

Berlin, 5. Mai 2026

**BDEW Bundesverband  
der Energie- und  
Wasserwirtschaft e.V.**

Reinhardtstraße 32  
10117 Berlin

[www.bdeu.de](http://www.bdeu.de)

## Stellungnahme

# zum Entwurf eines Gesetzes zur Sicherung der Versor- gungssicherheit Strom und zur Bereitstellung neuer Ka- pazitäten (StromVKG)

Referentenentwurf des BMWV vom 27. April 2026

Version:

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, über 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

<b>Einleitung und übergeordnete Position</b> .....	<b>5</b>
Verhältnis zu AgNes-Prozess.....	6
<b>1    Abschnitt 1: Allgemeine Bestimmungen</b> .....	<b>9</b>
1.1.1 Energiebegrenzt, § 2 Nr. 3 .....	9
1.1.2 Hauptenergieträger, § 2 Nr. 16 .....	9
1.1.3 Standort, § 2 Nr. 33 .....	9
<b>2    Abschnitt 2 Ausschreibungen, Gebotstermine, Ausschreibungsvolumina</b> ..	<b>10</b>
2.1 Gebotstermine für die Ausschreibung für Erzeugungskapazitäten (§ 5):.....	10
<b>3    Abschnitt 3 Voraussetzungen für die Teilnahme an Ausschreibungen</b> .....	<b>10</b>
3.1 Stromnetzanschluss (§ 8) .....	10
3.2 Ausschluss der Doppelförderung (§ 11) .....	11
3.3 Standortdefinition (§ 12) .....	11
3.4 Langfriskriterium (§ 12 Abs. 5):.....	13
3.5 Mindestinvestitionsschwellen (§ 14):.....	14
3.6 Resilienzvorgaben (§ 15): .....	14
3.7 Momentanreserve (§ 16): .....	16
3.8 H2-Anforderungen (§ 17) .....	18
3.9 Grenzüberschreitende Teilnahme (§ 18).....	18
<b>4    Abschnitt 4 Aggregation, Reduzierte Leistung, Referenzwert[e]</b> .....	<b>19</b>
4.1 Anlagenpools (§ 20 ff. /§ 12 Abs. 4) .....	19
4.2 Derating Faktoren (§ 22, §23 mit Anlage 3): .....	19
4.3 Fehlende Referenzwerte (§ 25, 26) .....	20
<b>5    Abschnitt 5 Präqualifizierung</b> .....	<b>20</b>

<b>6</b>	<b>Abschnitt 6 Ausschreibungsverfahren und Sicherheiten .....</b>	<b>20</b>
6.1	Bekanntmachung (§ 37): .....	20
6.2	Höchstwerte (§ 41):.....	20
6.3	Sicherheit für Ausgleichszahlungen und für die Pönale für unvollständige Funktionsnachweise (§ 46) .....	21
6.4	Verzinsung von Sicherheiten (§ 47 Abs. 2) .....	22
<b>7</b>	<b>Abschnitt 7 Zuschlag .....</b>	<b>22</b>
7.1	Zuschlagsverfahren (§ 50): .....	22
7.2	Südbonus (§ 50):.....	23
7.3	Ausschluss von Geboten (§ 51 Abs. 4): .....	23
7.4	Bekanntgabe der Zuschlüsse (§ 53) .....	24
7.5	Übertragung der Kapazitätsverpflichtung (§ 58).....	24
7.6	Sekundärmarkt (§ 58 ff.).....	24
<b>8</b>	<b>Abschnitt 8 Abschließende Präqualifizierung, Nichtrealisierungspönale....</b>	<b>25</b>
8.1	Angaben und Nachweise in Verbindung mit Entscheidung über den Abschluss der Präqualifizierung (§ 64 und § 65) .....	25
8.2	Nichtrealisierungspönale (§ 66) .....	26
<b>9</b>	<b>Abschnitt 9 Verfügbarkeitsverpflichtung, Überprüfung, Funktionsnachweis, Dekarbonisierung .....</b>	<b>27</b>
9.1	§ 67 i.V.m. § 68 Verfügbarkeitsverpflichtung, Verfügbarkeitsindikator & Abrechnungsperiode, Hochpreisviertelstunde.....	27
9.2	Abrechnungsperiode, Hochpreisviertelstunde, Abrechnungsmechanismus (§ 68 ff.).....	28
9.3	Indikativgebote (§ 70) .....	28
9.4	Dekarbonisierung, § 73: .....	29
9.5	Beginn des Messzeitraums und Kapazitätsvergütung (§ 72 und § 74)	29
<b>10</b>	<b>Abschnitt 10 Zahlungsansprüche und Zahlungsverpflichtungen .....</b>	<b>30</b>

	10.1	Preisspitzenausgleich (§ 81): .....	30
<b>11</b>		<b>Abschnitt 12 Festlegungskompetenzen, Verordnungsermächtigungen.....</b>	<b>30</b>
<b>12</b>		<b>Anlage 3 (zu § 23 Absatz 1) Methodik zur Ermittlung der Reduktionsfaktoren und Technologieklassen für die Ausschreibungen für Erzeugungskapazitäten und Kapazitäten .....</b>	<b>31</b>
<b>13</b>		<b>Zu Anlage 7.....</b>	<b>32</b>

## Einleitung und übergeordnete Position

Der BDEW begrüßt es sehr, dass das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) den Entwurf für ein Gesetz zur Sicherung der Versorgungssicherheit Strom und zur Bereitstellung neuer Kapazitäten (StromVKG-E) in die Verbändeanhörung gegeben hat und ein Beginn der Ausschreibungen noch in diesem Jahr geplant ist. Nach den Verzögerungen der Kraftwerksstrategie ist es entscheidend, den Zeitplan nun einzuhalten, um weitere Kostensteigerungen in den geplanten Projekten zu vermeiden.

Der vorliegende Referentenentwurf ist umfangreich und zum Teil sind die Regelungen sehr komplex und von hoher Regelungstiefe geprägt. Es bedarf daher der sorgfältigen Prüfung und Rückkopplung mit den Unternehmen. Teilweise sind relevante Werte, wie etwa die Höchstwerte, noch nicht angegeben, was eine Bewertung erschwert. Sehr hilfreich war die Durchführung mehrerer informativer Verbändetermine. Die Erstellung einer dem Thema angemessenen fundierten Stellungnahme unter Beteiligung der betroffenen BDEW-Mitgliedsunternehmen in den Verbandsorganen war in der vom BMWE gesetzten Wochenfrist (in einer Feiertagswoche) trotzdem nicht möglich. Der BDEW fordert die Bundesregierung mit Nachdruck und zum wiederholten Male dazu auf, auskömmlich bemessene Fristen für Verbändeanhörungen vorzusehen.

Positiv ist, dass die Ausschreibungen zum Zubau gesicherter Leistung zeitnah starten sollen. Der Bau neuer Erzeugungskapazitäten nimmt lange Realisierungszeiten in Anspruch; die Ausschreibungen müssen daher dieses Jahr starten. Wichtig ist aus Unternehmensperspektive jedoch auch, dass die Ausschreibungen trotz der kurzfristigen Umsetzung die nötige Rechts- und Investitionssicherheit bieten. Dies gilt gleichermaßen im Hinblick auf die endgültige beihilferechtliche Genehmigung, die ohne weitere Verzögerungen erfolgen muss. Ein möglicher Beginn der Ausschreibungen noch vor Erteilung der beihilferechtlichen Genehmigung wird daher kritisch gesehen. Außerdem besteht das Risiko einer Klage gegen die Genehmigung. Daher sollte es bei Ausschreibungen vor beihilferechtlicher Genehmigung dem Bieter freistehen, einen Zuschlag zurückzugeben.

Um Versorgungssicherheit in Dunkelflauten gewährleisten zu können, bedarf es sowohl flexibel regelbarer Gaskraftwerke, die perspektivisch mit klimaneutralem Wasserstoff betrieben werden, als auch Großbatteriespeicher, Sektorkopplung und Flexibilitäten auf Verbrauchsseite. Bei der Ausgestaltung ist es wichtig, dass Versorgungssicherheit kosteneffizient beschafft wird, dazu trägt die Einbeziehung aller Technologien unmittelbar bei. Es ist sachgerecht, dass bei einem Instrument, das die Versorgungssicherheit adressiert, diejenigen Verbraucher für die anfallenden Kosten aufkommen sollen, die in Zeiten der Knappheit Kapazitätsbedarf haben. Der BDEW begrüßt daher den Ansatz, die Kosten nach dem Verbrauch in den teuersten Stunden zu verteilen. Es muss ein Ausgleich zwischen zu hoher Komplexität und

einer verursachungsgerechten Verteilung einerseits sowie einer finanziellen Überforderung von Akteuren, die keine Lastverschiebung oder -reduktion (Peak-Shaving) betreiben können, andererseits gefunden werden. Die Herausforderung besteht dabei insbesondere darin, die Rolle von Lastflexibilität zu berücksichtigen und Doppelzählungen zu vermeiden, um die Anforderung mit geringer Komplexität zu erfüllen.

Um die Ausschreibungen möglichst vielen Marktakteuren zugänglich zu machen, betont der BDEW, dass unnötige Komplexität zu vermeiden ist und die relevanten Informationen zur Teilnahme an den Ausschreibungen möglichst frühzeitig und verbindlich feststehen, damit die Marktakteure sich auf die Ausschreibungen vorbereiten können.

Für die Nutzung von Wasserstoff in Kraftwerken (inkl. BHKW) sind zudem Wasserstoffspeicher und Elektrolyseure als Flexibilitätselemente erforderlich. Politische Klarheit über den Transformationspfad von heutigen Erdgas- zu zukünftigen Wasserstoffspeichern ist entscheidend; dieser muss mit den geplanten Kapazitäten und Zeitplänen für die Wasserstoffnutzung im Stromsektor abgestimmt werden; vergleichbares gilt auch für den Ausbau der Wasserstoffnetze. Außerdem sollte der Aufbau komplementärer Wasserstoffspeicherkapazitäten ermöglicht werden, etwa durch die Integration einer ergänzenden „Speicherkomponente“ in bestehende Fördermechanismen für „No-Regret“-H<sub>2</sub>-Speicherkapazitäten, um künftig eine regelbare Versorgung von Wasserstoffkraftwerken sicherzustellen.

Damit auch über die Ziele des StromVKG-E hinaus neue Kraftwerke gebaut werden, braucht es jetzt eine Verlängerung der mit dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) gesetzten Anreize. Unmittelbar mit Einführung eines Kapazitätsmarkts mit Ausschreibungen muss die notwendige Anhebung der KWKG-Fördersätze aufgrund geminderter Erlöse aus dem Stromgroßhandelsmarkt realisiert werden, damit die KWK gegenüber der heutigen Situation nicht schlechter gestellt wird. Auch wenn das StromVKG-E, die KWKG-Novelle und das Kapazitätsmarktgesetz zeitversetzt beschlossen werden, müssen sie aufgrund der bestehenden Wirkzusammenhänge gemeinsam gedacht werden.

