

Stellungnahme des BEE: Entwurf eines Gesetzes zur Sicherung der Versorgungssicherheit Strom und zur Bereitstellung neuer Kapazitäten

Berlin, Mai 2026



Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	2
Allgemeine Bemerkungen zum Gesetz	3
Zu Abschnitt 2 – Ausschreibungen, Gebotstermine, Ausschreibungsvolumina.....	4
Zu Abschnitt 3 – Voraussetzungen für die Teilnahme an Ausschreibungen	5
Abschnitt 3, Unterabschnitt 1 – Allgemeine Voraussetzungen für die Teilnahme an Ausschreibungen	5
Abschnitt 3, Unterabschnitt 2 – Besondere Voraussetzungen für die Teilnahme an Ausschreibungen	6
Abschnitt 3, Unterabschnitt 3 – Besondere Voraussetzungen für lange Verpflichtungszeiträume.....	7
Abschnitt 3, Unterabschnitt 4 – Grenzüberschreitende Teilnahme an Ausschreibungen	8
Zu Abschnitt 4 – Aggregation, Reduzierte Leistung, Referenzwert[e]	9
Abschnitt 4, Unterabschnitt 1 – Aggregation.....	9
Abschnitt 4, Unterabschnitt 2 – Reduzierte Leistung	10
Abschnitt 4, Unterabschnitt 3 – Referenzwert für regelbare Lasten und Kleinanlagenpools.....	11
Zu Abschnitt 5 – Präqualifizierung	12
Zu Abschnitt 6 – Ausschreibungsverfahren und Sicherheiten.....	13
Abschnitt 6, Unterabschnitt 1 – Ausschreibungsverfahren.....	13
Abschnitt 6, Unterabschnitt 2 – Sicherheiten	14
Zu Abschnitt 7 – Zuschlag	14
Abschnitt 7, Unterabschnitt 1 – Zuschlagsverfahren.....	14
Abschnitt 7, Unterabschnitt 3 – Übertragung	15
Abschnitt 8 – Abschließende Präqualifizierung, Nichtrealisierungspönale	16
Zu Abschnitt 9 – Verfügbarkeitsverpflichtung, Überprüfung, Funktionsnachweis, Dekarbonisierung.....	16
Abschnitt 9, Unterabschnitt 1 – Verfügbarkeitsverpflichtung, Überprüfung.....	16
Abschnitt 9, Unterabschnitt 2 – Funktionsnachweis	17
Abschnitt 9, Unterabschnitt 3 – Dekarbonisierungsanforderung	18
Zu Abschnitt 10 – Zahlungsansprüche und Zahlungsverpflichtungen	18
Abschnitt 10, Unterabschnitt 2 – Ausgleichszahlungen und Ausgleichsprämien.....	18
Abschnitt 10, Unterabschnitt 3 – Pönale bei unvollständigem Funktionsnachweis.....	19
Abschnitt 10, Unterabschnitt 4 – Preisspitzenausgleich.....	19
Zu Abschnitt 12 – Festlegungskompetenzen und Verordnungsermächtigungen.....	19
Anlage 4 – Reduktionsfaktoren nach Technologieklassen für Ausschreibungen für Langzeitkapazitäten	20

Allgemeine Bemerkungen zum Gesetz

Der vorliegende Entwurf setzt aus Sicht des BEE mit der Einführung einer Kapazitätsausschreibung zwar an einer zentralen Frage der Versorgungssicherheit an, bleibt in seiner Ausgestaltung jedoch hinter den Anforderungen eines erneuerbaren, flexiblen und kosteneffizienten Stromsystems zurück. Der Mechanismus ist strukturell stark auf die Bereitstellung gesicherter Leistung durch konventionelle Erzeugungskapazitäten ausgerichtet. Damit besteht die Gefahr, dass insbesondere fossile Kraftwerksstrukturen über lange Verpflichtungszeiträume abgesichert und bis weit in die Transformationsphase hinein verfestigt werden. Gerade mit Blick auf das Ziel eines klimaneutralen Stromsystems darf ein Kapazitätsmechanismus jedoch nicht dazu führen, dass fossile Pfadabhängigkeiten geschaffen oder verlängert werden.

Angesichts der beschriebenen Risiken fossiler Pfadabhängigkeit ist es nicht ausreichend, dass der Gesetzentwurf im Abschnitt „Alternativen“ auf eine inhaltliche Auseinandersetzung mit marktwirtschaftlichen Instrumenten wie der Absicherungspflicht verzichtet. Der BEE fordert das BMWF auf, diese Option im weiteren Verfahren substantziell zu prüfen und die Gründe für ihre etwaige Nichtberücksichtigung transparent darzulegen.

Der BEE plädiert daher dafür, den Kapazitätsmechanismus konsequent als Flexibilitätsmechanismus auszugestalten. Versorgungssicherheit in einem von Wind- und Solarenergie geprägten Stromsystem entsteht nicht allein durch zusätzliche Kraftwerkskapazitäten, sondern durch das intelligente Zusammenspiel aus Erneuerbaren Energien, Speichern, flexiblen Verbrauchern, Bioenergie, Wasserkraft, Sektorenkopplung und Demand Response. Diese Optionen können systemdienlich, dezentral und kosteneffizient zur Absicherung der Residuallast beitragen. Der Entwurf integriert diese flexiblen und innovativen Technologien jedoch bislang nicht systematisch in das Marktdesign, sondern behandelt sie vielfach eher nachgelagert oder unter zusätzlichen Teilnehmerschranken.

Dies ist aus Sicht des BEE problematisch, weil ein Kapazitätsmechanismus bereits in seiner Grundstruktur darüber entscheidet, welche Technologien Investitionssicherheit erhalten und welche Marktrollen sich im künftigen Stromsystem etablieren. Werden Speicher, Lastflexibilitäten und dezentrale erneuerbare Flexibilitäten nicht von Beginn an gleichwertig und praxistauglich einbezogen, droht der Mechanismus die kostengünstigsten und systemdienlichsten Optionen nicht ausreichend zu heben. Die Weiterentwicklung des Strommarktdesigns muss daher technologieoffen, flexibilitätsorientiert und erneuerbaren kompatibel erfolgen.

Eine abschließende Bewertung der Wirtschaftlichkeit und der zu erwartenden Kosten des Mechanismus ist derzeit nur eingeschränkt möglich. Zentrale Parameter, insbesondere die Höchstwerte der Ausschreibungen, sind im aktuell vorliegenden Entwurf noch nicht abschließend definiert. Damit bleibt offen, welche Kostenbelastungen entstehen, welche Technologien tatsächlich wettbewerbsfähig teilnehmen können und ob der Mechanismus insgesamt kosteneffizient ausgestaltet ist. Der BEE hält es daher für erforderlich, die wirtschaftlichen Leitplanken des Instruments transparent zu bestimmen und vor einer abschließenden Bewertung mit den Verbänden fachlich fundiert zu konsultieren.

Hinzu kommen beihilferechtliche Risiken. Der Entwurf stellt die Ausschreibungen unter einen beihilferechtlichen Genehmigungsvorbehalt und sieht zugleich einen sehr ambitionierten Umsetzungszeitplan mit ersten Ausschreibungen bereits im Sommer 2026 vor. Aus Sicht des BEE bestehen erhebliche Zweifel, ob ein derart komplexer Kapazitätsmechanismus in der vorgesehenen Ausgestaltung und innerhalb dieses Zeitrahmens rechtssicher und rechtzeitig auf europäischer Ebene genehmigt werden kann. Dies gilt umso mehr, wenn das Marktdesign

einzelne Technologien faktisch bevorzugt oder innovative Flexibilitätsoptionen nicht gleichwertig einbindet. Der Gesetzgeber sollte daher vermeiden, durch einen engen Zeitplan und unklare beihilferechtliche Leitplanken Unsicherheiten für Investoren, Anlagenbetreiber und Marktakteure zu schaffen. Eine belastbare europarechtliche Absicherung und eine frühzeitige Konsultation der betroffenen Branchen sind aus Sicht des BEE zwingende Voraussetzungen für ein funktionsfähiges und investitionssicheres Instrument.

Bei Höchstwerten > 100 €/kW bietet die flexible Bioenergie-KWK eine günstigere Erfüllungsoption — sie ist als gesicherte Leistung anzuerkennen und über die Kapazitätsumlage zu refinanzieren.

Zu Abschnitt 2 – Ausschreibungen, Gebotstermine, Ausschreibungsvolumina

Der Entwurf sieht mit den Ausschreibungen für Langzeitkapazitäten im Umfang von zweimal 4,5 GW sowie einer Ausschreibung für Erzeugungskapazitäten im Umfang von 2 GW bereits in den Jahren 2026 und 2027 erhebliche Ausschreibungsvolumina vor. Aus Sicht des BEE ist zu begrüßen, dass im dritten Ausschreibungssegment für Kapazitäten ein wesentlicher Teil des ermittelten Bedarfs frühzeitig adressiert werden soll und bei einer Unterdeckung im Jahr 2029 eine weitere Beschaffung vorgesehen ist. Damit wird anerkannt, dass Versorgungssicherheit nicht allein über neue Großkraftwerke, sondern auch über breitere Kapazitätsoptionen abgesichert werden kann.

Gleichzeitig bestehen Zweifel, ob die vorgesehenen Ausschreibungen — insbesondere mit Blick auf den Zeitplan ab 2026 — praktisch, beihilferechtlich und marktseitig belastbar umgesetzt werden können.

