

Berlin, 29. Mai 2026

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

Reinhardtstraße 32
10117 Berlin

www.bdeu.de

Stellungnahme

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

Regierungsentwurf vom 13. Mai 2026

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

Executive Summary	5
1 Einleitung und übergeordnete Position	7
1.1 Verhältnis zu AgNes-Prozess	8
2 Abschnitt 2 Ausschreibungen, Gebotstermine, Ausschreibungsvolumina ..	10
2.1 Gebotstermine für die Ausschreibung für Erzeugungskapazitäten (§ 5):.....	10
3 Abschnitt 3 Voraussetzungen für die Teilnahme an Ausschreibungen	10
3.1 Stromnetzanschluss (§ 8)	10
3.2 Ausschluss der Doppelförderung (§ 11)	11
3.3 Standortdefinition (§ 12)	12
3.4 Langfristkriterium (§ 12 Abs. 5):.....	14
3.5 Mindestinvestitionsschwellen (§ 14).....	14
3.6 Resilienzvorgaben (§ 15):	15
3.7 Momentanreserve (§ 16):	16
3.8 H2-Anforderungen (§ 17)	18
3.9 Grenzüberschreitende Teilnahme (§ 18).....	19
4 Abschnitt 4 Aggregation, Reduzierte Leistung, Referenzwert[e]	20
4.1 Anlagenpools (§ 20 ff. /§ 12 Abs. 4)	20
4.2 Derating-Faktoren (§ 22, § 23 mit Anlage 3):.....	20
5 Abschnitt 5 Präqualifizierung	21
6 Abschnitt 6 Ausschreibungsverfahren und Sicherheiten	21
6.1 Bekanntmachung (§ 35):	21
6.2 Höchstwerte (§ 39):.....	21
6.3 Realisierungssicherheit (§ 43)	22

6.4	Sicherheit für Ausgleichszahlungen und für die Pönale für unvollständige Funktionsnachweise (§ 44)	22
6.5	Verzinsung von Sicherheiten (§ 46 Abs. 2)	23
7	Abschnitt 7 Zuschlag	23
7.1	Zuschlagsverfahren (§ 48):	23
7.2	Südbonus (§ 48):.....	24
7.3	Ausschluss von Geboten (§ 49 Abs. 4):	25
7.4	Bekanntgabe der Zuschläge (§ 51)	25
7.5	Übertragung der Kapazitätsverpflichtung (§ 58).....	25
7.6	Sekundärmarkt (§ 58 ff.).....	26
8	Abschnitt 8 Abschließende Präqualifizierung, Nichtrealisierungspönale....	27
8.1	Angaben und Nachweise in Verbindung mit Entscheidung über den Abschluss der Präqualifizierung (§ 63)	27
8.2	Nichtrealisierungspönale (§ 64)	27
9	Abschnitt 9 Verfügbarkeitsverpflichtung, Überprüfung, Funktionsnachweis, Dekarbonisierung	28
9.1	§§ 65 ff. Verfügbarkeitsverpflichtung, Verfügbarkeitsindikator & Abrechnungsperiode, Hochpreisviertelstunde.	29
9.2	Abrechnungsperiode, Hochpreisviertelstunde, Abrechnungsmechanismus (§ 66 ff.).....	29
9.3	Indikativgebote (§ 71)	30
9.4	Dekarbonisierung (§ 73)	30
9.5	Beginn des Messzeitraums und Kapazitätsvergütung (§§ 74 ff.).....	31
10	Abschnitt 10 Zahlungsansprüche und Zahlungsverpflichtungen	32
10.1	Preisspitzenausgleich (§ 81):	32
11	Abschnitt 12 Festlegungskompetenzen, Verordnungsermächtigungen.....	32

12	Anlage 3 (zu § 23 Absatz 1) Methodik zur Ermittlung der Reduktionsfaktoren und Technologieklassen für die Ausschreibungen für Erzeugungskapazitäten und Kapazitäten	33
13	Zu Anlage 7.....	34

Executive Summary

Der BDEW begrüßt, dass die Bundesregierung mit dem StromVKG den Zubau gesicherter Leistung nun konkret auf den Weg bringen will. Die Versorgungssicherheitsmonitorings haben gezeigt: Deutschland braucht zügig neue gesicherte Leistung, um den Kohleausstieg abzusichern, ältere Kraftwerke teilweise zu ersetzen und die Stromversorgung auch in Zeiten geringer Einspeisung aus Wind- und Sonnenenergie zuverlässig zu gewährleisten. Dafür sind flexibel regelbare Gaskraftwerke, die perspektivisch mit klimaneutralem Wasserstoff betrieben werden können, ebenso erforderlich wie Großbatteriespeicher, Sektorkopplung und Flexibilitäten auf der Verbrauchsseite.

Damit das StromVKG tatsächlich Investitionen auslöst, muss der Bundestag das parlamentarische Verfahren nun zügig voranbringen. Nur so kann der Zeitplan verlässlich eingehalten werden, damit die Ausschreibungen wie geplant starten und noch 2026 belastbare Investitionsentscheidungen ermöglichen. Zugleich müssen die Rahmenbedingungen so ausgestaltet werden, dass Projekte rechtssicher kalkuliert, finanziert und umgesetzt werden können. Der Bundestag sollte den Gesetzentwurf daher im parlamentarischen Verfahren an zentralen Stellen nachschärfen.

Erstens braucht es Investitionssicherheit vor dem ersten Gebotstermin. Unternehmen können nur dann verbindliche Gebote abgeben, wenn Kosten, Pflichten und Risiken über den gesamten Verpflichtungszeitraum verlässlich kalkulierbar sind. Ein Ausschreibungsstart vor Abschluss der beihilferechtlichen Genehmigung schafft erhebliche Unsicherheit. Falls dennoch vorher ausgeschrieben wird, muss ein Zuschlag ohne Schaden zurückgegeben werden können. Zudem muss spätestens zum Ausschreibungsstart Klarheit über mögliche Einspeiseentgelte und Baukostenzuschüsse bestehen. Nachträglich eingeführte Einspeiseentgelte dürfen die Wirtschaftlichkeit bereits bezuschlagter Anlagen nicht entwerten.

Zweitens sollte auf die vorgesehene Gebotsobergrenze verzichtet werden. Eine zu niedrige Gebotsobergrenze kann dazu führen, dass dringend benötigte Kraftwerks- und Speicherprojekte nicht an der Ausschreibung teilnehmen oder dort scheitern.

