

Berlin, 10. Juli 2026

BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.
Reinhardtstraße 32
10117 Berlin
www.bdeu.de

Stellungnahme

Zwischenstand der BNetzA im Festle- gungsverfahren zur allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes)

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten mehr als 2.000 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 95 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Der BDEW ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen. Bei der Interessenvertretung legt er neben dem anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu) auch zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000888. Registereintrag europäisch: 20457441380-38

Inhalt

1	Einleitung	3
2	Vertrauensschutz.....	4
3	Kostenwälzung	6
4	Verbraucherentgelte.....	7
4.1	Niederspannungskunden mit einem Jahresverbrauch von weniger als 100.000 kWh.....	8
4.2	Kunden oberhalb der Niederspannung und Niederspannungskunden mit einem Jahresverbrauch von mehr als 100.000 kWh	9
5	Speicherentgelte.....	11
6	Netzentgelte für Elektrolyseure	12
7	Einspeiseentgelte	13
8	Dynamische Netzentgelte	15

1 Einleitung

Mit der Vorstellung der Zwischenergebnisse im Verfahren zur allgemeinen Netzentgeltsystematik (AgNes) hat die Bundesnetzagentur (BNetzA) die von ihr avisierten Regelungen in vielen Punkten konkretisiert. Für ein Gesamtbild fehlen jedoch noch wichtige Informationen. Der BDEW möchte die Gelegenheit nutzen, die offenen Punkte zu adressieren.

Das zukünftige System muss praktikabel und nachvollziehbar sein. Ein Flickenteppich mit verschiedenen Netzentgeltsystematiken für unterschiedliche Kundengruppen auf der Entnahmeseite sowie unterschiedlichste Konstellationen in der Kombination zwischen Verbrauch, Einspeisung und Speicherung muss vermieden werden. Differenzierungen sind wohlbegründet auf ein Minimum zu beschränken und eine Zuordnung muss eindeutig sein. Diese Grundprämissen sieht der BDEW in den kommunizierten Zwischenergebnissen nicht gegeben.

Auch werden in den kommunizierten Zwischenergebnissen keinerlei Anreize für netzdienliche Flexibilität von Letztverbrauchern adressiert. Lediglich der Verweis auf die Weiterentwicklung des § 14a Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) deutet darauf hin, dass auch zukünftig Flexibilitäten von Verbrauchern über Netzentgelte angereizt werden sollen. Doch auch oberhalb der Niederspannung besteht großes Flexibilitätspotential, das heute in Form der atypischen Netznutzung nach § 19 Abs. 2 S. 1 Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) (z.B. Power-to-Heat-Anlagen) genutzt wird und das in einer zukünftigen Netzentgeltsystematik mit entsprechenden Anreizen für ein effizientes Stromsystem genutzt werden sollte.

In ihren Vorträgen zu den Auswirkungen der neuen Netzentgeltsystematik insbesondere aufgrund der angedachten Kostenwälzung stellt die BNetzA dar, dass eine Entlastung der Kunden in den oberen Spannungsebenen aufgrund der Verschiebung der Kosten in die unteren Spannungsebenen zu erwarten ist. Erste Kalkulationen der Netzbetreiber ergeben jedoch ein sehr viel differenzierteres Bild, das zeigt, dass **nicht bei allen Netzbetreibern die Kunden in der Hochspannungsebene durch die neue Kostenwälzung entlastet werden**. Der BDEW weist zudem darauf hin, dass für die Kalkulation viele Annahmen getroffen werden mussten, da bisher nicht klar geregelt ist, wie die Kostenwälzung im Detail erfolgen soll. Dies zeigt, dass eine fundierte Bewertung der Reformvorschläge und damit eine Folgenabschätzung nur möglich ist, wenn das künftige Gesamtsystem der Stromnetzentgelte vollständig transparent gemacht wird. Es ist zudem darauf hinzuweisen, dass die von der BNetzA vorgesehene Gewichtung des Grundpreises bei einigen Netzbetreibern sogar zu einem geringeren Grundpreis als heute führen würde; das kann nicht gewollt sein.

Bislang fehlen noch wichtige Details über Wirkmechanismen, Parametrierungen und die konkreten Auswirkungen auf Netznutzer, Lieferanten, Messstellenbetreiber und Netzbetreiber. **Der BDEW fordert daher, dass die BNetzA die geplante Netzentgeltsystematik**

insgesamt und ihre Einbettung in das Gesamtenergiesystem zeitnah in konsistenter Form vorlegt und alle relevanten Kalkulationen offenlegt. Dies betrifft insbesondere die Veröffentlichung des von der BNetzA beauftragten Begleitgutachtens.

2 Vertrauensschutz

Grundsätzlich ist zu begrüßen, dass die BNetzA die Beiträge aus der Branche zum Vertrauensschutz aufgegriffen hat. Die Anwendung der Netzentgeltbefreiung für Projekte, die vor dem 4. August 2029 in Betrieb gehen und deren endgültige Investitionsentscheidung (FID) vor Inkrafttreten der AgNes-Festlegung erfolgte, ist eine sachgerechte Auslegung berechtigten Vertrauensschutzes. Wichtig ist aber, dass die Anforderungen für den Nachweis der endgültigen Investitionsentscheidung einfach, akkurat, eindeutig und ohne zusätzlichen bürokratischen Aufwand ausgestaltet sind. Dazu gehört ein frühzeitig kommunizierter, klar ersichtlicher Referenzstichtag und in der Breite standardisierte Dokumentationsanforderungen, die das Risiko von Rechtsstreitigkeiten um Vertrauensschutz von vornherein ausschließen.

