Berlin, 14. Mai 2025

BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.
Reinhardtstraße 32
10117 Berlin
[## Positionspapier](http://www.bde.de</p></div><div data-bbox=)

zum Referentenentwurf des Kraftwerkssicherheitsgesetzes

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

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

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung: Anlass und Motivation.....	3
2	Investitionsrisiko Wasserstoffumstieg - zu § 6 KraftAusG-E: Vorgaben zum Betrieb der Anlagen	6
2.1	BDEW-Vorschlag für Ausnahmeregelungen in § 6 KraftAusG-E.....	8
2.1.1	Investitionsrisiko: Mengenverfügbarkeit.....	8
2.1.2	Investitionsrisiko: Technologieverfügbarkeit	9
2.1.3	Rechtsfolge für beide Investitionsrisiken	11
3	Technische Anforderungen - zu § 7 i.V.m. Anlage 1 KraftAusG-E	13
3.1	SDL-Anforderungen nach § 7 i.V.m. Anlage 1 KraftAusG-E	14
3.1.1	BDEW-Lösungsvorschlag: Bonus für die Errichtung von Momentanreserve-Potenzialen	16
3.1.2	BDEW-Alternativvorschlag: Verpflichtung zur Teilnahme am Momentanreservemarkt.....	19
3.2	RoCoF-Anforderungen:	23
4	Regionale Steuerung - Zu § 20 KraftAusG	24

1 Einleitung: Anlass und Motivation

Die geplanten Ausschreibungen für neue Kraftwerkskapazitäten über das Kraftwerkssicherheitsgesetz (KWSG) stehen unter erheblichem Zeitdruck. Obwohl sie bereits seit über zwei Jahren angekündigt sind, müssen sie nach Abschluss des nationalen Gesetzgebungsverfahrens noch von der Europäischen Kommission offiziell genehmigt werden. Um die dringend benötigten Investitionen in gesicherte Leistung anzustoßen, ist es essenziell, dass der Prozess nun zügig voranschreitet und zum Abschluss gebracht wird.

Wir beziehen uns auf den noch vom BMWK im Dezember 2024 vorgelegten Referentenentwurf. Zwar ist dieser mit dem geplanten Ausschreibungsdesign der zwei Säulen noch nicht in jeder Hinsicht optimal ausgestaltet. Jedoch sollten aufgrund des engen Zeitrahmens grundlegende Änderungen vermieden werden, da sie den Ausschreibungsstart weiter verzögern könnten. Da die zweite Säule einen deutlich verlässlicheren Investitionsrahmen mit weniger nicht beeinflussbaren Unwägbarkeiten bietet als die erste Säule und schnell umgesetzt werden kann, sollte sie fokussiert werden.

Ein zentrales Schlüsselement für den Erfolg sowie einen wirksamen Wettbewerb in den geplanten Ausschreibungen ist es zudem gemeinsam mit der EU-Kommission zu klären, in welchem Umfang Ausschreibungsmengen von der ersten in die zweite Säule übertragen werden können. Eine Verschiebung von Ausschreibungsmengen in Säule 2 kann zusätzliche Investitionsentscheidungen und somit mehr Gigawatt anreizen.

Aus Sicht des BDEW sollte außerdem für den Fall, dass in der ersten Säule ausgeschriebene Mengen nicht vollständig bezuschlagt werden, geprüft werden, inwieweit diese nicht vergebenen Mengen auf die zweite Säule übertragen und dort im Rahmen der nächsten Ausschreibungsrunde zusätzlich berücksichtigt werden können. Zudem ist zu erwägen, die Ausschreibungen der zweiten Säule zeitlich vorzuziehen, falls sich der Ausschreibungsstart infolge der in diesem Papier vorgeschlagenen Anpassungen, etwa durch erforderliche Abstimmungen zur ersten Säule mit der Europäischen Kommission, erheblich verzögern sollte. Dadurch können dringend benötigte Investitionsanreize zeitnah gesetzt werden.

Um der Notwendigkeit der schnellen Umsetzung Nachdruck zu verleihen, bringt der BDEW sich mit diesem Positionspapier proaktiv und mit den erforderlichen Änderungen am noch vom BMWK im Jahr 2024 erarbeiteten Referentenentwurf (RefE) ein. Der Fokus dieses Positionspapiers liegt dabei insbesondere auf der ersten Säule, da dort im RefE hohe Investitionsrisiken bestehen, die von den Kraftwerksbetreibern nicht unmittelbar beeinflusst werden können. Trotz dieser Herausforderungen bieten die vorgeschlagenen Änderungen in diesem

Positionspapier pragmatische Lösungen, um schnell die notwendigen Investitionsanreize setzen zu können und eine erfolgreiche Umsetzung des KWStG zu ermöglichen.

