

Stellungnahme

**Rahmenfestlegung der Allgemeinen
Netzentgeltsystematik Strom (AgNes)
- Festlegungsentwurf**

Bundesverband der Deutschen Industrie e.V.

Inhaltsverzeichnis

1. Anwendungsbereich.....	3
2. Begriffsbestimmungen	3
3. Grundsätze der Kostenverteilung	4
4. Kostenstellen	4
5. Kostenwälzung.....	4
6. Bildung bundeseinheitlicher Übertragungsnetzentgelte.....	6
7. Jährlichkeitsprinzip	7
8. Ermittlung der Finanzierungsentgelte für Verbrauch	7
9. Finanzierungsentgelte für Erzeugungsanlagen	10
10. Finanzierungsentgelte für Stromspeicheranlagen.....	11
11. Finanzierungsentgelte für Elektrolyseure	12
12. Entgelte mit Anreizfunktion	13
13. Sonderformen der Netznutzung	17
14. Verprobung.....	18
15. Aufschlag für besondere Netznutzung	19
16. Dokumentation.....	19
17. Übergangsvorschriften	19
18. Verfahrensvorschriften	23
19. Kostenentscheidung	23
20. Wirksamwerden der Festlegung.....	23
Über den BDI.....	24
Impressum	24

1. Anwendungsbereich

Keine Stellungnahme

2. Begriffsbestimmungen

2.1:

Die Definition der endgültigen Investitionsentscheidung ist aus Sicht des BDI unklar formuliert; insbesondere die Gegebenheit eines „wesentlichen Vermögensschaden“ bedarf weiterer Konkretisierung. Zudem sind die hohen Anforderungen (verbindliche Bestellung von Komponenten, die mindestens die Hälfte des Investitionsvolumens abdecken; Nachweis drohender Vermögensschäden) aus Industriesicht schwer nachvollziehbar und in bestimmten Fällen nicht möglich zu erbringen. Verbindliche Bestellungen werden einerseits in der Regel lange nach einer finalen Investitionsentscheidung getätigt; bei laufenden Projekten hingegen sind Verträge bereits geschlossen, die ggf. den Nachweis an die geforderte Höhe der drohenden Vermögensschäden nicht erfüllen. An der Angemessenheit einer Schwelle von mindestens 25 Prozent Vermögensschäden in Relation zum Investitionsvolumen bei Vertragsauflösung bestehen deshalb erhebliche Bedenken; die Schwelle sollte, ebenso wie der Mindestanteil der getätigten Bestellungen an der Gesamtinvestition, deutlich geringer angesetzt werden. Bei der Definition sollten zudem auch andere unumkehrbare Vorleistungen angemessen berücksichtigt werden. Weit fortgeschrittene Projekte, bei denen bereits erhebliche Kosten für Projektentwicklung, Genehmigungsverfahren, Flächensicherung, Finanzierung oder Netzanschluss entstanden sind, dürfen nicht allein deshalb vom Vertrauensschutz ausgeschlossen werden, weil die externe Bestellquote zum Stichtag noch unter 50 Prozent liegt. Hierfür ist eine praxistaugliche Regelung erforderlich.

Als Nachweis einer endgültigen Investitionsentscheidung sollten alternativ auch verbindliche Gremienbeschlüsse, genehmigte Investitionsbudgets, Finanzierungszusagen, abgeschlossene EPC- oder wesentliche Lieferverträge sowie bereits ausgelöste Planungs-, Genehmigungs- und Netzanschlussleistungen anerkannt werden. Die starre Schwelle einer Komponentenbestellung von mindestens 50 Prozent des Investitionsvolumens sollte daher gestrichen oder deutlich abgesenkt werden.

2.3:

Der Festlegungsentwurf sollte ausdrücklich klarstellen, ob rückspeisefähige industrielle Prüfstände sowie vergleichbare technische Anlagen, deren Stromerzeugung lediglich ein unvermeidbares und energetisch sinnvolles Nebenprodukt ihres eigentlichen Betriebszwecks darstellt, als

**Bundesverband der
Deutschen Industrie e.V.**

Lobbyregisternummer
R000534

Hausanschrift
Breite Straße 29
10178 Berlin
Postanschrift
11053 Berlin

Ansprechpartner
Johannes Schindler
T: 030 2028 1414
E-Mail: j.schindler@bdi.eu

Internet
www.bdi.eu

Erzeugungsanlagen im Sinne der AgNes-Festlegung anzusehen sind. Dies gilt insbesondere für Anlagen, deren Energierückspeisung vornehmlich innerhalb einer Kundenanlage oder eines industriellen Werksnetzes erfolgt und deren Bestimmung nicht die Einspeisung ins elektrische Netz der allgemeinen Versorgung ist.

Die AgNes-Regelung sollte ausschließlich auf tatsächlich in das öffentliche Netz eingespeiste Strommengen und Einspeiseleistungen abzielen. Prüfstände dienen nicht der Stromerzeugung oder Vermarktung von Energie, sondern der Erprobung und Validierung von Motoren, Antriebssträngen, Brennstoffzellen, Batteriesystemen oder Fahrzeugen. Die dabei entstehende elektrische Energie ist lediglich ein technisch bedingtes Nebenprodukt des Prüfprozesses.

3. Grundsätze der Kostenverteilung

Keine Stellungnahme

4. Kostenstellen

Keine Stellungnahme

5. Kostenwälzung

5.1:

Die dargestellte Systematik wirkt zunächst stimmig. Der Wälzungsschlüssel auf Basis des netzbezogenen Letztverbrauchs muss allerdings sicherstellen, dass Mehrbelastungen ausschließlich in solchen Netzen entstehen, die durch Rückspeisungen tatsächlich Kostensteigerungen in vorgelagerten Netzebenen verursachen. Zudem spricht sich der BDI für eine jährliche Aktualisierung der Verteilungsschlüssel aus, um veränderte Netz- und Verbrauchsstrukturen sachgerecht abzubilden.

Weiterhin müssen Meldefristen, Datengrundlagen und Zuständigkeiten eindeutig geregelt werden. Eine zentrale Datenplattform und ein Testlauf vor dem Start würden die Umsetzung gerade aus VNB-Sicht deutlich erleichtern.

5.2:

Der BDI weist darauf hin, dass das Abstellen auf den netzbezogenen Letztverbrauch zu Belastungsverschiebungen zulasten von Verbrauchern in den

unteren Netzebenen führen kann. Viele industrielle Verbraucher des Mittelstands sind an nachgelagerten Ebenen angeschlossen; diese dürfen gerade angesichts der aktuell schwierigen gesamtwirtschaftlichen Lage nicht indirekt zusätzlich belastet werden. Dies würde die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für Elektrifizierungsvorhaben verschlechtern. Die möglichen Verteilungswirkungen sollten deshalb vor Inkrafttreten transparent und ausführlich für unterschiedliche industrielle Verbrauchsprofile und Netzebenen analysiert und gegebenenfalls begrenzt werden. Dabei muss sichergestellt werden, dass die im Festlegungsentwurf erwartete Entlastungswirkung für stromintensive Verbraucher in der finalen Ausgestaltung tatsächlich erreicht wird.