Kriterium der finalen Investitionsentscheidung (FID) als Teil der Vertrauensschutzregelung

Eine FID, die die verbindliche Bestellung von Komponenten vorsieht, ist aus Sicht des BDEW ein umständliches und in Verbindung mit einer Relation zum Gesamtprojektinvestitionsvolumen schwer nachzuweisendes Kriterium, dem es an Standardisierung und Transparenz mangelt. Dieses Kriterium der **FID ist demnach in der Breite für einen praktischen Nachweistatbestand ungeeignet und kann in der Praxis zu höheren Kosten durch frühzeitige Bestellungen von Komponenten führen.** Die Bestellung von Komponenten erfolgt oftmals deutlich nach dem Zeitpunkt der tatsächlichen finalen Investitionsentscheidung.

Der einfachste Weg zu einer sachgerechten Planungssicherheit und einer massentauglichen Umsetzung für das Gros der Projekte, insbesondere Batteriespeicher, wäre das **alleinige Abstellen auf das Inbetriebnahmedatum** des 4. August 2029 gemäß den heutigen Regelungen des § 118 Abs. 6 EnWG. Sofern die BNetzA Bedenken hat, dass Projekte nach Inkrafttreten der AgNes-Festlegung ihre Investitionsentscheidung treffen und trotz der dann bekannten neuen Netzentgeltbestimmungen im Rahmen einer frühzeitigen (und sehr ambitionierten) Bauzeit bis zur Inbetriebnahme von weniger als 3 Jahren von einer entsprechenden Vertrauensschutzregel profitieren, könnte ein **praxistauglicher FID als Zusatzkriterium** herangezogen werden. Dieser sollte jedoch **nicht auf die Bestellungen wesentlicher Bauteile, sondern auf die erfolgte Investitionsentscheidung in Verbindung mit einer Finanzierungszusage** abstellen.

Kriterium des Inbetriebnahme-Datums

Vorbehaltlich der grundsätzlichen Ablehnung von Einspeiseentgelten sollte insbesondere Erzeugern Vertrauensschutz für getätigte Investitionen gewährt werden. Diese Schutzwürdigkeit sollte nicht von einer Inbetriebnahme bis zum Datum des 4. August 2029 abhängig gemacht werden. Gerade kapitalintensive große Bauvorhaben (z.B. Großkraftwerke, Pumpspeicher aber auch Elektrolyseure) haben in der Regel Realisierungszeiten von vier bis sieben Jahren, für komplexe Vorhaben auch länger. Ein entsprechender Vertrauensschutz muss diese Investitionen auch bei einer geplanten Inbetriebnahme nach dem 4. August 2029 schützen. Bestenfalls wäre ein Beginn der 20-jährigen Bestandsschutzregelung zum 4. August 2029 denkbar, so dass später gelegene Inbetriebnahmen für diese Projekte einheitlich mit sämtlichen Bestandsschutzregelungen spätestens zum 5. August 2049 auslaufen. Zur Absicherung dieser bereits laufenden Projekte ist ein Nachweis über verbindliche Lieferverträge von Komponenten, die einen wesentlichen Anteil des Investitionsvolumens ausmachen, sachgerecht und im Rahmen dieser Einzelprojekte auch durchführbar.

Eine Besonderheit gilt bei Pumpspeichieranlagen in Fällen, in denen bereits rechtsgültige Bescheide bzw. Anhörungsbescheide der BNetzA vorliegen. Diese stellen eine positive Entscheidung für erneute Netzentgeltbefreiungen basierend auf den rechtlichen und technischen Vorgaben des §118 Abs. 6 EnWG in Aussicht. Die Bescheide enthalten teilweise seitens der BNetzA bestätigte Inbetriebnahmedaten nach dem 4. August 2029. Entsprechend werden diese Projekte weiterentwickelt. Eine Abweichung der seitens der BNetzA selbst getroffenen Entscheidungen würde den Vertrauensschutz in besonderem Maße in Frage stellen. Sind die aktuell geltenden Voraussetzungen für eine Befreiung von den Netzentgelten infolge einer geplanten Erweiterung in Abstimmung mit der BNetzA bereits erfüllt oder wurde auf den Antrag von der BNetzA vor dem Inkrafttreten der Festlegung mit einem positiv gehaltenen Anhörungsbescheid reagiert und ist in dem Antrag ein späterer Zeitpunkt für die Inbetriebnahme als der 4. August 2029 vorgesehen, so muss für die rechtzeitige Inbetriebnahme dieser Zeitpunkt maßgeblich sein. Dies sollte dann auch für eine wiederholte Erweiterung/Leistungserhöhung gelten und nicht nur für eine erstmalige.

Anwendung auf Neubau und Erweiterung

Im Hinblick auf den Vertrauensschutz muss darüber hinaus klargestellt werden, dass sich der Vertrauensschutz für getätigte Investitionen auf Neubauprojekte sowie Investitionen zur Modernisierung und Erweiterung von Einspeisern und Speichern bezieht und der Begriff der Inbetriebnahme für Neubauten sowie Modernisierungsmaßnahmen nach Maßgabe einschlägiger Gesetzesnormen anzuwenden ist (vgl. Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz sowie § 118 Abs. 6 Satz 2 EnWG).

