

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
Große Beschlusskammer Energie
Tulpenfeld 4
53113 Bonn

17. September 2026

Stellungnahme zum Festlegungsentwurf "Allgemeine Netzentgeltsystematik für die Elektrizitätsversorgungsnetze (AgNes)"

Sehr geehrte Damen und Herren,

wir bedanken uns für die Möglichkeit zur Stellungnahme zum Festlegungsentwurf AgNes und nehmen diese gerne wahr. Wir begrüßen ausdrücklich, dass der vorliegende Entwurf mehrere Anliegen unseres Netzwerks aufgreift und zu einer planbareren Netzentgeltsystematik beiträgt. Zugleich sehen wir aus Sicht unserer Mitglieder – Anbieter und Betreiber von Großwärmepumpen, Power-to-Heat-Anlagen, thermischen Speichern und Batteriespeichern – noch Anpassungsbedarf.

Unsere Stellungnahme konzentriert sich auf vier Punkte, in der Reihenfolge ihrer Dringlichkeit für unser Netzwerk:

- 1. Die Empfehlung, punktuelle Anpassungen an dem Grundmodell für flexible Letztverbraucher nach Tenorziffern 8.4 und 8.5 vorzunehmen, um das Potenzial netzdienlicher Flexibilisierung auszuschöpfen;*
- 2. den Aufruf, Großwärmepumpen, Power-to-Heat-Anlagen und thermischen Speichern mit Elektrolyseuren nach Ziffer 11.1 gleichzubehandeln, um den ambitionierten Plänen für den Markthochlauf gemäß des europäischen Electrification Action Plan, der Szenariowerte des Netzentwicklungsplans Strom und dem staatlichen Förderumfeld gerecht zu werden;*
- 3. eine Klarstellungsbitte, ob thermische Speicher – insbesondere solche mit Rückverstromungsfähigkeit – unter die Definition der Stromspeicheranlage nach Ziffer 2 Nr. 12 fallen;*
- 4. die Ausgestaltung des Bestandsschutzes für Energiespeicher, dessen wettbewerbliche Abgrenzung und Nachweisschwelle nach Ziffer 17.5 wir für zu eng gefasst halten.*

Diese Anpassungen halten wir für kritisch wichtig, um Technologieoffenheit für Prozesswärmetechnologien zu gewährleisten, die nötige Investitionssicherheit für die substanziellen Investitionen am Standort Deutschland zu stärken, und die netzkostensenkenden Potenziale dieser Technologien zu nutzen.

Die Einzelheiten unserer Anliegen legen wir in den nachfolgenden Abschnitten dar. Wir stehen für Rückfragen und einen fachlichen Austausch gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen



Tilmann Vahle
Executive Director

Tech for Net Zero / Community of Practice for Industry Heat

Zusammenfassung unserer Anliegen

- Wir bitten um eine praxisnähere Ausgestaltung des Grundmodells für flexible Letztverbraucher (Tenorziffern 8.4 und 8.5): eine unterjährige Anpassungsmöglichkeit der Bestellkapazität, eine Ausnahme vom erhöhten Arbeitspreis AP2 bei Überschreitungen in netzentlastenden Zeiten, eine abgesenkte Untergrenze der Bestellkapazität für steuerbare Lasten, eine erweiterte Zusammenführung von Entnahmestellen bei Speicher und Verbrauch (Ziffer 13) sowie eine Verzahnung mit der angekündigten Festlegung zu Baukostenzuschüssen.
- Wir setzen uns für eine Gleichstellung von Großwärmepumpen, Power-to-Heat-Anlagen und thermischen Speichern mit Elektrolyseuren bei der Tarifbestimmung nach Tenorziffer 11.1 ein: Ihr netzdienliches Flexibilitätspotenzial ist strukturell vergleichbar, Nachweise für kohlenstoffarme Produktionsbedingungen gewinnen zunehmend an Relevanz, und die Zielgestaltung zur Prozesswärme-Elektrifizierung ist bereits hinreichend konkret.
- Hilfsweise regen wir eine Öffnungsklausel an, die analog zur Systematik der Tenorziffern 12.1 und 12.3 eine spätere, gesonderte Festlegung ermöglicht, sobald die laufenden Förder- und Politikprozesse zur Prozesswärme-Elektrifizierung konkreter geworden sind.
- Die BNetzA sollte klarstellen, ob thermische Speicher, insbesondere solche mit Rückverstromungsfähigkeit, unter die Definition der Stromspeicheranlage (Tenorziffer 2 Nr. 12) fallen; unabhängig davon sollten auch reine Wärmespeicher explizit als flexible, netzdienliche Verbraucher anerkannt werden.
- Die Nachweisanforderungen der Übergangsregelung für Batteriespeicher (Tenorziffer 17.5) sollten abgesenkt oder um alternative Nachweisformen ergänzt werden, damit fortgeschrittene, aber noch nicht vollständig vertraglich gebundene Projekte nicht unnötig ausgeschlossen werden; dieselbe Übergangsregelung sollte bei entsprechender Klarstellung auch für thermische Speicherprojekte in vergleichbarem Planungsstadium gelten.