Aus Sicht des BDI ist zudem entscheidend, dass eine neue Kostenwälzungssystematik die netzentlastende Wirkung steuerbarer dezentraler Erzeugung angemessen berücksichtigt und klar von netzbelastenden Rückspeisungen abgrenzt. Der BDI hat in seiner Stellungnahme zu den Orientierungspunkten zur Kostenwälzung deshalb darum gebeten, das Konzept stärker zwischen netzdienlicher und -belastender dezentraler Erzeugung zu differenzieren.

Die vorgesehene Ausnahmeregelung zur Eigenerzeugung in der Kostenwälzung greift aus Sicht der Industrie zu kurz. Insbesondere regulierte Industrienetze in Industrie- und Chemieparks werden nicht ausreichend berücksichtigt. Entgegen der Annahme einer pauschalen Entlastung der Industrie kann die neue Kostenwälzung in Industrienetzen zu Mehrbelastungen führen, da dezentrale, lastnahe und steuerbare Standorterzeugung bei der Kostenverteilung nicht angemessen berücksichtigt wird. Künftig würde die gesamte Letztverbrauchs menge statt des tatsächlichen Fremdbezugs aus dem vorgelagerten Netz als Grundlage herangezogen, obwohl die Standorterzeugung die Nutzung der vorgelagerten Netze und damit die dort anfallenden Kosten reduziert.

Um die netzentlastende Wirkung dieser dezentralen Erzeugung sachgerecht abzubilden und eine Gleichbehandlung mit Kundenanlagen zu erreichen, sollte in Industrieparks im Rahmen der Kostenwälzung eine Saldierung von Standorterzeugung und Stromverbrauch ermöglicht werden. Dies muss ausdrücklich auch regulierte Industrienetze (Netze der allgemeinen Versorgung und Geschlossene Verteilernetze) umfassen. Zur Abgrenzung kann auf die Industrieparkdefinition des CISAF zurückgegriffen werden.

Wenn durch die neue Kostenwälzung ab 2029 vorgelagerte Netzebenen systematisch günstiger als nachgelagerte Netzebenen werden, sollte die Regelung für singular genutzte Betriebsmittel fortgesetzt bzw. eine sachgerechte

Anschlussregelung geschaffen werden, damit die Nutzung bestehender öffentlicher Netzinfrastrukturen gegenüber der Errichtung von Direktleitungen weiterhin wirtschaftlich attraktiv bleibt. Andernfalls droht eine ineffiziente Auslastung bestehender öffentlicher Netzinfrastrukturen und damit gesamtwirtschaftliche Mehrkosten.

Weiterhin bittet der BDI um Klarstellung der Intention von Satz 4: „Sofern Letztverbraucher kein auf die Jahresarbeit bezogenes Netzentgelt zahlen, bleiben die Entnahmen dieser Letztverbraucher bei der Bestimmung des Wälzungsschlüssel unberücksichtigt.“ Nach der absehbaren Regelung wären solche Letztverbraucher lediglich Speicher. Warum diese Strommengen nicht berücksichtigt werden sollen, erschließt sich bisher noch nicht. Für die Speicherverluste müssten hier entsprechende Netzentgelte gewälzt werden, da diese Arbeitsmenge nicht wieder in das System eingespeist wird.

Darüber hinaus schreibt die BNetzA in Satz 5: „Besonderheiten des Bahnstromfernleitungsnetzes werden geprüft.“ Dies wird vom BDI begrüßt, darf eine neue Wälzungssystematik doch nicht zu unangemessenen neuen Belastungen für Eisenbahnen führen. Die Besonderheiten des Bahnstromnetzes sind sehr hohe Anteile von direkter Bahnstromerzeugung und Direkteinspeisungen von Bremsenergie der Loks und Triebwagen. Im Ergebnis stammen rund die Hälfte des Bahnstromverbrauchs aus direkten Einspeisungen und nur die andere Hälfte des Gesamtbedarfs wird über vorgelagerte 50Hz-Netze bezogen. Der Bezug aus vorgelagerten 50Hz-Netzen erfolgt aus Eisenbahn-Umformer und -Umrichterwerken. Aufgrund der abweichenden 16,7Hz-Frequenz und der eigenständigen Ausregelung des Bahnstromnetzes werden wesentliche Systemdienstleistungen im Bahnstromnetz selbst erbracht und nicht von 50Hz-Netzbetreibern bezogen. Wenn der gesamte Verbrauch im Bahnstromnetz einschließlich der direkten Einspeisungen mit vorgelagerten Netzkosten belastet würde, würden Eisenbahnverkehrsunternehmen mit Mehrkosten in Höhe von über 100 Mio. EUR jährlich belastet werden. Zur Abwendung dieser nicht angemessenen zusätzlichen Belastungen sollten im Rahmen der neuen Netzkostenwälzung die Eisenbahn-Umformer- und -Umrichterwerke als relevante 50Hz-Letzterverbraucher angesetzt werden.

6. Bildung bundeseinheitlicher Übertragungsnetzentgelte

Keine Stellungnahme

7. Jährlichkeitsprinzip

Der BDI regt bei der jährlichen Berechnung analog zu Elektrolyseuren und Speichern eine rollierende Berechnung auch für Verbraucher an. Das Jährlichkeitsprinzip darf mehrjährige Investitions- und Betriebsentscheidungen nicht verzerren. Für neue industrielle Großverbraucher, Speicher, Elektrolyseure und Elektrifizierungsprojekte sind planbare mehrjährige Parameter oder zumindest belastbare Anpassungskorridore erforderlich.

8. Ermittlung der Finanzierungsentgelte für Verbrauch

8.1:

Der BDI stimmt der Bildung einheitlicher Netzentgelte innerhalb eines Netzgebiets zu.

8.2:

Der Schwellenwert von 100.000 Kilowattstunden in Bezug auf die jährliche Entnahme im Niederspannungsnetz ist aus Sicht der Industrie praktikabel, um zwischen den Netzentgeltregimen mit Grundpreis/Arbeitspreis und Kapazitätspreis/Arbeitspreise zu unterscheiden. Nach diesem Modell würden auch Industriebetriebe mit einer Entnahme von mehr als 100.000 Kilowattstunden jährlich, die an das Niederspannungsnetz angeschlossen sind, unter die Netzentgeltlogik eines Kapazitäts- und zweier Arbeitspreise fallen. Solange hierbei keine strukturellen Zusatzbelastungen entstehen, ist dies aus Sicht des BDI sachgerecht.

Bei dem geplanten Grundpreisaufschlag von 70 bis 90 Prozent für Prosumer im Niederspannungsnetz ist insbesondere die kumulative Wirkung mit weiteren regulatorischen Belastungen für PV-Anlagenbetreiber zu berücksichtigen. Die BNetzA sollte deshalb untersuchen, wie sich der Aufschlag auf unterschiedliche Eigenverbrauchs-, Anlagen- und Verbrauchskonstellationen auswirkt und ob die vorgesehene Bandbreite diese sachgerecht abbildet.