Darunter fällt auch die Unsicherheit im Verhältnis des StromVKG-E zum bestehenden und künftigen KWKG-Förderrahmen. Solange die Weiterentwicklung bzw. der Fortbestand der KWK-Förderung nicht hinreichend geklärt ist, bleibt für Betreiber dezentraler Anlagen offen, ob und unter welchen wirtschaftlichen Bedingungen sie an welchen Ausschreibungen teilnehmen können.

### **Verhältnis zu AgNes-Prozess**

Mit Blick auf die Ausgestaltung eines künftigen Kapazitätsmarktes – und insbesondere auf die bis dahin vorgesehenen T-5 Ausschreibungen im Rahmen des StromVKG – sind die derzeit im Verfahren zur Festlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes) diskutierten

Optionen einer Beteiligung von Einspeisern an den Netzkosten (z. B. über Baukostenzuschüsse (BKZ) oder im Extremfall über (dynamische) Einspeisernetzentgelte) frühzeitig in den Blick zu nehmen. Dynamische Einspeisernetzentgelte sind von Kreditgebern nicht kalkulierbar, so dass sie das Potenzial haben, Neubau-Projekte – sowohl brennstoffbasierte als auch Erneuerbare Energien-Anlagen und Speicher – zu verhindern. Der BDEW lehnt diese daher ab. Die Ausgestaltung und der Zeitpunkt der Entscheidung zu diesen Instrumenten haben unmittelbare Relevanz für Gebotsstrategien, Auktionsdesign und die Umsetzbarkeit bezuschlagter Projekte.

Für den Gesetzgebungsprozess zum Kapazitätsmarkt muss deshalb sichergestellt werden, dass rechtzeitig - spätestens aber zum Ausschreibungsbeginn – Klarheit darüber besteht, ob und in welcher Form Einspeiser an Netzkosten beteiligt werden und in welcher Höhe bzw. nach welcher transparenten Berechnungslogik (einschließlich BKZ und etwaiger Einspeisernetzentgelte). Die Einpreisung netzkostenbezogener Belastungen ist für die Gebotshöhe von zentraler Bedeutung. Für die im Gebot abzubildende Finanzierungslücke (Missing Money) ist es entscheidend, ob und in welchem Umfang sie tatsächlich anfallen.

Die Ausschreibungen im Rahmen des StromVKG-E sollen bereits im September 2026 starten, während eine Festlegung zur allgemeinen Netzentgeltsystematik – und damit auch eine Entscheidung über Umfang und Ausgestaltung einer möglichen Beteiligung von Einspeisern an Netzkosten – erst zum Jahresende erfolgen soll. Konkret ist vorgesehen, einen AgNes-Festlegungsentwurf im Sommer 2026 vorzulegen: die Bundesnetzagentur (BNetzA) geht davon aus, dass bereits anhand des veröffentlichten Festlegungsentwurfs die darin enthaltenen Entscheidungen zu den Netzentgelten in den Ausschreibungen nach StromVKG berücksichtigt werden können. Dies würde somit auch für die T-5 Ausschreibungen gelten.

Darüber hinaus müssen Einspeiseentgelte – insbesondere bei einer Ausgestaltung über unterschiedliche Komponenten (z. B. Arbeits-, Kapazitäts- oder Grundpreis; leistungsbezogene Elemente) – konsistent in kapazitätsmarktrelevante Parameter und Mechanismen integriert werden. Dies betrifft u. a. die Parametrierung möglicher Erlösabschöpfungsmechanismen sowie die Festlegung von Verfügbarkeitschwellen und Anreizstrukturen. Ohne belastbare Annahmen zu Kostenkomponenten besteht die Gefahr, dass zentrale Designparameter systematisch verzerrt werden. Die Komplexität würde in jedem Fall deutlich steigen.

Werden Ausschreibungen durchgeführt, bevor die Höhe oder zumindest eine robuste, transparente Berechnungslogik für Einspeiserbeteiligungen feststeht, steigt das Risiko eines Winner's-Curse-Effekts erheblich. Dies kann zu zwei zentralen Problemen führen:

- › Eine erhöhte Wahrscheinlichkeit, dass bezuschlagte Projekte in der Umsetzung und Finanzierung unter Druck geraten, weil nachträglich eintretende Kostenbelastungen nicht adäquat berücksichtigt wurden;

- › Wettbewerbsverzerrungen, da ressourcenstarke Akteure komplexe, unsichere Regelungsentwürfe schneller modellieren und in Gebote einpreisen können, während kleinere Akteure relativ höhere Risiken tragen oder konservativer bieten müssen. Beides steht im Widerspruch zu einem wettbewerblichen Auktionsverfahren und kann zu höheren Risikoaufschlägen führen.

Eine Beteiligung von Einspeisern an Netzkosten wird derzeit in unterschiedlichen Ausprägungen diskutiert. Denkbar sind insbesondere:

- › Einmalige regional differenzierte Baukostenzuschüsse (BKZ), die aus Sicht des BDEW grundsätzlich eher geeignet sind, weil sie in der Regel klar quantifizierbar und damit eher kalkulier- und finanzierungsfähig sind.
- › Laufende Einspeisenentgelte als Finanzierungsbeteiligung an Netzkosten, etwa über kapazitäts- und/oder arbeitsbezogene Entgeltkomponenten. Diese werden vom BDEW abgelehnt, da sie systematisch die Einsatz- und Investitionssignale verzerren und die Komplexität der Einpreisung deutlich erhöhen.
- › Dynamische Einspeisenentgelte in Regionen mit strukturellen Netzengpässen. Diese werden vom BDEW ebenfalls abgelehnt, da sie besonders gravierende Auswirkungen auf Bankability und Kreditwürdigkeit haben können. Gerade dynamische Entgelte erschweren die Finanzierung, weil der Mittelbedarf von der Prognostizierbarkeit künftiger Engpässe abhängt und diese Unsicherheit typischerweise nicht bankfähig abbildbar ist. Bereits die Ungewissheit führt zu Risikoaufschlägen, erhöhten Kapitalkosten und in der Folge höheren Gesamtkosten – sowohl bei erneuerbaren als auch bei konventionellen Erzeugungsanlagen bis hin zur Nichtrealisierbarkeit.

Es ist davon auszugehen, dass Einspeisenentgelte, sofern diese in relevanter Höhe eingeführt werden, die angebotenen Preise beeinflussen und somit den Ausschreibungsausgang direkt prägen. Gemeinsam mit dem Clawback Mechanismus werden diese Einspeisenentgelte das „Missing Money“ von neuen Kraftwerken steigen lassen. Dies muss in dem Höchstwert des StromVKG-E berücksichtigt werden. **Vor diesem Hintergrund bekräftigt der BDEW seine Position, von Einspeiseentgelten abzusehen.** Für die Ausgestaltung eines Kapazitätsmarktes bzw. der T-5-Ausschreibungen ist es aus Sicht des BDEW von zentraler Bedeutung, im Gesetzgebungsprozess klar abzusichern, dass spätestens bis zum Ausschreibungsstart eine verbindliche Regelung zur Einspeiserbeteiligung vorliegt. Für bezuschlagte Anlagen mit mehrjährigen Kapazitätsverpflichtungen sollte zudem ausgeschlossen werden, dass nachträglich eingeführte Einspeisenentgelte die Wirtschaftlichkeit der Gebote entwerten. Soweit eine solche Belastung nicht vor Gebotsabgabe verbindlich ausgeschlossen wird, bedarf es einer gesetzlichen Kompensationsregelung. Bei Einführung einer Beteiligung muss zudem eine

transparente, kalkulierbare und finanzierungsfähige Höhe bzw. Berechnungslogik sichergestellt werden.

Die Wechselwirkung mit möglichen Einspeiseentgelten und Baukostenzuschüssen ist nicht nur für die Gebotshöhe relevant, sondern auch für die langfristige Refinanzierungsfähigkeit. Soweit Anlagen im StromVKG für 15 Jahre gebunden werden, muss gesetzlich klargestellt werden, dass nachträgliche Netzkostenbelastungen nicht zu nicht kalkulierbaren Zusatzrisiken führen.

## 1 Abschnitt 1: Allgemeine Bestimmungen

### 1.1.1 Energiebegrenzt, § 2 Nr. 3

In § 2 Nr. 3 muss der Begriff „energiebegrenzt“ klar auf Speicher präzisiert werden, da er den Eindruck einer trennscharfen technologischen Unterscheidung erzeugt. Auch energieunbegrenzte Anlagen können durch Brennstoffverfügbarkeit oder Infrastrukturrisiken faktisch beschränkt sein. Gemeint ist offenbar eine zeitlich begrenzte Erbringungsdauer aus Speicher- bzw. Lastflexibilitätslogik.

### 1.1.2 Hauptenergieträger, § 2 Nr. 16

In § 2 Nr. 16 ist der Begriff „Hauptenergieträger“ klarzustellen. Mit der aktuellen Formulierung in § 2 bleibt unklar, ob diese bezogen auf den Standort oder die Anlage gilt. Die bisherige Formulierung in § 2 Nr. 16 steht im Widerspruch zu der in der Begründung S. 100 genannten Absicht, eine „standortbezogene Gesamtbetrachtung“ durchzuführen, damit nicht ein vergleichsweise kleines Gaskraftwerk an einem Standort das Gebot für eine Langzeitkapazität an diesem Standort verhindert

#### › BDEW-Vorschlag:

§ 2 Nr. 16 ist wie folgt zu fassen:

*„Hauptenergieträger“ der **im Mittel aller Anlagen** an einem Standort ~~in einer Anlage~~ zur Erzeugung elektrischer Energie im mengengewichteten Durchschnitt überwiegend, mindestens zu 51 Prozent eingesetzte Brennstoff,*

### 1.1.3 Standort, § 2 Nr. 33

Die Begriffsbestimmung des „Standorts“ in § 2 Nr. 33, auf die sich § 12 bezieht, ist dahingehend zu ergänzen, dass es sich um denselben Betreiber handeln muss. Die Begriffsdefinition des „Standorts“ ist nicht hinreichend klar, soweit hier auf die postalische Adresse oder die Bezeichnung des Flurstücks abgestellt wird. Ein Kraftwerksstandort kann sich über mehrere

Flurstücke, Straßen oder sogar Postleitzahlen erstrecken. Dass die gebotsgegenständliche Anlage am selben Standort errichtet wird, ist für die Zulässigkeit des Gebots nach § 12 aber entscheidend. Dies ist auch für die PV-Ersetzungsregelung im EEG umstritten (vgl. <https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/hinwv/2018/24>).

› **BDEW-Vorschlag:**

§ 2 Nr. 33 ist wie folgt zu ergänzen:

*„Standort“ der Errichtungs- und Betriebsort einer Anlage oder mehrerer Anlagen **eines Betreibers**, der sich durch die postalische Adresse oder, falls eine solche nicht existiert, durch die Bezeichnung **der** Flurstücke oder der geografischen Koordinaten von anderen Standorten unterscheidet, wobei der Stand zum 31. Dezember 2025 maßgeblich ist“.*

## **2 Abschnitt 2 Ausschreibungen, Gebotstermine, Ausschreibungsvolumina**

Die in § 4 Abs. 3 vorgesehene Möglichkeit, bei Nichtausschöpfung des Ausschreibungsvolumens einen weiteren Ausschreibungstermin durchzuführen, ist positiv und damit eine klare Verbesserung im Vergleich zu vorangegangenen Referentenentwürfen.