Unterzeichner



Tech for Net Zero (TfNZ) ist ein unabhängiges Netzwerk führender Start-ups, Scale-ups und Investoren in der DACH-Region mit rund 100 Mitgliedern und einem aggregierten Marktwert von über 16 Milliarden Euro; Gründungspartner sind unter anderem Breakthrough Energy, 1.5°Ventures und die Deutsche Energie-Agentur (dena). Wir entwickeln Finanzierungsinstrumente und regulatorische Rahmenbedingungen, um die Skalierung transformativer Technologien in Energie, Industrie und Resilienz zu beschleunigen, und stärken damit sowohl die Wettbewerbsfähigkeit des Industriestandorts als auch dessen Sicherheit und wirtschaftliche Resilienz.

Der Festlegungsentwurf betrifft unser Netzwerk unmittelbar: Zum einen zählen zu unseren Mitgliedern innovative Anbieter von Energiespeichertechnologien, die als Anlagenbetreiber und Technologieanbieter direkt von den Bestandsschutz- und Kapazitätsentgeltregeln für Speicher betroffen sind. Zum anderen koordinieren wir die Community of Practice for Industry Heat, die Unternehmen zur Dekarbonisierung industrieller Prozesswärme – über Elektrifizierung mit Großwärmepumpen, thermische Energiespeicher, Abwärmenutzung und erneuerbare Brennstoffe – zusammenbringt; auch diese Mitglieder sind als Anlagenbetreiber und Technologieanbieter für Industriekunden von der vorgesehenen Netzentgeltsystematik unmittelbar betroffen.

Stellungnahme

I. Ausgestaltung des Grundmodells für flexible Letztverbraucher

Der netzdienliche Betrieb von Großverbrauchern wird in den kommenden Jahren von entscheidender Wichtigkeit sein, um Netzkosten gering zu halten und größere Mengen variabler erneuerbarer Energien kosteneffizient im Energiesystem zu integrieren. Insbesondere Prozesswärmanlagen haben ein substantielles Potenzial hierzu.

Damit dies möglich ist, bitten wir darum, die folgenden Punkte im Grundmodell der Tenorziffern 8.4 und 8.5 zu berücksichtigen. Sie betreffen Anlagen, die dann als gewöhnliche Letztverbraucher behandelt würden, obwohl sie steuerbar und netzdienlich betrieben werden. Die netzdienliche Umsetzung des Kapazitätspreis-Modells setzt voraus, dass das Modell für flexible Lasten praktikabel bleibt. Das Bestellkapazitätsmodell der Ziffer 8.4 ist dafür im Grundsatz geeignet, weil der Letztverbraucher die Bestellkapazität innerhalb der Bandbreite der Ziffer 8.4 Satz 3 selbst wählt. Insbesondere die folgenden fünf Punkte der Ausgestaltung halten wir jedoch für nachbesserungsbedürftig:

Erstens: Flexible Anpassung der Bestellkapazität. Die Bestellkapazität nach Ziffer 8.4 Satz 4 kann nur einmal jährlich vor Beginn des Kalenderjahres mitgeteilt werden. Für Anlagen, die im Laufe eines Jahres in Betrieb gehen oder deren Fahrweise sich mit dem Produktionsprofil des Standorts verändert, sollte eine unterjährige Anpassung möglich sein.

Zweitens: Ausschöpfung des netzdienlichen Potenzials von (thermischen) Speicheranlagen und Elektrifizierungstechnologien. Im Grundmodell beträgt der Arbeitspreis AP2 für Mengen, die bei Überschreitung der Bestellkapazität entnommen werden, nach Ziffer 8.5 Satz 6 mindestens 200 und höchstens 350 Prozent des AP1. Dieses Grundmodell trifft Elektrifizierungsanlagen strukturell, weil sie ihre Bezugsspitzen bewusst in Stunden hoher Netzverfügbarkeit und niedriger Preise legen. Wird die Überschreitung auch dann sanktioniert, wenn sie in Zeiten geringer Netzbelastung erfolgt, kehrt sich das beabsichtigte Preissignal um.

Wir regen an, den AP2 nicht anzuwenden, soweit die Überschreitung in Stunden erfolgt, in denen die Netzbelastung unterhalb eines festzulegenden Schwellenwertes liegt, oder hierfür eine Toleranzbandbreite vorzusehen.

Drittens: Absenkung der Untergrenze der Bestellkapazität für steuerbare Lasten. Nach Ziffer 8.4 Satz 3 beträgt die Bestellkapazität mindestens zehn Prozent der individuellen Jahreshöchstlast des Vorjahres. Für Anlagen, die eine vertraglich zugesicherte Reduzierung ihrer Bezugsleistung auf Anforderung des Netzbetreibers zulassen, sollte diese Untergrenze entfallen oder abgesenkt werden können, weil die Steuerbarkeit den Kapazitätsbedarf des Netzes gerade verringert.