Der vorgesehene Wert ist nicht sinnvoll mit anderen europäischen Kapazitätsmechanismen vergleichbar. In Deutschland wirken mehrere Kostentreiber zusammen: höhere Arbeits- und Inbetriebnahmekosten im internationalen Vergleich, stark gestiegene Investitionskosten durch die europaweit hohe Nachfrage nach neuen Gaskraftwerken, absehbare Engpässe bei Herstellern und Zulieferern, geringere Strommarkterlöse sowie strengere Anforderungen an Bankgarantien und Pönalen. Hinzu kommen zusätzliche gesetzliche Anforderungen, etwa zur Momentreserve und zur Umstellung auf klimaneutralen Betrieb beziehungsweise Wasserstoff. Auch

die teils längeren Vertragslaufzeiten in anderen Ländern relativieren den europäischen Vergleich.

Sollte der Gesetzgeber dennoch an der Gebotsobergrenze festhalten, müsste sie deutlich höher angesetzt, transparent hergeleitet und so ausgestaltet werden, dass dringend benötigte Investitionen in gesicherte Leistung nicht ausgeschlossen werden.

Drittens müssen die Ausschreibungen für Langzeitkapazitäten praxistauglich ausgestaltet werden. Das vorgesehene 10-1-10-Stunden-Kriterium für Speicher sollte erhalten bleiben, aber sachgerecht angewendet werden. Entscheidend ist, dass die bezuschlagte Leistung in Knappheitssituationen verlässlich bereitsteht. Daher sollte das Kriterium auf die gebotene beziehungsweise bezuschlagte reduzierte Leistung bezogen werden, nicht pauschal auf die gesamte installierte Leistung. Bei Anlagenpools sollte die Erfüllung auf Ebene des Pools möglich sein.

Viertens gilt es, Akteursvielfalt durch faire Teilnahmebedingungen zu sichern. Akteursvielfalt ist gerade bei Kapazitätsmechanismen ein wichtiges Ziel. Eine starre Beschränkung der Gebotshöhe pro Marktteilnehmer ist dafür jedoch nicht das richtige Instrument. Sie kann effiziente Projekte begrenzen, ohne kleinere Akteure tatsächlich besserzustellen. Stattdessen sollten niedrige Mindestgebotshöhen, beschleunigte Genehmigungen, realistische Sicherheiten und beherrschbare Pönalen in den Mittelpunkt gestellt werden. Sicherheiten und Pönalen sind notwendig, um Verbindlichkeit in Ausschreibungen herzustellen. Sie dürfen aber nicht so hoch oder starr ausgestaltet sein, dass kleinere und mittlere Marktakteure faktisch ausgeschlossen oder Investitionen unnötig verteuert werden. Die Sicherheit für Ausgleichszahlungen und Pönalen nach § 44 StromVKG-E sollte daher nicht bereits mit dem Zuschlag, sondern erst mit Inbetriebnahme der Anlage zu stellen sein. Zudem sollte die Nicht-Realisierungspönale weiter abgesenkt werden, damit nicht steuerbare Risiken nicht über Gebote eingepreist werden müssen.

Fünftens sollte Momentanreserve ermöglicht, aber technisch sinnvoll und kosteneffizient ausgestaltet werden. Systemstabilität ist ein legitimes und wichtiges Ziel. Anforderungen an Momentanreserve müssen jedoch technisch erfüllbar, wettbewerblich darstellbar und wirtschaftlich finanzierbar sein. Der BDEW spricht sich daher für ein Bonus-Modell für bereitgestelltes Momentanreservepotenzial anstelle einer starren Verpflichtung aus. Zugleich müssen die Kosten der Momentanreserve bei der Festlegung der Höchstpreise berücksichtigt werden.

Ziel muss ein StromVKG sein, das Versorgungssicherheit tatsächlich ermöglicht: mit verlässlichem Zeitplan, schnellen Ausschreibungen, belastbaren Investitionsbedingungen, fairen Bedingungen ohne investitionshemmende Gebotsobergrenze, praxistauglichen Anforderungen und einem Risikoregime, das Akteursvielfalt und Kosteneffizienz erhält.

1 Einleitung und übergeordnete Position

Der BDEW begrüßt es sehr, dass der Entwurf eines StromVKG nun vom Kabinett beschlossen wurde und ein Beginn der Ausschreibungen weiterhin in diesem Jahr geplant ist. Nach den Verzögerungen der Kraftwerksstrategie ist es entscheidend, den Zeitplan einzuhalten, um weitere Kostensteigerungen in den geplanten Projekten zu vermeiden.

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 beihilfe-rechtliche 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, dass Klagen gegen die Genehmigung erhoben werden. Daher sollte es Bieter*innen grundsätzlich möglich sein, ihr Angebot auch nach dem Ausschreibungstermin zurückzunehmen, wenn die Ausschreibung vor Erteilung der beihilferechtlichen Genehmigung durchgeführt wurde.

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 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 Doppelzahlungen 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, Sicherheiten von allen Akteuren leistbar sein müssen 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“-H₂-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.

1.1 Verhältnis zu AgNes-Prozess

Mit Blick auf die Ausgestaltung eines künftigen Kapazitätsmarktes – und insbesondere auf die bis dahin vorgesehenen Ausschreibungen für Langzeitkapazitäten im Rahmen des StromVKG-E – 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) Einspeisenetzentgelte) nach wie vor frühzeitig in den Blick zu nehmen. Dynamische Einspeisenetzentgelte 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 der nach StromVKG-E bezuschlagten Projekte. Das Datum des Inkrafttretens der Festlegung muss daher frühzeitig bekannt sein.

Deswegen ist es wichtig, dass im Regierungsentwurf nun sowohl in der Regelung zum Preisspitzenausgleich als auch in der Festlegungskompetenz berücksichtigt ist, dass sich durch Agnes noch entsprechende Änderungen für die Kraftwerksbetreiber ergeben können. Die im Regierungsentwurf vorgesehene Möglichkeit, Einspeiseentgelte beim Preisspitzenausgleich zu berücksichtigen, ist zwar positiv, entspricht aber nicht den Notwendigkeiten, da Einspeisenentgelte nicht nur auf Betriebskosten in Zeiten hoher Marktpreise wirken, sondern ganzjährig anfallen (bei einem leistungsabhängigen Einspeiseentgelt) und auch auf die Investitionskosten wirken können (bei einem Leistungsentgelt in Form eines Baukostenzuschusses für jeden neuen Netzanschluss). Deshalb müsste ein Einspeiseentgelt bereits im StromVKG-E angelegten Höchstwert berücksichtigt werden.