Eindeutige, unbürokratische Anforderungen an erforderliche Nachweise

Eine einfache und standardisierte Nachweisanforderung kommt auch der praktischen Abwicklung zugute. Es sollte klargestellt werden, dass die BNetzA über die Nachweise und jeweiligen Bestandsschutz-Tatbestände entscheiden muss. Der Anschlussnehmer sollte die erforderlichen Unterlagen der Behörde vorlegen, worauf diese die Anwendung des Bestandsschutzes attestiert, so dass der Anschlussnehmer die Bestätigung der BNetzA dem Netzbetreiber zur Verfügung stellen kann. Die Kriterien müssen daher einfach und handhabbar gestaltet sein; die aktuell genannten Stichworte („annähernd die Hälfte des [...] Investitionsvolumens“, Rücktrittsrecht von Verträgen „nicht ohne wesentlichen Vermögensschaden“) lassen noch juristische Auslegungen im Einzelfall zu und stellen damit weder einfache noch handhabbare Kriterien für eine Nachweisanforderung dar. Es handelt sich um unbestimmte Rechtsbegriffe, auf Basis derer es für Investoren herausfordernd ist, Investitionsentscheidungen zu treffen, wenn davon die 20-jährige Netzentgeltbefreiung abhängt.

Abwicklung der nachgelagerten Prozesse

In diesem Zusammenhang ist eine Regelung elementar, die eine Abwicklung der nachgelagerten Prozesse im Rahmen der Netznutzungsabrechnung ohne erhöhte Komplexität ermöglicht. Dies ist z.B. eine Bestandsschutzregelung nach eindeutig definierten Vorgaben, mit geringem Komplexitätsgrad, bei der zudem die Vorgaben über den Bestandsschutzzeitraum unverändert bleiben.

3 Kostenwälzung

Der BDEW unterstützt das Ziel, mit einer angepassten Kostenwälzung eine gleichmäßigere Beteiligung an den Kosten der vorgelagerten Netzebenen zu erzielen und Tarifanomalien zu verringern. **Eine kapazitätsbasierte Kostenwälzung ist aus Sicht des BDEW die bessere Lösung**, um eine angemessene und gleichmäßige Beteiligung der nachgelagerten Netzebenen an den Kosten der vorgelagerten Netzebenen zu erzielen (siehe dazu auch [BDEW-Stellungnahme zu den Orientierungspunkten Kostenwälzung](#)).

Der BDEW begrüßt, dass für die geplante Kostenwälzung auf Basis der netzbezogenen Letztverbrauchermengen die Ist-Daten für die Letztverbrauchermengen des Jahres t-2 herangezogen werden sollen. Damit kann auf testierte Mengen für die Wälzung abgestellt werden. Für die von der BNetzA angedeuteten Härtefallregelungen, um abweichende Mengen für die Wälzung heranziehen zu können, müssen eindeutige Regeln festgelegt werden. Bei etwaigen Härtefällen sind auch Veränderungen im Zusammenhang mit Netzübergängen zu berücksichtigen. Von einem Plan-Ist-Abgleich sollte in jedem Fall abgesehen werden.

Der BDEW sieht weiterhin offene Punkte in der Kostenwälzung, die spätestens im Festlegungs-entwurf geregelt werden müssen. Dies betrifft insbesondere klare Regeln für die erforderlichen Prozesse:

- › Netzbetreiber müssen die für die Wälzung zugrunde zu legenden Letztverbraucher-mengen eindeutig bestimmen können. In der Regel liegen die netzbezogenen Letztverbraucher-mengen nachgelagerter Netzbetreiber nicht vor. Die Datenmeldung sollte über klar definierte, eindeutige und automatisierbare Prozesse und ggf. eine zentrale Datenplattform mit einem klar ausgestalteten Berechtigungskonzept erfolgen.
- › Es braucht klare Regelungen für den Umgang mit vermaschten Netzen und komplexen Konstellationen vor- und nachgelagerter Netzebenen und Netzbetreiber wie z.B. Transite oder gleiche vor- und nachgelagerte Netzbetreiber. Als potenzieller Schlüssel für die Aufteilung der Letztverbraucher-mengen beim nachgelagerten Netzbetreiber für die geplante Kostenwälzung bietet sich eine Orientierung an den jeweils vom vorgelagerten Netzbetreiber bezogenen Mengen an. Beispielsweise bezieht der nachgelagerte Netzbetreiber 40% vom vorgelagerten VNB 1 und 60% vom vorgelagerten VNB 2, dann würden 40% seiner LV-Mengen dem VNB 1 zugeordnet und 60% der LV-Mengen dem VNB 2.
- › Die Meldekettens und Meldefristen müssen festgelegt werden. Dabei ist auch zu regeln, wie mit der Nichteinhaltung der festgelegten Regelungen zu verfahren ist. Da die Letztverbraucher-Testate bis zum 31.05. dem ÜNB vorzulegen sind, wäre eine Frist für die Bereitstellung bis 30.06. angemessen. Frühzeitige Transparenz zur absehbaren Kostenbelastung pro Spannungsebene ist dabei für alle betroffenen Stakeholder wünschenswert.

4 Verbraucherentgelte

Der BDEW begrüßt die Einführung eines Kapazitätspreises für Großkunden. In der richtigen Ausgestaltung kann er zu einer kostenreflexiven Netzentgeltsystematik führen. Dies ist jedoch mit der nun von der Bundesnetzagentur vorgeschlagenen Ausgestaltung in Verbindung mit einer äußerst niedrigen Mindestbestellkapazität in Kombination mit dem vorgesehenen Intervall zwischen AP1 und AP 2 nicht der Fall. Der BDEW möchte abermals auf das mit dem [EWI entwickelte Modell eines Kapazitätspreises](#) verweisen. Dies ist ein klar überlegenes Modell, das die Kostenreflexivität besser erfüllt und sich besser umsetzen lässt.