Viertens: Zusammenführung von Entnahmestellen. Ziffer 13 Satz 2 lässt die Zusammenführung der Entnahmestelle einer Stromspeicheranlage mit der eines Letztverbrauchers nur unter engen Voraussetzungen zu, insbesondere bei rechtlicher Unmöglichkeit einer galvanischen Verbindung aufgrund behördlicher Entscheidung. An Industriestandorten scheitert eine gemeinsame Betrachtung

tung häufig aus praktischen und eigentumsrechtlichen Gründen, ohne dass eine behördliche Entscheidung vorliegt.

Diese enge Fassung erkennt zudem den eigentlichen Zweck der Ausnahme. Sie zielt erkennbar darauf ab, Fälle zu erfassen, in denen Speicher und Verbrauch netzdienlich zusammenwirken, der Speicher also die Lastspitze des Standorts durch Laden in Schwachlastzeiten und Entladen zur Verbrauchsdeckung senkt. Dieser komplementäre Effekt entsteht unabhängig davon, aus welchem Grund keine galvanische Verbindung besteht: Ob eine Behörde sie untersagt oder sie aus baulichen, sicherheitstechnischen oder eigentumsrechtlichen Gründen faktisch nicht herstellbar ist, ändert nichts an der netzdienlichen Wirkung des Speichers. Die derzeitige Beschränkung auf den behördlichen Ausnahmefall bildet diesen Zusammenhang nur für einen selten eintretenden Sonderfall ab und lässt den in der Praxis deutlich häufigeren Fall unberücksichtigt, obwohl die netzdienliche Funktion des Speichers in beiden Fällen identisch ist.

Wir bitten daher um eine Erweiterung auf Konstellationen innerhalb derselben Netzgruppe mit demselben Anschlussnutzer, unabhängig vom konkreten Grund der fehlenden galvanischen Verbindung.

Fünftens: Verzahnung mit der angekündigten Festlegung zu Baukostenzuschüssen. Nach Rz. 193 sind Methodenfestlegungen zur Erhebung von Baukostenzuschüssen beabsichtigt. Da Baukostenzuschüsse bei Elektrifizierungsprojekten ein erheblicher Investitionsposten sind und ihre Bemessung mit der Bestellkapazität nach Ziffer 8.4 in unmittelbarer Wechselwirkung steht, bitten wir darum, dort eine Bemessung an der reservierten statt der technisch maximalen Leistung sowie die Anrechnung zugesicherter Flexibilität vorzusehen, und den zeitlichen Gleichlauf beider Festlegungen sicherzustellen.

II. Technologieoffene Ausgestaltung des Sondernetzentgeltes

Zusätzlich zu der allgemeinen Ausgestaltung des Grundmodells für flexible Verbraucher möchten wir die Aufmerksamkeit auf die Rolle von Großwärmepumpen, Power-to-Heat-Anlagen und thermischen Speichern lenken. Der Festlegungsentwurf sieht für Elektrolyseure, die grünen oder kohlenstoffarmen Wasserstoff herstellen, ein Sondernetzentgelt vor, das sich an den Einspeisekapazitätspreisen orientiert (Ziffer 11.1). Die Beschlusskammer begründet dies unter anderem damit, dass für den Ausbau der Elektrolyse konkrete nationale Ausbau- und Hochlaufziele bestehen, deren Erreichung durch dieses Instrument zu unterstützen sei. Da für andere "größere Wärmeerzeuger (z. B. Power2Heat oder Großwärmepumpen)" keine vergleichbar konkreten Zielfestlegungen vorlägen, sei eine Anwendung des Sondernetzentgeltes dahingehend nicht legitimiert: Die nationalen Umsetzungsziele zu Wärmepumpen bezögen sich schwerpunktmäßig auf die Wärmewende in Gebäuden und Haushalten, nicht auf industrielle Anwendungen (Rz. 419-428).

Wir halten diese Differenzierung zum einen für nicht mehr zutreffend, zum anderen für nicht zielführend, und regen dringend an, sie im Rahmen der Konsultation zu überprüfen.

Gemeinhin gilt insbesondere für Hochtemperatur-Anwendungen und Anwendungen in Kombination mit thermischen Speichern ein unübersichtliches Marktumfeld wie es die Beschlusskammer in Rz. 429-431 für Elektrolyseure beschreibt. In diesem ist die Wirtschaftlichkeit von Elektrifizierungsprojekten bis 2035 wesentlich an Entlastungen der operativen Betriebskosten festzumachen. Das Umweltbundesamt stellt in diesem Kontext fest, dass die Ausgestaltung von Strompreiskomponenten essenziell ist, um die Wirtschaftlichkeitslücke für CO₂-neutrale Technologien zu schließen; die Ausgestaltung der Netzentgelte in ihrer jetzigen Form droht den Markthochlauf von netzdienlichen, elektrischen Industriewärmeanwendungen substanziell zu behindern.¹ Die überarbeitete Netzentgeltsystematik hat damit höchste Relevanz für dieses Marktsegment. Es sprechen insbesondere drei Gründe dafür, die Einschätzung der Beschlusskammer in der finalen Festlegung anzupassen: Erstens darf Technologieneutralität nicht dazu führen, elektrische Wärmeanwendungen wettbewerblich zu benachteiligen, zweitens ist bereits ein hinreichend konkretes politisches Ziel erkennbar, das eine Gleichbehandlung von modernen Wärmelösungen begründet, und drittens droht eine Ungleichbehandlung das netzdienliche Potenzial solcher Lösungen unnötig einzuschränken.