Für den Gesetzgebungsprozess zum Kapazitätsmarkt muss weiterhin 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 Einspeisenentgelte). Die Einpreisung netzkostenbezogener Belastungen ist für die Gebotshöhe von zentraler Bedeutung. Für die im Gebot abzubildende Finanzierungslücke ist es entscheidend, ob und in welchem Umfang Kosten tatsächlich anfallen. Dies ist insbesondere für kleinere und dezentrale Akteure von zentraler Bedeutung, da diese Unsicherheiten typischerweise nur eingeschränkt absichern oder in ihre Finanzierung einpreisen können. In der Informationsveranstaltung der BNetzA zum Zwischenstand der Netzentgeltreform wurde das weitere Vorgehen konkretisiert, dennoch bleiben zentrale Unsicherheiten bezüglich des Inkrafttretens der Festlegung (und ein damit verbundener in Aussicht gestellter Bestandsschutz für erste Ausschreibungen) und Einführung der dynamischen Netzentgelte für das StromVKG bestehen.

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. Dies würde somit auch (ggf. teilweise) für die Ausschreibungen für Langzeitkapazitäten gelten. Ein bloßer Festlegungsentwurf genügt jedoch nicht, da auf seiner Grundlage keine belastbare Kalkulation und Finanzierung über langlaufende Kapazitätsverpflichtungen sichergestellt werden kann.

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 Risikoauflagen führen.

Vor diesem Hintergrund bekräftigt der BDEW seine Position, von Einspeiseentgelten gänzlich abzusehen. Für die Ausgestaltung eines Kapazitätsmarktes bzw. der Ausschreibungen für Langzeitkapazitäten 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 Einspeisenetzentgelte 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.

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)

Nach § 8 müssen die gebotsgegenständlichen Anlagen spätestens zum Beginn des Verpflichtungszeitraums einen Stromnetzanschluss bzw. eine verbindliche Zusage mindestens in Höhe

der gebotenen nominalen Leistung haben. Dies ist mit dem Präqualifizierungsantrag nach § 31 vorzulegen.

Für Anlagen, die an einem Standort errichtet werden sollen, an dem bereits eine Anlage in der Netzreserve oder Kapazitätsreserve betrieben wird (§ 12 Abs. 3 Nr. 1b) aa) und bb) StromVKG-E) und an dem keine Erweiterung der Netzanschlusskapazität bis zum 1. November 2031 möglich ist, bedarf es einer Klarstellung im Wortlaut des § 8 StromVKG-E: 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. Dies bestätigt nun auch die in der Gesetzesbegründung zu § 12 StromVKG-E aufgenommene Ergänzung, wonach der bestehende Stromnetzanschluss die Kapazität der gebotenen nominalen Leistung umfasst, damit nicht zusätzlich eine Stromnetzanschlusszusage erforderlich ist (S. 119).

Außerdem ist bereits vor der ersten Ausschreibung klarzustellen, wie künftig mit Netzan schlüssen im Rahmen eines FCAs umzugehen ist.

Darüber hinaus ist in § 8 aufzunehmen, dass eine verspätete Inbetriebnahme der Anlage nicht vom Anlagenbetreiber zu verantworten ist und entsprechende Pönalen nicht anfallen, 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 wenig Einfluss haben.

Im Übrigen bedarf es vor dem Hintergrund der AgNes-Diskussion einer gesetzlichen Klarstellung, wie die Anforderung des § 8 StromVKG-E 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.

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.

Zudem ist im Sinne der Rechtssicherheit in der Begründung zu § 11 festzulegen, dass eine Netzentgeltbefreiung nach § 118 Abs. 6 EnWG wie beim Aufbau von Elektrolyseuren kombinierbar mit der Förderung aus dem StromVKG-E ist.

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. Die Vorschrift ist aus sich heraus nicht leicht verständlich. Zwar wurde die Gesetzesbegründung des Regierungsentwurfs um hilfreiche Erläuterungen ergänzt. Wichtig ist aber, dass sich die wesentlichen Standortanforderungen unmittelbar aus dem Wortlaut des § 12 ergeben.

Der Grundgedanke in § 12, dass der bloße Ersatz einer sich noch im marktlichen Betrieb befindlichen durch eine neue Anlage nicht zu einer Erhöhung der gesicherten Leistung führt und daher nicht gefördert werden sollte, ist nachvollziehbar. Durch die aktuellen Formulierungen werden jedoch nicht alle Konstellationen erfasst, in denen ein Neubau zu Erhöhung der gesicherten marktlichen oder sogar technischen Leistung führt. Dies betrifft insbesondere Standorte mit Anlagen in der Kapazitätsreserve oder Netzreserve, die nicht mehr am Markt betrieben werden, sowie Standorte, an denen Bestandsanlagen vorhanden sind und ggf. unterschiedlichen Einsatzregimen unterfallen. 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.

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

- › **§ 12 Abs. 3 Nr. 1b)** StromVKG-E enthält eine Aufzählung der Standorte, für die Gebote eingereicht werden können. Die Aufzählung wird damit eingeleitet, dass Gebote für Erzeugungsanlagen zulässig sind, die an einem Standort errichtet werden, an dem „ausschließlich“ Erzeugungsanlagen in der Netzreserve oder Kapazitätsreserve betrieben werden, oder Anlagen, die um die gebotsgegenständliche Anlage erweitert werden sollen. Der Begriff „ausschließlich“ suggeriert, dass am betroffenen Standort nur eine der genannten Anlagenarten stehen darf. Dies ist nicht sachgerecht, da an Netzreservestandorten auch Erzeugungsanlagen stehen können, die perspektivisch nicht stillgelegt werden sollen. Die Erläuterung in der Gesetzesbegründung, wonach die Unterfälle des § 12 Abs. 3 Nr. 1 b) gleichzeitig zutreffen können, sollte daher zur Klarstellung in den Gesetzestext aufgenommen werden. Ersatzinvestitionen nach § 12 Abs. 3 Nr. 1b) aa) oder bb) sollten auch dann bezuschlagt werden können, wenn am gleichen Standort weitere Erzeugungsanlagen betrieben werden, deren Stilllegung nicht angezeigt ist.
- › Es sollte zumindest in der Gesetzesbegründung zum StromVKG klargestellt werden, für welchen Zeitraum Bestandsanlagen mit ihrer zum Stichtag 31. Dezember 2025

bestehenden Leistung bei einer Standorterweiterung nach **§ 12 Abs. 3 Nr. 1 b) cc)** weiterbetrieben werden müssen, damit das geförderte Kraftwerk als Erweiterung eines bestehenden Standorts gilt. Ohne eine solche Klarstellung besteht Rechtsunsicherheit für den Anlagenbetreiber. Die Förderung einer Erweiterungsanlage an einem Bestandsstandort darf insbesondere nicht zu einem faktisch unbefristeten Erfordernis führen, eine oder mehrere Bestandsanlagen über ihre branchenübliche technische oder wirtschaftliche Nutzungsdauer hinaus weiterzuführen.