Kritisch bewertet der BEE die starke Gewichtung zugunsten der Langzeitkapazitäten. Mit 9 GW Langzeitkapazitäten gegenüber 2 GW Erzeugungskapazitäten entsteht ein deutliches Ungleichgewicht im Ausschreibungsdesign. Dieses wird dadurch verschärft, dass die Langzeitkapazitäten zusätzlich an ein 10-Stunden-Kriterium geknüpft werden. Dieses kann dazu führen, dass flexible Technologien, insbesondere Batteriespeicher und flexible Lasten, von einer Teilnahme ausgeschlossen oder benachteiligt werden. Verschärft wird dies dadurch, dass die Anforderung auf eine stetige Erbringung angelegt ist, etwa zehn Stunden Erbringung, eine Stunde Unterbrechung und anschließend erneut zehn Stunden Erbringung. Diese Systematik ist für viele Speicher kaum abzusichern, da es extreme Speicherkapazitäten bedingen würde. Zudem stellt sich die Frage, ob eine solche Ausgestaltung mit dem Anspruch eines technologieoffenen und europarechtskonformen Ausschreibungsdesigns vereinbar ist. Damit droht ein verzerrter Wettbewerb zugunsten thermischer Kraftwerke, obwohl Speicher, Lastflexibilitäten und dezentrale erneuerbare Flexibilitätsoptionen zentrale Bausteine eines erneuerbaren Stromsystems sind.

Aus Sicht des BEE ist ein solches Design nicht kompatibel mit der dynamischen Entwicklung der Energiewende. Die Anforderungen eines Stromsystems mit hohen Anteilen Wind- und Solarenergie verändern sich schnell. Versorgungssicherheit wird zunehmend durch kurzfristige, modulare, dezentrale und digital steuerbare Flexibilitäten gewährleistet. Ein Mechanismus, der große Volumina frühzeitig und über lange Zeiträume an bestimmte Kapazitätstypen bindet, birgt Lock-in-Risiken. Insbesondere bei langen Verpflichtungszeiträumen besteht die Gefahr, dass fossile Strukturen abgesichert werden, obwohl klimafreundlichere und kosteneffizientere Flexibilitätsoptionen in den kommenden Jahren verfügbar sein werden.

Problematisch ist, dass für die Ausschreibung der Erzeugungskapazitäten keine Nachholregelung für den Fall einer Unterzeichnung oder Unterdeckung vorgesehen ist. Während bei den Langzeitkapazitäten eine Übertragung nicht ausgeschöpfter Volumina vorgesehen ist, fehlt eine vergleichbar robuste Absicherung im Bereich der Erzeugungskapazitäten.

Der BEE sieht darüber hinaus kritisch, dass Kleinanlagenpools in den Ausschreibungen für Langzeitkapazitäten und Erzeugungskapazitäten nicht teilnehmen können. Gerade die Bündelung kleiner, dezentraler Anlagen kann einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten. Aggregierte Speicher, flexible Verbrauchseinrichtungen, steuerbare dezentrale Erzeuger und weitere kleinteilige Flexibilitäten können systemdienlich wirken, Lastspitzen reduzieren und den Bedarf an zentralen Großkraftwerken verringern.

Der BEE sieht das 10-Stunden-Kriterium als Hürde für eine diskriminierungsfreie technologieoffene Ausschreibung, da Speicher den Rahmen nicht ohne extreme Kosten aufgrund einer Vervielfachung der Speicherkapazität erbringen können. Sofern das BMWK am 10-Stunden-Kriterium festhält, muss die Gewichtung zwischen den Langzeit- und den Erzeugungsausschreibungen zugunsten der Erzeugungsausschreibungen verschoben werden. Diese sollten zudem zum gleichen Datum erfolgen. Eine ausgewogenere Verteilung würde die technologische Breite erhöhen und Lock-in-Effekte reduzieren. Darüber hinaus sollte eine Nachholung unterzeichneter Erzeugungskapazitäten verbindlich vorgesehen werden. Schließlich müssen Kleinanlagenpools und aggregierte dezentrale Flexibilitäten teilnahmefähig in allen Ausschreibungen zugelassen werden.

Zu Abschnitt 3 – Voraussetzungen für die Teilnahme an Ausschreibungen

Abschnitt 3, Unterabschnitt 1 – Allgemeine Voraussetzungen für die Teilnahme an Ausschreibungen

Der BEE begrüßt, dass der Entwurf bei den allgemeinen Teilnahmevoraussetzungen eine Mindestleistung von 1 MW reduzierter Leistung vorsieht. Kleine Losgrößen sind eine wichtige Voraussetzung dafür, dass nicht nur große zentrale Kraftwerksprojekte, sondern auch kleinere, dezentrale und aggregierte Flexibilitätsoptionen an den Ausschreibungen teilnehmen können. Gerade in einem zunehmend erneuerbaren Stromsystem leisten dezentrale Anlagen, Speicher, flexible Lasten und steuerbare Erneuerbare einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit. Die Absenkung von Markteintrittshürden ist daher grundsätzlich positiv zu bewerten und sollte im weiteren Verfahren konsequent fortgeführt werden.

Kritisch bewertet der BEE jedoch die vorgesehene Ausgestaltung des Emissionsgrenzwertes. Ein Grenzwert von 550 g CO₂/kWh liegt deutlich oberhalb der Emissionswerte moderner Gaskraftwerkstechnologien und setzt damit keine hinreichend ambitionierten klimapolitischen Leitplanken für den Kapazitätsmechanismus. Entscheidend für die rechtssichere Erfüllung europäischer Vorgaben ist aus Sicht des BEE zudem nicht allein das verringerte Freisetzen fossil bedingter Treibhausgase, sondern deren tatsächliche Vermeidung. Der Entwurf stellt bislang auf den Ausstoß von CO₂ ab; maßgeblich sollte jedoch die Erzeugung von CO₂ aus fossilen Brennstoffen sein, um die Klimawirkung der eingesetzten Energieträger und Anlagen sachgerecht und rechtssicher zu bewerten. Ohne geeignete Festlegung zur Ermittlung der Grenzwerte sollte die Einhaltung anhand definierter Emissionsfaktoren und mit eindeutigen Bezug zur Erzeugung der Treibhausgasemissionen erfolgen. Eine bloße Abstimmung auf den Ausstoß der Anlage, etwa über eine Teilmengenermittlung innerhalb des Rauchgasstroms, erfüllt

diese Anforderungen nur unzureichend. Gerade wenn über das Instrument langfristige Kapazitätsverpflichtungen angereizt werden, muss sichergestellt werden, dass keine fossilen Erzeugungsstrukturen verfestigt werden, die mit dem Ziel eines klimaneutralen Stromsystems nicht vereinbar sind.

Aus Sicht des BEE reicht es daher nicht aus, lediglich einen statischen Emissionsgrenzwert vorzusehen. Vielmehr sollte der Emissionsstandard dynamisch ausgestaltet und über die Zeit verschärft werden. Dabei sollte der Gesetzgeber insbesondere verbindliche Anforderungen an den steigenden Einsatz klimaneutraler Energieträger vorsehen. Denkbar wäre etwa eine zeitlich ansteigende Beimischungsquote für Biomethan oder grünen Wasserstoff, die sicherstellt, dass bezuschlagte Anlagen schrittweise in einen klimaneutralen Betrieb überführt werden.

Ein solcher Ansatz würde den Kapazitätsmechanismus stärker mit den Klimazielen, der Transformation der Gasinfrastruktur und dem Hochlauf erneuerbarer Gase verzahnen. Gleichzeitig würde er Investitionssicherheit für solche Technologien schaffen, die bereits heute auf eine klimaneutrale Betriebsweise ausgerichtet werden können. Der BEE plädiert daher dafür, die Emissionsanforderungen nicht als bloße Mindestschwelle auszugestalten, sondern als Transformationspfad mit klaren zeitlichen Vorgaben für den zunehmenden Einsatz von Biomethan, grünem Wasserstoff und weiteren klimaneutralen Energieträgern.

Abschnitt 3, Unterabschnitt 2 – Besondere Voraussetzungen für die Teilnahme an Ausschreibungen

Der BEE begrüßt, dass der Entwurf mit längeren Verpflichtungszeiträumen grundsätzlich Planungssicherheit für Investitionen in gesicherte Leistung schaffen will. Gerade kapitalintensive Projekte benötigen verlässliche Rahmenbedingungen, um Investitionen auszulösen und Finanzierungssicherheit herzustellen. Positiv ist zudem, dass in den Ausschreibungen für Kapazitäten ab 2027 beziehungsweise 2029 neben Erzeugungsanlagen auch regelbare Lasten teilnehmen können. Dies ist ein wichtiger Schritt, um Versorgungssicherheit nicht allein erzeugungsseitig, sondern auch durch nachfrageseitige Flexibilität abzusichern. Demand Response, flexible industrielle Lasten und weitere steuerbare Verbrauchseinrichtungen können dazu beitragen, Lastspitzen zu reduzieren, den Bedarf an zusätzlichen Kraftwerken zu senken und das Stromsystem kosteneffizienter zu stabilisieren.