Dabei ist zu betonen, dass das Konzept auf intensiver Prüfung mit und zahlreichen Kompromissen zwischen den Marktteilnehmern beruht, aber einen gangbaren Weg darstellt, um kurzfristig die dringend benötigten Erzeugungskapazitäten in den Markt zu bringen. Gleichzeitig muss ein Kapazitätsmarkt ausgearbeitet und perspektivisch eingeführt werden, um langfristig Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Denn es sind weitere Investitionen in gesicherte Leistung erforderlich, um den steigenden Herausforderungen der Energiewende in Bezug auf Versorgungs- und Systemsicherheit gerecht zu werden.

Grundsätzlich ist es wichtig, zügig mit den Ausschreibungen zu beginnen.

In der zweiten Säule schlägt der BDEW eine Festlegung nach § 28 Abs. 13b) KraftAusG-E auf das Ende fossiler Emissionen für das Jahr 2045 vor.

„b) ab dem 1. Januar 2045 die **Klimaneutralität der Stromerzeugung erreicht wird.**“

Dies gewährleistet, dass die Anlagen in ein zukunftsfähiges Energiesystem integriert werden können. Die Wahl der Dekarbonisierungstechnologie verbleibt bei den Kraftwerksbetreibern auf Basis des EU-Emissionshandels. Durch eine größere Flexibilität in der Mengenverteilung zwischen den beiden Säulen könnten die Marktmechanismen besser genutzt und die gesicherte Leistung auf eine wirtschaftlich tragfähige Basis gestellt werden.

Der BDEW begrüßt die bereits erfolgten Änderungen des BMWK am letzten Referentenentwurf sowie die Anpassungen, die seit der BMWK-Konsultation im Herbst 2024 vorgenommen wurden. Gleichzeitig sieht der Verband folgende weitere Anpassungen als zwingend erforderlich an, um die Investitionssicherheit zu erhöhen und eine effiziente Umsetzung der Ausschreibungen mit möglichst hohem Wettbewerb sicherzustellen.

- › Ein wesentliches Kriterium ist die **Verfügbarkeit der notwendigen Technologien** sowie die langfristige Sicherstellung der **Versorgung mit genügend Wasserstoff**. Beide Faktoren sind von den Kraftwerksbetreibern nicht direkt beeinflussbar. Die geplanten Wasserstoffkapazitäten müssen mit der tatsächlichen Entwicklung der Wasserstoffinfrastruktur und der Verfügbarkeit entsprechender Brennstoffe in Einklang gebracht werden. Ohne eine verlässliche Perspektive für die Versorgung mit Wasserstoff könnte es zu erheblichen Unsicherheiten bei Investitionen kommen. Daher sollte auf **bestehende, im Gesetz vorgesehene Ausnahme-Mechanismen aufgesetzt** werden, die Risiken für die H₂-Technologie- sowie die

H2-Mengenverfügbarkeit adressieren und somit Planungs- und Investitionsrisiken reduzieren.

- › Darüber hinaus müssen die aktuell im KraftAusG-E formulierten **Technischen Anforderungen** an die Erbringung von Systemdienstleistungen und die Systemanforderungen angepasst werden. Die Robustheit gegenüber schnellen Frequenzänderungen ohne Trennung vom Netz (Rate of Change of Frequency oder RoCoF) ist eine wichtige Größe, die mittel- und langfristig für die Stabilität des Netzes relevant ist. Im Sinne einer klaren Struktur der technischen Regelwerke sollten keine Werte im Gesetz oder einer noch zu erlassenden Verordnung festgehalten werden. Stattdessen sind diese Werte bereits in den Technischen Anschlussregeln (TAR) definiert. Um sicherzustellen, dass die für die Netzstabilität erforderliche Momentanreserve und Blindleistung erbracht wird, unterbreitet der BDEW nachfolgend (unter 3.) einen Lösungsvorschlag („Bonusmodell“) und einen Alternativvorschlag („Verpflichtungsmodell“): Da noch Unsicherheiten bzgl. der konkreten Umsetzung und Wirkung des Momentanreservemarktes bestehen, ist ein Verpflichtungsmodell nachrangig zu betrachten.
 1. Schaffung eines Anreizes über einen Bonus für die Errichtung von zusätzlichem Momentanreserve-Potenzialen im Zuge der KWStG-Ausschreibungen;
 2. Alternativ für den Fall, dass aus beihilferechtlicher Sicht das Bonusmodell nicht realisierbar ist, sollte eine Verpflichtung der bezuschlagten Betreiber, sich mit zusätzlichem Momentanreservepotenzial an den Momentanreservemärkten zu beteiligen, aufgenommen werden.
- › Eine weitere Anpassung betrifft die **regionale Steuerung**, deren Evaluation ausgeweitet werden sollte. Es ist für die Stabilität des Stromnetzes und dem Gelingen der Energiewende von hoher Bedeutung, dass geprüft wird, dass sowohl Zubau im Süden als auch im Norden entsteht.