Für gebäude- und quartiersbezogene Versorgungskonzepte sollte die Prosumereigenschaft grundsätzlich netzanschlusspunktbezogen beurteilt werden. Andernfalls drohen kumulative Belastungen insbesondere bei gemeinschaftlicher Gebäudeversorgung, Mieterstrom- und Quartiersmodellen, obwohl diese lokale Erzeugungs- und Flexibilitätpotenziale bereitstellen und damit energiepolitisch erwünscht sind. Der Prosumeraufschlag sollte bei diesen

Modellen daher höchstens einmal je Netzanschlusspunkt beziehungsweise Hausanschluss erhoben werden.

Die Ausgestaltung darf zudem nicht dazu führen, dass Mieterstrom-, gemeinschaftliche Gebäudeversorgungs- oder Quartiersmodelle gegenüber anderen dezentralen Versorgungskonzepten wirtschaftlich benachteiligt werden. Wir empfehlen der BNetzA, eine diskriminierungsfreie Behandlung vergleichbarer dezentraler Versorgungsstrukturen sicherzustellen.

8.4:

Aus Sicht des BDI ist eine stärkere Quantifizierung noch während der Konsultationsphase nötig, da ansonsten die möglichen Umverteilungseffekte nicht prognostizierbar sind. Hier ist nach wie vor das Gesamtbild unklar. Größere Umverteilungen müssen vermieden werden. Der BDI sieht hierbei das Problem, dass die Netzbetreiber für ihre Prognosen auf konkrete Vorgaben im Festlegungsentwurf angewiesen sind, passende Vorgaben aber wiederum auf klaren Berechnungen der Netzbetreiber aufbauen müssen. Dieses Problem könnte aus Sicht des BDI über eine Testlaufphase mit der Möglichkeit späterer Anpassungen der Parametrierung umgangen werden.

In jedem Fall sollte vor Festlegung der Parameter eine öffentlich nachvollziehbare Verteilungs- und Sensitivitätsanalyse vorgelegt werden. Diese sollte mindestens konstante Stromabnahmefälle, flexible industrielle Lasten, neue Elektrifizierungsprojekte, Elektrolyseure, Speicher sowie Anlauf- und Hochlaufphasen neuer Standorte abbilden.

Satz 1, der die Einführung eines Kapazitätspreises beschreibt, entspricht den bisherigen Ausführungen und ist bei geeigneter Parametrierung sachgerecht. Satz 3 regelt, dass die Bestellkapazität mindestens 10 Prozent der individuellen Jahreshöchstlast der Entnahmestelle im vorausgegangenen Jahr und höchstens 100 Prozent der vertraglich vereinbarten Netzanschlusskapazität betragen muss. An diesem Punkt wird auf die möglichen Verteilungswirkungen hingewiesen, die sich durch die Wahl der Mindestbestellkapazität ergeben können. Diese sollte entsprechend kritisch auf ihre Verteilungswirkung überprüft werden.

Zudem wäre ein standardisierter und nach transparenten Formeln berechneter Default-Wert (Satz 5) die präferierte Wahl für den Fall, dass der Letztverbraucher seine Bestellkapazität nicht rechtzeitig mitteilt. Im aktuellen Festlegungsentwurf liegt diese Verantwortung noch zu stark bei den

Netzbetreibern. Zudem sollten aus Sicht des BDI die Regeln für Neukunden und Kapazitätsüberschreitungen eindeutig definiert werden.

Für Neukunden und Standorte mit längeren Hochlaufphasen sollte geprüft werden, ob die vorgesehene Ex-post-Bestabrechnung über das erste Betriebsjahr hinaus bis zum Vorliegen eines repräsentativen Lastprofils ermöglicht werden sollte. Dies ist insbesondere für Rechenzentren und neu errichtete Schnellladehubs relevant, deren Auslastung sich erst schrittweise entwickelt.

In jedem Fall muss die Netzentgeltberechnung transparent erfolgen und mit einer klaren Kommunikation einhergehen. Die BNetzA sollte transparent ausweisen, welche absoluten Entgeltwirkungen sich aus der Kombination von Kapazitätspreis, AP1 und AP2 unter der Annahme typischer industrieller Lastprofile ergeben. Dies muss möglichst zeitnah erfolgen, damit ein Gegensteuern noch frühzeitig möglich ist, sollten sich erhebliche Mehrbelastungen oder Fehlentwicklungen herausstellen.

8.5:

Die Einführung zweier Arbeitspreise, AP1 und AP2, entspricht dem aktuellen Stand der Diskussion. Die zukünftige Netzentgeltbelastung, die sich aus der Parametrierung der Arbeitspreise ergibt (AP2 mindestens 200 Prozent und maximal 350 Prozent des AP1), ist nach wie vor ungewiss. Der BDI weist deshalb auf die Notwendigkeit beispielhafter Preisblätter der neuen Systematik hin; hier wird angeregt, diese zusammen mit Netzbetreibern unter transparenten Annahmen zu erstellen und zu veröffentlichen. Ohne eine solche Quantifizierung ist die endgültige Bewertung der Höhe von AP1 und AP2 nicht möglich.

In jedem Fall darf der AP2 weiterhin keine Pönalisierung unvermeidbarer oder systemdienlicher Überschreitungen bewirken. Eine Überschreitung der Bestellkapazität sollte insbesondere dann nicht mit AP2 belastet werden, wenn sie auf einen Abruf durch den Netzbetreiber, die Bereitstellung von Systemdienstleistungen oder die Aufnahme ansonsten abzuregelnder erneuerbarer Erzeugung zurückgeht.

9. Finanzierungsentgelte für Erzeugungsanlagen

9.1:

Eine Netzentgeltbefreiung für Anlagen, die nicht der Steuerung durch den Anlagenbetreiber selbst unterliegen (insb. Netzreserve), wäre aus Sicht des BDI sinnvoll.

In diesem Zusammenhang regt der BDI an, Erzeugungsanlagen, bei denen bereits ein ordnungsrechtliches Abschaltdatum festgelegt ist, von dem Finanzierungsentgelt zu befreien. Dies betrifft ältere Bestandskraftwerke, die keinen Netzausbau und folglich auch keine Netzausbaukosten verursachen, womit hierfür ein Kapazitätsentgelt nicht verursachergerecht wäre. Für Kraftwerke, deren Stilllegungsdatum bereits gesetzlich definiert ist, würde die zusätzliche Kostenbelastung ansonsten einen erheblichen Wettbewerbsnachteil darstellen und die erfolgreiche Transformation der Kraftwerksstandorte, die verlässliche Rahmenbedingungen braucht, gefährden. Jährliche Kapazitätsentgelte in Millionenhöhe haben darüber hinaus das Potenzial, vorzeitige Stilllegungen hervorzurufen. Dies wäre auch mit Blick auf die Versorgungssicherheit kritisch, da neue Gaskraftwerke absehbar erst in den 2030er Jahren zur Verfügung stehen.

9.2 / 9.3:

Die Berechnung des kapazitätsbasierten Einspeiseentgelts entspricht dem aktuellen Stand der Diskussion. Wir weisen hier auf die Position des BDI aus unserer entsprechenden Stellungnahme hin: Die von der BNetzA skizzierten Einspeiseentgelte erachtet der BDI nicht als geeignetes Instrument zur Begrenzung der Netzkosten, da der Nutzen für Verbraucher aufgrund der erwartbaren Weitergabeeffekte über den Strompreis gering ist. Der Kapazitätspreis muss frühzeitig veröffentlicht werden, damit Planungssicherheit besteht. Die Behandlung von Anlagen in geschlossenen Verteilnetzen bedarf weiterer Klarstellungen.