### **2.1 Gebotstermine für die Ausschreibung für Erzeugungskapazitäten (§ 5):**

Der BDEW empfiehlt, die Ausschreibungen für Erzeugungskapazitäten früher als Mai 2027 durchzuführen, um ausreichend Zeit für Neubau zu schaffen.

## **3 Abschnitt 3 Voraussetzungen für die Teilnahme an Ausschreibungen**

### **3.1 Stromnetzanschluss (§ 8)**

§ 8 verlangt einen Stromnetzanschluss bzw. eine verbindliche Zusage mindestens in Höhe der gebotenen nominalen Leistung. Vor dem Hintergrund der AgNes-Diskussion ist klarzustellen, wie diese Anforderung mit künftigen Reservierungs-, Kapazitäts- oder Anschlusslogiken zusammenwirkt. Entscheidend ist, dass Bieter bereits **vor** Gebotsabgabe wissen, welche Netzanschluss- und Netzkostenanforderungen für die gebotene nominale Leistung gelten.

Nach § 8 müssen Anlagen einen Stromnetzanschluss oder eine verbindliche Zusage hierfür in der Höhe der gebotenen nominalen Leistung bis spätestens zum Beginn des Verpflichtungszeitraums haben. Dies ist mit dem Präqualifizierungsantrag nach § 31 vorzulegen. Für Anlagen, die nach § 12 Abs. 3 Nr. 1b) aa) an einem Standort errichtet werden sollen, an dem eine Anlage in der Netzreserve oder Kapazitätsreserve betrieben wird und an dem keine Erweiterung der Netzanschlusskapazität bis zum 1. November 2031 möglich ist, bedarf es einer

Klarstellung. Wird das Netzreserve -oder Kapazitätsreservekraftwerk (spätestens) nach Errichtung und Inbetriebnahme der gebotsgegenständlichen Anlage stillgelegt, kann die Stromnetzanschlusskapazität des Netzreserve- oder Kapazitätsreserve-Kraftwerks für die gebotsgegenständliche Anlage genutzt werden. Daher ist eine Klarstellung sinnvoll, dass bei Ersatzinvestitionen nach § 12 Abs. 3 Nr. 1 b aa) physisch vorhandene und bislang genutzte Netzanschlusskapazitäten am identischen Standort für die kapazitätsmarktrechtliche Zulassung als erfüllt gelten können, soweit die neue Anlage die gebotene Leistung nicht überschreitet.

Außerdem ist aufzunehmen, dass der Anlagenbetreiber eine verspätete Inbetriebnahme der Anlage nicht zu vertreten hat, wenn der Stromnetzanschluss aus von ihm nicht zu vertretenden Gründen nicht rechtzeitig hergestellt wird. Weder die Präqualifikationsvorschriften noch das Pönalen-System berücksichtigen, dass Anlagenbetreiber auf die rechtzeitige Herstellung der Stromanschlüsse keinen Einfluss haben.

### **3.2 Ausschluss der Doppelförderung (§ 11)**

Es ist nachvollziehbar, dass eine Doppelförderung durch StromVKG-E und KWKG ausgeschlossen wird. Es ist aber zu unterstreichen, dass eine Kombinierbarkeit im späteren Kapazitätsmechanismus oder eine entsprechende Überarbeitung der Förderkulisse in der anstehenden KWK-Novelle umso dringlicher wird.

### **3.3 Standortdefinition (§ 12)**

Die Vorgaben zum Zubau von Neuanlagen an Standorten, an denen heute schon Strom aus Erdgas erzeugt wird, sind restriktiv und in mehrfacher Hinsicht korrekturbedürftig. Der Grundgedanke, dass der bloße Ersatz einer sich noch in Betrieb befindlichen Anlage durch eine neue nicht zu einer Erhöhung der gesicherten Leistung führt und daher nicht gefördert werden sollte, ist zwar nachvollziehbar. Die aktuellen Formulierungen schließen jedoch Konstellationen aus, in denen ein Neubau zu einer Erhöhung der gesicherten Leistung führen würde. Dies betrifft insbesondere Standorte mit Anlagen in der Kapazitätsreserve, Standorte mit Anlagen in der Netzreserve, die nicht mehr am Markt betrieben werden, sowie Mischstandorte, an denen die Kraftwerksblöcke unterschiedlichen Einsatzregimen unterfallen.

Folgende Ergänzungen und Klarstellungen sind in § 12 erforderlich, um die Gegebenheiten vor Ort hinreichend zu berücksichtigen:

Zubau an Standorten mit Blöcken in der Kapazitätsreserve, die stillgelegt werden müssen, wenn diese nach der Kapazitätsreserve nicht in einen anderen Mechanismus überführt werden, ist nicht von § 12 Abs. 3 erfasst. § 12 Abs. 3 Nr. 1 b) ist daher um eine weitere Regelung zu ergänzen, wonach an den Ausschreibungen Gebote für Anlagen zulässig sind, die an einem Standort errichtet werden, an dem Erzeugungsanlagen betrieben werden, die in der

Kapazitätsreserve nach § 13e EnWG sind. Der Ersatz solcher Anlagen durch neue, wasserstofffähige Gaskraftwerke dient unmittelbar dem Ziel des StromVKG-E, zusätzliche gesicherte Erzeugungsleistung langfristig bereitzustellen.

Gleiches gilt für Standorte mit Anlagen in der Netzreserve. Durch die Formulierung des § 12 Abs. 3 könnte effizienter und flexibler Neubau durch Umrüstung von Steinkohle-Bestandsanlagen, die 2031 noch im Markt sind, verdrängt werden. Ziel der Langzeitausschreibungen ist der Zubau von marktlicher Kapazität. Vor allem ältere Anlagen werden aufgrund der Vorgaben des KVBG meistens nur noch in der Netzreserve und nicht mehr im Markt betrieben. Deswegen muss es auch zulässig sein, Gebote für Gaskraftwerke an Standorten abzugeben, an denen bestehende systemrelevante Kohleblöcke durch diese Gaskraftwerke ersetzt werden. Die Existenz von Netzreserveanlagen an einem Standort darf im Sinn einer zukunftsgerichteten Entwicklung des Erzeugungsportfolios den Zuschlag von neuen Gaskraftwerken am gleichen Standort nicht verhindern, selbst wenn nach dem kommerziellen Betriebsstart einer als Langzeitkapazität bezuschlagten Neuanlage eine alte Netzreserveanlage stillgelegt werden müsste. An dieser Stelle muss aber das Verhältnis zwischen der festgelegten zeitlich fixierten Verpflichtung durch die Bundesnetzagentur, Teil der Netzreserve zu sein, und dem Gebot für Gaskraftwerke, austariert werden. Die Systemstabilität muss gewährleistet sein.

Vor diesem Hintergrund ist auch das Wort „ausschließlich“ in § 12 Abs. 3 Nr. 1b) zu streichen. Die Beschränkung auf Standorte, an denen „ausschließlich“ (nur) eine zu ersetzende Anlage betrieben wird, ist weder mit Blick auf Kapazitätsreserve- noch auf Netzreservestandorte sachgerecht und steht im Widerspruch zum Ziel eines möglichst breiten und wettbewerblichen Bieterfelds. An Netzreservestandorten können Erzeugungsanlagen stehen, die perspektivisch nicht stillgelegt werden sollen. Ersatzinvestitionen nach § 12 Abs. 3 Nr. 1b) aa) sollten auch dann bezuschlagt werden können, wenn am gleichen Standort weitere Erzeugungsanlagen betrieben werden, deren Stilllegung nicht angezeigt ist. Dies kann beispielsweise dadurch erreicht werden, dass „ausschließlich“ in § 12 Abs. 3 Nr. 1 b) gestrichen wird.

In § 12 Abs. 3 Nr. 1 b) bb) muss klargestellt werden, dass das Bestandskraftwerk und die gebotsgegenständliche Anlage nicht zeitgleich in Volllast weiterbetrieben werden müssen, sondern dazu nur (technisch) in der Lage sein müssen. Gerade an Standorten mit mehreren Kraftwerksblöcken bzw. -anlagen bestehen häufig (historisch bedingt) für unterschiedliche Betriebsarten und Einsatzregime (Solobetrieb, Kombibetrieb, KWK-Betrieb etc.) unterschiedliche genehmigungsrechtliche Vorgaben (Betriebsstunden- und Zeitenbegrenzungen, etc.), welche für die Frage eines geeigneten Standorts für die Erweiterung mit einer neuen Anlage keine Rolle spielen sollten.

Dementsprechend ist die Anwendbarkeit des § 12 Abs. 3 Nr. 1 b) bb) auf wärmegeführte KWK-Anlagen sowie auf Fälle der Direktlieferung nach § 7 Abs. 2 KWKG klarzustellen. Der Begriff „in

Volllast“ ist auf diese Betriebsweisen nicht ohne Weiteres übertragbar. Es sollte daher zumindest in der Gesetzesbegründung klargestellt werden, dass bei wärmegeführten KWK-Anlagen die maximale Stromerzeugungsleistung im Rahmen des wärmegeführten Betriebs und bei Direktlieferung nach § 7 Abs. 2 KWKG die teilweise oder vollständige Einspeisung jeweils als vollständige Einspeisung in das Netz der allgemeinen Versorgung gilt.

Darüber hinaus ist in § 12 Abs. 3 Nr. 2 sicherzustellen, dass die Umrüstung von Bestandsanlagen – insbesondere von Steinkohleblöcken – auf Erdgas nicht dazu führt, dass effizientere und flexiblere Neuanlagen aus den Langzeitausschreibungen verdrängt werden. § 12 Abs. 3 Nr. 2 regelt die Teilnahme von Bestandsanlagen, die nicht neu errichtet, sondern umgerüstet werden. Nach dem Regelungszweck soll nur die tatsächlich zusätzlich geschaffene gesicherte Leistung förderfähig sein. Die derzeitige Fassung lässt jedoch offen, wie die Leistungserhöhung bei Anlagen zu berechnen ist, die am 31. Dezember 2025 nicht mehr am Markt betrieben wurden – etwa, weil sie sich in der Netzreserve befinden oder bereits stillgelegt waren. § 12 Abs. 3 Nr. 2 ist daher dahingehend klarzustellen, dass die gebotene nominale Leistung nur insoweit förderfähig ist, als sie die am 31. Dezember 2025 in der Gesamtkraftwerksliste der Bundesnetzagentur ausgewiesene Nettonennleistung der betreffenden Anlage übersteigt.

§ 12 Abs. 3 birgt aufgrund seiner Komplexität die Gefahr erheblicher Rechtsunsicherheiten. Es wäre daher aufgrund seiner hohen Bedeutung sinnvoll, wenn in der Gesetzesbegründung der o.a. Anwendungsbereich und Regelungsgehalt begleitend erläutert wird. So sollte eindeutig zwischen Ersatz bzw. Erweiterung durch Neubauten (relevant für Tatbestände nach § 12 Abs. 3 Nr. 1) und der Erhöhung bzw. zusätzlicher Kapazität an einer bestehenden Anlage (relevant für § 12 Abs. 3 Nr. 2) unterschieden werden.