Erstens: Technologieoffenheit darf der Technologie nicht zum Nachteil werden. Die Bundesregierung verfolgt bei der Dekarbonisierung industrieller Prozesswärme bewusst keinen technologiespezifischen, sondern einen technologieoffenen Ansatz. Gerade deshalb existiert für die industrielle Elektrifizierung über Großwärmepumpen und Power-to-Heat-Anlagen mit thermischen Speichern kein eigenständiges, benanntes Ausbauziel wie für grünen Wasserstoff: Ihr Ausbau ist Teil eines offenen Instrumentenmixes, nicht eines dedizierten Zielpfads. Wenn das Fehlen eines solchen dedizierten Ziels nun gegen die Technologie ausgelegt wird, wird die erklärte politische Neutralität faktisch zu einem regulatorischen Nachteil für genau jene Technologien, die im Sinne dieser Neutralität keinen eigenen Zielpfad erhalten haben. Das widerspricht dem Zweck der Technologieneutralität.

Hinzu kommt, dass die Tatsachengrundlage für den Ausschluss aus unserer Sicht schmal ist: Im Gutachten zur Weiterentwicklung der allgemeinen Netzentgeltsystematik vom 31. Juli 2026, auf das sich die Festlegung stützt, kommt der Begriff Wärmepumpe an einer einzigen Stelle und dort im Zusammenhang mit Prosumern in der Niederspannung vor; thermische Speicher werden nur als Quellenangabe genannt und nicht als eigene Anlagenkategorie untersucht. Der Ausschluss einer Technologiekategorie sollte nicht auf einer Grundlage erfolgen, die diese Kategorie nicht analysiert hat.

Hinzu tritt ein technischer Gesichtspunkt, der in der Begründung der Beschlusskammer keine Rolle spielt: Oberhalb eines Temperaturniveaus von etwa 200 °C steht keine Wärmepumpenlösung zur Verfügung.

¹ Siehe UBA (2023): *CO₂-neutrale Prozesswärmeerzeugung - Umbau des industriellen Anlagenparks im Rahmen der Energiewende* sowie BCG, IW, & BDI (2025): *Energiewende auf Kurs bringen. Impulse für eine wettbewerbsfähigere Energiepolitik* und BVES (2025): *Strom – der erneuerbare Energieträger für die Industrie: Netzentgelte als Schlüssel zum wirtschaftlichen Einsatz strombasierter Prozesswärme und thermischer Speicher in Industrie und Gewerbe*

Für Hochtemperatur-Prozesswärme ist die direkte elektrische Erhitzung (Power-to-Heat-Anlage) – sei es im Dauerbetrieb oder in Kombination mit thermischer Speicherung – daher nicht lediglich die effizientere, sondern die einzig verfügbare Elektrifizierungsoption. Eine Systematik, die ihre Rechtfertigung aus fehlenden Ausbauzielen für Wärmepumpen ableitet, lässt genau dieses Segment unadressiert, obwohl dort die höchsten spezifischen Emissionen und die stärkste Abhängigkeit von importierten Brennstoffen liegen.

Ferner ist nicht ersichtlich, weshalb die von der Beschlusskammer vorgetragene Begründung aus Rz. 419-428 nicht ebenso auf kohlenstoffarme Wärmeerzeuger anzuwenden sei: Die Bereitstellung von kohlenstoffarmer Wärmeerzeugung leistet einen wesentlichen Beitrag zur Erreichung nationaler Energie- und Klimapläne sowie für die Dekarbonisierung der Europäischen Union im Sinne von Art. 18 Abs. 2 f) VO (EU) 2019/943 und der Änderungsverordnung (EU) 2024/1747 zur Verbesserung des Elektrizitätsmarktdesigns in der Union vom 13.06.2024.

Insbesondere die von der Beschlusskammer beschriebene mangelnde Möglichkeit zur Differenzierung von kohlenstoffarmen Erzeugungsarten (siehe Rz. 436) gilt gemeinhin ebenso für den Bereich der Wärmeerzeugung. Die gegenwärtige Debatte um Nachhaltigkeits- und Herkunftsnachweise im Rahmen der öffentlichen Beschaffung im Kontext des Industrial Accelerator Act (IAA), sowie der delegierten Rechtsakte unter der Bauprodukteverordnung (CPR) und der Ecodesign-Verordnung (ESPR) macht deutlich, dass diese Differenzierung zunehmend zur Stützung von Energie- und Klimaplänen verankert wird und wettbewerbsrelevant ist.