Für industrielle Stromerzeugungsanlagen, die der Eigenversorgung dienen, aber zeitweise Strom in das öffentliche Netz einspeisen, muss zudem sichergestellt werden, dass ein Kapazitätsentgelt an der Entnahmestelle nicht doppelt für Einspeisung und Verbrauch anfällt, sondern nur einmal erhoben wird.

In diesem Zusammenhang sehen wir die von der Europäischen Kommission geplante Abschaffung des Europäischen Deckels (Annex B, ITC Regulation)

von 0,5 €/MWh kritisch, da sie die Planungsunsicherheit für Erzeuger deutlich erhöhen würde.

10. Finanzierungsentgelte für Stromspeicheranlagen

In seiner Stellungnahme zu den Orientierungspunkten zu Speichernetzentgelten vom 27.02.2026 beschreibt der BDI die Einführung einer Netzentgeltkomponente mit reiner Finanzierungsfunktion für Speicher als kritisch. Finanzierungsentgelte dürfen dem Zielbild – einem netzdienlichen Zubau und Fahrweise von Speichern – nicht im Wege stehen.

Sollte die BNetzA dennoch an einem Finanzierungsentgelt festhalten, begrüßt der BDI die vorgesehene Ausgestaltung als reines Kapazitätsentgelt sowie den Verzicht auf Arbeitspreise. Dies ermöglicht eine grenzkostenneutrale Netzentgeltberechnung im Rahmen der Finanzierungsfunktion. Dabei muss sichergestellt werden, dass die im Rahmen von MiSpeL vorgesehenen vereinfachten Saldierungsverfahren auch unter AgNes ab 2029 dauerhaft nutzbar bleiben und Speicher- sowie Vehicle-to-Grid-Anwendungen nicht unnötig erschwert werden.

Auch flexible oder unterbrechbare Netzanschlussvereinbarungen sollten bei der Höhe des Kapazitätsentgelts berücksichtigt werden. Ist die vereinbarte Netzanschlusskapazität nicht jederzeit gesichert verfügbar, sollte der Speicher nicht mit dem gleichen Kapazitätsentgelt belastet werden wie ein Speicher mit dauerhaft uneingeschränkter Anschlusskapazität. Hierfür ist eine praxistaugliche Reduktionsregel erforderlich.

Eine gemeinsame Betrachtung von Entnahmestellen anlagengekoppelter Speicheranlagen und der damit gekoppelten Anlage zur Netzentgeltermittlung begrüßt der BDI. Er weist jedoch darauf hin, dass die Regelung zu restriktiv ist. Die vorgesehene Ausnahme knüpft an behördliche Vorgaben (laut Begründung bzgl. Brandschutz) an. In der Praxis kann aber allein schon die räumliche Situation dafür sorgen, dass ein Batteriespeicher innerhalb eines Industrieparks in einer gewissen räumlichen Entfernung von der technischen Verbrauchseinrichtung des Verbrauchers errichtet wird, etwa wenn alle in der unmittelbaren Nachbarschaft der Verbrauchseinrichtung befindlichen Flächen bereits (auch durch andere Unternehmen) bebaut sind.

Der BDI weist auf seine Stellungnahme zu den Orientierungspunkten zu Speichernetzentgelten hin, in der zudem die Möglichkeit einer Clusterung mehrerer Entnahmestellen innerhalb eines industriellen Netzes befürwortet

wird. Dies sollte im zukünftigen System auf Basis der Freiwilligkeit weiterhin im heutigen Umfang ermöglicht werden. Dabei müssen insbesondere industrielle Multi-Use-, Co-Location- und Behind-the-Meter-Konstellationen unbürokratisch am Netzanschlusspunkt betrachtet werden können.

Darüber hinaus sollte sichergestellt werden, dass bestehende Saldierungsregelungen für anlagengekoppelte Speicher auch bei vereinfachten Mess- und Abrechnungskonzepten weiterhin anwendbar bleiben, um Investitionen in Speicherlösungen in dezentralen Versorgungskonzepten nicht nachträglich zu entwerten.

11. Finanzierungsentgelte für Elektrolyseure

11.1:

Der BDI begrüßt die Einführung eines Sondernetzentgeltes für Elektrolyseure. Sie leisten einen wesentlichen Beitrag zur Dekarbonisierung insbesondere energieintensiver Sektoren und können aufgrund ihrer Flexibilität als steuerbare Lasten zur Integration erneuerbarer Energien beitragen, Lastspitzen aufnehmen und zur Stabilisierung des Energiesystems sowie zum Ausgleich von Erzeugungsschwankungen beitragen. Zudem sind Elektrolyseure aufgrund europäischer Vorgaben zur Wasserstoffproduktion bereits in ihrer Fahrweise eingeschränkt. Vergleichbare Entlastungsregelungen sollten auch für andere Sektorenkopplungs- und Dekarbonisierungstechnologien mit nachweisbar systemdienlichem und klimaschutzrelevantem Beitrag gewährt werden, etwa für hybride Prozesswärmeerzeuger oder stromintensive CCUS-Anlagen.

Wie im Positionspapier des BDI vom 22.05.2026 zu Stromnetzentgelten für Elektrolyseure gefordert, sollte der netzdienliche und systemische Beitrag von Elektrolyseuren im Gesamtkontext des Energiesystems bei der Netzentgeltsystematik berücksichtigt und eine Entlastungskomponente vorgesehen werden. Entgelthöhe und Bemessungsgrundlage sollten dabei den tatsächlichen netzdienlichen Betrieb berücksichtigen und strukturelle Mehrbelastungen für Transformationsprojekte vermeiden. Die mögliche Einführung eines dynamischen Netzentgelts für Elektrolyseure (Ziff. 12.5) und die Anforderung einer finalen Investitionsentscheidung vor dem 01.01.2027 (Ziff. 17.7) schaffen zusätzliche wirtschaftliche Belastungen und beeinträchtigen die Investitionssicherheit für Elektrolyseprojekte.

Die BNetzA stützt die besondere Netzentgeltbehandlung von Elektrolyseuren auf Art. 18 Abs. 2 lit. f der Verordnung (EU) 2019/943. Die Europäische Kommission beabsichtigt ausweislich ihres Vorschlags vom 17. Juli 2026 jedoch, diese Regelung im Zuge der Überarbeitung der Verordnung zu streichen. Für die Einführung und Nutzung möglicher Sondernetzentgelte für Elektrolyseure, die nach dem 4. August 2029 in Betrieb gehen, sowie für die Fortführung der Netzentgeltbefreiung nach Tenorziffer 17.7 für den vorgesehenen Befreiungszeitraum von bis zu 20 Jahren ist eine tragfähige unionsrechtliche Begründung von zentraler Bedeutung. Auch in Folge einer Anpassung des europäischen Rechtsrahmens sollte sichergestellt werden, dass die besonderen Entlastungsregelungen für Elektrolyseure rechtssicher eingeführt werden können, zumal den nationalen Regulierungsbehörden bei der Ausgestaltung netzentgeltlicher Differenzierungen weiterhin ein gewisser Gestaltungsspielraum verbleibt.