Bei jeglicher Anpassung der Netzentgeltsystematik ist darauf zu achten, dass die Überführung in die neue Systematik für alle Beteiligten möglichst reibungslos mit klaren Verantwortlichkeiten und Rechten sowie Prozessen möglich ist. Dies gilt es von der Branche, der BNetzA und

auch vom Gesetzgeber zu beachten. Aus Sicht des BDEW muss eine Analyse möglicher juristischer Folgeregelungen noch erfolgen.

So ist zum Beispiel bei Bestandskunden zu berücksichtigen, dass Lieferverträge in der Praxis regelmäßig unterjährig geschlossen werden und Preisgarantien häufig über den Kalenderjahreswechsel hinaus gelten. Für den Jahreswechsel 2028/2029 benötigen Lieferanten daher eine eindeutige regulatorische und/oder rechtliche Grundlage, um die geänderten Preise aufgrund von AgNes abrechnen zu können. Dies muss auch außerhalb bestehender Preisgarantien für Netzentgelte möglich sein und darf kein Sonderkündigungsrecht auslösen.

4.1 Niederspannungskunden mit einem Jahresverbrauch von weniger als 100.000 kWh

Der BDEW kritisiert weiterhin die starre Abgrenzung in der Netzentgeltsystematik für Kunden in der Niederspannung anhand des Jahresverbrauchs. In der heutigen Netzentgeltsystematik wird nicht anhand einer starren Verbrauchsgrenze, sondern anhand der Messtechnik differenziert. Es stellt sich also die Frage, nach welcher Logik perspektivisch bei RLM-Kunden in der Niederspannung mit einem Jahresverbrauch mit weniger als 100.000 kWh Netzentgelte erhoben werden sollen. Hier bedarf es einer Klarstellung seitens der BNetzA.

Aktuell gibt es für Niederspannungskunden mehrere Sonderregelungen. Bisher ist nicht erkennbar, ob diese uneingeschränkt weiter bestehen sollen oder nicht. Dies betrifft unter anderem die Netzentgelte für Nachtspeicherheizungen. In ihrem Festlegungsentwurf sollte die BNetzA auch diese Aspekte adressieren bzw. schnellstmöglich im separaten Festlegungsverfahren zur Weiterentwicklung des § 14a EnWG klären.

Die von der BNetzA vorgesehene Gewichtung des Grundpreises führt dazu, dass dieser bei einzelnen Netzbetreibern perspektivisch sogar geringer ausfallen wird als in der heutigen Systematik. Wir gehen davon aus, dass dies mit der Regelung nicht beabsichtigt ist und muss unbedingt vermieden werden. Es sollten daher **30-70%** und nicht nur 20-40% der auf die Netznutzer entfallenden Kosten über den Grundpreis (inklusive das Prosumeraufschlags) vereinahmt werden.

Die geplante Regelung, Prosumer künftig pauschal über einen erhöhten Grundpreis an den Netzkosten zu beteiligen, halten wir in ihrer aktuell geplanten Ausgestaltung für ungeeignet, um eine verursachungsgerechte Kostenbeteiligung sicherzustellen. Unter Berücksichtigung der aktuellen Überlegungen der BNetzA zum Netzentgeltsystem ab 2029 erscheint diese Umsetzung weniger komplex zu sein, als eine Überführung der Prosumer in die Kapazitätspreislogik des BNetzA-Modells. Aus dem vorgesehenen erhöhten Grundpreis für Prosumer ergeben sich jedoch viele Folgefragen, die im Rahmen der Festlegung geregelt werden müssen.

- › Es bedarf einer eindeutigen Legaldefinition des Prosumers, um jegliche Rechtsunsicherheiten für die Anschlussnehmer, Lieferanten und Netzbetreiber (sowie Bundesnetzagentur) zu verringern. Eine belastbare Definition des Prosumers muss darauf abstellen, dass Elektrizität tatsächlich hinter dem Netzverknüpfungspunkt erzeugt worden sein muss und nicht lediglich aus dem Netz bezogene Elektrizität zwischengespeichert wurde.
- › Anschlussnutzer, die an einem Mieterstrom-Modell (§ 42a EnWG) teilnehmen, entsprechen heute der Definition eines Netznutzers. Für diesen einen Netznutzer würde somit ein erhöhter Grundpreis anfallen. Hinweis: Ist im entsprechenden Objekt ein weiterer Anschlussnutzer, welcher nicht am Mieterstrommodell teilnimmt, stellt dieser heute bereits einen separaten Netznutzer dar. Für diesen würde somit ein separater Grundpreis anfallen und sofern dieser ein Prosumer ist, ein separater Prosumer-Grundpreis. Anders ist dies bei der Gemeinschaftlichen Gebäudestromversorgung gem. § 42b EnWG. Hier ist jeder Teilnehmer ein Netznutzer mit seinem eigenen, separaten Grundpreis.

Dieses Vorgehen ist zu begrüßen. In diesem Zuge möchten wir darauf hinweisen, dass diese Modelle immer aus der Sicht des „Netznutzers“ betrachtet werden sollten, so dass hier teils von einem Netznutzer mit einem Jahresverbrauch von mehr als 100.000 kWh auszugehen ist.