Zudem sollte in der Begründung aufgeführt werden, dass auch Gebote für Anlagen, die für bislang noch nicht als Kraftwerksstandort genutzte Standorte projektiert werden (sog. greenfield-Projekte), nach § 12 Abs. 3 Nr. 1 a) zulässig sind.

### **3.4 Langfristkriterium (§ 12 Abs. 5):**

Der BDEW betont, dass es den Bietenden offenstehen muss, weniger Kapazität als die Derauling-reduzierte Leistung anzubieten. Ein Gebotszwang darf in diesem Fall nicht bestehen. In jedem Fall muss die bezuschlagte Leistung in Knappheitssituationen erbracht werden können.

#### **› BDEW-Vorschlag:**

Statt der installierten Leistung muss der Bieter die gebotene reduzierte Leistung (§ 2 Nr. 11) bieten:

*„An den Ausschreibungen für Langzeitkapazitäten sind nur Gebote für Anlagen zulässig, die technisch in der Lage sind, ohne Unterbrechung für mindestens zehn aufeinanderfolgende*

*Stunden Strom in Höhe der gebotenen reduzierten Leistung in das Netz der allgemeinen Versorgung einzuspeisen.*

Bei Anlagenpools sollte die Erfüllung des Langfriskriteriums auf Ebene des Pools bewertet werden. Eine Pflicht jeder Einzelanlage, isoliert die Langzeitanforderung zu erfüllen, widerspricht der Aggregationslogik und verhindert eine effiziente Staffelung von Speicher- und Flexibilitätsressourcen.

### **3.5 Mindestinvestitionsschwellen (§ 14):**

Aus Sicht des BDEW ist es wichtig, konkret zu benennen, dass es Marktakteuren bei Erreichung der Mindestinvestitionsschwellen freisteht, kürzere Vertragslaufzeiten zu wählen.

#### **› BDEW-Vorschlag:**

Absatz 1 ist wie folgt zu ergänzen:

*„Ein Gebot für einen Verpflichtungszeitraum von mehr als einem Jahr setzt voraus, dass der Bieter nach Zuschlag eine Mindestinvestition in die gebotsgegenständliche Anlage bis zum Abschluss der Präqualifizierung nach Abschnitt 8 tätigt,*

- *bei einem Verpflichtungszeitraum von sieben Jahren 201.000 Euro je reduzierter Leistung in Megawatt (Euro/rMW) und*
- *bei einem Verpflichtungszeitraum von 15 Jahren 431 000 Euro je reduzierter Leistung in Megawatt (Euro/rMW).*

***Dem Bieter steht es bei Erreichen der Investitionsschwelle frei, die Vertragslaufzeit zu wählen.“***

### **3.6 Resilienzvorgaben (§ 15):**

Der BDEW unterstützt die Schaffung von mehr Resilienz und die Steigerung von europäischen Produktkapazitäten. Allerdings ist die Ausgestaltung der Resilienzvorgaben im StromVKG-E kritisch zu bewerten. Aus der Regelung geht nicht klar hervor, wie die Anforderungen nach § 15 Abs. 1 erfüllt werden können, wonach **das Endprodukt** sowie **mindestens 50 Prozent der in Anlage 2 aufgeführten wesentlichen Bauteile** im Europäischen Wirtschaftsraum **gefertigt werden** müssen. Die Anforderungen an die „europäische Fertigung“ muss die entsprechenden Diskussionen im Rahmen des Industrial Accelerator Act auf europäischer Ebene berücksichtigen. Eine Abweichung von der EU-Definition ist an dieser Stelle abzulehnen.

Es muss weiterhin konkretisiert werden, wie die gebotsgegenständliche Anlage definiert ist, insbesondere im Hinblick auf die Erbringung von Momentanreserve.

Darüber hinaus betont der BDEW, dass aus den europäischen Vorgaben nicht hervorgeht, dass die NZIA-Resilienz-Kriterien für Kapazitätsmechanismen angewendet werden müssen. Selbst wenn das BMWF sich im Rahmen des StromVKG-E an NZIA-Resilienzvorgaben für EE-Auktionen orientieren will, ist darauf hinzuweisen, dass die Vorgaben des NZIA nur für Teile der EEG-Ausschreibungsmengen gelten. Eine Einheitlichkeit der Resilienzvorgaben zwischen EEG und StromVKG-E ist sicherzustellen. Insbesondere sind auch die Ausschreibungsmengen entsprechend anzupassen und ggf. Ausschreibungssegmente in Höhe des durch den NZIA vorgeschriebenen Anteils zu schaffen, für welche Resilienzvorgaben gelten.

Es bestehen darüber hinaus zahlreiche Unklarheiten bezüglich der Vorgaben des § 15 i.V.m. Anlage 2: Zunächst sind die Regelungen zu ungenau, um daraus Anforderungen an Lieferanten ableiten zu können. Insbesondere der Begriff des „Endprodukts“ bedarf einer Konkretisierung. Es geht aus § 15 auch nicht hinreichend klar hervor, wie die 50-Prozent-Quote konkret zu bestimmen ist. Das kann etwa nach Anzahl der Komponenten, nach Bauteilkategorien, nach Wertanteilen oder nach physischen Mengen erfolgen. Ebenso wenig sind die Anforderungen an den Fertigungsprozess, die eventuelle Einrechnung der Beschaffung bei Sublieferanten oder von Halbzeugen sowie die Abgrenzung zu den wesentlichen Bauteilen in großen Teilen klar. Hierdurch entstehen Rechts- und Investitionsunsicherheiten für die Bietenden.

Außerdem ist im NZIA ein Kostensteigerungs-Schwellwert von +20 % enthalten, ab dem von einem Bezug von Herstellern aus dem EWR abgesehen werden kann. Diese ist auch nach StromVKG-E anzuwenden. Ungeachtet der Frage, ob dieser Schwellwert überhaupt realistisch angewandt werden kann, wird deutlich, dass die Berücksichtigung von zuverlässigen Kostenkalkulationen für die Teilnahme an den Auktionen besonders wichtig ist. Auf sämtliche vermeidbare Einflussfaktoren, die eine Kalkulation – gerade unter den erwartbaren knappen zeitlichen Fristen – erschweren bzw. unmöglich machen, ist zu verzichten.

Es ist zu erwarten, dass diese Vorgaben das verfügbare Angebot verknappen, und damit verteuern. In diesem Zusammenhang können Engpässe und lange Lieferzeiten bis zu Nichtverfügbarkeiten entstehen. Dies würde die Intention des Gesetzes konterkarieren.

› **BDEW-Vorschlag:**

§ 15 ist so anzupassen, dass die Resilienzvorgaben nur für die T-5-Ausschreibungen, analog zu den im EEG-Entwurf vorgesehenen Resilienzausschreibungen, gelten. Des Weiteren sind die Unklarheiten im Gesetz zu beseitigen.

Es sollte geprüft werden, inwiefern § 15 konsistent und technologieoffen ausgestaltet werden kann. Der derzeitige Fokus auf bestimmte Endprodukte bzw. Komponenten erfasst zentrale Kraftwerkskomponenten und weitere Erzeugungstechnologien nur unzureichend.

### 3.7 Momentanreserve (§ 16):

Die Branche ist sich einig darüber, dass zukünftige Kraftwerke und Kraftwerksstandorte zur Stabilität des Energiesystems beitragen müssen. Dazu gehören auch technische Anforderungen und die Erbringung von Systemdienstleistungen. Diese müssen hinsichtlich der konkreten technischen Anforderungen die jeweiligen Standortbedingungen und lokalen Netzgegebenheiten berücksichtigen, um eine praxisnahe und wirtschaftlich tragfähige Umsetzung sicherzustellen.

Gleichzeitig ist es wichtig, dass die Ausschreibungen nun zeitnah beginnen können und kein Zeitverzug eintritt. Die in § 16 StromVKG-E ausgestaltete Pflicht zur Erbringung von Momentanreserve erfordert umfassende Planungen und Infrastrukturvoraussetzungen. Der Zeitplan der verbleibenden Ausschreibungstermine wäre nicht mehr haltbar.

Eine klarere und praxistauglichere Ausgestaltung der technischen Anforderungen ist daher erforderlich, um einerseits Planungssicherheit für Investoren zu gewährleisten und andererseits die notwendigen Kapazitäten ohne unnötige Marktbeschränkungen auszubauen.

Im Rahmen intensiver Diskussionen hat sich die Branche auf das sogenannte „Bonus-Modell“ geeinigt, das der BDEW schon im letzten Jahr als [Lösungsansatz eingebracht](#) hat.

Das Bonus-Modell verfolgt das Ziel, im Rahmen der Ausschreibungen nach dem StromVKG-E zusätzliche Systembeiträge durch einen technologieoffenen finanziellen Anreiz zu fördern und Synergien zum Momentanreservemarkt zu heben. Kraftwerksbetreiber sind dabei nicht verpflichtet, mit ihren geplanten Anlagen über die regulären Anforderungen hinaus Beiträge zur Momentanreservebereitstellung zu leisten. Die Teilnahme an den Ausschreibungen steht allen Betreibern offen – unabhängig davon, ob die angebotenen Anlagen eine zusätzliche systemdienliche Funktion erfüllen oder nicht. Um jedoch gezielt Anreize für Anlagen mit zusätzlichem Potenzial zur Bereitstellung von Momentanreserve zu setzen und deren systemischen Mehrwert abzubilden, ist vorgesehen, auf diese Angebote im Rahmen der Ausschreibungen einen Bonus anzusetzen.

Der vorgeschlagene Bonus kann alternativ in zwei unterschiedlichen Ausgestaltungen zur Anwendung kommen:

- Der Bonus kann nachträglich, also nach erfolgtem Zuschlag, als zusätzliche Zahlung gewährt werden. Diese nachgelagerte Variante hätte den Vorteil, dass die Prüfung der technischen Voraussetzungen für die Bonusgewährung nicht für sämtliche eingehenden Gebote, sondern ausschließlich für die bezuschlagten Angebote erforderlich wäre. Dadurch würde sich der administrative Aufwand verringern und die Gebotsreihung weniger komplex ausgestaltet.

- Eine alternative Möglichkeit besteht darin, den Bonus als pauschalen Abschlag in Höhe von  $x \text{ €/rMW}$  bereits im Rahmen der Gebotsreihung zu berücksichtigen. In diesem Fall fließt der Abschlag in die Reihung der Gebote ein, während die tatsächliche Förderhöhe dem ursprünglichen, nicht bereinigten Gebot entspricht – analog zum bisherigen Verfahren des sogenannten Südbonus.

Die Höhe des Bonus ist für beide Varianten noch zu ermitteln, festzulegen und vor Ausschreibungsbeginn bekanntzugeben. Die Bonushöhe sollte dabei proportional zum bereitgestellten Momentanreservepotenzial steigen. Weitere technische Details müssen dann im weiteren Verfahren noch geklärt werden.