- › Außerdem ist in **§ 12 Abs. 3 Nr. 1 b) cc)** klarzustellen, dass das Bestandskraftwerk und die gebotsgegenständliche Anlage nicht zeitgleich in Volllast weiterbetrieben werden müssen, sondern dazu nur (technisch) in der Lage sein müssen. Falls dies nicht konkretisiert wird, könnte dies als eingepreistes Risiko zu einer erheblichen Verteuerung des Neuanlagenangebots führen, falls auch die am 31. Dezember 2025 nicht am Markt betriebenen, übrigen am Standort bestehenden Anlagen (z.B. vorläufig stillgelegte Anlage) wegen der nicht näher bestimmten Anforderung eines parallelen Volllastbetriebs kostenaufwendig nachgerüstet werden müssten. Es muss daher zumindest in der Gesetzesbegründung klargestellt werden, dass Bezugspunkt einer nachzuweisenden Volllast der Bestandsanlagen (nur) ein Betrieb der Anlagen ist, wie er am 31. Dezember 2025 üblich und (technisch sowie genehmigungsrechtlich) möglich war. Das gesetzgeberische Ziel (kein Ersatz durch Neubau) würde mit dieser Klarstellung nach wie vor eingehalten, da die Neuanlage zu der vorher am Standort üblichen Einspeisung eindeutig hinzukommt und diese nicht ersetzt.
- › Die Anwendbarkeit des **§ 12 Abs. 3 Nr. 1 b) cc)** auf wärmegeführte KWK-Anlagen sowie auf Fälle der Direktlieferung nach § 7 Abs. 2 KWKG ist klarzustellen. Der Begriff „in Volllast“ ist auf diese Betriebsweisen nicht ohne Weiteres übertragbar. Auch insoweit sollte 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.

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 ~~installierten~~ **gebotenen reduzierten** Leistung in das Netz der allgemeinen Versorgung einzuspeisen.“*

Bei Anlagenpools sollte die Erfüllung des Langfristkriteriums 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)

§ 14 StromVKG sieht im Rahmen der Kapazitätsauktionen Mindestinvestitionsschwellen für mehrjährige Verpflichtungszeiträume vor (erstmalig bei der T-4-Auktion am 1. Dezember 2027). Dies ist insbesondere für Pumpspeicher- und ggf. auch Laufwasserkraftwerke relevant, da die Anrechnungsgrundsätze für diese Investitionen in Anlage 5 genauer geregelt sind. Gemäß Anlage 5, Abschnitt 2.3.3 muss eine Voraussetzung erfüllt sein: „Die Anlage muss zum Zeitpunkt des Antrags auf vorläufige Präqualifizierung nach Abschnitt 5 bereits vollständig abgeschlossen sein.“

Der BDEW schlägt vor diese Regelung zu streichen, denn die gegenwärtige Formulierung ist aus zweierlei Gründen problematisch:

1. Es ist nicht hinreichend spezifiziert, ob eine Vollabschreibung nach HGB oder IFRS vorausgesetzt wird.
2. Die Anforderung einer „vollständigen Abschreibung der Anlagen“ ist zu allgemein gefasst. Pumpspeicherkraftwerke bestehen aus einer Vielzahl von Komponenten mit sehr unterschiedlichen Lebensdauern. Einige wesentliche Anlagenbestandteile, wie das Ober- und das Unterbecken, werden über einen sehr langen Zeitraum aktiviert (Abschreibungsdauer > 60 Jahre), während andere Komponenten, die offensichtlich nachgerüstet wurden, wie beispielsweise die Brandmeldeanlage oder der Lasttrennschalter, deutlich kürzere Abschreibungsdauern aufweisen.

3.6 Resilienzvorgaben (§ 15):

Der BDEW unterstützt die Schaffung von mehr Resilienz und die Steigerung von europäischen Produktionskapazitäten. Positiv ist auch, dass nach dem Regierungsentwurf die Resilienzvorgaben für Ausschreibungen ab 2027 erleichtert werden.

Allerdings ist die Ausgestaltung der Resilienzvorgaben im StromVKG-E weiterhin kritisch zu bewerten. Aus der Regelung geht nicht hinreichend 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“ müssen die entsprechenden Diskussionen im Rahmen des Industrial Accelerator Act auf europäischer Ebene berücksichtigen. Eine Abweichung von der EU-Definition ist an dieser Stelle abzulehnen.

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 zu beachten, 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.

Zudem ist die Beschränkung auf den Europäischen Wirtschaftsraum besonders restriktiv und schließt potenziell europäische Hersteller aus, die teilweise außerhalb des EWR produzieren. Daher ist die Vorgabe zumindest auf weitere europäische Standorte außerhalb des EWR plus der EU-Zollunion mit der Türkei zu erweitern.

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. Außerdem 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 unklar. Hierdurch entstehen Rechts- und Investitionsunsicherheiten für die Bietenden.

Zudem 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 verknappten, und damit verteuern. In diesem Zusammenhang können Engpässe und lange Lieferzeiten bis zu Nichtverfügbarkeiten entstehen. Dies würde die Intention des Gesetzes konterkarieren.

Geprüft werden sollte, 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. Sie ist – trotz der Anpassungen im jüngsten Regierungsentwurf – technisch unausgereift und führt aufgrund der kurzfristig kaum abschätzbaren Zusatzinvestitionen zu erheblichen Risiken in der Kalkulation der dafür notwendigen Anlagen. 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.

Die im Regierungsentwurf vorgenommenen Änderungen beseitigen die genannten Probleme nicht. Deswegen fordert der BDEW weiterhin die Umsetzung des sogenannten „[Bonus-Modells](#)“, auf das sich die Branche im Rahmen intensiver Diskussionen geeinigt 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. Insbesondere kleinere Unternehmen werden dadurch nicht in ihrer Teilnahme an den Ausschreibungen eingeschränkt. 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. Dabei sind einfache und frühzeitig verbindliche Nachweis- und Prüfkriterien erforderlich.