- › Zu klären ist, ob Prosumer mit Anlagen > 30 kW zusätzlich zum Prosumeraufschlag auch das Speicher- bzw. Einspeisekapazitätsentgelt entrichten müssen. Dieses schließt die BNetzA in ihrem Zwischenbericht bisher lediglich für Prosumeranlagen < 30 kW aus. Hier muss die BNetzA sicherstellen, dass keine Doppelbelastungen aus Prosumerentgelt und Einspeise- bzw. Speicherentgelte entstehen.
- › Es muss sichergestellt werden, dass der Lieferant über Marktkommunikationsprozesse ohne Zeitverzug rechtzeitig seine Kunden und potenzielle Neukunden als Prosumer identifizieren kann, um die neue Grundpreissystematik ab dem 01.01.2029 bei der Angebotslegung und eventueller Preisanpassung sowie frühzeitig vorgesehener Kundeninformation anwenden zu können.

4.2 Kunden oberhalb der Niederspannung und Niederspannungskunden mit einem Jahresverbrauch von mehr als 100.000 kWh

Der BDEW begrüßt die Einführung eines Kapazitätspreises für diese Verbrauchsgruppe, weist jedoch darauf hin, dass er in der jetzigen Ausgestaltung seine gute Wirkung nicht erzielen kann. Daher ist zu beachten:

- › **Die zu bestellende Mindestkapazität von 10% der Jahreshöchstlast ist aus Sicht des BDEW deutlich zu gering.** Die Mindestbestellkapazität sollte sich zudem nicht an der Jahreshöchstlast, sondern an der vertraglich vereinbarten Netzanschlusskapazität orientieren. Bei der Dimensionierung sowie dem Zusammenspiel von Kapazitätspreis, Arbeitspreis 1 und Arbeitspreis 2 ist sicherzustellen, dass ein Anreiz entsteht, sachgerechte Kapazitätsbestellungen vorzunehmen sowie nicht erforderliche Netzanschlusskapazitäten wieder freizugeben. Ein solcher Anreiz ist vor dem Hintergrund der knappen Netzkapazitäten und dem anstehenden Netzausbau zielführend.
- › Der Kapazitätspreis sollte ebenfalls eine hohe Gewichtung erhalten. In der vorgeschlagenen Parametrierung, nach der der Anteil der Erlöse aus dem Arbeitspreis 30% bis 60% ausmachen soll, fehlt jeglicher Anreiz für den Kunden mit dem knappen Gut Kapazität entsprechend des tatsächlichen Bedarfs umzugehen. Die Vorgabe 30% bis 60% über den Arbeitspreis zu erlösen, spiegelt keine kostenreflexive Kostenbeteiligung durch die Netzentgelte an den Netzkosten wider, wenn das Zusammenspiel von Kapazitäts- sowie Arbeitspreis 1 und 2 nicht ausgewogen ist und somit alle Netznutzer angereizt sind, die Mindestbestellkapazität anzumelden. **Vielmehr sollte über den Kapazitätspreis ein wesentlicher Anteil der Kosten, die von der jeweiligen Netznutzergruppe getragen werden müssen, Erlöst werden.**
- › Unklar ist, wie mit der Bestellkapazität mehrerer Netznutzer eines Netzanschlusspunktes zu verfahren ist. Ist eine Überschreitung der vertraglich vereinbarten Netzanschlusskapazität in diesem Fall möglich?
- › Der BDEW kritisiert den Vorschlag der BNetzA, dass bei fehlender Bestellkapazität der Netzbetreiber eine optimale Kapazität errechnen und dem Netznutzer vorgeben soll. Dies wird zu Beschwerden bei den Netzbetreibern und Unsicherheiten beim Netznutzer führen, die unnötig Ressourcen binden, die besser für andere Zwecke eingesetzt werden könnten. Besser wäre es, dass als Rückfalloption ein fester Prozentsatz der Netzanschlusskapazität angesetzt wird.
- › Zudem ist der genaue Prozess zur Kapazitätsbestellung vom Anschlussnutzer an den Netzbetreiber inklusive Verantwortlichkeiten und Fristen in der Festlegung vorzugeben.
- › Eine Kalkulation der Netzentgelte und eine erst daran anschließende Bestellung von Kapazitäten durch die Anschlussnutzer kann zu einem Erlösrisiko des Netzbetreibers führen. Eine Optimierung durch die Anschlussnutzer darf nicht zu Lasten der Erlössituation des Netzbetreibers gehen und zu erheblichen Abweichungen im Regulierungskonto führen.