Gleichzeitig enthalten die besonderen Teilnahmevoraussetzungen Regelungen, die aus Sicht des BEE zu eng gefasst sind und die Einbindung erneuerbarer sowie dezentraler Flexibilitäten unnötig erschweren können. Kritisch ist insbesondere, dass Standorte von der Teilnahme ausgeschlossen werden können, wenn dort in den letzten fünf Jahren gasförmige Brennstoffe als Hauptenergieträger zur Stromerzeugung eingesetzt wurden. Eine solche Regelung kann zwar dem Ziel dienen, reine Mitnahmeeffekte und die bloße Umdeklarierung bestehender fossiler Kraftwerkskapazitäten zu verhindern. Sie darf jedoch nicht dazu führen, dass Standorte benachteiligt werden, an denen bereits klimafreundliche oder erneuerbare gasförmige Energieträger wie Biomethan genutzt wurden oder künftig genutzt werden sollen.

Aus Sicht des BEE sollte die Fünf-Jahres-Frist daher ausdrücklich auf fossile gasförmige Verstromung beschränkt werden. Erneuerbare gasförmige Energieträger wie Biomethan dürfen nicht mit fossilem Erdgas gleichgesetzt werden. Andernfalls würden gerade solche Anlagen und Standorte benachteiligt, die bereits heute einen Beitrag zur klimaneutralen, steuerbaren Erzeugung leisten oder auf eine klimaneutrale Betriebsweise ausgerichtet werden können. Dies wäre mit dem Ziel eines transformationsorientierten Kapazitätsmechanismus nicht vereinbar.

Zudem sollte klargestellt werden im Gesetz, dass die reine Leistungserweiterung am gleichen Standort, welche unter anderem im Rahmen der Flexibilisierung der Bioenergie realisiert wird, nicht unter das 5-Jahres-Ausschlusskriterium im Hinblick auf die gasförmige Stromerzeugung fällt.

Kritisch bewertet der BEE außerdem, dass Anlagen in einem Anlagenpool nach dem Entwurf weitgehend identische Kriterien erfüllen müssen. Eine solche Vorgabe erschwert die Aggregation heterogener Flexibilitäten erheblich. Gerade die Stärke dezentraler Flexibilitätsoptionen liegt darin, unterschiedliche Technologien und Betriebsweisen systemdienlich zu bündeln: Speicher, regelbare Lasten, flexible Erzeugungsanlagen und steuerbare Erneuerbare können gemeinsam einen verlässlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten. Wenn die Aggregation jedoch nur unter engen Gleichartigkeitsanforderungen möglich ist, werden diese Potenziale nicht ausreichend gehoben.

Der BEE plädiert daher dafür, die Teilnahmevoraussetzungen für Anlagenpools praxistauglicher und technologieoffener auszugestalten. Heterogene Flexibilitätsportfolios sollten ausdrücklich ermöglicht werden, sofern sie die geforderte Verfügbarkeit und Systemdienlichkeit in Summe nachweisen können. Entscheidend sollte nicht die technologische Gleichartigkeit der Einzelanlagen sein, sondern der verlässliche Beitrag des aggregierten Portfolios zur Versorgungssicherheit. Nur so kann der Kapazitätsmechanismus dezentrale, erneuerbare und flexible Lösungen gleichwertig gegenüber konventionellen Großkraftwerken berücksichtigen.

Abschnitt 3, Unterabschnitt 3 – Besondere Voraussetzungen für lange Verpflichtungszeiträume

Der BEE begrüßt, dass der Entwurf für lange Verpflichtungszeiträume zusätzliche Anforderungen vorsieht. Resilienzanforderungen, insbesondere die Vorgabe, dass bei 15-jährigen Kapazitätslosen Endprodukte und wesentliche Bauteile zu einem relevanten Anteil im europäischen Wirtschaftsraum gefertigt werden müssen, können einen wichtigen Beitrag zur Stärkung europäischer Wertschöpfungsketten leisten.

Kritisch bewertet der BEE die Festlegung eines Local-Content-Anteils von 50 %, der über bestehende europäische Resilienz- und Beihilfevorgaben hinausgeht und damit keine 1:1-Umsetzung europäischer Anforderungen darstellt. Besonders Batteriespeichertechnologien mit global organisierten Wertschöpfungsketten wären strukturell benachteiligt, ohne dass der versorgungspolitische Mehrwert des erhöhten Schwellenwerts empirisch belegt wäre. Der BEE fordert das BMWF daher auf, den Schwellenwert auf das europarechtlich gebotene Maß abzusenken und vor einer abweichenden Festlegung eine belastbare Folgenabschätzung vorzulegen.

Gerade mit Blick auf die strategische Bedeutung von Versorgungssicherheit, Systemstabilität und Energiewende ist es sinnvoll, Abhängigkeiten bei zentralen Energieinfrastrukturen zu reduzieren und den europäischen Industrie- und Innovationsstandort zu stärken. Zugleich muss berücksichtigt werden, dass eine 50-Prozent-Resilienzquote insbesondere für Speichertechnologien derzeit eine erhebliche Teilnahmehürde darstellen kann, da wesentliche Komponenten häufig nicht aus europäischer Produktion stammen und in Europa bislang keine ausreichenden Produktionskapazitäten bestehen, um kurzfristig entsprechende Volumina abzudecken. Hier entsteht zudem ein Ungleichgewicht, wenn die Resilienzanforderungen für Batterien sehr hoch angesetzt werden, während die Anforderungen an die Herkunft fossiler gasförmiger Energieträger überhaupt nicht berücksichtigt werden. Die Anforderungen sollten daher so ausgestaltet werden, dass sie den Aufbau europäischer Wertschöpfung unterstützen,

ohne Speicher und andere zentrale Flexibilitätstechnologien faktisch von langfristigen Kapazitätslosen auszuschließen. Sofern eine verbindliche Beimischungsquote für gasförmige Energieträger vorgesehen wird, sollte aus Sicht des BEE geprüft werden, ob entsprechende Resilienzanforderungen ebenfalls auf diese Energieträger Anwendung finden können, etwa durch eine Vorgabe, dass ein relevanter Anteil des eingesetzten Biomethans oder grünen Wasserstoffs aus europäischer beziehungsweise heimischer Produktion stammen muss.

Positiv bewertet der BEE zudem, dass für lange Verpflichtungszeiträume Mindestinvestitionsschwellen vorgesehen sind. Diese können dazu beitragen, dass die Ausschreibungen tatsächlich reale zusätzliche Investitionen anreizen und nicht lediglich bestehende Kapazitäten mitgenommen oder geringfügig umetikettiert werden. Ein Kapazitätsmechanismus muss sicherstellen, dass öffentliche beziehungsweise umlagefinanzierte Mittel nur dort eingesetzt werden, wo ein belastbarer Beitrag zur Versorgungssicherheit und zur Transformation des Stromsystems entsteht.

Ebenfalls grundsätzlich positiv ist die Pflicht zur Erbringung von Momentanreserve bei Ausschreibungen mit 15-jährigem Verpflichtungszeitraum. Ein Stromsystem mit hohen Anteilen fluktuierender Erneuerbarer Energien benötigt nicht nur gesicherte Leistung, sondern auch Systemdienstleistungen, die Netzstabilität und Frequenzhaltung gewährleisten. Die Berücksichtigung von Momentanreserve im Ausschreibungsdesign ist daher ein wichtiger Schritt, um Versorgungssicherheit nicht allein mengenmäßig, sondern auch systemtechnisch zu adressieren. Dabei sollte jedoch sichergestellt werden, dass die Anforderungen technologiespezifisch Anforderungen praxistauglich ausgestaltet werden. Insbesondere bei Batteriespeichern sollte geprüft werden, ob bestehende Schwellenwerte für die Anrechenbarkeit auf die Momentanreserveerbringung angemessen sind oder abgesenkt werden sollten, damit Speicher ihre systemdienlichen Fähigkeiten wirksam einbringen können.

Kritisch bewertet der BEE hingegen, dass die Anforderungen an die Wasserstofffähigkeit von Kraftwerken erst sehr spät wirksam werden und damit bis 2045 fossile Strukturen verfestigen können. Eine bloße H₂-Readiness, die erst langfristig tatsächlich in einen klimaneutralen Betrieb überführt werden muss, reicht nicht aus, um den Kapazitätsmechanismus mit den Klimazielen und der dynamischen Entwicklung des Energiesystems in Einklang zu bringen. Wenn neue Kapazitäten über lange Verpflichtungszeiträume abgesichert werden, muss auch ihr Transformationspfad verbindlich und frühzeitig angelegt sein.

Aus Sicht des BEE sollte die Wasserstofffähigkeit deshalb nicht lediglich als technische Nachrüstoption verstanden werden. Sie muss mit einem realistischen und zugleich verbindlichen Dekarbonisierungspfad verbunden werden. Dazu gehört insbesondere eine über die Jahre ansteigende Beimischung von Biomethan und grünem Wasserstoff, um die Emissionswerte schrittweise zu senken und die Anlagen tatsächlich in Richtung Klimaneutralität zu führen. Ein solcher Ansatz würde Investitionssicherheit schaffen, den Hochlauf erneuerbarer Gase unterstützen und zugleich verhindern, dass fossile Kapazitäten über den Kapazitätsmechanismus langfristig zementiert werden.

Abschnitt 3, Unterabschnitt 4 – Grenzüberschreitende Teilnahme an Ausschreibungen

Der BEE begrüßt grundsätzlich, dass der Entwurf eine grenzüberschreitende Teilnahme an den Ausschreibungen ermöglicht. Die Einbindung ausländischer Anbieter kann den Wettbewerb erhöhen, die Kosteneffizienz des Mechanismus verbessern und dazu beitragen, vorhandene europäische Flexibilitäts- und Kapazitätspotenziale besser zu nutzen. Versorgungssicherheit ist

im europäischen Binnenmarkt nicht ausschließlich national zu denken; Stromflüsse, Marktkopplung und regionale Ausgleichseffekte leisten bereits heute einen wichtigen Beitrag zur Stabilität des Systems.