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 Netzanschlusswirkleistung des Batteriespeichers anrechnungsfähig sein.

Die Netzbetreiber müssen dafür sorgen, dass die über die genehmigte Netzanschlusswirkleistung hinausgehende Momentanreserve eingespeist werden kann, ohne dass eine zusätzliche Genehmigung erforderlich ist.

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 und eine kostengünstige Umsetzung. Nicht alle Neubauten müssen die Zusatzkosten zur ständigen Momentanreserveerbringung kalkulieren, sondern nur diejenigen, bei denen dies effizient möglich erscheint. Systemkosten werden dadurch reduziert.

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 Resilienz-kriterium (§ 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.

Die Errichtung von Gaskraftwerken und die Umsetzung des Wasserstoffkernnetzes müssen zusammen gedacht werden. Eine starke Konzentration neuer Kraftwerke kann potenziell mit dem Hochlauf des Wasserstoffkernnetzes kollidieren. Insbesondere in Regionen mit begrenzten Parallelführungsmöglichkeiten für Erdgas- und Wasserstoffleitungen sollte vermieden werden, dass eine langfristige Erdgasnutzung den Hochlauf der Wasserstoffinfrastruktur verzögert oder verteuert.

Der BDEW weist darauf hin, dass das Gesetz zur Ausschreibung von 4 GW Gaskraftwerken zeitnah umgesetzt werden muss. Die Anforderungen an die Konzepte für die Umstellung auf Wasserstoff dürfen nicht zu umfangreich sein, da sie zum einen insbesondere für kleine und kommunale Marktakteure im geplanten Zeitrahmen eine Herausforderung darstellen und zum anderen auf einer großen Unsicherheit bezüglich der technischen Verfügbarkeit von Wasserstoffkraftwerken beruhen.

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.

Es bedarf einer Ergänzung im Anhang 7, wo derzeit keine tragfähige Formel zur Berechnung der Erlösabschöpfung im Wasserstoffbetrieb angeführt ist. Alternativ müssten die Betreiber von der Pönalisierung bei einer Nichtverfügbarkeit im Wasserstoffbetrieb aufgrund nicht vertretbarer Kosten ausgenommen werden.

Im Falle einer Kapazitätserweiterung eines Kraftwerkes im Sinne des § 12 Abs. 3 Nr. 2 StromVKG-E ist klarzustellen, dass nicht die gesamte Kraftwerkskapazität, sondern nur die zusätzlich gebotene Kapazität von dieser Verpflichtung betroffen ist.

3.9 Grenzüberschreitende Teilnahme (§ 18)

Die direkte, „explizite“ grenzüberschreitende Teilnahme an den Ausschreibungen 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.

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 Reduktionsfaktor (Derating-Faktor) nicht aufgenommen wurde, betont allerdings, dass im Derating-Faktor ausreichend Raum für Innovationen gelassen werden muss. Des Weiteren würde ein zentrales Derating zwingend einen Sekundärmarkt erfordern, dessen gate closure unmittelbar vor der Day-ahead Auktion liegt.

Der BDEW unterstützt die zentrale Festlegung der Derating-Faktoren, aber empfiehlt, die Methodik der Derating-Ermittlung regelmäßig zu evaluieren, frühzeitig transparent zu machen und mit der Branche zu spiegeln.

Aktuell fehlen noch die Reduktionsfaktoren für Speicher mit einer Höchstspeisedauer unter zehn Stunden und über zwölf Stunden.

Die Höhe der Derating-Faktoren 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. Auch die zwischen Referentenentwurf und Regierungsentwurf durchgeführte Absenkung der Reduktionsfaktoren bei Pumpspeichieranlagen führt wiederum zu einer Benachteiligung der Pumpspeicher gegenüber Batteriespeichern. Anlagen, die durch Betriebs- und Dispatchkonzepte im Rahmen der Ausschreibung eine verlässliche Lieferfähigkeit während systemkritischer Zeiträume nachweisen können, erhalten einen festen Zuschlag auf den Reduktionsfaktor

Sofern die in § 39 geforderte Streichung der Höchstwerte nicht umgesetzt wird, empfiehlt der BDEW für die Ausschreibungen für Langzeitkapazitäten, die Derating-Faktoren für Kraftwerke auf ein in europäischen Kapazitätsmärkten vergleichbares Maß von 0,95 zu erhöhen.

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. Aktuell fehlt es insbesondere an Transparenz. So sind auch die teilweise drastischen Abweichungen zu den Reduktionsfaktoren in anderen europäischen Kapazitätsmärkten erklärungsbedürftig.

5 Abschnitt 5 Präqualifizierung

[]

6 Abschnitt 6 Ausschreibungsverfahren und Sicherheiten

6.1 Bekanntmachung (§ 35):

Aus Sicht des BDEW ist die angepasste Frist von 7 Wochen nach wie vor zu kurz gewählt. 7 Wochen sind nicht ausreichend, um sich auf eine Gebotsrunde angemessen vorzubereiten. Eine angemessene Frist von acht Wochen und in den Ausschreibungen für Langzeitkapazitäten von 10 Wochen trägt dazu bei, die Marktzugangshürden gerade für neue und kleine Marktteilnehmer so gering wie möglich zu halten. Gleichzeitig muss sichergestellt werden, dass das StromVKG-E rechtzeitig in Kraft tritt, damit die BNetzA die Bekanntmachungsfrist bis zum ersten Ausschreibungstermin einhalten kann.

› **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 (§ 39):

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 die Ausübung von Marktmacht zu befürchten wäre. Aufgrund der heterogenen Marktsituation und der Vielzahl über Veröffentlichungen oder Genehmigungsverfahren bekannten Erzeugungsprojekten empfiehlt der BDEW daher darauf zu verzichten.

Sollte eine Gebotsobergrenze dennoch eingeführt werden, so muss sie hinreichend hoch sein. Der im Gesetzentwurf genannte Höchstwert von 173 €/kW birgt ein hohes Risiko, dass die ausgeschriebene Menge nicht bezuschlagt werden kann.