Offen ist, wie die Bundesnetzagentur perspektivisch mit **Pooling** umgehen will. Pooling sollte konsequent auf Letztverbraucher beschränkt werden. Eine Ausweitung auf weitere Kundengruppen würde die Komplexität deutlich erhöhen, zusätzliche Abgrenzungsfragen aufwerfen und die praktische Umsetzbarkeit erheblich erschweren. Ein weiterer wesentlicher Aspekt ist die Vermeidung von Fehlanreizen für ineffizienten Netzausbau. Die Pooling-Systematik darf nicht dazu führen, dass notwendige Netzinvestitionen verzögert oder auf vorgelagerte Netzebenen verlagert werden. Vielmehr muss sie sich an einer volkswirtschaftlich effizienten Netzbewirtschaftung ausrichten. Vor diesem Hintergrund ist eine praktikable und rechtssichere Weiterentwicklung der Pooling-Systematik erforderlich. Zentrale Voraussetzung ist dabei eine klare Abgrenzung der anspruchsberechtigten Letztverbraucher, um Interpretationsspielräume und uneinheitliche Anwendungen zu vermeiden. Darüber hinaus müssen transparente und nachvollziehbare Kriterien für das Pooling festgelegt werden. Nur so kann sichergestellt werden, dass die Voraussetzungen erfüllt sind und die Regelung für alle Beteiligten diskriminierungsfrei und einheitlich angewendet wird. Als Ausgangsbasis könnten die aktuellen Rahmenbedingungen aus § 17 Abs. 2 StromNEV gelten. „Alle Entnahmestellen werden durch denselben Letztverbraucher genutzt, sind mit dem Elektrizitätsversorgungsnetz desselben Netzbetreibers verbunden, befinden sich auf der gleichen Netz- oder Umspannebene und sind Bestandteil desselben Netzknotens.“ Für die praktische Umsetzung sollten Prüfverfahren möglichst schlank ausgestaltet und an bestehende Prozesse angelehnt werden, um zusätzlichen Aufwand für Netzbetreiber und Netznutzer zu vermeiden. Ergänzend wäre die Einführung einer Bagatellgrenze zu prüfen. Dadurch kann sichergestellt werden, dass Kleinstfälle nicht zu unverhältnismäßigem administrativen Aufwand führen und die Regelung auf wesentliche Anwendungsfälle beschränkt bleibt.

5 Speicherentgelte

Die Begrenzung der Erhebung von Speicherentgelten auf einen Kapazitätspreis für Speicher ist aus Sicht des BDEW der richtige Weg. Doch auch bei den Speicherentgelten gibt es insbesondere in der Abgrenzungsfrage von netz- und anlagengekoppelten Speichern offene Punkte, die im Rahmen der Festlegung geregelt werden müssen.

- › Aus Sicht des BDEW bedarf es einer klaren und rechtssicheren Definition netzgekoppelter Speicher. Eine solche Definition ist erforderlich, um eine eindeutige Abgrenzung zu anlagengekoppelten Speichern zu ermöglichen und Rechts- sowie Anwendungssicherheit für alle Markttrollen zu schaffen. Dies betrifft auch die Einordnung mobiler Speicher.
- › In Anlehnung an § 118 Abs. 6 EnWG i.V.m. § 21 EnFG sollte für Speicher, welche zukünftig nicht unter § 118 Abs. 6 EnWG fallen, alle aus dem Netz bezogene und wieder

zurück gespeiste Strommengen kein Arbeitspreis anfallen. Dies sollte unabhängig davon sein, ob ein Speicher netz- oder anlagegekoppelt ist. Voraussetzung dafür ist eine entsprechend messtechnische Abgrenzung dieses Stroms. Andere Entgeltkomponenten sind davon unabhängig an die Verbrauchstellenart (Verbrauchs- oder Einspeiseanlage) gekoppelt.

6 Netzentgelte für Elektrolyseure

Die Fokussierung des Netzentgelts für Elektrolyseure auf einen Kapazitätspreis stellt sicher, dass der Betrieb der Elektrolyseure nach den Strombezugskriterien für grünen (RFNBO) und kohlenstoffarmen Wasserstoff vorerst nicht eingeschränkt wird. Dies ist für die Wirtschaftlichkeit, Planbarkeit und Bankfähigkeit aktueller Elektrolyseprojekte von zentraler Bedeutung. Die Strombezugskriterien schränken die Flexibilität der Elektrolyseure deutlich ein, wie in der [Stellungnahme des BDEW zu Speichernetzentgelten](#) detailliert ausgeführt wurde.

Es ist hilfreich, dass mit der Bindung an den Kapazitätspreis für Einspeiser bereits eine ungefähre Größenordnung für den Kapazitätspreis für Elektrolyseure vorliegt. Im Hinblick auf die Planungssicherheit der Projekte ist wichtig, dass diese Bindung wie auch die Grundlagen der Berechnung des Kapazitätspreises für Erzeuger unverändert bleiben (Deckelung auf 0,5 €/MWh zuzüglich Kosten für Systemdienstleistungen).

Eine wichtige Frage wird sein, ob bzw. wann ein dynamisches Netzentgelt eingeführt wird. Für die Planungssicherheit und Bankfähigkeit der Elektrolyseurbetreiber ist entscheidend, dass hier eine Verschlechterung der Bedingungen ausgeschlossen wird. Aus diesem Grund werden die dynamischen Netzentgelte auch für Elektrolyseure skeptisch gesehen. Auch aus systematischer Sicht sind zusätzliche zeitliche Steuerungssignale kritisch zu bewerten, da diese wiederum mit den Strombezugskriterien in Konflikt geraten könnten. Insofern sollte auch hier eine negative Wechselwirkung ausgeschlossen werden. Das betrifft auch die Wechselwirkungen von dynamischen Netzentgelten und EE-Anlagen, die im Rahmen von PPA von Elektrolyseuren kontrahiert werden. Erhalten diese ein negatives dynamisches Netzentgelte, obwohl die Stromabnahme in der gleichen Engpassregion durch einen Elektrolyseur gesichert ist, beeinträchtigt dies die Elektrolyseure massiv.