Gleichzeitig ist positiv zu bewerten, dass die grenzüberschreitende Teilnahme auf kurzfristige Verpflichtungszeiträume begrenzt wird. Eine Beschränkung auf einjährige Verpflichtungen kann dazu beitragen, langfristige Kapazitätsbedarfe nicht dauerhaft ins Ausland zu verlagern und die notwendigen Investitionen in gesicherte, systemdienliche Kapazitäten in Deutschland abzusichern. Dies ist insbesondere vor dem Hintergrund begrenzter Netzkapazitäten, möglicher Engpasssituationen und der notwendigen Systemdienstleistungen im deutschen Stromsystem relevant.

Aus Sicht des BEE muss die grenzüberschreitende Teilnahme jedoch so ausgestaltet werden, dass sie den Wettbewerb stärkt, ohne die Transformation des deutschen Stromsystems zu verzögern. Ausländische Kapazitäten können eine sinnvolle Ergänzung sein, dürfen aber nicht dazu führen, dass Investitionen in heimische erneuerbare Flexibilitäten, Speicher, regelbare Lasten und dezentrale steuerbare Erzeugung geschwächt werden. Entscheidend ist daher eine klare Balance: Europäische Kapazitäten sollten dort eingebunden werden, wo sie Versorgungssicherheit kosteneffizient erhöhen, jedoch müssen langfristige Transformations- und Systemverantwortung weiterhin durch den Aufbau klimaneutraler, dezentraler und systemdienlicher Kapazitäten in Deutschland abgesichert werden.

Zu Abschnitt 4 – Aggregation, Reduzierte Leistung, Referenzwert[e]

Abschnitt 4, Unterabschnitt 1 – Aggregation

Der BEE begrüßt, dass der Entwurf Aggregation grundsätzlich ermöglicht und damit anerkennt, dass Versorgungssicherheit in einem erneuerbaren Stromsystem nicht allein durch zentrale Einzelanlagen bereitgestellt werden kann. Positiv ist insbesondere, dass für die einzelne am Anlagenpool beteiligte Anlage kein eigener Mindestwert vorgesehen ist. Dadurch wird grundsätzlich der Weg eröffnet, auch kleinere dezentrale Anlagen in aggregierter Form in den Kapazitätsmechanismus einzubinden. Anlagen mit weniger als 1 MW können über Kleinanlagenpools integriert werden. Dies ist ein wichtiger Ansatz, um die vielfältigen Flexibilitätpotenziale kleinerer Speicher, steuerbarer Verbraucher, dezentraler Erzeugungsanlagen und weiterer Anlagenklassen überhaupt für den Kapazitätsmarkt nutzbar zu machen.

Gleichwohl bleibt der Entwurf aus Sicht des BEE hinter dem Anspruch zurück, dezentrale Flexibilitäten systematisch zu erschließen. Die bloße Möglichkeit der Aggregation ersetzt noch keine echte Marktintegration kleiner, verteilter und digital steuerbarer Flexibilitäten. Gerade diese Anlagen können in einem von Wind- und Solarenergie geprägten Stromsystem einen erheblichen Beitrag zur Systemstabilität leisten, indem sie Lastspitzen reduzieren, lokale Engpässe entschärfen, Überschussstrom nutzbar machen und den Bedarf an zentralen Kraftwerkskapazitäten verringern. Ein Kapazitätsmechanismus, der diese Potenziale lediglich zulässt, aber nicht aktiv erschließt, bleibt aus Sicht des BEE unzureichend.

Besonders kritisch ist, dass die Integration dezentraler Flexibilitäten hohe Anforderungen an Messung, Steuerbarkeit und Datenverfügbarkeit stellt. Wenn ab dem 30. Oktober 2031 jede Anlage über intelligente und auslesbare Messsysteme verfügen und lastganggemessen sein muss, ist es zwingend erforderlich, diese Anlagen frühzeitig bei der Ausstattung mit entsprechender Mess- und Steuerungstechnik zu priorisieren. Ohne einen rechtzeitigen Roll-out

intelligenter Messsysteme droht die Teilnahme kleiner und dezentraler Flexibilitäten in der Praxis ins Leere zu laufen. Der gesetzliche Rahmen muss daher sicherstellen, dass Anlagen, die für Aggregation und Kapazitätsbereitstellung geeignet sind, bevorzugt und beschleunigt mit der notwendigen digitalen Infrastruktur ausgestattet werden.

Der Entwurf erlaubt Anlagenpools für Ausschreibungen für Langzeitkapazitäten und Erzeugungskapazitäten nur dann, wenn alle Anlagen derselben Technologiekategorie angehören. Dadurch werden hybride Konzepte – etwa die Kombination aus Gaskraftwerken, Batteriespeichern, steuerbaren Erneuerbaren oder Lastmanagement – ausgeschlossen, obwohl sie systemisch und ökonomisch besonders effizient sein können. Die Vorgaben sollten entsprechend geöffnet werden.

Zudem ist im Gesetzentwurf bislang vorgesehen, dass jede einzelne Anlage eines Pools die Anforderungen für Langzeitkapazitäten erfüllen muss. Sachgerecht wäre, dass diese Vorgaben auf Ebene des Gesamtpools gelten müssen.

Die Teilnahmebedingungen sind außerdem so anzupassen, dass Speicher, steuerbare Erneuerbare und Demand-Side-Management – auch in Kleinanlagenpools – an Ausschreibungen für Langzeit- und Erzeugungskapazitäten teilnehmen können, ohne faktisch zugunsten von Gaskraftwerksprojekten diskriminiert zu werden.

Aus Sicht des BEE muss Aggregation als zentrales Element eines modernen Flexibilitätsmechanismus verstanden werden. Kleinteilige, dezentrale Anlagen dürfen nicht nur formal teilnahmefähig sein, sondern müssen durch praxistaugliche Präqualifikations-, Mess- und Nachweisregeln tatsächlich am Markt teilnehmen können. Entscheidend ist, dass der Mechanismus die systemdienliche Bündelung vieler kleiner Anlagen erleichtert und nicht durch komplexe Anforderungen, hohe Transaktionskosten oder fehlende digitale Infrastruktur faktisch erschwert.

Der BEE plädiert daher dafür, die Regelungen zur Aggregation deutlich stärker auf die aktive Erschließung dezentraler Flexibilitäten auszurichten. Dazu gehört insbesondere eine priorisierte Ausstattung teilnahmefähiger Anlagen mit intelligenten Messsystemen, eine praxistaugliche Behandlung von Kleinanlagenpools sowie eine Reduzierung administrativer Hürden für Aggregatoren und die Teilnahme dieser Anlagenpools an allen Ausschreibungen. Nur wenn dezentrale Flexibilitäten tatsächlich skaliert und systematisch in den Kapazitätsmechanismus eingebunden werden, kann dieser zu einem kosteneffizienten, erneuerbaren kompatiblen und zukunftsfähigen Instrument der Versorgungssicherheit werden.

Abschnitt 4, Unterabschnitt 2 – Reduzierte Leistung

Der BEE begrüßt grundsätzlich, dass der Entwurf mit Reduktionsfaktoren ein Instrument vorsieht, um unterschiedliche Technologien im Hinblick auf ihren Beitrag zur gesicherten Leistung vergleichbar zu machen. Ein Kapazitätsmechanismus muss technologieübergreifend bewerten können, in welchem Umfang Anlagen tatsächlich zur Versorgungssicherheit beitragen. Reduktionsfaktoren können hierfür ein sachgerechtes Element sein, sofern sie transparent, methodisch belastbar und diskriminierungsfrei ausgestaltet werden.

Kritisch bewertet der BEE jedoch die konkrete Höhe und Wirkung einzelner Reduktionsfaktoren, insbesondere bei Stromspeichern. Wenn Speicher selbst dann, wenn sie die Anforderungen an eine zehnstündige Bereitstellung erfüllen, lediglich mit einem Reduktionsfaktor von 58 Prozent angerechnet werden, während andere Technologien deutlich höhere Faktoren von über 80 Prozent erreichen, führt dies zu einer strukturellen Benachteiligung von Speichertechnologien. Dies ist aus Sicht des BEE nicht sachgerecht, da Speicher gerade in einem von Wind- und

Solarenergie geprägten Stromsystem eine zentrale systemdienliche Funktion übernehmen können.

Speicher unterscheiden sich von konventionellen Erzeugungsanlagen nicht dadurch, dass sie weniger systemdienlich wären, sondern dadurch, dass ihre Einsatzfähigkeit von vorausschauender Bewirtschaftung, Marktsignalen und Ladezustand abhängt. Gerade länger andauernde Knappheitssituationen wie Dunkelflauten treten nicht völlig überraschend ein, sondern sind in der Regel mit relevantem zeitlichem Vorlauf prognostizierbar. Speicher können sich im Vorfeld solcher Ereignisse entsprechend beladen und ihre Leistung gezielt für systemkritische Zeiträume vorhalten. Eine pauschal niedrige Anrechnung bildet diese Fähigkeit nicht ausreichend ab und kann dazu führen, dass Speicher im Wettbewerb gegenüber thermischen Kraftwerken benachteiligt werden.