Zwar wirkt der Höchstpreis im europäischen Vergleich auskömmlich, ist aber aufgrund von Besonderheiten des StromVKG-E tatsächlich zu niedrig. Anders als in anderen europäischen Kapazitätsmärkten sieht das StromVKG-E Regelungen vor, die die Kosten der Betreiber erhöhen oder die Erlöse beschränken. So schöpft die Reliability Option schon sehr früh Erlöse ab, es gibt keine Inflationsindexierung der Kapazitätzahlungen, die Sicherheiten sind bereits nach Zuschlagserteilung zu zahlen, werden nicht verzinst und die Derating-Faktoren sind niedriger als in anderen Kapazitätsmechanismen. Insbesondere die verpflichtende Bereitstellung von Momentanreserve und Umstellung auf Wasserstoff erhöhen die Kosten zusätzlich.

Der BDEW empfiehlt, die zur Berechnung des Höchstpreises getroffenen Annahmen zu veröffentlichen und mit der Branche zu diskutieren.

BDEW-Vorschlag:

§ 39 ist zu streichen. § 42, Gebotssicherheit, der auf § 39 Bezug nimmt, ist entsprechend anzupassen.

Sofern Höchstpreise beibehalten werden, müssen diese so erhöht werden, dass keine Gebote ausgeschlossen werden. 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 Realisierungssicherheit (§ 43)

Der BDEW begrüßt, dass die Realisierungssicherheit über die Anpassung der Nichtrealisierungspönale auf das 1,8-fache für 15-Jahresverträge und auf das 1,3-fache bei 7-Jahresverträgen abgesenkt wurde. Der BDEW schlägt vor, diese Pönalen weiter zu reduzieren, um die Risikoaufschläge zu reduzieren und die Ausschreibungen auch für kleine Marktakteure attraktiv zu gestalten.

6.4 Sicherheit für Ausgleichszahlungen und für die Pönale für unvollständige Funktionsnachweise (§ 44)

Nach §§ 41 ff. StromVKG-E müssen Bieter eine Reihe von Sicherheiten leisten, um die Ernsthaftigkeit des Gebots und dessen Realisierung zu belegen. § 44 StromVKG-E verlangt

außerdem eine Sicherheit für Ausgleichszahlungen nach § 76 Abs. 1 und die Pönale für einen unvollständigen Funktionsnachweis nach § 80.

In § 44 StromVKG-E ist aufzunehmen, dass die Sicherheit auch den Preisspitzenausgleich nach § 81 besichert. Dies ergibt sich bisher nur aus der Gesetzesbegründung (S. 153), ist aber noch ausdrücklich in den Wortlaut aufzunehmen. Eine Folgeanpassung muss dann auch in § 41 Abs. 2 Nr. 3 StromVKG-E erfolgen.

Es ist grundsätzlich nachvollziehbar, dass eine Unterschreitung der bezuschlagten reduzierten Leistung und die Nichterfüllung der Verfügbarkeitsverpflichtung pönalisiert werden soll. Nachvollziehbar ist auch, dass eine Sicherheit zu leisten ist, um etwaige Strafzahlungen abzusichern. Dabei ist aber sicherzustellen, dass die Sicherheiten in einer angemessenen Höhe zu leisten sind, die nicht die Umsetzung der Projekte gefährden. Auch im Sinne der Akteursvielfalt darf das Sicherheiten- und Pönalensystem des StromVKG-E nicht zu prohibitiv ausgestaltet sein.

Vor diesem Hintergrund fordert der BDEW, dass die Sicherheiten nach § 44 StromVKG-E erst mit Inbetriebnahme der Anlage zu hinterlegen sind. Der Zeitpunkt für die Stellung der Realisierungssicherheit (20 Werktage nach Zuschlag) ist sachgerecht und sollte unverändert beibehalten werden. Hingegen sollte der Zeitpunkt für die Stellung der Sicherheit für Ausgleichszahlungen/Funktionalität auf einen späteren Zeitpunkt vor Start des Verpflichtungszeitraums (z. B. 1. Oktober 2031) verschoben werden.

6.5 Verzinsung von Sicherheiten (§ 46 Abs. 2)

Der BDEW empfiehlt, dass die Sicherungsstelle nach § 41 die hinterlegten Sicherheiten verzinsen muss. Durch hinterlegte Sicherheiten werden erhebliche finanzielle Mittel gebunden, die folglich nicht für andere Investitionen zur Verfügung stehen. Nach dem aktuellen Regelungsentwurf betrifft dies sehr hohe Beträge. Vor diesem Hintergrund ist zu begrüßen, dass nach § 46 Abs. 2 etwaig erwirtschaftete Zinsen bei Rückgabe der Sicherheiten mit ausbezahlt sind. Sinnvoll wäre aber eine verpflichtende, angemessene Verzinsung dieser Sicherheiten.

Darüber hinaus schlägt der BDEW vor, dass Bürgschaften nicht nur von Kreditinstituten erlaubt sind, sondern jegliche Bürgschaft akzeptiert wird.

7 Abschnitt 7 Zuschlag

7.1 Zuschlagsverfahren (§ 48):

Das in § 48 StromVKG-E angelegte Verfahren „Pay-as-Bid“ hält der BDEW nicht für zielführend. Es 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 Bieterverhalten. Wenn sich die Bieter dabei verschätzen, können Anlagen mit höherem „Missing-money“ ggf. sogar die Auktion gewinnen, was das Auktionsergebnis ineffizient machen würde. Es ist davon auszugehen, dass die Ineffizienzen bei Pay-as-Bid die angestrebten Kosteneinsparungen gegenüber Pay-as-Cleared erheblich übersteigen könnten und zu deutlichen Mehrkosten führen 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.

§ 48 ist außerdem 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.

7.2 Südbonus (§ 48):

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 Netz- und Systemsicht die regionale Steuerung an den von den ÜNB identifizierten regionalen Bedarfen für gesicherte Erzeugungsleistung 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 (§ 49 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 § 49 Abs. 4 potenziell 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 (§ 51)

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)

Die gesicherte Entwicklung eines Kraftwerks erfordert, 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 vorläufig nur OTC-Handel möglich ist, sollte dieser zur Verringerung der Komplexität auf ein einfach zu prüfendes Produkt beschränkt werden, z.B. auf 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 geringer 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 zu ermöglichen.
- Register: Es muss dem Systemverantwortlichen zu jedem Zeitpunkt bekannt sein, wer welche Kapazitäten im Knappheitsfall erbringen muss.

8 Abschnitt 8 Abschließende Präqualifizierung, Nichtrealisierungspönale

Zu begrüßen ist, dass die Höhe der zu zahlenden Nichtrealisierungspönale in § 64 im Vergleich zum Referentenentwurf abgesenkt wurde. Der BDEW schlägt vor, diese Pönale weiter zu reduzieren, um die Risikoaufschläge zu reduzieren und die Ausschreibungen auch für kleine Marktakteure attraktiv zu gestalten.