Die genannten und in den weiteren Kapiteln ausgeführten Anpassungen sind entscheidend, um die Rahmenbedingungen für eine erfolgreiche Ausschreibung weiter zu optimieren und die angestrebten Investitionsziele zu erreichen. Der BDEW hält es für unerlässlich, diese Aspekte in den weiteren Gesetzgebungsprozess einzubeziehen.

Weitere in der [Konsultation zum KWStG](#) und zur [Konsultation des Referentenentwurfs](#) eingebrachte und in der aktuellsten Version des RefE nicht berücksichtigte Punkte gelten darüber hinaus und sind bei der Ausgestaltung zu beachten.

2 Investitionsrisiko Wasserstoffumstieg - zu § 6 KraftAusG-E: Vorgaben zum Betrieb der Anlagen

Kraftwerksbetreiber, die jetzt in auf Wasserstoff umrüstbare Kraftwerke investieren, investieren in eine Zukunftstechnologie und -ressource, deren Entwicklung und Verfügbarkeit sich erst in den kommenden Jahren abzeichnen wird. Dies umfasst neben einer Vielzahl marktlicher Risiken, die von den Kraftwerksbetreibern zu tragen sind, auch einige rechtliche Unsicherheiten – etwa im Hinblick auf die bislang nicht konkretisierte Ausgestaltung des Genehmigungsrahmens für Wasserstoffkraftwerke, [wozu sich der BDEW bereits positioniert](#) hat. Trotz dieser Unsicherheit können Kraftwerksbetreiber die staatliche Förderung nach dem KraftAusG-E nur dann behalten, wenn sie rechtzeitig, d.h. spätestens im 8. Jahr nach Inbetriebnahme, das Gaskraftwerk auf Wasserstoff umstellen können. Gelingt dies nicht, weil nicht im 8., sondern bspw. erst im 9. oder 10. Jahr ausreichend Wasserstoff für den Umstieg zur Verfügung steht bzw. die Technologie zum Betrieb des Kraftwerks mit 100 % Wasserstoff¹ entwickelt ist, ist die Förderung vollständig zurückzuzahlen. Dieser Umstand birgt erhebliche Risiken, die ein wesentliches Investitionshemmnis darstellen:

- › Nach heutigem Stand der Technik sind H₂-ready Kraftwerke erst mit einem Anteil von wenigen Prozent bis zu 50 % Wasserstoff betreibbar. Kein Hersteller übernimmt die Haftung für das Risiko, dass ein Umstieg auf 100 % Wasserstoff nicht möglich ist, jedenfalls nicht für die im Gesetzentwurf vorgesehenen 200 Vollbenutzungsstunden in den ersten vier Jahren.
- › Hinsichtlich der Wasserstoffverfügbarkeit ist zu beachten, dass diese nicht allein von dem Anschluss des Kraftwerks an das H₂-Kernnetz, sondern auch von der Existenz ausreichender Speicher, einheimischer H₂-Erzeugung, H₂-Importen und einem funktionierenden Markt in einem einheitlichen Marktgebiet abhängt. Selbst dann, wenn Wasserstoff vorhanden sein