Die technische Umsetzung der Momentanreserve kann beispielsweise durch die Möglichkeit zum Betrieb des Kraftwerks als rotierender Phasenschieber erfolgen. Alternativ kommen auch andere Technologien infrage, sofern die Umsetzung unter Berücksichtigung der Bonushöhe wirtschaftlich darstellbar ist. Sofern Batterien zur Momentanreservebereitstellung angeboten werden, soll nur ein Leistungswert des Stromrichters oberhalb von 130 Prozent bezogen auf die installierte Leistung des Batteriespeichers anrechnungsfähig sein.

Wichtig ist, dass der erforderliche Netzanschluss zur Erbringung der Momentanreserve rechtzeitig zur Verfügung gestellt wird.

Das Bonusmodell hat im Vergleich zum § 16 StromVKG-E einige Vorteile. Zum einen ermöglicht das Modell eine effiziente Deckung der benötigten Momentanleistungsbedarfe, ohne bestimmte Technologien, Anlagengrößen oder Standorttypen im Vorfeld technisch auszuschließen. Alle Anlagenarten können im Rahmen der Ausschreibungen nach StromVKG-E berücksichtigt werden – unabhängig davon, ob sie zusätzliche Beiträge zur Systemstabilität leisten. Gleichzeitig schafft der Bonus einen fairen Wettbewerb, indem er systemdienliche Zusatzleistungen gezielt honoriert und so einen ausgleichenden Mechanismus innerhalb der Bieterkonkurrenz etabliert.

Zum anderen zeichnet sich das Bonus-Modell durch eine einfache und zeitnahe Implementierbarkeit aus. Die konzeptionelle Anlehnung an das Instrument des Südbonus gewährleistet dabei eine konsistente Umsetzung innerhalb der Förderlogik.

Zudem ist bei der Ausgestaltung sicherzustellen, dass das Anreizsystem in Einklang mit dem beihilferechtlichen Rahmen steht – insbesondere im Zusammenspiel mit Märkten für Systemdienstleistungen.

Über die Einigung hinaus betont der BDEW, dass im Gesetz klarzustellen ist, dass das Resilienzkriterium (§ 15) nicht für die Anlagen zur Erbringung von Momentanreserve gelten soll.

### **3.8 H2-Anforderungen (§ 17)**

Die H2-ready-Anforderung nach § 17 ist kritisch zu bewerten, soweit sie Infrastruktur- und Brennstoffrisiken einseitig auf die Anlagenbetreiber verlagert. Neue Gaskraftwerke müssen so geplant und gebaut werden, dass ein späterer Betrieb mit 100 Prozent Wasserstoff möglich ist.

Für viele Standorte ist derzeit noch unklar, wann eine entsprechende Wasserstoffinfrastruktur bereitsteht, welche Mengen gesichert bezogen, werden können und ob ein wirtschaftlicher Betrieb zu tragfähigen Wasserstoffpreisen möglich ist. Dem Bieter darf die Unklarheit im Gesetz nicht zum Nachteil ausgelegt werden.

Unklar ist ebenfalls, wie mit der Verfügbarkeitsverpflichtung im mehrwöchigen Zeitraum des Umstiegs auf Wasserstoff umgegangen wird. Wie bei geplanten und angezeigten Revisionen (siehe 9.2) sollte die Verfügbarkeitsverpflichtung temporär pausieren. Bei Einführung eines Sekundärmarktes könnte für diesen Zeitraum die Verpflichtung übertragen werden.

### **3.9 Grenzüberschreitende Teilnahme (§ 18)**

Die explizite Teilnahme sollte gemäß den europäischen Vorgaben umgesetzt werden, um eine Harmonisierung der europäischen Märkte zu erreichen. Um jedoch eine schnelle Einführung eines Kapazitätsmarktes zu ermöglichen, sollte ein Einführungsplan zur schrittweisen Umsetzung der grenzüberschreitenden Teilnahme festgelegt werden, der ausreichend Zeit für die Aushandlung der bilateralen Verträge zwischen den TSOs unter Einbeziehung der Kapazitätsinhaber gewährleistet.

Grundsätzlich sollte die Teilnahme allen angrenzenden Ländern offenstehen. Im Sinne einer schnellen Einführung und um Komplexität zu Beginn zu vermeiden, ist aus Ländern ohne Kapazitätsmarkt eine implizite Teilnahme vorerst ausreichend, da Gebote gegen Null zu erwarten sind. Ländern mit Kapazitätsmarkt sollte hingegen möglichst frühzeitig eine Teilnahme am Kapazitätsmarkt ermöglicht werden.

Auch Anlagen, die eine unmittelbare elektrische Anbindung an Deutschland über direkte Kraftwerksleitungen haben und damit Teil der deutschen Regelzone sind (Regelzonenausstülpung), sollten im Sinne der Versorgungssicherheit Gebote mit einem Verpflichtungszeitraum von über einem Jahr abgeben dürfen.

## **4 Abschnitt 4 Aggregation, Reduzierte Leistung, Referenzwert[e]**

### **4.1 Anlagenpools (§ 20 ff. /§ 12 Abs. 4)**

Die Vorgabe, dass Anlagenpools in bestimmten Ausschreibungen derselben Technologiekategorie angehören müssen, reduziert zwar Komplexität, beschränkt aber gleichzeitig die Möglichkeit, diversifizierte, systemdienliche Portfolios zu bilden. Gerade die Kombination unterschiedlicher Technologien kann Verfügbarkeit, Flexibilität und Risikostreuung erhöhen.

### **4.2 Derating Faktoren (§ 22, §23 mit Anlage 3):**

Wie im [Positionspapier zu den CISAF Kriterien](#) beschrieben, begrüßt der BDEW, dass die Möglichkeit der Abweichung vom vorgegebenen Deratingfaktor nicht aufgenommen wurde, betont allerdings, dass im Derating Faktor ausreichend Raum für Innovationen gelassen wird. Des Weiteren würde ein zentrales Derating zwingend einen Sekundärmarkt erfordern, dessen gate closure unmittelbar vor der Day-ahead Auktion ist.

Der BDEW unterstützt die zentrale Festlegung der Derating-Faktoren, möchte jedoch darauf hinweisen die Methodik der Derating Ermittlung regelmäßig zu evaluieren und mit der Branche zu spiegeln.

Aktuell fehlen noch die Reduktionsfaktoren für Speicher mit einer Höchsteinspeisedauer unter zehn Stunden, die potenziellen Ausschreibungen für solche stehen aber schon 2027 an. Das sollte möglichst zeitnah ergänzt werden.

Die Höhe der Deratingfaktoren für Batteriespeicher (und auch PV in Kombination) sind überaus konservativ und benachteiligen diese Technologien gegenüber Gaskraftwerken, insbesondere durch die größeren Investitionsnotwendigkeiten durch höhere nominale Leistungen. Anlagen, die durch Betriebs- und Dispatchkonzepte im Rahmen der Ausschreibung eine verlässliche Lieferfähigkeit während systemkritischer Zeiträume nachweisen können, einen festen Zuschlag auf den Reduktionsfaktor erhalten.

Bei energiebegrenzten Technologien wie Speichern und Kleinanlagenpools wird nach Anlage 3 Nr. 2.2.3 ein Parameter für ungeplante technische Nichtverfügbarkeit berücksichtigt. Eine ungeplante technische Nichtverfügbarkeit besteht jedoch auch bei Kraftwerken. Wird dieser Faktor nur bei bestimmten Technologieklassen mindernd angesetzt, werden Speicher und Kleinanlagenpools schlechter gestellt. Die Methodik sollte daher technologieübergreifend konsistent, transparent und diskriminierungsfrei ausgestaltet werden.

### 4.3 Fehlende Referenzwerte (§ 25, 26)

Die Referenzwertmethodik für regelbare Lasten und Kleinanlagenpools ist zentral für Teilnahme, Nachweisführung und Abrechnung. Solange § 25 und § 26 nicht ausgefüllt sind, ist der Marktzugang dezentraler Flexibilitäten nicht hinreichend prüfbar.

## 5 Abschnitt 5 Präqualifizierung

[ ]

## 6 Abschnitt 6 Ausschreibungsverfahren und Sicherheiten

Die in Abschnitt 6 vorgesehenen Sicherheiten und Pönalen wirken für kleinere Akteure prohibitiv und müssen abgesenkt werden.

Grundsätzlich empfiehlt der BDEW, den Umfang und die Höhe der Sicherheiten und Pönalen in regelmäßigen Abständen zu prüfen und mit der Branche zu spiegeln.

### 6.1 Bekanntmachung (§ 37):

Aus Sicht des BDEW ist die gewählte Frist von 6 Wochen zu kurz gewählt. 6 Wochen sind nicht ausreichend, um sich auf eine Gebotsrunde angemessen vorzubereiten. Eine angemessene Frist von acht Wochen und in den Langfristausschreibungen von 10 Wochen trägt dazu bei die Marktzugangshürden gerade für neue und kleine Marktteilnehmer so gering wie möglich zu halten.

#### › BDEW-Vorschlag:

*„Jeder Gebotstermin ist ~~sechs~~ **acht/zehn** Wochen im Voraus öffentlich bekannt zu machen. Die öffentliche Bekanntmachung erfolgt auf der Internetseite der Bundesnetzagentur. Die Übertragungsnetzbetreiber machen die Ausschreibungen für Kapazitäten zusätzlich auf der Internetplattform nach § 28 Absatz 6 bekannt.“*

### 6.2 Höchstwerte (§ 41):

Der StromVKG-E sieht die Implementierung von Höchstpreisen für Vertragslängen vor. Die Einführung einer Gebotsobergrenze ist aus Sicht des BDEW nicht erforderlich. Eine solche Maßnahme wäre nur erforderlich, wenn man die Ausübung von Marktmacht befürchten müsste. Aufgrund der heterogenen Marktsituation empfiehlt der BDEW daher darauf zu verzichten. Sollte sie dennoch eingeführt werden, so muss sie hinreichend hoch sein. Wichtig ist, dass sich ein potenzieller Höchstwert an der aktuellen Marktlage orientiert und weitere Anforderungen berücksichtigt, wie Risiken und zusätzliche Investitionskosten durch Resilienzvorgaben und

Momentanreserveerbringung. Für die Ermittlung des Höchstpreises sind aktualisierte Kostenschätzungen heranzuziehen (CoNE-Werte innerhalb der ACER-Methodik).

Der BDEW betont darüber hinaus, wenn Höchstpreise vorgesehen sind, diese möglichst frühzeitig, möglichst im Gesetzgebungsprozess, aber mindestens 8 bis 10 Wochen vor dem jeweiligen Gebotstermin, bekanntzugeben.

› **BDEW-Vorschlag:**

§ 41 ist zu streichen. § 44, Gebotssicherheit, der darauf referenziert, ist entsprechend anzupassen.

Falls Höchstwerte vorgesehen sind, schlägt der BDEW vor den § 41 wie folgt zu ändern: Zu Absatz 1: „Zudem wird der Wert mit einem Korrekturfaktor von **zwei** multipliziert, um wesentlichen Unsicherheiten mit Blick auf technologische Heterogenität, Kostenstreuung abzubilden.“

Im Sinne des institutionellen Lernens sollte eine Formulierung aufgenommen werden, dass bei einer zu geringen Beteiligung in der ersten Auktionsrunde, der Höchstwert für die zweite Auktionsrunde angepasst wird. Eine Anpassung kann auch für andere Kriterien, etwa eine drohende zu einseitige Verteilung der erfolgreichen Gebote auf wenige Bieter (s.o.) oder eine zu enge räumliche Verteilung der erfolgreichen Standorte erfolgen.