Mit Blick auf die bereits eingetretenen Verzögerungen ist das Pönalenregime aber weiterhin unausgewogen. Insbesondere kann die Pönale für die Nicht-Realisierung in Kombination mit dem aktuellen Design der Nicht-Verfügbarkeits- und Testabrufe bis zum Dreifachen der Kapazitätzahlung führen, wenn es im Bau zu Verzögerungen um nur ein Jahr kommt. Der Zuschlag erlischt nach § 53 erst, wenn die Anlage 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 des Zuschlags nach § 53 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 (§ 63)

Bei den in § 63 Abs. 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 bzw. marktbedingter Nichtbetrieb 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 Abs. 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 (§ 64)

Es ist positiv, dass die Höhe der zu zahlenden Nichtrealisierungspönale in § 64 abgesenkt, und die Fristüberschreitung auf 14 Monate ausgeweitet wurde. Das Pönalenregime bleibt aber weiterhin unausgewogen und droht in derartiger Ausgestaltung prohibitiv zu wirken. 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 § 64 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 § 64 definierte Strafzahlung unverhältnismäßig stark belastet. Aus diesem Grund fordert der BDEW, 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 in § 64 erwähnt wird. Dies bringt erhebliche Unsicherheiten für Kraftwerksbetreiber mit sich. 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 zu tragen und die 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 ist. Der Begriff „höhere Gewalt“ ist entsprechend in die Begriffsbestimmungen in § 2 StromVKG-E aufzunehmen.

Darüber hinaus sollte es 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 müssen, 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. Neben der im Gesetz vorgeschlagenen Systematik zur Pönalisierung der Nicht-Verfügbarkeit, welche in der kurzen Konsultationsfrist nicht umfassend bewertet werden kann, sollte auch auf den im europäischen Kontext erprobten Sekundärmarkt gesetzt werden, um eine begrenzte Weitergabe von Kapazitätsverpflichtungen zu ermöglichen. Dies trägt auch zur Harmonisierung europäischer Kapazitätsmärkte bei.

9.1 §§ 65 ff. Verfügbarkeitsverpflichtung, Verfügbarkeitsindikator & Abrechnungsperiode, Hochpreisviertelstunde.

Aus Sicht des BDEW schränkt die derzeitige Regelung den Betrieb bestimmter Anlagen leicht ein. Die Hochpreisviertelstunden werden bis 14 Uhr bekannt gegeben und damit erst nach Schließung der Day-Ahead-Auktionen. Anlagen, die bis dahin nicht vermarktet sind, bleibt dann 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 Day-Ahead-Preis ein wesentlicher Treiber für einen Dispatch. Allerdings kann es am Intraday teilweise auch erheblich Preisabweichungen nach unten geben. 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 (§ 66 ff.)

Positiv ist, dass im Vorjahr angemeldete Revisionen in § 67 des Regierungsentwurfs als verpflichtungsfreie Nichtverfügbarkeit anerkannt werden.

Unklar ist nach §§ 66 ff. zunächst, wie mit der Verfügbarkeitsverpflichtung während des Umstiegs auf Wasserstoff umgegangen wird, der mehrere Monate dauern kann. Bei Einführung eines Sekundärmarktes könnte für diesen Zeitraum die Verpflichtung übertragen werden.

Anlage 7 lässt im Übrigen offen, wie der Ausübungspreis sowie das Preisniveau für die Abschöpfung für bereits auf Wasserstoff umgestellte geförderte Kraftwerke ermittelt wird. Zum jetzigen Zeitpunkt ist noch offen, wie Anlagen in den Ausschreibungen für den vorzeitigen Umstieg auf Wasserstoff gefördert werden. Betreiber, die ihre Anlage ggf. auch ohne Förderung vorzeitig Wasserstoff umstellen, brauchen zwingend Planungssicherheit über den Abschöpfungsmechanismus im Wasserstoffbetrieb. Vor diesem Hintergrund ist sicherzustellen, dass frühzeitig auf Wasserstoff umgestellte Anlagen bei einem Nichteinsatz aufgrund der

Auswirkung eines hohen H₂-Preises auf die Merit-Order nicht für die sich daraus ergebenden Verfügbarkeitsfehlmengen bestraft werden.

Insgesamt ist es schwierig, den Vorschlag in der kurzen Konsultationszeit abschließend zu bewerten. Das Modell ist bisher unerprobt. Der damit angestrebte Anreiz, Nichtverfügbarkeiten zu minimieren, marktrational zu planen und Anlagen marktrational einzusetzen, existiert bereits, sodass daraus keine Verzerrungen im Großhandelsmarkt folgen dürften. Allerdings ergibt sich für alle Bieter ein Risiko mit Blick auf die konkreten Auswirkungen des Vorschlags, das im Vorfeld kaum quantifizierbar ist und gegen das man sich auch nicht komplett absichern kann, was also in die Gebotsbepreisung einfließen wird.

9.3 Indikativgebote (§ 71)

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 für diese Bieter höhere Anreize schafft, ihre Verfügbarkeit anzubieten. Vorab lässt sich kaum abschätzen, ob es wirtschaftlich interessant ist, Kapazitäten auf diesem Wege anzubieten.

9.4 Dekarbonisierung (§ 73)

Es ist grundsätzlich positiv, dass es Kapazitätsverpflichteten überlassen bleibt, wie sie die gebotsgegenständliche Anlage klimaneutral betreiben werden. Der im Vergleich zum Referentenentwurf vorgenommene Verweis auf § 3 Abs. 2 Klimaschutzgesetz und die Vorgabe, „ab dem Jahr 2045“ die gebotsgegenständliche Anlage klimaneutral zu betreiben, ist jedoch ungenau. Es wird dadurch nicht hinreichend klar, ob die Anlage zum 1. Januar 2045 klimaneutral zu betreiben ist oder erst im Laufe des Jahres 2045 bis spätestens zum 31. Dezember 2045.

Klarzustellen ist außerdem, welche Rechtsfolge eintritt, wenn die Dekarbonisierungsanforderung nicht (rechtzeitig) erfüllt werden können; dies geht aus dem Gesetzestext und der Begründung nicht eindeutig hervor. 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 H₂- und CO₂-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 (§§ 74 ff.)