Aus Sicht des BEE besteht damit die Gefahr, dass die Reduktionsfaktoren nicht nur technische Unterschiede abbilden, sondern Investitionsentscheidungen zulasten klimafreundlicher Flexibilitätsoptionen verzerren. Gerade Speicher leisten einen wichtigen Beitrag zur Integration Erneuerbarer Energien, zur Reduzierung von Abregelung, zur Entlastung der Netze und zur Absicherung von Residuallastspitzen. Ein Kapazitätsmechanismus, der diese Funktionen nicht angemessen bewertet, verfehlt das Ziel einer kosteneffizienten und erneuerbaren kompatiblen Versorgungssicherung.

Der BEE plädiert daher dafür, die Reduktionsfaktoren für Speicher zu überprüfen und entsprechend anzuheben. Die Methodik sollte die tatsächliche Fähigkeit von Speichern berücksichtigen, sich vor prognostizierbaren Knappheitssituationen systemdienlich zu beladen und gesicherte Leistung bereitzustellen. Entscheidend ist, dass Reduktionsfaktoren nicht zu einer strukturellen Diskriminierung innovativer Flexibilitätsoptionen führen, sondern einen fairen und technologieoffenen Wettbewerb um Versorgungssicherheit ermöglichen.

Abschnitt 4, Unterabschnitt 3 – Referenzwert für regelbare Lasten und Kleinanlagenpools

Der BEE weist darauf hin, dass für den Unterabschnitt zum Referenzwert für regelbare Lasten und Kleinanlagenpools bislang noch keine ausgearbeiteten Regelungsvorschläge zu den §§ 25 und 26 vorliegen. Gerade diese Regelungen sind jedoch von zentraler Bedeutung für die praktische Teilnahme von regelbaren Stromlasten, Aggregatoren und Kleinanlagenpools am Kapazitätsmechanismus. Ohne klare Vorgaben zur Bestimmung des Referenzwertes lässt sich nicht abschließend bewerten, unter welchen Bedingungen diese Akteure teilnehmen können, welche Nachweispflichten gelten und wie ihr tatsächlicher Beitrag zur Versorgungssicherheit ermittelt wird.

Der BEE hält es deshalb für erforderlich, die Gesetzesvorschläge zu den §§ 25 und 26 schnellstmöglich vorzulegen und mit den betroffenen Branchen zu konsultieren. Nur auf Basis transparenter, praxistauglicher und diskriminierungsfreier Referenzwertregelungen können regelbare Lasten und Kleinanlagenpools ihre Rolle im Kapazitätsmechanismus verlässlich planen. Eine frühzeitige Veröffentlichung ist auch deshalb notwendig, weil Aggregatoren, Anlagenbetreiber und flexible Verbraucher ausreichend Vorlauf benötigen, um Geschäftsmodelle, Messkonzepte, Präqualifikationsunterlagen und technische Anforderungen vorzubereiten.

Zu Abschnitt 5 – Präqualifizierung

Der BEE begrüßt, dass der Entwurf einen strukturierten Präqualifizierungsrahmen vorsieht. Ein Kapazitätsmechanismus kann nur dann verlässlich und diskriminierungsfrei funktionieren, wenn die teilnehmenden Anlagen und Akteure vorab nachweisen, dass sie die gesetzlichen, technischen und organisatorischen Anforderungen erfüllen. Die Präqualifizierung schafft hierfür eine wichtige Grundlage und trägt dazu bei, die Qualität der Gebote sowie die tatsächliche Erbringungsfähigkeit der bezuschlagten Kapazitäten abzusichern.

Positiv bewertet der BEE zudem, dass die Kommunikation im Präqualifizierungsverfahren standardisiert über eine Internetplattform der Übertragungsnetzbetreiber erfolgen soll. Ein digitaler, einheitlicher und nachvollziehbarer Prozess kann dazu beitragen, Transaktionskosten zu senken, Verfahrensabläufe zu beschleunigen und die Gleichbehandlung der Marktakteure zu gewährleisten. Gerade für neue Akteure, Aggregatoren, dezentrale Anlagenbetreiber und kleinere Marktteilnehmer ist ein transparentes und standardisiertes Verfahren eine wichtige Voraussetzung, um überhaupt effizient am Kapazitätsmechanismus teilnehmen zu können.

Angesichts der bereits kurzfristig vorgesehenen Ausschreibungen für Langzeitkapazitäten und Erzeugungskapazitäten ist es aus Sicht des BEE zudem sachgerecht, einen Übergangsrahmen für eine vorläufige Präqualifizierung vorzusehen. Dies ermöglicht es, Tempo in die Durchführung der Ausschreibungen zu bringen, ohne den Start des Instruments davon abhängig zu machen, dass sämtliche Präqualifizierungsprozesse und Detailregelungen bereits vollständig finalisiert sind. Ein solcher Übergangsrahmen kann helfen, Versorgungssicherheitsbedarfe frühzeitig zu adressieren und zugleich den Marktteilnehmern einen praktikablen Einstieg in das neue Ausschreibungsregime zu ermöglichen.

Ebenfalls positiv ist die im §33 vorgesehene Möglichkeit der Nachbesserung im Rahmen des Präqualifizierungsverfahrens. Gerade bei komplexen neuen Verfahren kann es vorkommen, dass einzelne Nachweise unvollständig eingereicht werden oder formale Anforderungen nicht auf Anhieb vollständig erfüllt sind. Eine Nachbesserungsmöglichkeit verhindert, dass potenziell geeignete Teilnehmer allein aufgrund behebbarer formaler Mängel aus dem Verfahren ausgeschlossen werden. Dies stärkt den Wettbewerb, erhöht die Zahl teilnahmefähiger Akteure und vermeidet eine künstliche Verengung des Bieterkreises.

Der BEE begrüßt darüber hinaus, dass eine Präqualifizierung auch unabhängig von der unmittelbaren Teilnahme an einer Ausschreibung möglich sein soll. Dies ist insbesondere für die Übertragung von Kapazitätsverpflichtungen auf andere Kapazitäten sowie für indikative Gebote von Bedeutung. Marktakteure erhalten dadurch die Möglichkeit, Kapazitäten frühzeitig bewerten und vorbereiten zu lassen, ohne zwingend an einen konkreten Ausschreibungstermin gebunden zu sein. Dies kann die Liquidität im Mechanismus erhöhen, Übertragungsprozesse erleichtern und zusätzliche Flexibilitätsoptionen erschließen.

Aus Sicht des BEE ist entscheidend, dass die Präqualifizierung nicht zu einem zusätzlichen Markteintrittshemmnis wird. Die Verfahren müssen transparent, praxistauglich, digital und fristgerecht ausgestaltet werden. Insbesondere für Aggregatoren, Kleinanlagenpools, regelbare Lasten und dezentrale Erneuerbare Flexibilitäten sollten die Nachweisanforderungen so konkretisiert werden, dass ihre Teilnahme tatsächlich ermöglicht wird. Der Präqualifizierungsrahmen sollte daher eng mit den Verbänden und betroffenen Marktakteuren konsultiert und laufend darauf überprüft werden, ob er technologieoffen, diskriminierungsfrei und administrativ handhabbar ist.

Zu Abschnitt 6 – Ausschreibungsverfahren und Sicherheiten

Abschnitt 6, Unterabschnitt 1 – Ausschreibungsverfahren

Der BEE begrüßt, dass der Entwurf die Durchführung der Ausschreibungen über ein elektronisches Verfahren vorsieht. Ein digitales Verfahren kann die Teilnahme vereinfachen, Fristen und Kommunikationswege standardisieren und dazu beitragen, Verfahrenskosten für Bieter und ausschreibende Stellen zu senken. Gerade vor dem Hintergrund der vorgesehenen kurzfristigen Ausschreibungstermine ist ein effizientes, transparentes und technisch belastbares Verfahren von zentraler Bedeutung.

Positiv bewertet der BEE zudem, dass Anlagenpools auf eine maximale Größe von 500 MW begrenzt werden. Eine solche Begrenzung kann dazu beitragen, Marktkonzentration zu vermeiden und eine breitere Teilnahme unterschiedlicher Akteure zu ermöglichen. Dies ist insbesondere wichtig, damit nicht nur wenige große Marktteilnehmer den Kapazitätsmechanismus dominieren, sondern auch Aggregatoren, dezentrale Anbieter, mittelgroße Projekte und neue Flexibilitätsakteure eine faire Chance auf Teilnahme erhalten. Ein breit angelegter Wettbewerb ist eine wesentliche Voraussetzung dafür, Versorgungssicherheit kosteneffizient und innovationsfreundlich zu organisieren.

Ebenfalls sachgerecht ist, dass der Entwurf klare Vorgaben zu den im Gebot zu übermittelnden Angaben vorsieht. Transparente und einheitliche Anforderungen schaffen Rechtssicherheit für Bieter und erleichtern zugleich die Prüfung durch die zuständigen Stellen. Positiv ist darüber hinaus die Möglichkeit, ein Gebot bis zum Gebotstermin zurückzunehmen. Dies schafft notwendige Flexibilität bei unvorhergesehenen Ereignissen, etwa bei kurzfristigen Änderungen der Projektgrundlagen, Finanzierungsbedingungen, Genehmigungsrisiken oder technischen Voraussetzungen.