### **6.3 Sicherheit für Ausgleichszahlungen und für die Pönale für unvollständige Funktionsnachweise (§ 46)**

Es ist grundsätzlich nachvollziehbar, dass eine Unterschreitung der bezuschlagten reduzierten Leistung und die Nichterfüllung der Verfügbarkeitsverpflichtung pönalisiert werden soll. Es ist aber sicherzustellen, dass Sicherheiten in angemessener Höhe zu leisten sind, welche die Umsetzung der Projekte garantiert. Gleichzeitig dürfen im Sinne der Akteursvielfalt diese Anforderungen nicht zu prohibitiv ausgestaltet sein.

Bspw. braucht es aber keine Sicherheitszahlung durch den Betreiber bzw. Kapazitätsverpflichteten in Höhe der Gebotswertes, die bei Langzeitkapazitäten 15 Jahre lang – über den gesamten Verpflichtungszeitraum hinweg - einbehalten wird. Eine derart lange Kapitalbindung ist unverhältnismäßig und bestraft den Betreiber bzw. Kapazitätsverpflichteten, noch bevor es überhaupt zu einer Pflichtverletzung gekommen ist. § 80 sieht ausreichende Sanktionsmöglichkeiten vor für den Fall, dass die nachgewiesene reduzierte Leistung unter der Gebotsmenge liegt – zumal in Absatz 4 geregelt ist, dass die Zahlungsabwicklung der Strafzahlung über eine Verrechnung der Kapazitätsvergütung erfolgt. Die Einführung des vom BDEW geforderten expliziten Sekundärhandels würde die Notwendigkeit von Sicherheiten reduzieren.

## 6.4 Verzinsung von Sicherheiten (§ 47 Abs. 2)

Der BDEW empfiehlt, die hinterlegten Sicherheiten zu verzinsen. Durch hinterlegte Sicherheiten werden erhebliche finanzielle Mittel gebunden, die folglich nicht für andere Investitionen zur Verfügung stehen. Nach der aktuellen Regelung betrifft dies sehr hohe Beträge. Vor diesem Hintergrund ist eine angemessene Verzinsung dieser Sicherheiten erforderlich.

## 7 Abschnitt 7 Zuschlag

### 7.1 Zuschlagsverfahren (§ 50):

Das Pay-as-bid hat den Nachteil, dass die Marktteilnehmer ihre Gebote auf Basis des erwarteten Zuschlagswertes strategisch anpassen, dies kann zu ineffizienten Auktionsergebnissen führen und erschwert insbesondere kleineren Marktakteuren die Gebotsabgabe.

Pay-as-bid provoziert strategisches bieten, verschätzen sich die Bieter können Anlagen mit höherem Missing-money ggf. sogar die Auktion gewinnen, was das Auktionsergebnis ineffizient macht. Es ist davon auszugehen, dass die Ineffizienzen bei Pay-as-Bid die angestrebten Kosteneinsparungen gegenüber Pay-as-Cleared erheblich übersteigen könnten.

Zudem ist nach den CISAF Leitlinien pay as cleared vorgeschrieben. Abweichungen von CISAF könnten die Genehmigung in Brüssel weiter verzögern.

Der BDEW betont, dass das Pay-as-cleared-Verfahren, welches in CISAF vorgegeben wird, zu effizienten Marktergebnissen führt, anhand derer das Auktionsdesign kontinuierlich verbessert werden kann. Die Sorge, dass bezuschlagte Anlagen übermäßige Gewinne erzielen, wird durch die Reliability Option adressiert.

§ 50 ist um eine angemessenen kurze Frist zu ergänzen, binnen derer die BNetzA die Zuschläge zu prüfen und zu erteilen hat. Dies ist für die Planung der Bieter, aber auch für die Bereitstellung der Sicherheiten von großer Bedeutung.

Außerdem sind folgende redaktionelle Änderungen erforderlich:

- In Abs. 3 Nr. 2  
*„...wenn die Gebotswerte und die gebotene reduzierte Leistung der Gebote gleich sind, entscheidet das Los über die Reihenfolge, es sei **denn**, die Reihenfolge ist für die Zuschlagserteilung nicht maßgeblich.“*
- In Absatz 4:  
*„Sodann erteilt die Bundesnetzagentur in der Reihenfolge nach Absatz 3 allen zulässigen Geboten einen Zuschlag im Umfang ihrer gebotenen reduzierten Leistung, bis einschließlich des Gebotes, mit welchem das Ausschreibungsvolumen des jeweiligen*

*Gebotstermins entweder vollständig ausgeschöpft oder erstmals überschritten wird, dies ist das letztes Gebot im Ausschreibungsvolumen.”*

## **7.2 Südbonus (§ 50):**

Wie in den bisher eingebrachten Stellungnahmen deutlich gemacht, begrüßt der BDEW grundsätzlich die geforderte Einführung einer Komponente zur regionalen Steuerung im Strom-VKG (sog. „Südbonus“). Der BDEW begrüßt ebenfalls, dass unnötige Komplexität bei der Ausgestaltung der Ausschreibungen und der regionalen Steuerung vermieden werden soll, sieht jedoch auch Schwierigkeiten, alle Ziele der regionalen Differenzierung (Ausreichend Zubau in allen Netzgebieten, Gewährleistung der wettbewerblichen Ausschreibung zwischen Nord- und Südzone, transparente Bepreisung des Bonus) gleichzeitig zu erreichen.

Grundsätzlich sollte sich aus Systemsicht die regionale Steuerung an den von den ÜNB identifizierten regionalen Bedarfen für gesicherte Erzeugungsleistung aus Netz- und Systemsicht orientieren (zwei Drittel im netztechnischen Süden, ein Drittel im netztechnischen Norden).

Mit Blick auf die Netzsicherheit und -stabilität werden aber auch wasserstofffähige Gaskraftwerke im Norden und Osten Deutschlands errichtet bzw. bestehende Gaskraftwerke modernisiert werden müssen. Deren Förderung wäre durch die vorgeschlagene Komponente zur regionalen Steuerung deutlich erschwert. Es besteht das Risiko, dass erforderliche Kraftwerkskapazitäten in diesen Teilen Deutschlands ohne eine entsprechende Förderung nicht errichtet werden. Die Ungleichbehandlung der Regionen des netztechnischen Südens und des netztechnischen Nordens muss daher systemtechnisch gerechtfertigt sein.

## **7.3 Ausschluss von Geboten (§ 51 Abs. 4):**

In Absatz 4 bedarf es einer Klarstellung. Nach Absatz 4 kann die Bundesnetzagentur ein Gebot vom Zuschlagsverfahren ausschließen, wenn an dem gebotsgegenständlichen Standort bereits eine Anlage in Betrieb genommen worden ist, die eine Förderung z.B. nach EEG oder KWKG erhält. Die Vorschrift berücksichtigt nicht, dass an den Ausschreibungen auch Anlagen teilnehmen dürfen, die am Standort neben einer bestehenden Anlage errichtet werden (§ 12 Abs. 3 Nr. 1b) bb). Bei den bestehenden Anlagen kann es sich um KWK-Anlagen handeln, die mit Gas betrieben werden, und eine Förderung nach KWKG erhalten. Ohne eine Klarstellung würden entsprechende Gebote nach § 51 Abs. 4 potentiell ausgeschlossen werden. Darüber hinaus sollte generell klargestellt werden, dass bestehende Anlagen an einem Standort nicht automatisch zum Ausschluss neuer zusätzlicher Kapazitäten führen, sofern durch die neue Anlage zusätzliche gesicherte Leistung geschaffen wird. Dies gilt insbesondere für Mischstandorte sowie

Standorte mit Reserveanlagen, deren Rückkehr in den Markt rechtlich ausgeschlossen oder faktisch nicht vorgesehen ist.

#### **7.4 Bekanntgabe der Zuschläge (§ 53)**

Für Projektfinanzierung, Lieferketten, Netzanschlussplanung und Sicherheiten ist eine verbindliche Frist für die Zuschlagsbekanntgabe erforderlich. § 53 sollte um eine klare Entscheidungs- und Bekanntgabefrist ab Gebotstermin ergänzt werden.

#### **7.5 Übertragung der Kapazitätsverpflichtung (§ 58)**

Eine gesicherte Entwicklung eines Kraftwerks erfordert es, Finanzierungsmöglichkeiten zu schaffen, die auch dritte Parteien an den Investitionen beteiligen. Hierzu bedarf es sowohl in zeitlicher als auch in gestalterischer Hinsicht einer weitergehenden Flexibilität bei der Übertragung der Kapazitätsverpflichtung. In der Praxis dürfte in der Regel nicht die Kapazität selbst übertragen werden, sondern Geschäftsanteile einer die Kapazität haltenden Personen- oder Kapitalgesellschaft. Hier bedürfte es einer Klarstellung, dass solche Übertragungen keine Teilkapazitätsübertragung im Sinne des § 58 Abs. 1 Nr. 1 darstellen und im Übrigen im Rahmen der Bestimmungen des § 59 zulässig sind. Solche mittelbaren Kapazitätsübertragungen sollten sich an üblichen gesellschaftsrechtlichen Vorgängen orientieren und die finanzielle Flexibilität der Betreiber bei der Sicherstellung einer Realisierung unterstützen. Daher sollten gesellschaftsrechtliche Vorgänge, die keine Verfügungen über die Kapazitätsverpflichtung zum Gegenstand haben jederzeit frei möglich sein, ohne dass die Voraussetzungen an den neuen (Mit-)Gesellschafter nach § 59 berührt sind.

#### **7.6 Sekundärmarkt (§ 58 ff.)**

Der Sekundärmarkt in § 58 ff. ist stark eingeschränkt, da eine Übertragung nur für die gesamte Restlaufzeit des Vertrages möglich ist. Die Vorlaufzeit beträgt mindestens zwei Monate. Die Liquidität dieses Sekundärmarktes wird daher deutlich reduziert sein.

Der BDEW diskutiert in seinem [Papier zu den CISAF Kriterien](#), welche Vorteile ein Sekundärmarkt zur Risikoabsicherung mit sich bringt und macht konkrete Vorschläge zur Ausgestaltung des Sekundärhandels. Wie in den BDEW Positionen zu Abschnitt 9 erläutert, können u.a. Revisionen, Umstellungszeiträume auf bspw. Wasserstoff im Sekundärhandel besser abgesichert werden und eine europäische Harmonisierung der Kapazitätsmärkte erreicht werden.

#### **› BDEW-Vorschlag:**

Der BDEW schlägt einen organisierten Sekundärmarkt vor, auf dem Kapazitätsverpflichtungen gehandelt werden können. Dieser Markt, auf dem die Verpflichtungen gehandelt werden können, soll von den ÜNB oder anderen geeigneten Akteuren, wie z.B. Börsen, ausgestaltet und

betrieben werden. Der Handel soll so ausgestaltet sein, dass er die Liquidität im Sekundärmarkt maximiert. Falls zu Beginn des Kapazitätsmarktes noch keine eigene Handelsplattform vorhanden ist und nur OTC-Handel möglich ist, sollte dieser zur Verringerung der Komplexität auf ein einfach zu prüfendes Produkt beschränkt werden bspw. End-of-season oder End-of-month Produkte.