¹ Wie bereits in früheren Stellungnahmen dargelegt, ist der Einsatz von Erdgas in H₂-Gasturbinen nach aktuellem Stand der Technik zumindest für den Anfahrprozess und die Stützfeuerung erforderlich. Diese technische Notwendigkeit sollte im Gesetz entsprechend berücksichtigt werden, da derzeit nicht absehbar ist, welcher maximale Wasserstoffanteil von jedem neuen Turbinentyp bis zum geplanten Umstellungszeitpunkt, der acht Jahre nach Inbetriebnahme vorgesehen ist, technisch sicher beherrscht werden kann. Im weiteren Text wird der Lesbarkeit halber von einem vollständigen Umstieg auf 100 % Wasserstoff gesprochen. Dies entspricht dem maximalen technisch möglichen Anteil im Umstiegsjahr und dient der vereinfachten Darstellung der angestrebten Zielsetzung.

sollte, kann ohne einen funktionierenden Wasserstoffmarkt kein objektiver Wasserstoffpreis für den Differenzvertrag zu Erdgas (Brennstoff-CfD) bestimmt werden. Trotz einer Vielzahl von Projekten besteht ein Risiko, dass der entsprechende Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft zum Umstiegszeitpunkt nicht gegeben ist. Bei begrenzter H₂-Verfügbarkeit wäre mit einem minimalen H₂-Einsatz von jährlich 200 Vollbenutzungsstunden kein wirtschaftlicher Betrieb möglich.

Im vorliegenden Referentenentwurf ist als Investitionsrisiko bereits berücksichtigt, dass das Kraftwerk nicht rechtzeitig an das Wasserstoff-Kernnetz angeschlossen werden und über das Kernnetz nicht mit Wasserstoff versorgt werden kann. Für diesen Fall enthält § 2 Nr. 40 i.V.m. § 6 KraftAusG-E eine Ausnahme von der Pflicht, acht Jahre nach Inbetriebnahme des Kraftwerks auf Wasserstoff umzustellen.

Der BDEW schlägt daher vor, zwei **weitere** Ausnahmeregelungen in das KraftAusG-E aufzunehmen, wenn zum Zeitpunkt des Umstiegsdatums

1. **nicht genug Wasserstoff für den Betrieb der ausgeschriebenen Kraftwerke vorhanden ist**, um die Voraussetzungen des § 6 KraftAusG-E zu erreichen, oder
2. die **Technologie zum Betrieb des Kraftwerks mit 100 % Wasserstoff (noch) nicht verfügbar bzw. hinreichend** ausgereift ist.

Aus Sicht des BDEW sind diese Fälle vergleichbar mit dem im Gesetzentwurf **bereits vorgesehenen Ausnahmetatbestand**:

- › Sie sind wesentliche Voraussetzungen für den Umstieg des bezuschlagten Kraftwerks auf eine Stromerzeugung mit Wasserstoff. Ohne Wasserstoff, ohne Anschluss an das Kernnetz und ohne Technologie kann der Umstieg nicht erfolgen.
- › Nach aktuellem Stand ist davon auszugehen, dass die Voraussetzungen an den Umstieg der Kraftwerke zukünftig erfüllt werden können; nicht absehbar ist hingegen, ob dies im achten Jahr nach Inbetriebnahme der bezuschlagten Kraftwerke der Fall ist, oder ggf. erst später. Diese Unwägbarkeit beim Anschluss an das Kernnetz berücksichtigt § 2 Nr. 40 KraftAusG-E; die Verfügbarkeit des Wasserstoffs und die erforderlichen Umstiegstechnologien bleiben im Referentenentwurf allerdings offen.
- › Die rechtzeitige Erfüllung der Voraussetzungen des § 6 KraftAusG-E liegt nicht im alleinigen Einflussbereich der Kraftwerksbetreiber, sondern an externen Faktoren und Marktakteuren. Kraftwerksbetreiber können und werden sich dafür einsetzen, dass Wasserstoff,

wasserstofffähige Kraftwerkstechnologien und ein Anschluss an das Kernnetz erfolgen können; ob dies abschließend und rechtzeitig gelingt, liegt gleichwohl nicht in ihrem Einfluss.

- › Trotzdem haben die Kraftwerksbetreiber die Konsequenzen (Erlöschen des Zuschlags, Rückzahlung der Förderung) vollumfänglich zu tragen, wenn sie ihr Kraftwerk nicht rechtzeitig auf den Betrieb mit Wasserstoff umstellen können. Dass diese Konsequenzen nicht eintreten im Fall, dass der Anschluss an das Kernnetz nicht rechtzeitig gelingt, berücksichtigt der Referentenentwurf bereits.