Kritisch bewertet der BEE jedoch, dass mit dem Höchstwert nach § 41 ein zentraler Parameter des Ausschreibungsdesigns bislang nicht konkretisiert ist. Der Höchstwert entscheidet maßgeblich darüber, welche Technologien wirtschaftlich teilnehmen können, welche Kostenrisiken für Verbraucherinnen und Verbraucher entstehen und ob das Ausschreibungsdesign tatsächlich technologieoffen wirkt. Ohne Kenntnis dieses Parameters ist eine fachliche Bewertung der Teilnahmemöglichkeiten verschiedener Akteure nur eingeschränkt möglich. Dies betrifft insbesondere kleinere, dezentrale und innovative Flexibilitätsoptionen, deren Wirtschaftlichkeit stark von den konkreten Ausschreibungsbedingungen abhängt.

Werden die Höchstwerte nach § 41 in einer Bandbreite von 150–180 €/kW festgesetzt, entsteht eine erhebliche Wirtschaftlichkeitslücke gegenüber der flexiblen Bioenergie-KWK: Diese stellt gesicherte Leistung im selben Lastsegment zu deutlich geringeren spezifischen Kosten bereit. Der BEE plädiert, flexible Bioenergie-KWK als gleichwertige Versorgungssicherheits-Option anzuerkennen und den Flexzuschlag im EEG über die Kapazitätsumlage zu refinanzieren — nicht aus dem KTF. Das entlastet den KTF um einen zweistelligen Mrd. € Betrag ohne das StromVKG im Grundsatz anzugreifen.

Aus Sicht des BEE besteht daher dringender Konkretisierungsbedarf. Gerade für die sehr kurzfristig vorgesehenen Ausschreibungen für Langzeitkapazitäten und Erzeugungskapazitäten müssen die Höchstwerte frühzeitig und transparent mitgeteilt werden. Marktakteure benötigen ausreichend Planungssicherheit, um Projekte zu kalkulieren, Finanzierungen vorzubereiten, Präqualifikationsunterlagen zu erstellen und belastbare Gebote abzugeben. Werden zentrale wirtschaftliche Parameter zu spät veröffentlicht, droht eine Verengung des Teilnehmerfeldes auf wenige große Akteure mit bestehenden Projektpipelines. Dies würde dem Ziel eines

wettbewerblichen, technologieoffenen und kosteneffizienten Kapazitätsmechanismus zuwiderlaufen.

Der BEE plädiert daher dafür, § 41 kurzfristig zu konkretisieren und zumindest für die Ausschreibungen für Langzeitkapazitäten und Erzeugungskapazitäten verbindliche Höchstwerte oder eine transparente Methodik zu deren Ermittlung vorzulegen. Nur so kann gewährleistet werden, dass alle potenziellen Teilnehmer die Ausschreibungsbedingungen rechtzeitig bewerten und diskriminierungsfrei am Verfahren teilnehmen können.

Abschnitt 6, Unterabschnitt 2 – Sicherheiten

Der BEE begrüßt grundsätzlich, dass der Entwurf die Abgabe von Sicherheiten im Rahmen des Ausschreibungsverfahrens vorsieht. Sicherheiten können ein geeignetes Instrument sein, um die Ernsthaftigkeit von Geboten abzusichern und zu verhindern, dass Kapazitäten durch Angebote blockiert werden, deren tatsächliche Umsetzungswahrscheinlichkeit gering ist. Gerade bei einem Kapazitätsmechanismus, der Versorgungssicherheit gewährleisten soll, ist es wichtig, dass bezuschlagte Projekte auch tatsächlich realisiert werden und die ausgeschriebenen Mengen nicht durch spekulative Gebote gebunden werden.

Gleichzeitig muss die Höhe der Sicherheiten so ausgestaltet werden, dass sie nicht selbst zu einer unverhältnismäßigen Markteintrittsbarriere wird. Kritisch bewertet der BEE insbesondere, dass die Realisierungssicherheit mit dem Doppelten des Gebotswertes sehr hoch angesetzt ist. Eine derart hohe Sicherheit kann insbesondere kleinere Akteure, dezentrale Projekte, Aggregatoren und Anlagenpools erheblich belasten. Gerade diese Akteursgruppen leisten jedoch einen wichtigen Beitrag zu Wettbewerb, Innovation und dezentraler Flexibilität im Kapazitätsmechanismus. Wenn die Anforderungen an Sicherheiten faktisch nur von kapitalstarken Großakteuren problemlos erfüllt werden können, droht eine Verengung des Teilnehmerfeldes und eine Benachteiligung kleinteiliger, erneuerbarer und flexibler Lösungen.

Aus Sicht des BEE sollte daher geprüft werden, ob die Realisierungssicherheit insbesondere bei Anlagenpools in der vorgesehenen Höhe erforderlich und verhältnismäßig ist. Anlagenpools unterscheiden sich strukturell von einzelnen Großprojekten, weil sie aus mehreren Anlagen bestehen und dadurch eine teilweise Realisierung oder Ersatzstellung grundsätzlich möglich sein kann. Ein pauschaler Sicherheitsmechanismus, der den gesamten Pool gleichbehandelt, wird dieser Struktur nicht immer gerecht.

Der BEE plädiert deshalb dafür, die Regelungen zu Sicherheiten für Anlagenpools differenzierter auszugestalten. Zumindest sollte ausdrücklich klargestellt werden, dass ein Pönale bei Anlagenpools nur für den Teil des Anlagenpools anfällt, der tatsächlich nicht realisiert wurde beziehungsweise seine Verpflichtung nicht erfüllt. Eine solche Klarstellung würde Rechts- und Investitionssicherheit schaffen und verhindern, dass das Ausfallrisiko einzelner Poolbestandteile unverhältnismäßig auf den gesamten Anlagenpool durchschlägt. Dies ist erforderlich, um Aggregation und dezentrale Flexibilitätsportfolios nicht durch übermäßige finanzielle Risiken zu behindern.

Zu Abschnitt 7 – Zuschlag

Abschnitt 7, Unterabschnitt 1 – Zuschlagsverfahren

Der BEE begrüßt, dass der Entwurf das Zuschlagsverfahren ausführlich beschreibt und die Abläufe bei der Bundesnetzagentur klar strukturiert. Ein transparentes und nachvollziehbares

Zuschlagsverfahren ist eine zentrale Voraussetzung für einen funktionierenden Kapazitätsmechanismus. Gerade bei einem neuen Instrument, das erhebliche Investitionsentscheidungen auslösen soll, müssen Bieter frühzeitig erkennen können, nach welchen Kriterien Gebote bewertet, gereiht, ausgeschlossen oder bezuschlagt werden. Die klaren Regelungen zum Ausschluss von Geboten und Bietenden tragen insoweit zur Rechtssicherheit und zur Integrität des Verfahrens bei.

Kritisch bewertet der BEE jedoch, dass die Südquotenregelung bei Anlagenpools nur dann greifen soll, wenn sämtliche Anlagen des Pools dem netztechnischen Süden zugeordnet sind. Diese Vorgabe wird der Realität aggregierter und dezentraler Flexibilitätsportfolios nicht ausreichend gerecht. Anlagenpools können gerade dadurch systemdienlich wirken, dass sie unterschiedliche Standorte, Technologien und Einsatzprofile bündeln. Wenn die regionale Besserstellung nur bei vollständig südlich gelegenen Pools gilt, werden gemischte Portfolios benachteiligt, selbst wenn ein erheblicher Teil ihrer Leistung im netztechnisch besonders relevanten Süden bereitgestellt wird.

Aus Sicht des BEE sollte die regionale Steuerung daher differenzierter auf Anlagenpools angewendet werden. Entscheidend sollte sein, welcher Anteil der reduzierten Leistung tatsächlich im netztechnischen Süden bereitgestellt wird. Eine anteilige Berücksichtigung südlicher Poolbestandteile wäre sachgerechter als ein Alles-oder-nichts-Ansatz. Dies würde die Bildung dezentraler Anlagenpools erleichtern, regionale Systemdienlichkeit angemessener abbilden und zugleich verhindern, dass Aggregatoren gezwungen werden, Portfolios künstlich entlang regionaler Grenzen aufzuteilen.

Der BEE fordert zudem, dass bei der Gebotsreihung sichergestellt werden muss, dass einzelne Akteure keine zu hohen Leistungen bezuschlagt bekommen, z.B. über eine Leistungsobergrenze für Unternehmen. So wird eine Marktmacht weniger großer Konzerne verhindert.

Abschnitt 7, Unterabschnitt 3 – Übertragung

Der BEE begrüßt, dass der Entwurf die Übertragbarkeit von Kapazitätsverpflichtungen vorsieht. Eine solche Übertragungsmöglichkeit erhöht die Flexibilität des Mechanismus und kann dazu beitragen, die tatsächliche Erfüllung von Kapazitätsverpflichtungen auch dann sicherzustellen, wenn sich technische, wirtschaftliche oder organisatorische Rahmenbedingungen nach Zuschlagserteilung ändern. Gerade in einem komplexen Kapazitätsmechanismus ist es wichtig, dass Verpflichtungen nicht starr an eine einzelne Anlage gebunden bleiben, sondern unter klaren Bedingungen auf andere geeignete Kapazitäten übertragen werden können.