Regulatorisch vorgegeben werden sollen:

- Gate Closure: Begrenzt ist der Handel der Verpflichtung für den Folgetag auf 11 Uhr des Vortages, also vor Schließung des Day-Ahead Marktes, damit die Marktinformation einer Knappheit nicht in die Preisbildung eingreift. Ein ex-post Handel nach dem Stressevent ist daher nicht möglich.
- Zulassung: Darüber hinaus sind alle für den Kapazitätsmarkt zugelassenen und – je nach Ausgestaltung – präqualifizierten oder bezuschlagten Kapazitäten berechtigt am Sekundärmarkt teilzunehmen. Es sollten zusätzliche PQ-Anforderungen für die Teilnahme am Sekundärmarkt definiert werden, um zusätzliche Kapazitäten, welche kurzzeitiger gesicherte Leistung anbieten können, die Teilnahme ermöglicht.
- Register: Es muss dem Systemverantwortlichen zu jedem Zeitpunkt bekannt sein, wer welche Kapazitäten im Knappheitsfall erbringen muss.

## **8 Abschnitt 8 Abschließende Präqualifizierung, Nichtrealisierungspönale**

Mit Blick auf die bereits eingetretenen Verzögerungen, die derzeit alle zulasten der Bieter gehen, ist das Pönalenregime unausgewogen. Insbesondere die Pönale für die Nicht-Realisierung in Kombination mit dem aktuellen Design der Nicht-Verfügbarkeits- und Testabrufen, kann bis zur 3-fachen der Kapazitätszahlung führen, wenn es im Bau zu Verzögerungen um nur ein Jahr kommt. Der Zuschlag erlischt nach § 55 aber erst, wenn die Anlagen nach 3 Jahren nicht in Betrieb geht und kein Antrag auf Präqualifikation gestellt werden kann. Daher sollte die anteilige Zahlung der Nichtrealisierungspönale auf den Zeitraum bis zum Erlöschen der Zuschlags nach § 55 Nummer 11 verteilt werden. Diese Maximalpönalenhöhe führt zu Risikoaufschlägen in den Geboten und muss entsprechend in den Höchstpreisen berücksichtigt werden.

### **8.1 Angaben und Nachweise in Verbindung mit Entscheidung über den Abschluss der Präqualifizierung (§ 64 und § 65)**

Bei den in Absatz 2 zum Abschluss der Präqualifizierung geforderten vollständigen viertelstündlichen Lastgangdaten für den Zeitraum der ersten drei Monate nach Inbetriebnahme

bleibt unklar, ob für diesen Zeitraum ein durchgehender Betrieb der Anlage verlangt wird oder zeitweilige Nichtverfügbarkeiten akzeptiert werden. Insbesondere nach der Inbetriebnahme ist die Verfügbarkeit von Kraftwerksanlagen aufgrund von Restarbeiten der Lieferanten, weiteren Optimierungsmaßnahmen und Frühausfällen von Komponenten reduziert (sog. Badewannenkurve). Aufgrund des Markteinsatzes ist ein ununterbrochener Betrieb zudem sehr unwahrscheinlich.

Auch lässt sich die installierte Leistung der Anlage (siehe § 30 (1) Nr. 5) anhand der Lastgangdaten nicht ermitteln, da sich z. B. jahreszeitliche Schwankungen der Umweltbedingungen (Lufttemperatur oder Kühlwassertemperatur) deutlich auf die Leistung von Gaskraftwerken, insbesondere Gasturbinen, auswirken.

## **8.2 Nichtrealisierungspönale (§ 66)**

Eine Nichtrealisierungspönale muss verhältnismäßig und sachgerecht sein, da der Kapazitätsverpflichtete bereits durch die sehr ehrgeizige Frist für die Inbetriebnahme seiner Anlage bis zum 1. November 2031 unter einem großen Realisierungsdruck steht. Problematisch ist, dass § 66 bei einer Fristverfehlung nicht zwischen vom Betreiber beeinflussbaren und unbeeinflussbaren Faktoren (z.B. Brennstoffverfügbarkeit, Lieferschwierigkeiten) unterscheidet. Dadurch werden Risiken auf die Betreiber bzw. Kapazitätsverpflichteten abgewälzt und pönalisiert, die diese nur begrenzt steuern können. In der Folge wird der Betreiber durch die in § 66 definierte Strafzahlung unverhältnismäßig stark belastet. Aus dem Grund plädiert der BDEW dafür, dass die Nichtrealisierungspönale erst ein halbes Jahr später fällig wird, und dass ein Zeitverzug, den der Kapazitätsverpflichtete nicht zu vertreten hat, nicht mit Strafzahlungen belegt wird (vgl. hierzu auch zu § 8).

Der BDEW weist darauf hin, dass höhere Gewalt als Grund gegen das Wirksamwerden der Nichtrealisierungspönale bisher nicht im Gesetzestext erwähnt wird. Dies würde erhebliche Unsicherheiten für Kraftwerksbetreiber mit sich bringen. Da die Lieferanten der Anlagentechnik in den Lieferverträgen im Allgemeinen von Verzug infolge höherer Gewalt freigestellt werden, können bezuschlagte Unternehmen dieses Risiko nicht an die Lieferanten weitergeben. Bei höherer Gewalt müssten sie die Anlagen nach Fertigstellung in den Leistungsumfang der Auftragnehmer übernehmen, hätten aber die Pönale und Förderung im Rahmen des StromVKG-E verwirkt.

Die Nichtrealisierungspönale sollte daher nur dann zu leisten sein, wenn das bezuschlagte Unternehmen den Verzug zu vertreten hat und der Verzug keine Folge höherer Gewalt gemäß § 2 Nr. 19 ist. Zudem ist der Fall nicht abgedeckt, dass Schäden bei der Inbetriebnahme, die zu einem Verzug bzw. einer Überschreitung des Fertigstellungsdatums führen, ausgenommen sind.

Außerdem ist eine Klarstellung im Wortlaut erforderlich. § 66 sieht vor, dass im Falle einer Nichtrealisierungspönale diese an die ÜNB zu leisten ist, aber nicht, gegenüber welchem ÜNB der Bieter die Pönale schuldet bzw. welcher ÜNB den Anspruch gegen den Bieter geltend machen kann. Eine klare Zuordnung ist erforderlich, beispielsweise an den regelzonenverantwortlichen ÜNB, in dessen Regelzone die präqualifizierte Anlage verortet ist. Damit würden Zuständigkeiten, Zahlungsflüsse und die Durchsetzung von Ansprüchen transparent und rechtssicher ausgestaltet.

Es sollte ferner eine verpflichtende Information zu möglichen Verzögerungen bei Neubaukraftwerken geben. Insbesondere sollten die Betreiber zu einem fest definierten Zeitpunkt (zur T-2 Auktion) ein Update geben, ob der ursprünglich geplante Inbetriebnahme-Termin gehalten werden kann. Auf Basis dieser Informationen könnten rechtzeitig fehlende Volumina nachbeschafft werden bzw. in T-2 berücksichtigt werden, falls absehbar ist, dass bestimmte Anlagen zum Lieferzeitpunkt nicht bzw. erst deutlich danach zur Verfügung stehen.

Diese Meldepflicht sollte bestenfalls mit einem Anreizinstrument verknüpft werden: Werden Verzögerungen frühzeitig und realistisch gemeldet, könnte dies zu einer Reduzierung der Nichtrealisierungspönale führen.

## **9 Abschnitt 9 Verfügbarkeitsverpflichtung, Überprüfung, Funktionsnachweis, Dekarbonisierung**

Übergeordnet betont der BDEW, dass in europäischen Kapazitätsmärkten der Sekundärhandel ein erprobtes Instrument ist, welches Marktteilnehmer kennen und angesichts der schnellen Ausschreibung gut einschätzen und im Gebot berücksichtigen können. Anstelle der im Gesetz vorgeschlagenen Systematik zur Pönalisierung der Nicht-Verfügbarkeit, welche in der kurzen Konsultationsfrist nicht umfassend bewertet werden kann, sollte auf den in europäischen Kontext erprobten Sekundärmarkt gesetzt werden. Dies trägt auch zur Harmonisierung europäischer Kapazitätsmärkte bei.

### **9.1 § 67 i.V.m. § 68 Verfügbarkeitsverpflichtung, Verfügbarkeitsindikator & Abrechnungsperiode, Hochpreisviertelstunde.**

Aus Sicht des BDEW schränkt die derzeitige Regelung den Betrieb bestimmter Anlagen leicht ein. Durch die Bekanntgabe der Hochpreisviertelstunden bis 14 Uhr und somit nach Schließung der Day-Ahead-Auktionen, bleibt Anlagen, die bis dahin nicht vermarktet sind, lediglich die kurzfristige Teilnahme am Intraday-Markt. Dies kann zu Verzerrungen im Intradaymarkt führen.

In Hochpreisphasen wird die finale Stromerzeugung gemessen und ins Verhältnis zur Vertragsmenge gesetzt. Damit ist der DA-Preis ein wesentlicher Treiber für einen Dispatch. Allerdings kann es am Intraday Preisabweichungen nach unten geben, möglicherweise sind dann Anlagen gar aus dem Geld. Diese Marktverzerrungen sind zu berücksichtigen.

Darüber hinaus bewertet der BDEW es kritisch, dass lediglich die physische Erfüllung als Verfügbarkeit gewertet wird. Sofern möglich, sollte die Verfügbarkeit CISAF-konform gewertet werden.

## **9.2 Abrechnungsperiode, Hochpreisviertelstunde, Abrechnungsmechanismus (§ 68 ff.)**

Die genannten Positionen gelten unter dem Vorbehalt, dass nicht der präferierte Sekundärmarkt eingeführt wird.

Unklar ist ebenfalls, wie mit der Verfügbarkeitsverpflichtung zu Erbringung zum Zeitpunkt eines Umstiegs auf Wasserstoff umgegangen wird, der mehrere Monate dauert. Bei Einführung eines Sekundärmarktes könnte für diesen Zeitraum die Verpflichtung übertragen werden. Anlage 7 lässt im Übrigen offen, wie der Ausübungspreis für bereits auf Wasserstoff umgestellte geförderte Langzeitkapazitäten ermittelt wird. Da auch noch das Förderregime für Anlagen mit einer vorzeitigen Umstellung auf Wasserstoff vorerst offen ist und auch Betreiber, die ihre Anlagen ggf. auch ohne Förderung vorzeitig auf H2 umstellen ist sicherzustellen, dass diese Anlagen bei einem Nichteinsatz aufgrund der Auswirkung eines hohen H2-Preises auf die Merit-Order nicht für sich daraus ergebende Verfügbarkeitsfehlmengen bestraft werden.

Im Vorjahr angemeldete Revisionen sollten als geplante Nichtverfügbarkeiten analog der Regelung für besondere netztechnische Betriebsmittel oder für die Kapazitätsreserve (§ 27 KapResV) sowohl für die Verfügbarkeitsverpflichtung als auch für die Pflicht zum Preisspitzenausgleich nach § 81 freigestellt werden. Die Übertragungsnetzbetreiber können Widerspruch gegen den geplanten Nichtverfügbarkeitszeitraum einlegen.