11.2:

Der BDI fordert, dass auch Elektrolyseure mit einer sachgerechten Mischproduktion in die Regelung einbezogen werden, die neben erneuerbarem oder kohlenstoffarmem Wasserstoff in geringem Umfang auch grauen Wasserstoff erzeugen. Mischproduktion lässt sich vielfach zur besseren Auslastung des Elektrolyseurs oder zur Strukturierung von Lieferprofilen nicht vermeiden. Darüber hinaus sollte das Sondernetzentgelt auch die für den Betrieb des Elektrolyseurs erforderlichen Vor- und Nebenanlagen umfassen.

12. Entgelte mit Anreizfunktion

Der Sinn der Anreizfunktion besteht darin, durch systemdienliches Verhalten von Einspeisern, Speichern und Letztverbrauchern weniger Netzbetriebskosten sowie geringere Netzausbaukosten zu erreichen. An der verlässlichen Erreichung dieses Ziels müssen sich alle Abwägungen hinsichtlich dynamischer Netzentgelte messen lassen.

Dynamische Netzentgelte sollen nach der Zielsetzung der Bundesnetzagentur Anreize für netzdienliches Verhalten und die Erschließung von Flexibilitätpotenzialen setzen. Grundsätzlich sollten wirksame Anreize für verfügbares Flexibilitätpotenzial gesetzt werden, ohne Unternehmen mit technisch oder prozessbedingt eingeschränkten Möglichkeiten unangemessen zu belasten. Denn für industrielle Verbraucher ergeben sich durch dynamische Netzentgelte Komplexitäten, die für diese kaum handelbar sind. Hier sollte unbedingt genauer zwischen den durch dynamische Netzentgelte erzielbaren

Kosteneinsparungen und dem damit verbundenen Bürokratieaufbau abgewogen werden.

Die zentralen Grundbedingungen für die Einführung dynamischer Netzentgelte sind in jedem Fall Praktikabilität und Planungssicherheit: Es darf zu keinen unverhältnismäßigen Kostensteigerungen bei den mit dynamischen Netzentgelten belegten Netznutzern durch Investitionen in Flexibilität kommen. Gleichmaßen sollten bestehende Geschäftsmodelle der Letztverbraucher hinsichtlich deren Produktion nicht beeinträchtigt werden. Für Einspeiser und Speicher muss auch weiterhin im Rahmen der durch dynamische Netzentgelte angereizten Netzdienlichkeit ein Business Case bestehen. Hier darf es nicht zu unwägbaren zusätzlichen Belastungen kommen. Für industrielle Stromerzeugungsanlagen, die der Eigenversorgung dienen, jedoch produktionsbedingt zeitweise Strom in das öffentliche Netz einspeisen, sollte eine Ausnahme von dynamischen Netzentgelten ermöglicht werden, da ihre Einspeisung nicht entlang dynamischer Netzentgelte gesteuert werden kann.

Die hier skizzierten Bedingungen zur Einführung dynamischer Netzentgelte sieht der BDI als bisher nicht gegeben. Vor einer Entscheidung hinsichtlich der Einführung müssen in jedem Fall Kosten und Nutzen dynamischer Netzentgelte wesentlich umfänglicher untersucht werden als dies bisher geschehen ist. So sollten vor Einführung der neuen Systematik standort- und nutzergruppenspezifische Belastungsanalysen sowie mindestens ein vollständiges Jahr mit indikativen Preisblättern erstellt werden. Zudem müssen dynamische Netzentgelte mit künftigen Regelungen zu Industrienetzentgelten kompatibel sein und Doppelbelastungen sowie widersprüchliche Anreize vermieden werden.

Von einer Vorfestlegung auf verpflichtende oder freiwillige Anwendungsmodelle sollte derzeit abgesehen werden. Der BDI regt, falls eine Einführung erfolgen würde, zudem dazu an, eine freiwillige Opt-In-Option für die Anwendung dynamischer Netzentgelte in Erwägung zu ziehen. Diese Option erscheint sinnvoll, sofern ihr wirtschaftlicher und netzseitiger Nutzen durch Pilotierung und transparente Kosten-Nutzen-Analysen belegt wird. In diesem Fall sollte den Akteuren, die sich für dynamische Netzentgelte entscheiden, ein rabattiertes Finanzierungsentgelt in Aussicht gestellt werden. Dies wäre durch ihr dann systemdienliches und damit gesamtkostensenkendes Abnahmeverhalten – angereizt durch dynamische Netzentgelte – gerechtfertigt. So würde ein klarer Anreiz zur Flexibilitätserbringung geschaffen, ohne Unternehmen mit eingeschränktem Flexibilisierungspotential zu bestrafen.

Die Option zur Einführung dynamischer Arbeitspreise für Elektrolyseure ist vor dem Hintergrund bereits bestehender Einschränkungen durch europäische Vorgaben zur Wasserstoffproduktion kritisch zu bewerten.

12.1:

Die gesonderte spätere Festlegung für dynamische Netzentgelte nimmt zunächst etwas Druck aus dieser noch unwägbaren Thematik. Die zeitliche Entzerrung schafft zwar zusätzlichen Umsetzungsvorlauf, darf aber nicht zu anhaltender Planungsunsicherheit führen. Die BNetzA sollte deshalb zeitnah einen konkreten Entwicklungspfad vorlegen und benennen, wann die jeweiligen Folgefestlegungen vorgesehen sind. Die betroffenen Branchen müssen frühzeitig in den Festlegungsprozess eingebunden werden.

12.2:

Die in Satz 1 und 2 dargestellte schrittweise Einführung dynamischer Netzentgelte zunächst für Speicher und anschließend für Erzeugungsanlagen mit zwei definierten Zeitfenstern gibt einerseits einen groben Rahmen für die Realisierung dynamischer Netzentgelte vor. Andererseits schwebt das Thema damit weiter als kalkulatorisches Risiko über allen Akteuren und erzeugt damit ständige Planungsunsicherheit.

Die prioritäre Einbeziehung von Speichern ist grundsätzlich sachgerecht, da sie technisch besonders geeignet sind, um kurzfristig auf zeitlich und regional variable Preissignale zu reagieren. Als Grundlage für ein weiteres Verfahren müssen allerdings zunächst die wirtschaftlichen Auswirkungen transparent untersucht und die konkrete Methodik sowie die operativen Anforderungen praxistauglich ausgestaltet werden. In diesem Bezug sieht es der BDI kritisch, dass die Einführung dynamischer Netzentgelte für Speicher und für Einspeiser, anders als im Informationstermin am 27.05.2026 dargestellt, bereits in der Festlegung grundsätzlich festgeschrieben werden soll.

Die in Satz 4 angekündigte Einführung einer gemeinsamen Plattform der Übertragungsnetzbetreiber zur Ausweisung und Kommunikation der Preissignale, an der sich nach und nach weitere Netzbetreiber beteiligen können, ist eine für den operativen Umgang mit dynamischen Netzentgelten zwingende Notwendigkeit. Ergänzend müssen im weiteren Verfahren die technischen und operativen Anforderungen an Kommunikation und Datenbereitstellung sowie die notwendigen IT-Umsetzungsvorläufe auf Netzbetreiber- und Nutzerseite praxistauglich ausgestaltet werden.