Kritisch bewertet der BEE jedoch, dass eine Übertragung nach dem Entwurf nur zum nächsten Verpflichtungsjahr möglich ist. Diese zeitliche Beschränkung wird den praktischen Anforderungen des Anlagenbetriebs nicht ausreichend gerecht. Technische Störungen, ungeplante Ausfälle, Lieferverzögerungen, Netzanschlussprobleme oder sonstige Ereignisse können auch unterjährig auftreten und die Fähigkeit zur Erfüllung einer Kapazitätsverpflichtung kurzfristig beeinträchtigen. Wenn in solchen Fällen keine dynamische Übertragung möglich ist, entstehen erhebliche finanzielle Risiken für die betroffenen Akteure.

Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund möglicher Zahlungen wegen Mindererbringung sowie der vorgesehenen Mechanismen zur Erlösabschöpfung. Ein kurzfristiger Ausfall kann dazu führen, dass ein Kapazitätsverpflichteter seine Verpflichtung nicht mehr vollständig erfüllen kann, obwohl im Markt gegebenenfalls alternative Kapazitäten verfügbar wären. Wird eine Übertragung erst zum nächsten Verpflichtungsjahr zugelassen, droht eine ineffiziente und

vermeidbare Sanktionierung, ohne dass dadurch Versorgungssicherheit tatsächlich verbessert wird.

Aus Sicht des BEE sollte daher eine unterjährige und dynamische Übertragung von Kapazitätsverpflichtungen ermöglicht werden. Voraussetzung kann sein, dass die übernehmende Kapazität präqualifiziert ist, die relevanten technischen Anforderungen erfüllt und die Versorgungssicherheitswirkung mindestens gleichwertig gewährleistet. Eine solche Regelung würde die Resilienz des Mechanismus erhöhen, die tatsächliche Erfüllung von Verpflichtungen verbessern und unnötige wirtschaftliche Risiken für Marktakteure reduzieren.

Zu Abschnitt 8 – Abschließende Präqualifizierung, Nichtrealisierungspönale

Der BEE begrüßt, dass der Entwurf im Abschnitt zur abschließenden Präqualifizierung und zur Nichtrealisierungspönale klare Vorgaben zu den erforderlichen Angaben, Nachweisen und Rechtsfolgen enthält. Ein Kapazitätsmechanismus kann nur dann verlässlich funktionieren, wenn bezuschlagte Kapazitäten nicht nur im Ausschreibungsverfahren angekündigt, sondern vor Beginn des Verpflichtungszeitraums auch tatsächlich nachgewiesen und realisiert werden. Die abschließende Präqualifizierung ist daher ein zentrales Element, um die tatsächliche Erfüllungsfähigkeit der Anlagen abzusichern. Dabei ist jedoch darauf zu achten, dass diese Pönale nicht so hoch gewählt wird wie bisher vorgesehen (zweifacher Jahreserlös der Kapazitätsprämie), da dies zum *De-facto-Ausschluss solcher Bieter führt, die auf eine Projektfinanzierung angewiesen sind. Bieter, die bereits hohe Marktmacht besitzen und eine Bilanzfinanzierung vornehmen können, werden bevorteilt.*

Zu Abschnitt 9 – Verfügbarkeitsverpflichtung, Überprüfung, Funktionsnachweis, Dekarbonisierung

Abschnitt 9, Unterabschnitt 1 – Verfügbarkeitsverpflichtung, Überprüfung

Der BEE begrüßt, dass der Entwurf die Verfügbarkeitsverpflichtung sowie die Ermittlung des Verfügbarkeitsindikators in der jeweiligen Abrechnungsperiode klar definiert. Die Festlegung einer Abrechnungsperiode von zwei Wochen schafft eine nachvollziehbare und regelmäßig überprüfbare Grundlage für die Bewertung, ob bezuschlagte Kapazitäten ihren Beitrag zur Versorgungssicherheit tatsächlich leisten. Ein solcher Mechanismus ist notwendig, damit Kapazitätzahlungen nicht allein für das Vorhalten theoretischer Leistung erfolgen, sondern an die reale Verfügbarkeit in systemkritischen Situationen gekoppelt werden.

Positiv bewertet der BEE zudem die Definition der Hochpreisviertelstunde auf Basis der berechneten Stromgestehungskosten einer idealisierten Gasturbine einschließlich operativer Kosten, insbesondere Brennstoff- und CO₂-Kosten, zuzüglich eines Zuschlags von 150 Euro je Megawattstunde. Damit wird ein dynamischer Referenzwert geschaffen, der täglich neu bestimmt wird und Marktbedingungen stärker abbilden kann als ein statischer Schwellenwert. Allerdings ist aus dem Entwurf nicht hinreichend ersichtlich, wie der Zuschlag von 150 Euro je Megawattstunde hergeleitet wird. Er erscheint deutlich zu hoch. Dieser zentrale Parameter sollte daher methodisch klarer begründet und transparent dargelegt werden.

Oberhalb dieses Höchstpreisrahmens wird der darüberhinausgehende Strompreis abgeschöpft, und zwar unabhängig davon, ob die bezuschlagte Anlage tatsächlich am Markt gelaufen ist. Dies setzt einen starken ökonomischen Anreiz für Kapazitätsverpflichtete, in Hochpreiszeitfenstern

tatsächlich verfügbar zu sein und real einzuspeisen beziehungsweise die zugesagte Leistung bereitzustellen. Damit kann der Mechanismus dazu beitragen, Preisspitzen zu dämpfen und den Versorgungssicherheitsbeitrag der bezuschlagten Anlagen marktlich wirksam werden zu lassen.

Ebenfalls positiv ist der vorgesehene Intraday-Backstop. Wenn ein Intradaypreis den für den jeweiligen Tag ermittelten Höchstpreisrahmen um mindestens 100 Euro je Megawattstunde unterschreitet, kann ein ansonsten als Hochpreiszeitfenster definiertes Intervall wieder entfallen. Dies ist aus Sicht des BEE sachgerecht, weil es marktliche Entspannungssignale berücksichtigt und verhindert, dass Kapazitätsverpflichtete auf Grundlage überholter Day-Ahead-Signale ineffizient disponieren müssen. Gerade für Speicher kann ein solcher Backstop wichtig sein, um unnötige oder systemisch ineffiziente Ladevorgänge zu vermeiden und die verfügbare Energie zielgerichtet für tatsächlich kritische Zeitfenster vorzuhalten.

Der BEE begrüßt darüber hinaus, dass die Übertragungsnetzbetreiber die Hochpreiszeitfenster frühzeitig für den Folgetag veröffentlichen sollen. Eine rechtzeitige und transparente Veröffentlichung ist Voraussetzung dafür, dass Marktakteure ihre Einsatzplanung, Ladezustände, Fahrpläne und Vermarktungsstrategien effizient ausrichten können. Dies erhöht die Nachvollziehbarkeit des Mechanismus und stärkt zugleich die Verlässlichkeit der Verfügbarkeitsprüfung.

Zusätzlich schafft der Verfügbarkeitsindikator eine systematische Grundlage, um Verfügbarkeitsfehlmengen und Verfügbarkeitsüberschussmengen zu bestimmen. Damit wird nicht nur Untererfüllung adressiert, sondern auch die Möglichkeit geschaffen, zusätzliche verfügbare Leistung sichtbar zu machen. Aus Sicht des BEE ist dies ein wichtiger Ansatz, um den Kapazitätsmechanismus stärker an tatsächlicher Systemdienlichkeit auszurichten.

Positiv ist schließlich, dass auch indikative Gebote beziehungsweise nicht kapazitätsmarktgebundene Leistungen, die über eine Präqualifizierung verfügen, am Verrechnungssystem in der jeweiligen Abrechnungsperiode teilnehmen können. Dies kann zusätzliche Flexibilitätsoptionen erschließen und die Liquidität des Verrechnungssystems erhöhen. Gerade für Akteure, die nicht unmittelbar bezuschlagt wurden, aber technisch zur Bereitstellung von Kapazität in der Lage sind, entsteht damit eine Möglichkeit, systemdienliche Beiträge einzubringen. Der BEE sieht darin einen wichtigen Ansatz, um den Kapazitätsmechanismus über den engen Kreis bezuschlagter Kapazitäten hinaus für weitere flexible und präqualifizierte Akteure zu öffnen. Der BEE kritisiert allerdings, dass Indikativangebote nicht für regelbare Lasten und Kleinanlagenpools zulässig sind und fordert die Streichung dieses Verbots.

Abschnitt 9, Unterabschnitt 2 – Funktionsnachweis

Der BEE begrüßt, dass der Entwurf für alle Anlagen einen jährlichen Funktionsnachweis vorsieht. Ein solcher Nachweis ist ein wichtiges Instrument, um sicherzustellen, dass bezuschlagte Kapazitäten nicht nur formal präqualifiziert sind, sondern ihre technische Einsatzfähigkeit regelmäßig belegen. Gerade in einem Kapazitätsmechanismus, der Versorgungssicherheit gewährleisten soll, muss die reale Verfügbarkeit der Anlagen überprüfbar bleiben. Der jährliche Funktionsnachweis kann dazu beitragen, die Verlässlichkeit des Instruments zu erhöhen und sicherzustellen, dass Kapazitätszahlungen an tatsächlich funktionsfähige Anlagen geknüpft bleiben.