Der Vorschlag ist unerprobt, kompliziert und in der Konsultationszeit schwer zu bewerten. Der daraus resultierende Anreiz, Nichtverfügbarkeiten zu minimieren, marktrational zu planen und Anlagen marktrational einzusetzen existiert sowieso, sodass daraus keine Verzerrungen im Großhandelsmarkt resultieren dürften. Allerdings resultiert allen Bietern ein Risiko, welches im Vorfeld nicht wirklich quantifizierbar ist und gegen welches man sich auch nicht komplett absichern kann, was also in die Gebotsbepreisung einfließt.

## **9.3 Indikativgebote (§ 70)**

Die Indikativgebote sollen eine Teilnahme am Sekundärmarkt von nicht-bezuschlagten, aber präqualifizierten Bietern abbilden. Dies ist nur attraktiv in Situationen gesamtheitlicher

Knappheit, weshalb der Sekundärmarkt höhere Anreize schafft, für diese Bieter ihre Verfügbarkeit anzubieten.

#### **9.4 Dekarbonisierung, § 73:**

Es ist grundsätzlich positiv, dass Kapazitätsverpflichteten überlassen bleibt, wie sie die gebotsgegenständliche Anlage nach dem 31. Dezember 2045 klimaneutral betreiben. Offen ist jedoch, welche Rechtsfolge eintritt, wenn die Dekarbonisierungsanforderung nicht (rechtzeitig) erfüllt werden können. Vorgaben, die nicht in der Entscheidungshoheit der Anlagenbetreiber liegen, wie bspw. die Verfügbarkeit und der Netzanschluss an das Wasserstoffkern- bzw. -verteilnetz oder die Verfügbarkeit von Wasserstoff grundsätzlich, können nicht zu Lasten der Anlagenbetreiber ausgelegt werden.

Ohne rechtzeitig verfügbare Infrastruktur ist eine Dekarbonisierung praktisch nicht umsetzbar. Das betrifft insbesondere den Ausbau von H<sub>2</sub>- und CO<sub>2</sub>-Netzen sowie Speichern, aber auch die regulatorische Klarheit, inwieweit CDRs als Dekarbonisierungsoption anerkannt werden können.

Hier bedarf es einer Klarstellung, jedenfalls in der Gesetzesbegründung, damit die Bietenden ihre Angebote entsprechend kalkulieren können.

#### **9.5 Beginn des Messzeitraums und Kapazitätsvergütung (§ 72 und § 74)**

Der Anspruch auf Zahlung entsteht letztlich erst ab Beginn des Verpflichtungszeitraums am 01.11.2031, wodurch eine frühere Inbetriebnahme von Neuanlagen nicht honoriert wird. Zur Optimierung ihrer Projektwirtschaftlichkeit würden alle erfolgreichen Bieter (beider T-5-Auktionsrunden) versuchen, ihre Projekte möglichst knapp vor Beginn des Verpflichtungszeitraums in den kommerziellen Betrieb zu bringen. Um die mit dieser Ballung verbundenen Risiken zu vermindern, würde sich eine additive Zahlung für den Zeitraum zwischen kommerzieller Inbetriebnahme und Beginn der ersten Verpflichtungsperiode anbieten. Alternativ könnte ein Bonus spiegelbildlich zum Pönalemechanismus in § 6 eingeführt werden. Hierdurch könnte ein zeitlich versetzter Hochlauf der Neukapazitäten erreicht werden.

Der Referentenentwurf sieht vor, dass die Kapazitätsvergütung fällig und zahlbar 20 Werktage nach Beendigung eines Verpflichtungsjahres (erstes Verpflichtungsjahr endet am 31.10.2032) ist. Betreiber, die im Vertrauen auf die lange angekündigte Kraftwerksstrategie Projekte zur Errichtung von zusätzlicher gesicherter Leistung entwickelt haben, werden durch diese Regelung benachteiligt, falls die entwickelten Projekte auch bereits vor 2031 in Betrieb gehen können. Der Mehrwert einer vorzeitigen Bereitstellung würde damit nicht reflektiert. Richtig wäre, die Kapazitätsprämie aus dem 15-jährigen Kapazitätsvertrag bereits mit Inbetriebnahme

der Anlage auszuzahlen anstatt erst nach Ablauf des ersten Verpflichtungsjahres damit zu starten.

› **BDEW-Vorschlag:**

§ 74 ist um einen Absatz 3, wie folgt zu ergänzen:

§ 74 (3): „Abweichend von Absatz 2 erfolgt die Kapazitätszahlung bei Inbetriebnahme vor 2031 ab Inbetriebnahme der Anlage. Die Dauer des Verpflichtungszeitraums bleibt davon unberührt.“

## **10 Abschnitt 10 Zahlungsansprüche und Zahlungsverpflichtungen**

### **10.1 Preisspitzenausgleich (§ 81):**

Der BDEW merkt an, dass bei Speichern zu berücksichtigen ist, dass diese ihre Erlöse nicht über das allgemeine Preisniveau realisieren, sondern durch die Preisdifferenzen am Stromgroßhandel. Eine Abschöpfung auf Basis des Strompreisniveaus ist daher in diesen Fällen übermäßig komplex. Der BDEW befürwortet die Einführung einer Reliability Option. Um zusätzliche Komplexität zu vermeiden, kann die RO-Preisschwelle auf der Höhe der Verfügbarkeitspreisschwelle angesetzt werden. Lastflexibilitäten sind aus der Rückzahlungsverpflichtung auszunehmen, um Komplexität zu vermeiden. Selbiges gilt für Speicher, die bei der Ausgestaltung der RO gesondert betrachtet werden müssen oder ausgenommen werden müssen.

Wichtig ist, dass der Preisspitzenausgleich rechtssicher ausgestaltet wird. Das gilt insbesondere für Zeiten, in denen die Anlage selber nicht produziert. Der vom BDEW geforderte Sekundärmarkt ermöglicht es, in Zeiten von Nicht-Verfügbarkeiten die Verfügbarkeitsverpflichtung zu handeln und somit das Risiko der Zahlung des Ausgleichs bei Nicht-Verfügbarkeit zu reduzieren.

## **11 Abschnitt 12 Festlegungskompetenzen, Verordnungsermächtigungen**

Die Komplexität des Referentenentwurfs ergibt sich auch daraus, dass die Anforderungen an die T-5-Ausschreibungen abschließend im Gesetz geregelt werden und keine weitere Festlegung der BNetzA oder Verordnung vor den Ausschreibungsterminen vorgesehen sind. Dies ist ausnahmsweise positiv zu bewerten, da die Ausschreibungen noch in diesem Jahr beginnen müssen, um Anlagen rechtzeitig in 2031 in Betrieb nehmen zu können. Es bleibt keine Zeit mehr für ein Festlegungsverfahren der BNetzA nach Abschluss des Gesetzgebungsverfahrens.

Deswegen hält der BDEW es für zielführend und hilfreich, wenn das BMWK oder die BNetzA Anwendungshilfen und -hinweise zur Durchführung der Ausschreibungen und zur Vorlage erforderlicher Nachweise zur Verfügung stellt.

## **12 Anlage 3 (zu § 23 Absatz 1) Methodik zur Ermittlung der Reduktionsfaktoren und Technologieklassen für die Ausschreibungen für Erzeugungskapazitäten und Kapazitäten**

In Randnummer 3 werden die verschiedenen Technologieklassen benannt, für die in Anlage 4 (zu § 23 Absatz 2) die Reduktionsfaktoren für die Ausschreibungen für Langzeitkapazitäten definiert werden. Für die Gebotsabgabe müssen den Marktteilnehmern der für ihre Anlage maßgebliche Reduktionsfaktor bei ihrer Gebotskalkulation rechtssicher bekannt sein.

Die Zuordnung von Stromerzeugungsanlagen zu den verschiedenen Technologieklassen muss konkretisiert werden, um eine eindeutige Zuordnung für die Gebotskalkulation vornehmen zu können:

- Der Begriff „Gas- und Dampf-Kraftwerk“ ist unüblich und sollte durch die technisch korrekte Bezeichnung „Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk“ im Gesetz durchgängig ersetzt werden.
- Die Abgrenzung der (Haupt-)Brennstoffe „Biomasse“ und „Abfall“, ist nicht eindeutig, da viele in Kraftwerken eingesetzte Biomassen Abfälle darstellen (z. B. Altholz). Gleichzeitig werden in Abfallverbrennungsanlagen je nach Genehmigungslage und Abfallverfügbarkeit sowohl biogene als auch nicht-biogene Brennstoffe eingesetzt.
- Anlagen mit dem Abfallbrennstoff „Klärschlamm“ werden gemäß Gesetzesbegründung der Technologiekategorie „sonstige steuerbare Stromerzeugungsanlagen“ zugeordnet, obwohl es sich sowohl um Biomasse als auch Abfall handeln kann.
- Die Zuordnung der gasförmigen Biobrennstoffe (Biogas, Biomethan, Klärgas, Deponiegas) ist unklar, da diese je nach Anlagentechnologie und Herkunft der eingesetzten Biomasse zu verschiedenen Technologieklassen mit unterschiedlichen Reduktionsfaktoren zugeordnet werden können.

Der BDEW schlägt vor, die Technologieklassen für steuerbare Stromerzeugungsanlagen in den Anlagen 3 und 4 wie folgt zu fassen:

<b>Technologiekategorie</b>	<b>Erläuterung</b>
Gas- und Dampfturbinenkraftwerk	Alle Arten von gasförmigen Brennstoffen

Gasturbinen, Gasmotoren und sonstige Gaskraftwerke	Alle Arten von gasförmigen Brennstoffen
<b><u>Anlagen zur Stromerzeugung aus fester oder flüssiger</u></b> Biomasse	Aus anerkannter Biomasse im Sinne der Biomasseverordnung
<b><u>Anlagen zur Stromerzeugung aus festem oder flüssigem</u></b> Abfall	Aus Abfällen und Reststoffen, mit Ausnahme von land- und forstwirtschaftlichen Reststoffen und Reststoffen aus der Aquakultur und Fischerei
Sonstige steuerbare Stromerzeugungsanlagen	Nicht in den vorangegangenen Technologieklassen genannte steuerbare Stromerzeugungsanlagen

Speichertechnologien werden ausschließlich bis zu einer Höchsterbringungsdauer von 12 Stunden differenziert. Somit werden Speicher mit deutlich längerer Leistungsbereitstellungsdauer – bis hin zu mehrtägiger Verfügbarkeit – nicht gesondert berücksichtigt und faktisch wie Kurzzeitspeicher behandelt.

### 13 Zu Anlage 7

Die Preisformel beinhaltet für die variablen Kosten einen fixen Vergütungsblock. Dies führt im Ergebnis dazu, dass die Wirtschaftlichkeit des Ausübungspreises stark von der Dauer des jeweiligen Betriebs abhängt. Je länger die Betriebsdauer am Stück ist, desto geringer fallen die Startkosten ins Gewicht. Umgekehrt werden viele Starts monetär pönalisiert.