Sollte die Bundesnetzagentur trotz der bestehenden Bedenken an einer späteren Einführung dynamischer Netzentgelte festhalten, ist ein angemessener Bestandsschutz vorzusehen. Maßgeblicher Anknüpfungspunkt darf nicht ein Zeitpunkt sein, zu dem die konkrete Ausgestaltung und wirtschaftliche Wirkung des Instruments noch nicht bekannt war. Bestandsschutz müssen jedenfalls Anlagen und Projekte erhalten, für die vor Veröffentlichung hinreichend konkretisierter Regelungen eine endgültige Investitionsentscheidung getroffen wurde.

12.3:

Die aufschiebende Bedingung, die die BNetzA hier formuliert, ist aus Sicht des BDI mit Blick auf den zweijährigen Vorlauf zum einen sachgerecht, um genügend Vorbereitungszeit für alle Betroffenen sicherzustellen. Zum anderen erhält sich die BNetzA mit dieser Regelung die Freiheit, die Einführung dynamischer Netzentgelte auf unbestimmte Zeit zu verzögern, indem sie keine Festlegung vorlegt. Wir bitten um Klarstellung durch die BNetzA, ob die aufschiebende Bedingung einen rechtlichen Schwebezustand darstellt, was nicht im Sinne der Planungssicherheit wäre, oder ob diese Formulierung den grundsätzlichen Handlungsspielraum der BNetzA spiegelt.

Um Attentismus zu vermeiden, fordert der BDI in diesem Zusammenhang nach konkreter Diskussion im Jahr 2027 eine Entscheidung, ob, wann und in welcher Form dynamische Netzentgelte eingeführt werden. Die Bundesnetzagentur sollte das weitere Prüf- und Konsultationsverfahren zeitnah einleiten und einen transparenten Untersuchungsplan vorlegen. Eine Entscheidung über das Ob, den Zeitpunkt und eine mögliche Ausgestaltung dynamischer Netzentgelte darf jedoch erst getroffen werden, wenn die erforderlichen Kosten-Nutzen-, Marktfolgen- und Umsetzungsanalysen vollständig vorliegen und einen positiven Gesamtsystemnutzen belegen.

12.4:

Ein durch die Netzbetreiber zu entwickelndes „Medium zur Netzengpass-transparenz“ hält der BDI für eine sinnvolle Möglichkeit, um dynamische Netzentgelte in die jeweiligen Geschäftsmodelle der Nutzer im Sinne der Standort- und Investitionsentscheidungen integrieren zu können.

12.5:

Der BDI begrüßt es, dass die BNetzA von dynamischen Netzentgelten für Verbraucher zunächst absieht. Dies nimmt erheblichen Druck aus der

Diskussion, beendet sie aber nicht. Mit dem Wort „zunächst“ ist noch keine Planungssicherheit verbunden, sodass der BDI anregt, den Begriff zu streichen und ganz von verpflichtenden dynamischen Netzentgelten bei Verbrauchern abzusehen. Mit Blick auf die unter Ziff. 12 beschriebenen vertiefenden Kosten-Nutzen-Analysen sowie eine freiwillige Opt-In-Option sollte die BNetzA allerdings zeitnah darlegen, wann mit weiteren Festlegungen zu rechnen ist.

Mit Bezug auf die Elektromobilität begrüßt es der BDI, dass bidirektionale Ladepunkte im Festlegungsentwurf anlagengekoppelten stationären Speichern gleichgestellt werden und auf zwischengespeicherte und wieder zurückgespeiste Strommengen kein regulärer Netzentgelt-Arbeitspreis erhoben werden soll. Erheblicher Klärungsbedarf besteht allerdings beim Zusammenspiel mit den zeitvariablen Netzentgelten nach § 14a EnWG, Modul 3. Bidirektionale Fahrzeuge sollten gezielt in netzdienlichen Zeiten geladen werden und den zwischengespeicherten Strom etwa in Zeiten niedriger erneuerbarer Stromerzeugung wieder bereitstellen können. Die endgültige AgNes-Festlegung sollte deshalb eine einfache und bundesweit einheitliche Saldierungsregel für zeitvariable Netzentgelte nach § 14a EnWG (BNetzA-Festlegung Modul 3) vorsehen. Hierfür bietet sich beispielsweise die Bewertung der saldierungsfähigen Rückspeisemenge mit einem durchschnittlichen Arbeitspreis an.

Für bidirektionale Ladeparks an Gewerbe- und Industriestandorten braucht es darüber hinaus eindeutige Vorgaben zur Kapazitätsbemessung. Maßgeblich sollten die am gemeinsamen Anschluss vertraglich vereinbarten und technisch verbindlich begrenzten Bezugs- und Rückspeiseleistungen sein, nicht die Summe der Nennleistungen aller Ladepunkte. Zugleich brauchen gebündelte Fahrzeugflotten einfache, standardisierte Mess-, Daten- und Abrechnungsprozesse.

13. Sonderformen der Netznutzung

Der BDI regt an, die unter Punkt 13 verwendete Formulierung der „Sonderformen der Netznutzung“ anzupassen, um Verwechslungen mit den Sonderformen der Netznutzung nach § 19 StromNEV zu vermeiden.

Die Zusammenführung mehrerer Entnahmestellen zu einer Entnahmestelle zum Zwecke der Ermittlung des Kapazitätsentgelts wird vom BDI ausdrücklich begrüßt. Pooling ist an industriellen Standorten etabliert und kann unverhältnismäßige Belastungen historisch gewachsener Anschlussstrukturen

vermeiden. Hierbei müssen sämtliche sachgerechten Konstellationen industrieller Verbundstandorte erfasst werden, einschließlich technisch verbundener Anlagen verschiedener Standorte, Kundenanlagen, gemeinsamer Infrastruktur sowie kombinierter Erzeugungs-, Speicher-, Elektrolyse- und Verbrauchseinheiten.

Kritisch bewertet der BDI deshalb die Aussage, im Übrigen sei „eine zeitgleiche Zusammenführung mehrerer Entnahmestellen unzulässig“. Insbesondere mit Blick auf zukünftige Flexibilitätsanforderungen eines neuen Sondernetzentgelts würde dies ein erhebliches Hemmnis darstellen. Gerade an komplexen Industriestandorten droht Letztverbrauchern ohne eine praxistaugliche Möglichkeit zur Zusammenfassung von Entnahme- und Einspeisestellen zu Abnahmestellen über verschiedene Spannungsebenen eine Nicht-Erfüllbarkeit von Flexibilitätsanforderungen und somit eine massive Mehrbelastung durch Netzentgelte.

Damit Flexibilitätspotenziale aus Vor- und Querschnittsprozessen, Energieversorgungseinrichtungen oder Batteriespeichern den Produktionsprozessen eines Unternehmens zugeordnet werden, für die die Flexibilität erbracht wird, ist eine rechtssichere Lösung erforderlich. Die BNetzA sollte in der Festlegung klarstellen, dass der Status Quo an Industriestandorten nicht allein aufgrund des Systemwechsels entfällt und dass besondere Werksnetze angemessen berücksichtigt werden.