Abschnitt 9, Unterabschnitt 3 – Dekarbonisierungsanforderung

Der BEE begrüßt grundsätzlich, dass Anlagen mit einem Verpflichtungszeitraum von 15 Jahren ab dem Jahr 2046 klimaneutral betrieben werden müssen. Diese Vorgabe ist ein wichtiger Mindestanker, um den Kapazitätsmechanismus mit dem Ziel eines klimaneutralen Stromsystems zu verbinden. Gleichzeitig reicht eine erst ab 2046 greifende Dekarbonisierungsanforderung aus Sicht des BEE nicht aus. Bei langen Verpflichtungszeiträumen besteht die Gefahr, dass fossile Kraftwerksstrukturen über viele Jahre abgesichert und damit faktisch zementiert werden, ohne dass bereits während der Laufzeit ein verbindlicher Transformationspfad hin zu niedrigeren Emissionen vorgesehen ist. Der BEE plädiert daher dafür, die Dekarbonisierungsanforderung durch klare Zwischenstufen zu ergänzen. Insbesondere sollte über die Jahre eine steigende Beimischung von Biomethan oder grünem Wasserstoff vorgesehen werden, um die Emissionsintensität schrittweise zu senken und den Übergang zu einem klimaneutralen Betrieb bereits vor 2046 verbindlich einzuleiten.

Zu Abschnitt 10 – Zahlungsansprüche und Zahlungsverpflichtungen

Abschnitt 10, Unterabschnitt 2 – Ausgleichszahlungen und Ausgleichsprämien

Der BEE begrüßt, dass der Entwurf die finanziellen Rechtsfolgen von Verfügbarkeitsfehlmengen und Verfügbarkeitsüberschussmengen klar adressiert. Die vorgesehene Ausgleichszahlung bei Verfügbarkeitsfehlmengen schafft einen verbindlichen Anreiz, die zugesagte Kapazität in relevanten Knappheitssituationen tatsächlich bereitzustellen. Dies ist für die Funktionsfähigkeit eines Kapazitätsmechanismus zentral, da Kapazitätzahlungen nur dann gerechtfertigt sind, wenn ihnen ein realer und überprüfbarer Beitrag zur Versorgungssicherheit gegenübersteht.

Positiv ist zudem, dass der Entwurf einen Rahmen für Fälle höherer Gewalt integriert. Dies ist sachgerecht, da nicht jede Minderverfügbarkeit auf ein Fehlverhalten oder eine mangelhafte Einsatzbereitschaft des Kapazitätsverpflichteten zurückzuführen ist. Ein praxistauglicher Mechanismus muss zwischen vermeidbarer Nichterfüllung und außergewöhnlichen, nicht beherrschbaren Ereignissen unterscheiden. Die Berücksichtigung höherer Gewalt trägt damit zur Verhältnismäßigkeit des Sanktionssystems bei.

Ebenfalls zu begrüßen ist die Klarstellung der Ausgleichsprämie für zusätzlich erbrachte Kapazitätsleistung. Damit wird anerkannt, dass Akteure, die über ihre Verpflichtung hinaus systemdienliche Leistung bereitstellen, grundsätzlich auch positiv angereizt werden können. Der Entwurf sieht dabei vor, dass die Ausgleichsprämie null beträgt, wenn in der jeweiligen Abrechnungsperiode mehr Verfügbarkeitsüberschussmengen als Verfügbarkeitsfehlmengen vorliegen. Zugleich wird eine Berechnungslogik etabliert, nach der sich die Prämie an der Maximalzahlung desjenigen Gebots mit der niedrigsten Maximalzahlung orientiert, bei dem die Summe der Verfügbarkeitsfehlmengen aller Gebote mit gleicher oder höherer Maximalzahlung die Verfügbarkeitsüberschussmenge nicht übersteigt. Diese Systematik schafft eine marktliche Verknüpfung zwischen Untererfüllung und zusätzlicher Erbringung.

Der BEE bewertet es darüber hinaus positiv, dass die Fristen für die jährliche Abrechnung klar geregelt werden. Eine Abrechnung innerhalb von 20 Werktagen nach Ende eines Verpflichtungsjahres schafft Planungssicherheit für die beteiligten Marktakteure und erhöht die Nachvollziehbarkeit des Zahlungs- und Verrechnungssystems. Gerade bei neuen Marktmechanismen ist es wichtig, dass Zahlungsströme transparent, fristgebunden und verlässlich ausgestaltet sind.

Abschnitt 10, Unterabschnitt 3 – Pönale bei unvollständigem Funktionsnachweis

Der BEE begrüßt, dass der Entwurf bei einem unvollständigen Funktionsnachweis eine Pönale gegenüber dem Übertragungsnetzbetreiber vorsieht. Dies schafft Transparenz und stellt klar, dass die Nachweispflichten nicht lediglich formaler Natur sind, sondern für die Verlässlichkeit des Kapazitätsmechanismus eine zentrale Rolle spielen. Wenn Kapazitätsverpflichtete ihre technische Funktionsfähigkeit nicht vollständig nachweisen, muss dies klare Rechtsfolgen haben, um die Integrität des Instruments und die Gleichbehandlung aller Teilnehmer sicherzustellen.

Abschnitt 10, Unterabschnitt 4 – Preisspitzenausgleich

Der BEE begrüßt grundsätzlich die Einführung eines CfD-ähnlichen Mechanismus zur Abschöpfung potenzieller Übergewinne in Hochpreisphasen. Ein solcher Preisspitzenausgleich kann dazu beitragen, die Kosten des Kapazitätsmechanismus zu begrenzen und zu verhindern, dass Kapazitätsverpflichtete zusätzlich zur Kapazitätsvergütung unangemessene Markterlöse in Knappheitssituationen vereinnahmen. Damit kann der Mechanismus einen Beitrag zur Kosteneffizienz und zur Akzeptanz des Instruments leisten.

Zugleich ist entscheidend, dass der Preisspitzenausgleich so ausgestaltet wird, dass er die richtigen Einsatzanreize erhält. Da in dem Gesetzesvorschlag die Abschöpfung unabhängig der realen Einspeisung der Anlage realisiert wird haben Kapazitätsverpflichtete weiterhin ein starkes Interesse daran haben, in Hochpreiszeitfenstern tatsächlich verfügbar zu sein und systemdienlich einzuspeisen beziehungsweise Leistung bereitzustellen.

Zu Abschnitt 12 – Festlegungskompetenzen und Verordnungsermächtigungen

Der BEE sieht die im Entwurf vorgesehenen Festlegungskompetenzen und Verordnungsermächtigungen mit Blick auf Transparenz, demokratische Kontrolle und Investitionssicherheit kritisch. Insbesondere die Verordnungsermächtigung in § 85 eröffnet einen weitreichenden Gestaltungsspielraum der Exekutive. Zwar kann es bei einem komplexen und technisch anspruchsvollen Kapazitätsmechanismus sinnvoll sein, einzelne Detailfragen flexibel und nachgelagert zu regeln. Gleichwohl dürfen zentrale Weichenstellungen des Marktdesigns nicht in einem Umfang auf die Verordnungsebene verlagert werden, der die parlamentarische Kontrolle schwächt und die Planbarkeit für Marktakteure einschränkt.

Aus Sicht des BEE sollten wesentliche Parameter des Kapazitätsmechanismus bereits im parlamentarischen Verfahren geklärt werden. Dies gilt insbesondere für solche Regelungen, die über Teilnahmekancen, wirtschaftliche Bewertung, Technologieoffenheit, Verpflichtungszeiträume, Ausschreibungsbedingungen und die Einbindung dezentraler Flexibilitäten entscheiden. Werden diese Fragen erst später durch Verordnung konkretisiert, können Akteure ihre Investitionsentscheidungen nur eingeschränkt vorbereiten. Dies betrifft insbesondere kleinere Marktteilnehmer, Aggregatoren, Speicher, regelbare Lasten und dezentrale Erneuerbare Flexibilitäten, die auf klare und frühzeitig bekannte Rahmenbedingungen angewiesen sind.

Der BEE plädiert daher dafür, den Umfang der Verordnungsermächtigungen kritisch zu überprüfen und zentrale Ausgestaltungsfragen bereits im Gesetz selbst zu regeln. Dies würde die Transparenz des Verfahrens erhöhen, parlamentarische Kontrolle stärken und den Marktakteuren mehr Planbarkeit geben. Nachgelagerte Verordnungen sollten sich auf

technische Detailfragen beschränken, nicht aber grundlegende Strukturentscheidungen des Kapazitätsmechanismus ersetzen.

Anlage 4 – Reduktionsfaktoren nach Technologieklassen für Ausschreibungen für Langzeitkapazitäten

Der BEE bewertet die vorgesehenen Reduktionsfaktoren für Speicher kritisch. Speicher werden im Entwurf deutlich niedriger angerechnet als andere Erzeugungstechnologien, obwohl sie die Anforderungen der 10-Stunden-Regel einhalten oder sogar übertreffen können. Dies führt zu einer sachlich nicht gerechtfertigten Benachteiligung von Speichertechnologien und verzerrt den Wettbewerb zugunsten konventioneller Erzeuger. Der BEE plädiert daher dafür, die Reduktionsfaktoren für Speicher deutlich anzuheben und ihre tatsächliche Fähigkeit zur Bereitstellung gesicherter Leistung angemessen zu berücksichtigen.

Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE)
EUREF-Campus 16
10829 Berlin

Dr. Matthias Stark
Leiter Fachbereich Erneuerbare Energiesysteme
matthias.stark@bee-ev.de

As the umbrella organization of the renewable energy industry, the BEE bundles the interests of 45 associations and companies with 30,000 individual members, including more than more than 5,000 companies.

Our goal: 100 percent renewable energy.