Zweitens: Das politische und regulatorische Momentum zur Prozesswärme-Elektrifizierung ist hochaktuell und Ausbauziele unmittelbar bevorstehend. Mehrere laufende Vorgänge widersprechen der Einschätzung, es fehle an konkreten nationalen Vorgaben:

- Auf EU-Ebene hat die Europäische Kommission mit dem Electrification Action Plan (COM(2026) 595, veröffentlicht 17. Juli 2026) ein Elektrifizierungsziel von 46 Prozent des Endenergieverbrauchs bis 2040 angekündigt. Der Electrification Action Plan ist als Mitteilung selbst nicht rechtsverbindlich; die Kommission hat aber angekündigt, das Ziel im Rahmen eines "Energy Union package for the decade ahead" gesetzlich zu verankern, vorgesehen für das vierte Quartal 2026, also innerhalb weniger Monate nach Abschluss dieser Konsultation. Eine nationale Umsetzung ist damit aller Wahrscheinlichkeit nach unmittelbar zu erwarten.
- Konkrete Werte für den Ausbau von elektrischen Wärmeanwendungen liegen in einer Reihe von Szenario-Ermittlungen vor: In den Langfristszenarien der Bundesregierung ermittelt das Szenario O45-Strom einen Bedarf von rund 215 TWh für Wärmeanwendungen in der Industrie für 2045. Im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2040/2045 (NEP) werden im selben Jahr zwischen 262 und 343 TWh Strombedarf für Industrieanwendungen veranschlagt; der zugrunde liegenden Begleitstudie „Stromverbrauchsmodellierung des Industriesektors im Kontext der Dekarbonisierung“ lässt sich entnehmen, dass rund die Hälfte des prognostizierten Strombedarfs szenarioübergreifend allein auf die elektrische Prozesswärme entfällt.

- Politisches Commitment zur Prozesswärme äußert sich nicht nur in benannten Ausbauzielen, sondern auch in abgeschlossenen Förderrunden, beschlossenen Haushaltsmitteln und aktiven Beteiligungsprozessen. Auf allen drei Ebenen gibt es Entwicklungen, die die Grundlage, auf der die Beschlusskammer den Ausschluss von Großwärmepumpen bislang begründet, entkräften:
 - Für genau die Anlagenkategorie, der die Beschlusskammer „keine hinreichend konkreten Ziele“ zuschreibt, hat das BMWF bereits ein Förderprogramm vollständig umgesetzt: die Transferoffensive Großwärmepumpen und thermische Speicher für die Industrie (TOP-SI, Antragsfrist 28. Februar 2026). Die Beschlusskammer führt dieses Programm in Rz. 428 selbst an, hält es aber für unerheblich, weil sich den nationalen Energie- und Klimaplänen keine Zielfestlegungen entnehmen ließen, die im Vergleich zu den Zielbestimmungen für Elektrolyseure hinreichend konkret seien. Unser Einwand richtet sich daher nicht allein gegen die Tatsachenfeststellung, sondern gegen den gewählten Maßstab: Wenn ausschließlich eine bereits im nationalen Energie- und Klimaplan verankerte Zielfestlegung genügt, werden insbesondere innovative Technologien benachteiligt, deren Entwicklung zum Zeitpunkt der Zielsetzung noch nicht vollständig absehbar ist. Der technologische Stand zum Entwurfszeitpunkt wird somit festgeschrieben und untergräbt Innovationspotenziale.
 - Die Ausgestaltung eines neuen Prozesswärme-Förderinstrument spielt eine tragende Rolle im Klimaschutzprogramm 2026 der Bundesregierung, in dem ein Programmvolumen von bis zu 2,9 Milliarden Euro bis 2030 angekündigt wurde. Die konkrete Ausgestaltung wird aktuell in den Ministerien vorangetrieben und unterstreicht die Relevanz des Themas für die Bundesregierung.
 - Ergänzend beginnt am 17. September 2026 ein vom BMWF initiiertes Stakeholder-Dialog für die Modernisierung der Prozesswärme, also innerhalb der laufenden Konsultationsfrist dieses Festlegungsentwurfs. Dabei handelt es sich um die Auftaktveranstaltung eines substanziellen Strategieprozesses des Wirtschaftsministeriums, der die Marktbedingungen für resiliente, wachstumsfördernde, und moderne Entwicklung der Prozesswärme stützen und verbessern soll.

Wir halten es angesichts dieser absehbaren Entwicklung für sachgerecht, Großwärmepumpen, Power-to-Heat-Anlagen und thermischen Speichern in dieser Festlegung mit Elektrolyseuren gleichzustellen. Diese Festlegung in ihrer aktuellen Fassung droht für Elektrifizierungslösungen genau die Gegenanreize gegen einen möglichst umfangreichen Einsatz zu setzen, die für die Elektrolyseure von kohlenstoffarmem Wasserstoff vermieden werden sollen (siehe Rz. 429).

Drittens: Das Potenzial der Netzdienlichkeit von Großwärmepumpen bzw. Power-to-Heat-Anlagen in Verbindung mit thermischen Speichern ist erheblich, und sie sind als flexible Verbraucher mit Elektrolyseuren mindestens ebenbürtig. Die Beschlusskammer erkennt bei Elekt-

rolyseuren ausdrücklich an, dass ihre hohe und flexible Stromabnahme zur Integration erneuerbarer Energien beiträgt (Rz. 418), und leitet daraus eine Sonderbehandlung ab (Rz. 427).