Die Zusammenfassung mehrerer Entnahme- und Einspeisestellen über verschiedene Spannungsebenen hinweg sollte ermöglicht werden, sofern diese demselben Unternehmen zuzuordnen sind und sich auf einem in sich abgeschlossenen Betriebsgelände befinden. Dies umfasst auch Netze in Industrieparks (im Sinne der CISAF-Definition). Darüber hinaus sollte insbesondere für die Bereitstellung von Flexibilität im Rahmen der Industriesondernetzentgelte auch ein regionales, netz-, betreiber- und kundenübergreifendes Pooling einschließlich über die Grenzen von Verteil- und Übertragungsnetzbetreibern hinweg ermöglicht werden.

14. Verprobung

14.3:

Der BDI begrüßt es, dass die Netzbetreiber (weiterhin) bei einer Veränderung ihres Plankostenniveaus oder der Erlösbergrenze die Netzentgelte dementsprechend anpassen müssen.

15. Aufschlag für besondere Netznutzung

Bisher galt für den Aufschlag für besondere Netznutzung für alle Industrieunternehmen über die erste GWh hinaus eine pauschale Reduzierung auf 0,05 ct/kWh, bei besonderer Stromkostenintensität auf 0,025 ct/kWh. Mit der neuen Regelung wird diese Reduzierung stark an die Vorgaben des Energiefinanzierungsgesetzes (EnFG) und damit an die Voraussetzungen für die Besondere Ausgleichsregelung (BesAR) gekoppelt.

Damit werden zum einen Unternehmen, die nicht auf der BesAR-Liste stehen, ab 2029 keine Entlastung mehr erhalten und somit eine deutlich höhere Umlage zahlen müssen. Dies betrifft insbesondere Industrieparkbetreiber, wodurch in der Folge die Kosten für die an diesen Standorten ansässigen Industrieunternehmen steigen würden, selbst wenn diese selbst auf der BesAR-Liste stehen.

Zum anderen würden aber auch Unternehmen, die auf der BesAR-Liste stehen und weiterhin entlastet würden, eine deutlich stärkere Mehrbelastung tragen müssen. Hinzu kommt zusätzlicher Bürokratieaufwand aufgrund ökologischer Gegenleistungen im Rahmen der BesAR, was auch sachlogisch falsch wäre, da es sich hier im Gegensatz zur BesAR nicht um eine Beihilfe handelt. Vor diesem Hintergrund bittet der BDI die BNetzA darum, sicherzustellen, dass durch die Neuregelung gegenüber der heutigen Rechtslage keine unangemessenen Mehrbelastungen entstehen.

Der heutige Mechanismus zur Reduktion der Umlagebelastung für die Industrie sollte daher beibehalten werden. Alternativ wäre zu überlegen, ob die Kosten in das ÜNB-Entgelt integrierbar sind. Eine transparente Darstellung der konkreten Belastungswirkungen anhand nachvollziehbarer Beispielrechnungen wäre in jedem Fall hilfreich.

16. Dokumentation

Keine Stellungnahme

17. Übergangsvorschriften

17.1:

Die BNetzA sollte nach Meinung des BDI ihre generelle Einschätzung zur Atypik noch einmal grundlegend überdenken, wie in der Stellungnahme zu

den Orientierungspunkten zu Industrienetzentgelten bereits näher ausgeführt wurde. Auf jeden Fall ist es für Atypik-Nutzer entscheidend, dass das neue Sondernetzentgelt auch allen heutigen atypischen Netznutzern offensteht. Neben dieser grundsätzlichen Kritik begrüßt der BDI, dass es zumindest eine nun definierte Übergangsfrist für Atypik-Nutzer geben soll. Die Übergangsregelung sollte dabei nicht starr zum 31. Dezember 2031 auslaufen, sondern so lange greifen, bis ein praxistaugliches Nachfolgemodell mit vergleichbarer Entlastungswirkung für die betroffenen industriellen Letztverbraucher tatsächlich zur Verfügung steht. Der Nachweis der Erfüllungsvoraussetzung in den Jahren 2026 bis 2028 für den Erhalt der Gültigkeit von § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV ist verständlich. Hierbei ist es aber nicht nachvollziehbar, dass diese nur Unternehmen mit Entnahmenstellen über 10 GWh/a offenstehen soll. Auch ein Betrieb mit weniger als 10 GWh/a würde durch den Wegfall der Atypik stark belastet werden und damit viel Flexibilitätspotenzial verloren gehen. Des Weiteren sollte die Zeitspanne von 2024 bis 2027, die für die 10GWh-Schwelle Anwendung finden soll, überprüft werden. In der Begründung wird hierfür eine Zeitspanne von 2024 bis 2028 genannt. Aus Sicht des BDI sollte diese deshalb im Festlegungstext um das Jahr 2028 erweitert werden, um zu ermöglichen, dass genau die Anlagen, die tatsächlich die Atypik vor Umstellung nutzen, von der Übergangsfrist profitieren. Zudem sollte die Möglichkeit zur Zusammenfassung von Abnahmestellen greifen. Ebenso nicht nachvollziehbar ist die Bemessung des Rabattes anhand des Durchschnittes der Jahre 2024 bis 2027.

Der BDI weist auch auf die besondere Situation von Pumpspeicherkraftwerken hin. Diese leisten einen wichtigen Beitrag zur Netzstabilität durch die Erbringung von Regelenenergie und ihre atypische Fahrweise, die das Netz in einer anderen Größenordnung entlasten als Batteriespeicher. Gleichzeitig sind sie sehr langen Investitionszyklen unterworfen. Diesen Umständen sollte durch eine großzügigere Übergangslösung für Pumpspeicherkraftwerke Rechnung getragen werden.

17.2:

Der Nachweis der Erfüllungsvoraussetzung für die Bandlast in den Jahren 2026 bis 2028 für den Erhalt der Gültigkeit von § 19 Abs. 2 S. 2 – 4 StromNEV ist verständlich. Es ist allerdings nicht nachvollziehbar, warum die Übergangsfrist für die Bandlast auf lediglich drei Jahre bis Ende 2031 reduziert werden soll. Entsprechend bisherigen Aussagen der BNetzA, wonach ein Übergang bis Mitte der 2030er angestrebt wird, hält der BDI einen Übergangszeitraum von mindestens zehn Jahren für notwendig, um eine

Umstellung und Flexibilisierung von Prozessen zu ermöglichen und eine wirtschaftliche Überforderung von Unternehmen zu vermeiden. In manchen Branchen kann der nötige Umstellungszeitraum auch darüber hinausgehen. Nur so können Investitionszyklen realistisch abgebildet werden. Generell wäre eine Justierung entlang typischer industrieller Investitionszyklen sinnvoll, sodass für ein Unternehmen, das in neue Produktionsanlagen investiert, Planungssicherheit über den Refinanzierungszeitraum mit Blick auf die Bandlast besteht. Mit Blick auf die noch offene Nachfolgeregelung sollte frühzeitig und transparent geklärt werden, nach welchen Kriterien netzfreundliche Flexibilität künftig anerkannt und bei den Netzentgelten berücksichtigt wird.