Auch die enorme Bedeutung des Bestandschutzes für die Netzentgeltbefreiung auch für Elektrolyseure, die nach den Vorgaben des EnWG § 118 Abs. 6 EnWG in Betrieb gehen, muss erneut betont werden und wurde in der [zuvor genannten Stellungnahme](#) detailliert ausgeführt.

Die geplante besondere Netzentgeltsystematik für Elektrolyseure stützt sich nach der bisherigen Argumentation der BNetzA maßgeblich auf Art. 18 Abs. 2 f) VO (EU) 2019/943. Der Passus ermöglicht es, bei der Netzentgeltmethodik auch nationale Energie- und Klimaziele, die

Verringerung von Umweltauswirkungen sowie die öffentliche Akzeptanz zu berücksichtigen. In einem aktuellen Entwurf der Kommission zur Änderung dieser Verordnung ist dieser Absatz gestrichen worden, weshalb dies bei der Ausgestaltung der AgNes-Festlegung zu berücksichtigen ist und eine geänderte Begründung der Sonderregelung verwendet werden sollte (soweit eine Änderung des Kommissionsvorschlags nicht möglich erscheint).

7 Einspeiseentgelte und Baukostenzuschüsse für Erzeuger

Auch die Einführung von Einspeiseentgelten muss vor dem Hintergrund der von der BNetzA aufgestellten Kriterien bewertet werden (siehe hierzu auch [BDEW-Stellungnahme zu den Orientierungspunkten Einspeiseentgelte](#)). **Aus Sicht des BDEW kann die Einführung von Einspeiseentgelten unter Berücksichtigung der von ihr aufgestellten Kriterien in der Gesamtschau nicht befürwortet werden.** Die nun vorgestellten Regelungen führen weiterhin zu erheblichen Verzerrungen und unterminieren trotz der avisierten Bestandsschutzregelungen getroffene planerische Investitionsentscheidungen maßgeblich. Dies betrifft u.a. die Weiterbewirtschaftung ausgeförderter EE-Projekte oder getroffene finanzielle Vereinbarungen zum geordneten Kohleausstieg. Daher lehnt der BDEW die Einführung von Einspeiseentgelten auch in der von der BNetzA vorgestellten Ausgestaltung ab.

Sollte die BNetzA an ihrem Vorhaben festhalten, für Einspeiser einen Kapazitätspreis einzuführen, sind auch hier aus Sicht des BDEW wesentliche Punkte noch zu klären:

- › Es besteht Klärungsbedarf, welche Leistung bei der Abrechnung der Einspeiseentgelte herangezogen werden soll. Im derzeitigen Zwischenstand bezieht sich die BNetzA auf die „**vertraglich vereinbarte Netzanschlusskapazität**“. Der BDEW weist darauf hin, dass es Netzanschlusskonstellationen bzw. Anlagenportfolien gibt, in denen nicht alle dahinterliegenden Anlagen gleichzeitig mit ihrer höchsten Last einspeisen. Es sollten daher dringend nicht die einzelnen Anlagenkapazitäten abgerechnet werden, sondern die vertraglich vereinbarte Netzanschlusskapazität am Netzverknüpfungspunkt. Aus Sicht des BDEW bleibt damit völlig unklar, gegenüber wem eine Abrechnung vorzunehmen ist und ob oder wie sich dies in die festgelegten Abrechnungsprozesse einfügt.
- › Weiterhin sollte geregelt werden, welche Bezugsgröße maßgeblich ist, wenn an einem Netzanschluss unterschiedliche Anschlussnehmer, also neben der Einspeiseanlage weitere Verbrauchseinrichtungen wie flexible elektrische Wärmeerzeuger, Speicher oder zusätzliche Erzeugungsanlagen angeschlossen sind. Eine sachgerechte Zuordnung zu den jeweiligen Nutzungsarten ist erforderlich. Diese sollte auch die entsprechenden Potenziale, die ein intelligentes Anlagenkonstrukt im Hinblick auf einen netz- und systemdienlichen Einsatz von Erzeugung und Verbrauch ermöglicht, befördern. Ein

netzdienlicher Einsatz darf nicht durch prohibitiv hohe Netzentgeltkomponenten gehemmt werden.

- › Fraglich ist darüber hinaus der Anwendungsfall für Anlagen der Kraftwerksreserve. Müssen diese Kapazitätsentgelte entrichten, so dass diese im Rahmen der Kostenübernahme von den Übertragungsnetzbetreibern übernommen werden müssen oder sind diese davon nicht betroffen?
- › Es muss klar geregelt werden, wie der Kapazitätspreis in der Abrechnung auszuweisen und gegenüber dem Kunden geltend zu machen ist. Dies ist nach dem aktuellen Sachstand der Vorgaben der BNetzA nicht eindeutig nachvollziehbar. Neuregelungen müssen konsistent zu bestehenden Festlegungen der Beschlusskammer 6 sein und somit über die standardisierten Marktkommunikationsprozesse abgewickelt werden können.
- › Zudem ist eindeutig festzulegen, welche Einspeiseanlagen vom Einspeisenetzentgelt erfasst werden. Es bedarf einer klaren Beschreibung, ob grundsätzlich alle Einspeiseanlagen unabhängig von ihrer konkreten Kunden- oder Anschlusskonstellation betroffen sind.
- › Darüber hinaus bedarf es klarer Vorgaben zur Abwicklung der Zahlungen zwischen Verteilnetzbetreibern und Übertragungsnetzbetreibern. Insbesondere sollte eindeutig geregelt werden, ob und inwieweit die Abwicklung an bestehende Mechanismen, etwa nach dem EnFG, angelehnt werden soll.
- › Schließlich sind die Rollen- und Haftungsfragen eindeutig zu regeln. Es muss klar festgelegt werden, an wen die Rechnung für das Einspeisenetzentgelt auszustellen ist. Ebenso ist zu regeln, wer das Ausfallrisiko trägt, wenn Zahlungen verweigert werden.
- › Wenn Einspeiser an der Finanzierung beteiligt werden sollen, ist ein regional differenzierter Baukostenzuschuss (BKZ) das zielgenauere und systematisch bessere Instrument. Ein solcher Ansatz kann regionale Lenkungswirkungen entfalten und zugleich zielgerichteter, transparenter und einfacher ausgestaltet werden als laufende Einspeiseentgelte. Hier ist darauf zu achten, dass die Regelung in ihrer Wirkungsweise kohärent mit etwaigen weiteren gesetzlichen Vorgaben bleibt, so dass es nicht zu unbeabsichtigten Mehrfachbelastungen kommt. In diesem Zusammenhang weist der BDEW darauf hin, dass auch eine kumulative Belastung durch Kapazitätspreise und Baukostenzuschüsse die Wirtschaftlichkeit von Erzeugungsprojekten erheblich beeinträchtigen würde. Dies würde dazu führen, dass die Projekte grundsätzlich infrage gestellt würden.