Dieselbe Eigenschaft trifft auf die Kombination von Großwärmepumpe beziehungsweise Power-to-Heat-Anlage mit thermischem Speicher zu, und zwar unabhängig davon, ob die gespeicherte Energie am Ende als Wärme genutzt oder wieder in Strom zurückgewandelt wird: der Speicher entkoppelt den Zeitpunkt des Strombezugs vom Zeitpunkt des Wärmebedarfs und erlaubt es der Anlage, als steuerbare, weitgehend beliebig verschiebbare Last aufzutreten, die Strom gezielt in Zeiten hoher Netzverfügbarkeit oder niedriger Erzeugungspreise bezieht. Diese Eigenschaft als flexibler Verbraucher besteht sowohl für Lösungen mit Rückverstromung als auch direkter Wärmenutzung, und ist strukturell dieselbe, die die Beschlusskammer bei Elektrolyseuren als Rechtfertigung für eine Sonderbehandlung anführt. Tatsächlich wird dies bei Power-to-Heat Anwendungen sogar tendenziell öfter zum Tragen kommen, da das geringere Verhältnis von Kapitalkosten zu operativen Kosten im Vergleich zu Elektrolyseuren geringere Volllaststunden erlaubt.

Das Potenzial wird sowohl von Hardware-Anbietern selbst als auch von spezialisierten Betriebsführungs- und Flexibilitätsvermarktungs-Partnern bereits erschlossen. Ein solches Betriebsmodell zeigt, dass die netzdienliche Nutzung von Großwärmepumpen und thermischen Speichern technisch bereits umsetzbar und kommerziell im Aufbau ist, nicht nur ein theoretisches Potenzial.

Für die Gleichstellung sprechen zwei Passagen der Begründung selbst. In Rz. 406 f. verwirft die Beschlusskammer das Grundmodell für netzgekoppelte Stromspeicheranlagen mit der Erwägung, dass Arbeitspreise selbst bei einer Beschränkung auf Verlustmengen Flexibilität hemmen und dass eine Bestellkapazität unterhalb der Netzanschlusskapazität für eine Anlage, die regelmäßig ihre volle Anschlussleistung nutzt, ökonomisch nicht sinnvoll ist. Beide Erwägungen gelten für die Ladeeinrichtung eines thermischen Speichers unverändert.

In Rz. 429 stellt die Beschlusskammer zudem ausdrücklich fest, dass Elektrolyseure eindeutig Verbraucher und auch nur Verbraucher sind, und entscheidet sich gleichwohl für eine an den Kapazitätspreisen für Einspeiser orientierte Bemessung. Der Status als reine Verbrauchsanlage steht einer Sonderbehandlung nach der Systematik dieser Festlegung damit gerade nicht entgegen. Genau dieser Präzedenzfall unterstreicht unser Anliegen: Es geht nicht darum, thermische Speicher den Erzeugern zuzurechnen, sondern darum, eine Verbrauchsanlage mit netzdienlichem Lastprofil so zu behandeln, wie die Beschlusskammer eine andere Verbrauchsanlage mit netzdienlichem Lastprofil bereits behandelt.

Fazit: Das Risiko, die industrielle Modernisierung der Prozesswärme in dieser Festlegung nicht ausreichend zu berücksichtigen, ist unseres Erachtens zu hoch, um es bei einem kategorischen Ausschluss zu belassen. Es droht die Unterminierung deutscher und europäischer Gestaltung des Markthochlaufs innovativer Lösungen. Wir schlagen vor, innovative Wärmelösungen bereits heute in der finalen Fassung des Festlegungsentwurfs mit Elektrolyseuren gleichzustellen. Insbesondere liegen ausreichend konkrete nationale Energie- und Klimapläne im Sinne der Änderungsverordnung (EU) 2024/1747 vor und ihre weitere Konkretisierung ist unmit-

telbar zu erwarten. Ebenso gilt dies für Herkunftsnachweise für emissionsarme Produktionszertifizierungen. In Anbetracht des politischen Momentums und der Herausforderung des sich herausbildenden innovativen Wärmemarktes halten wir es **alternativ für angemessen, mindestens eine Öffnungsklausel vorzusehen, die der bereits in Ziffer 12.1 und 12.3 für dynamische Netzentgelte angelegten Systematik entspricht: eine gesonderte, spätere Festlegung, die eine dem Sondernetzentgelt für Elektrolyseure vergleichbare Behandlung für industrielle Großwärmepumpen, Power-to-Heat-Anlagen und thermische Speicher ermöglicht, sobald deutsche Prozesswärme-Ziele und die europäische Umsetzung des Electrification Action Plan konkreter geworden sind.** Eine direkte Verankerung schon heute wäre diesem Vorbehalt deutlich vorzuziehen. Ein kategorischer Ausschluss hingegen verzögert genau die kosteneffiziente, netzdienliche Elektrifizierung, die Industriestandorte unabhängiger von importierten Brennstoffen macht und ihre Wettbewerbsfähigkeit stärkt, und benachteiligt marktreife Technologie aus europäischer Produktion, deren Skalierung durch regulatorische Rahmenbedingungen nicht behindert werden sollte.