Der BDEW empfiehlt, die frühzeitige Inbetriebnahme von Anlagen anzureizen. Nach dem Regierungsentwurf entsteht der Anspruch auf Zahlung erst ab Beginn des Verpflichtungszeitraums am 1. November 2031. Zur Optimierung der Projektwirtschaftlichkeit würden alle erfolgreichen Bieter (beider T-5-Auktionsrunden) versuchen, ihre Projekte erst möglichst knapp vor Beginn des Verpflichtungszeitraums in den kommerziellen Betrieb zu bringen. Um die mit dieser Ballung verbundenen Risiken zu vermindern, bietet sich eine additive Zahlung für den Zeitraum zwischen kommerzieller Inbetriebnahme und Beginn der ersten Verpflichtungsperiode an. Alternativ kann ein Bonus entsprechend dem Pönalemechanismus in § 6 eingeführt werden. Hierdurch könnte ein zeitlich versetzter Hochlauf der Neukapazitäten erreicht werden.

Der Regierungsentwurf sieht vor, dass die Kapazitätsvergütung 60 Werktage nach Beendigung eines Verpflichtungsjahres fällig und zahlbar ist (das erste Verpflichtungsjahr endet am 31. Oktober 2032). 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 abgebildet. Sinnvoll wäre es, die Kapazitätsprämie aus dem 15-jährigen Kapazitätsvertrag bereits mit Inbetriebnahme der Anlage auszusahlen, anstatt erst nach Ablauf des ersten Verpflichtungsjahres.

› BDEW-Vorschlag:

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

„Abweichend von Absatz 2 erfolgt die Kapazitätzahlung bei Inbetriebnahme vor 2031 ab Inbetriebnahme der Anlage. Die Dauer des Verpflichtungszeitraums bleibt davon unberührt.“

Außerdem ist ein klarstellender Bezug zu § 52 StromVKG-E jedenfalls für die Ausschreibungen für Langzeitkapazitäten herzustellen. Nach § 52 Abs. 2 entsteht der Zahlungsanspruch erst, wenn eine Entscheidung über den Abschluss der vorläufigen Präqualifizierung nach Abschnitt 8 erfolgt ist. Dies wird nicht immer mit dem Beginn des Verpflichtungszeitraums übereinstimmen und bedarf daher einer Klarstellung. Zudem sollte jedenfalls in der Gesetzesbegründung erläutert werden, dass der Anspruch auf Kapazitätsvergütung nicht vollständig für das erste Jahr erlischt, wenn der Antrag auf Präqualifizierung erst ein paar Monate nach dem 31.

Oktober 2031 gestellt werden kann (etwa, weil die Anlage erst später in Betrieb genommen wird). Der Anspruch entsteht dann erst mit Entscheidung über die Präqualifizierung.

10 Abschnitt 10 Zahlungsansprüche und Zahlungsverpflichtungen

10.1 Preisspitzenausgleich (§ 81):

Zu begrüßen ist, dass in § 81 Abs. 2 ein Bezug zum AgNes-Prozess hergestellt wird.

Allerdings ist das Preisniveau für die Abschöpfung nach § 81 StromVKG-E im internationalen Vergleich sehr niedrig. Der BDEW empfiehlt den Preisspitzenausgleich und die Verfügbarkeitsverpflichtung auf einen ähnlichen Preisschwellenwert wie in anderen Kapazitätsmärkten festzulegen, um Komplexität zu vermeiden. Eine höhere Preisschwelle für die Rückzahlungen kann die Kosten für Gebote reduzieren.

Der BDEW merkt aber 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 (RO). Um zusätzliche Komplexität zu vermeiden, kann die RO-Preisschwelle auf der Höhe der Verfügbarkeitspreisschwelle angesetzt werden. Wie in anderen Kapazitätsmärkten üblich, sollten Lastflexibilitäten aus der Rückzahlungsverpflichtung ausgenommen werden, um Komplexität zu vermeiden. Gleiches gilt für Speicher, die bei der Ausgestaltung der RO gesondert betrachtet werden oder ausgenommen werden müssen.

Außerdem sollte der Preisspitzenausgleich neben dem Brennstoff Erdgas den zukünftigen ungeforderten Umstieg auf Wasserstoff berücksichtigen. Zudem empfiehlt der BDEW eine sachgerechte Inflationsindexierung der Gebote über den Verpflichtungszeitraum einzuführen. Wenn der Preisspitzenausgleich im Gegensatz zu vergleichbaren Regelungen im EEG auch zu zahlen ist, wenn man nicht verfügbar ist, führt dies zu einer Erhöhung der Gebote.

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 BMWF oder die BNetzA Anwendungshilfen und -hinweise zur Durchführung der Ausschreibungen und zur Vorlage erforderlicher Nachweise zur Verfügung stellt, und die ÜNB Standardregelungen bezüglich Abrechnungs- und Monitoringprozessen erstellen dürfen.

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 muss 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:

- 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:

Technologiekategorie	Erläuterung
Gas- und Dampfturbinenkraftwerk	Alle Arten von gasförmigen Brennstoffen
Gasturbinen, Gasmotoren und sonstige Gaskraftwerke	Alle Arten von gasförmigen Brennstoffen

<u>Anlagen zur Stromerzeugung aus fester oder flüssiger Biomasse</u>	Aus anerkannter Biomasse im Sinne der Biomasseverordnung
<u>Anlagen zur Stromerzeugung aus festem oder flüssigem Abfall</u>	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.

Es existiert auch keine Definition, inwiefern Pumpspeicher von Speicherwasseranlagen unterschieden werden. Hierbei ist zu beachten, dass in Deutschland auch Pumpspeichieranlagen mit sehr großen Oberbecken existieren, die neben dem Zweck der Aufnahme des gepumpten Wassers auch noch als Mehrtages- oder Saisonspeicher dienen. Es muss somit damit gerechnet werden, dass auch diese Speicher mit extrem großen Oberbecken nur aufgrund der Existenz vergleichsweise schwacher Pumpen womöglich als Pumpspeicher klassifiziert werden und damit auf den deutlich niedrigeren Reduktionsfaktor für Pumpspeicher mit 12 Stunden Höchsterbringungsdauer festgelegt werden. Derartige große Speicher sind aber insbesondere in Dunkelflauten besonders wichtig zur Sicherung der Systemstabilität.

Deshalb wird empfohlen, alle Pumpspeicher mit einer Höchsterbringungsdauer über 12 Stunden in der Technologieklasse „Speicherwasser“ einzustufen.

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.