8 Dynamische Netzentgelte und Flexibilitäten

Dynamische Netzentgelte in der von der BNetzA vorgesehenen Ausgestaltung sind weiterhin eindeutig abzulehnen (siehe hierzu auch [BDEW-Stellungnahme zu den Orientierungspunkten dynamische Netzentgelte](#)). Über dynamische Netzentgelte die hoch volatilen Netzengpässe in den oberen Spannungsebenen zu adressieren, ist weder effektiv noch effizient.

Insgesamt adressiert das jetzige Modell der BNetzA die erheblichen Potenziale verbrauchsseitiger Flexibilitäten nicht. **Aus Sicht des BDEW ist es erforderlich, Flexibilitäten netzdienlich einzusetzen und anzureizen.** Hierbei ist zu beachten, dass auch „netzdienlich“ und Abwandlungen dieser Begrifflichkeiten nicht einheitlich und klar definiert sind. Dies kann durch eine richtige Ausgestaltung zeitlich variabler Netzentgelte für Verbraucher im Verteilernetz erfolgen. In ihrem Zwischenbericht am 27. Mai 2026 hat die BNetzA angekündigt, den § 14a EnWG weiterzuentwickeln. Je nach Ausgestaltung kann dies der richtige Weg sein, Flexibilitäten anzureizen. Dabei fordert der BDEW mehr Gestaltungsspielraum bei zeitvariablen Netzentgelten sowohl in den Differenzen zwischen Hoch- und Niedrigtarifen als auch in der saisonalen bis monatlichen Differenzierung. Es sollte eine monatliche Auflösung der Zeitfenster ermöglicht werden, damit jeder Netzbetreiber die individuellen Anforderungen seiner Versorgungsaufgabe in den Zeitfenster, abbilden kann. Übergangsregelungen für Bestandskunden sollten dabei von Anfang an mitgedacht werden, um die Kundenansprache zu vereinfachen.

Dabei sollten jedoch durch ein statisch variables Netzentgelt nicht nur die Flexibilitäten in der Niederspannung angereizt werden. Große Verbraucher mit großen Flexibilitätspotentialen z.B. von Power-to-Heat-Anlagen in Kombination mit einem Wärmespeicher, die über § 19 Abs. 2 S.1 StromNEV sehr flexibel eingesetzt werden, sowie öffentliche Ladeparks, die mit Batteriespeichern kombiniert werden, werden perspektivisch durch das Grundmodell aus Kapazitätspreis und zwei Arbeitspreisen nicht mehr angereizt. Dies kann bei diesen Verbrauchern zu erheblichen Kostensteigerungen führen. Es braucht echte positive Entgeltentlastung für netzdienliche Flexibilität. Eine **Weiterentwicklung der atypischen Netznutzung nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV** kann hier das richtige Instrument sein, um für netzdienliche Flexibilitäten die richtigen Anreize zu setzen und **sollte aus Sicht des BDEW mit diesem Anspruch weiterentwickelt werden.** Sofern die BNetzA nicht vorsieht, zeitlich variable Netzentgelte auch in den Spannungsebenen oberhalb der Niederspannung einzuführen, könnte alternativ die netzdienliche Flexibilität in flexiblen Netzanschlussvereinbarungen im Grundsatz geregelt und über Netzentgeltentlastungen im Netznutzungsverhältnis entlohnt werden. Ohne diese Lösungswege besteht die Gefahr, dass dringend erforderliche Dekarbonisierungs- und Energiewendetechnologien, welchen innerhalb des Nationalen Energie- und Klimaplanes (NECP) und des Stromnetzentwicklungsplans eine wesentliche Rolle im zukünftigen Stromsystem beigemessen

wird, nicht wirtschaftlich betrieben werden können. In der Folge würde damit dem Stromsystem ein hohes Flexibilitätspotential genommen werden.

Für die angekündigte Weiterentwicklung des § 14a EnWG und § 19 Abs. 2 S.1 StromNEV braucht es möglichst zeitnah einen klaren Zeitplan. In jedem Fall sind jedoch praktikable und angemessene Lösungen – ohne große Komplexitäten in der Abwicklung – notwendig.