III. Klarstellungsbitte: Einordnung thermischer Speicher als Stromspeicheranlage

Der Festlegungsentwurf definiert eine Stromspeicheranlage als "Anlage zur Speicherung elektrischer Energie" (Ziffer 2 Nr. 12 a). Für unsere Mitglieder, die thermische Energiespeicher (TES) anbieten oder betreiben, ist nicht erkennbar, ob und unter welchen Voraussetzungen ein thermischer Speicher, der elektrische Energie in Wärme umwandelt und in dieser Form speichert, unter diese Definition fällt. Von dieser Einordnung hängt ab, ob die Übergangsregelung nach Ziffer 17.5, die Finanzierungsentgelte für Stromspeicheranlagen nach Ziffer 10, und die spätere Einführung dynamischer Netzentgelte nach Ziffer 12.2 für thermische Speicher überhaupt einschlägig sind, oder ob solche Anlagen ausschließlich als gewöhnliche Letztverbraucher nach dem Grundmodell der Ziffern 8.4 und 8.5 behandelt werden.

Wir bitten nicht allein um Klarstellung, sondern schlagen zugleich die aus unserer Sicht sachgerechte Einordnung vor und bitten dabei um eine Differenzierung nach den Unterkategorien der Ziffer 2 Nr. 12. Entscheidend ist für unsere Mitglieder die Frage, ob ein thermischer Speicher, der hinter einem eigenen Netzanschluss ohne andere Erzeugungsanlage und ohne sonstige Verbrauchseinrichtungen betrieben wird, eine rein netzgekoppelte Stromspeicheranlage im Sinne der Ziffer 2 Nr. 12 b sein kann und damit dem Kapazitätsentgelt der Ziffer 10.1 unterfällt. Der Entwurf lässt offen, ob die Umwandlungseinrichtung des Speichers selbst als sonstige Verbrauchseinrichtung zu qualifizieren ist und die Anlage sich damit die eigene Einordnung als rein netzgekoppelt nimmt. Diese Frage entscheidet über die Realisierbarkeit von Betreibermodellen, bei denen der Anlagenbetreiber die Anlage auf eigenem Netzanschluss errichtet und die Wärme an einen benachbarten Industriekunden liefert.

Diese Frage stellt sich mit besonderer Schärfe, weil mehrere thermische Speichersysteme aus unserem Netzwerk technisch in der Lage sind, die gespeicherte Energie nicht nur als Wärme auszuliefern, sondern über nachgeschaltete Dampfturbinen, ORC-Module (Organic Rankine Cycle) oder Stirling-Motoren auch wieder in Strom zurückzuwandeln. Kraftblock bietet diese Rückverstro-

mung als eigene Produktoption an; Rondo konzeptioniert die Rückwandlung insbesondere im Kontext von dringend benötigten Langzeit-Energiespeichern; Magaldi Green Energy sieht die Stromerzeugung über eine Dampfturbine als Betriebsmodus vor. Für diese und weitere Anlagen mit dieser Fähigkeit stellt sich die Frage nach der Einordnung als Stromspeicheranlage noch unmittelbarer als für reine Wärmespeicher (vgl. Rz. 405). Wir bitten um eine ausdrückliche Klarstellung dieser Frage in der finalen Festlegung oder deren Begründung, da sie für die Investitionsplanung unserer Mitglieder von erheblicher praktischer Bedeutung ist.

Wir weisen zugleich darauf hin, dass die Einordnung als Stromspeicheranlage für die typische Konfiguration am Industriestandort für sich genommen wenig bewirkt: Ziffer 10.2 Satz 1 verweist anlagengekoppelte Stromspeicheranlagen für die Anlage und die mit ihr gekoppelte Verbrauchsanlage auf ein einheitliches Entgelt nach den Ziffern 8 oder 9, also im Regelfall zurück in das Grundmodell. Die Befreiung von den Arbeitspreisen nach Ziffer 10.2 Satz 3 setzt nach ihrem Wortlaut eine Rückspeisung in das Netz voraus und greift damit für thermische Speicher nicht, die die gespeicherte Energie als Wärme ausliefern oder am Standort rückverstromen.

Wir halten die Klarstellung dennoch für notwendig, weil die Einordnung über den Zugang zur Übergangsregelung der Ziffer 17.5, über die Einbeziehung in die spätere Regelung nach Ziffer 12.2 und über die Zusammenführung von Entnahmestellen nach Ziffer 13 Satz 2 entscheidet. Für die Höhe der laufenden Entgeltbelastung ist demgegenüber der Antrag aus den Abschnitten I und II maßgeblich.