Unabhängig von der letztendlichen Länge der Übergangsfrist sollte spätestens zum 1. Januar 2027 eine Lösung geschaffen werden, die optionale und freiwillige Flexibilitätserbringung ermöglicht. So kann bisherigen Bandlast-Unternehmen der Übergang in das neue, flexible Anreizsystem erleichtert und zugleich verhindert werden, dass bis zum Inkrafttreten der Neuregelung die Möglichkeiten zur Flexibilitätserbringung eingeschränkt werden. Dazu können die Erfahrungen aus den bisherigen Pilotprojekten genutzt und eine standardisierte Muster-Zusatzvereinbarung veröffentlicht werden, die dann von weiteren interessierten Letztverbrauchern genutzt werden kann. Sollte die BNetzA dies verwerfen, sollte zumindest aber die Flexibilitätsfestlegung BK4-22-089 wieder reaktiviert werden.

17.4:

In seiner Stellungnahme vom 27.03.2026, beziehend auf die Orientierungspunkte zu Einspeiseentgelten, warnt der BDI vor einem nachträglichen Eingriff in den Vertrauensschutz für bestehende Erzeugungsanlagen. Dies ist insbesondere vor dem Hintergrund der Standortgebundenheit bestehender Erzeugungsanlagen zu bewerten. Es ist daher begrüßenswert, dass der Festlegungsentwurf der BNetzA Übergangsvorschriften für Bestandsanlagen und solche, für die vor der Bekanntgabe der Festlegung eine endgültige Investitionsentscheidung getroffen wurde, vorsieht.

Aufgrund ihrer begrenzten Laufzeit und der daraus resultierenden Wettbewerbsnachteile sollten Bestandskraftwerke, für die ein Ausstiegsdatum bereits gesetzlich verankert wurde, unabhängig vom Datum der Inbetriebnahme bis zu ihrer Stilllegung von Kapazitätsentgelten befreit werden.

17.5:

Auch die vorgesehene Übergangsregelung für Stromspeicheranlagen wird begrüßt. Die geplante Freistellung von Speicheranlagen von der Pflicht zur Netzentgeltzahlung, für die eine endgültige Investitionsentscheidung vor der Bekanntgabe der Festlegung getroffen wurde, entspricht der BDI-Forderung. Dass dieser Umstand bis zum 31.03.2027 dem zuständigen Netzbetreiber nachgewiesen werden muss, erscheint folgerichtig. Die Prüfung von Bestandsschutzregelungen sollte allerdings durch die BNetzA sichergestellt werden, nicht durch die Netzbetreiber. Fristen und Definitionen müssen rechtzeitig vorliegen, damit die Umsetzung möglich bleibt. Zudem verweist der BDI auf die hohen und in vielen Fällen sehr schwer erfüllbaren Anforderungen für den Nachweis der finalen Investitionsentscheidung (siehe Ziff. 2.1). Die in der aktuellen Definition unter Ziff. 2.1 genannten Werte und Abläufe sind teilweise nicht mit der Projektabwicklung bei Speicherprojekten kompatibel.

17.7:

Die Beibehaltung des Vertrauensschutzes für Elektrolyseure ist aus Sicht der Industrie unabdingbar. Bestehende und derzeit im Bau befindliche Elektrolyseure, die in den späten 2020er Jahren ans Netz gehen werden, haben ihre Investitionsentscheidungen auf Grundlage der vollumfänglichen Netzentgeltbefreiung für 20 Jahre gemäß § 118 Abs. 6 EnWG getroffen. Eine nachträgliche, spürbare Kostensteigerung durch eine Aufhebung der Befreiung würde den Business Case substanziell verschlechtern und wäre im aktuell kritischen Zeitpunkt des bereits stockenden Wasserstoffhochlaufs sehr kontraproduktiv. Für dessen Erfolg insgesamt sind jedoch darüber hinaus verlässliche und investitionsfreundliche Rahmenbedingungen erforderlich. Insbesondere für Elektrolyseure, die nicht von der Sonderregelung profitieren, bedarf es einer tragfähigen politischen Lösung.

Kritisch zu bewerten ist jedoch die Verknüpfung des Vertrauensschutzes mit dem Nachweis einer vor dem 01.01.2027 getroffenen finalen Investitionsentscheidung. Diese soll nach dem Entwurf durch die Bestellung von Komponenten in Höhe von mindestens 50 % des Investitionsvolumens nachgewiesen werden. Anders als bei Stromspeichern befinden sich Elektrolyseure noch in einer vergleichsweise frühen Marktphase und sind häufig mit höheren Projekt- und Investitionsrisiken verbunden. Zudem erfordern Wasserstoffprojekte in der Regel längere Planungs-, Genehmigungs- und Umsetzungsphasen. Die vorgesehene Anforderung der endgültigen

Investitionsentscheidung stellt daher für viele Wasserstoffprojekte eine erhebliche Hürde dar und gefährdet eine Realisierung geplanter Vorhaben, insbesondere dann, wenn bereits zugesicherte Fördermittel auf anderer Kalkulationsbasis bestimmt wurden. Daher sollte zwischen dem Inkrafttreten der Festlegung und dem Stichtag für den Nachweis der Investitionsentscheidung ein ausreichender Übergangszeitraum liegen. Nur so erhalten Projektträger die notwendige Planungssicherheit, um auf die neuen Anforderungen zu reagieren und laufende Vorhaben rechtssicher weiterzuentwickeln.

18. Verfahrensvorschriften

Keine Stellungnahme

19. Kostenentscheidung

Keine Stellungnahme

20. Wirksamwerden der Festlegung

Die Bestimmung des 01.01.2027 als Tag der Bekanntgabe der Festlegung erscheint sinnvoll und vor dem Hintergrund der damit verbundenen Übergangslösungen praktikabel. Die Festlegung von AgNes bis Ende 2026 ist zwingend erforderlich.

Über den BDI

Der BDI transportiert die Interessen der deutschen Industrie an die politisch Verantwortlichen. Damit unterstützt er die Unternehmen im globalen Wettbewerb. Er verfügt über ein weit verzweigtes Netzwerk in Deutschland und Europa, auf allen wichtigen Märkten und in internationalen Organisationen. Der BDI sorgt für die politische Flankierung internationaler Markterschließung. Und er bietet Informationen und wirtschaftspolitische Beratung für alle industrierelevanten Themen. Der BDI ist die Spitzenorganisation der deutschen Industrie und der industrienahen Dienstleister. Er spricht für 40 Branchenverbände und mehr als 100.000 Unternehmen mit rund acht Mio. Beschäftigten. Die Mitgliedschaft ist freiwillig. 15 Landesvertretungen vertreten die Interessen der Wirtschaft auf regionaler Ebene.

Impressum

Bundesverband der Deutschen Industrie e.V. (BDI)
Breite Straße 29, 10178 Berlin
www.bdi.eu
T: +49 30 2028-0

Lobbyregisternummer: R000534

Ansprechpartner

Johannes Schindler
Senior Referent Energiepolitik
J.Schindler@bdi.eu

Luis Kagerer
Referent Energiepolitik
L.Kagerer@bdi.eu

Freya Onneken
Referentin Energiepolitik
F.Onneken@bdi.eu

BDI Dokumentennummer: D 2378