IV. Bestandsschutz für Energiespeicher

Wir begrüßen mehrere Elemente des Festlegungsentwurfs, die aus unserer Sicht zu einer sachgerechteren und planbareren Netzentgeltsystematik beitragen. Mit Blick auf den Bestandsschutz für Batteriespeicher begrüßen wir, dass der Festlegungsentwurf mit der Übergangsregelung in Ziffer 17.5 eine deutlich größere Rechtssicherheit für bestehende und in Planung befindliche Batteriespeicherprojekte schafft, als dies vor der Veröffentlichung des Entwurfs absehbar war. Zugleich sehen wir die konkrete Ausgestaltung der Nachweisanforderungen kritisch. Investitionsentscheidungen für Speicherprojekte haben lange Vorlaufzeiten; insbesondere Projekte zur Elektrifizierung industrieller Prozesswärme in Kombination mit thermischen Speichern werden in der Regel über Zeiträume von zehn bis fünfzehn Jahren finanziert, und finanzierende Institute bewerten das Netzentgeltrisiko bereits heute als eigenständigen Risikofaktor. Eine verlässliche Übergangsregelung, Planbarkeit, und Vertrauensschutz sind eine notwendige Voraussetzung für den Erfolg dieser Projekte.

Konkreten Nachbesserungsbedarf sehen wir daher bei der Ausgestaltung der Übergangsfrist. Die Definition der endgültigen Investitionsentscheidung selbst (Ziffer 2 Nr. 1: Als Nachweis gilt die verbindliche Bestellung von Komponenten für mindestens die Hälfte des Investitionsvolumens vor Bekanntgabe dieser Festlegung aus Verträgen, die nicht ohne wesentlichen Vermögensschaden lösbar sind) und die Frist zum Nachweis der endgültigen Investitionsentscheidung gegenüber dem zuständigen Netzbetreiber bis zum 31. März 2027 (Ziffer 17.5 Satz 3) gehen über das hinaus, was zur Erreichung des Regelungsziels notwendig wäre. Wir schließen uns damit der Einschätzung an,

die der Bundesverband Energiespeicher Systeme e.V. (BVES) unmittelbar nach Veröffentlichung des Entwurfs geäußert hat: Projekte, die sich zum Stichtag in einer fortgeschrittenen, aber noch nicht vertraglich vollständig gebundenen Planungsphase befinden, laufen unter dieser Übergangsregelung Gefahr, ohne sachlichen Grund aus dem Bestandsschutz herauszufallen.

Die Schwelle wirkt weiterhin systematisch zugunsten kapitalstarker Bestandsakteure und zulasten der jungen Projektentwickler und Technologieanbieter, deren Vorhaben die Übergangsregelung gerade schützen soll. Denn verbindliche Bestellungen über die Hälfte des Investitionsvolumens aus Verträgen, die nicht ohne wesentlichen Vermögensschaden lösbar sind, setzen voraus, dass ein Vorhabenträger bereits vor regulatorischer Sicherheit Bilanz- oder Avalkapazität in diesem Umfang binden kann. Dieser Effekt verstärkt eine bereits bestehende Hürde: Unternehmen, die sich in der Skalierungsphase befinden, erfüllen aufgrund kumulierter Verluste regelmäßig das beihilferechtliche Kriterium eines Unternehmens in Schwierigkeiten nach Art. 2 Nr. 18 AGVO und sind deshalb bereits vom Zugang zu öffentlicher Förderung ausgeschlossen. Wenn das Netzentgeltrecht denselben Akteuren zusätzlich den Bestandsschutz verschließt, kumulieren zwei Regelungswerke zu einem strukturellen Marktzutritts Hindernis.

Wir regen an, die Nachweisschwelle abzusenken oder durch weniger starre Nachweisformen zu ersetzen, beispielsweise Vorlage eines dokumentierten Planungsstandes, erteilte Genehmigungen oder abgeschlossene Netzanschlussverträge.

Sofern die in Abschnitt III erbetene Klarstellung dazu führt, dass thermische Speicher als Stromspeichieranlage einzuordnen sind, bitten wir ausdrücklich darum, die Übergangsregelung der Ziffer 17.5 auch auf thermische Speicherprojekte anzuwenden, die sich zum Stichtag in fortgeschrittener Planung befinden. Für diese Projekte gelten dieselben Bedingungen wie für Batteriespeicher.

Ferner bitten wir um wettbewerbliche Gleichstellung für Anlagen, die während der Übergangsphase in Betrieb gehen. Die Ziffern 17.1 und 17.2 führen die atypische Netznutzung und die Bandlastregelung des § 19 Abs. 2 StromNEV für Bestandsanlagen befristet fort. Neu errichtete Anlagen erhalten keinen Zugang zu den Übergangsregelungen und ihren Entlastungen, obwohl sie in denselben Jahren in dieselbe Wettbewerbssituation eintreten. Wir bitten darum, Anlagen, die bis zum Ende der jeweiligen Übergangsfrist in Betrieb gehen, in diese Regelungen einzubeziehen, damit die Umstellung nicht zu einem Vorteil des Bestands gegenüber der Neuinvestition wird.