2.1 BDEW-Vorschlag für Ausnahmeregelungen in § 6 KraftAusG-E

Um den bestehenden beihilferechtlichen Bedenken zu begegnen, sollen die Ausnahmeregelungen nur in objektiv bestimmbar, eng eingegrenzten Ausnahmefällen greifen (Härtefallklausel). Die Rechtsfolge sollte eng an die bereits im Referentenentwurf enthaltene Regelung angelehnt werden.

2.1.1 Investitionsrisiko: Mengenverfügbarkeit

Der Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft wird in zahlreichen Studien prognostiziert und durch eine Vielzahl geplanter Projekte sowohl auf der Produktionsseite, etwa durch den Ausbau von Elektrolysekapazitäten, als auch auf der Abnahmeseite, beispielsweise durch Klimaschutzverträge, festgehalten. Trotz dieser Entwicklungen verbleibt jedoch das Risiko, dass die benötigten Mengen an Wasserstoff für den Betrieb der H₂-Kraftwerke zum geplanten Umstiegszeitpunkt nicht in ausreichendem Maß zur Verfügung stehen werden. Selbst bei einer erfolgreichen Fertigstellung der notwendigen H₂-Infrastruktur, einschließlich Transport- und Speicherlösungen, könnte es zu Engpässen kommen, insbesondere wenn eine hohe Gleichzeitigkeit beim Betrieb der Kraftwerke vorliegt und eine Versorgung für 200 bis 800 Stunden pro Jahr nicht gesichert ist.

Da die Betreiber der Kraftwerke durch den Brennstoff-CfD auf einen funktionierenden, liquiden Wasserstoffmarkt angewiesen sind und auf die Verfügbarkeit entsprechender Handelsprodukte vertrauen müssen, sieht der BDEW die Notwendigkeit, dieses Risiko durch eine Erweiterung der bestehenden Ausnahmeregelungen abzufedern. Dies würde nicht nur sicherstellen, dass sich mehr Marktakteure an den Ausschreibungen beteiligen, sondern auch verhindern, dass Investoren dieses Risiko in ihre Gebote einpreisen. Eine solche Anpassung könnte dazu beitragen, Planungs- und Investitionssicherheit zu erhöhen und den Markthochlauf der H₂-Kraftwerke nicht durch Unsicherheiten in der Versorgung auszubremsen.

BDEW-Lösungsansatz:

Aus Sicht des BDEW wäre folgender Prozess zur Bestimmung von **ausreichend Wasserstoffmengen** zur Umstellung des Kraftwerks i.S.d. § 6 Abs. 1 KraftAusG-E sinnvoll:

- › Die Bundesnetzagentur beauftragt im Jahr 2035 eine Analyse, die die für das Umstiegsjahr auf dem Markt verfügbaren und für Kraftwerksbetreiber nutzbaren Wasserstoffmengen prognostiziert. Dabei sind die für die Erfordernisse der Verstromung von Wasserstoff notwendigen Mengen und Netzvoraussetzungen, inkl. der für die Strukturierung erforderlichen Speicher, zu berücksichtigen.
- › Bei der Ermittlung der notwendigen Mengen sind zusätzlich zu den jährlich 800 h H₂-Einsatz im Markt noch weitere Betriebsstunden auf Anforderung des Übertragungsnetzbetreibers (z.B. Redispatch) einzurechnen und es ist ein Gleichzeitigkeitsfaktor des Einsatzes der H₂-Kraftwerke von 80 % anzusetzen.
- › Die Analyse ist durch die Bundesnetzagentur unter Einbeziehung der Fernleitungsnetzbetreiber auf Plausibilität und Nachvollziehbarkeit der evaluierten Kriterien hin zu prüfen und zu bewerten.
- › Sollte sich ergeben, dass die Voraussetzungen zur H₂-Umstellung noch nicht gegeben sind, sollte die Analyse nach zwei Jahren wiederholt werden.

Kommt die Bundesnetzagentur zu dem Ergebnis, dass zum rechtzeitigen Umstieg der Gaskraftwerke nach der Säule 1 des Kraftwerkssicherheitsgesetzes nicht ausreichend Wasserstoff zur Verfügung steht, sollte in der Konsequenz das Kraftwerk nicht auf den Betrieb mit 100 % Wasserstoff umgestellt werden müssen. Die Bundesnetzagentur kann zudem Szenarien berücksichtigen, in denen die Wasserstoffverfügbarkeit nur für bestimmte Kraftwerke – abhängig von Standort oder Größe – gewährleistet ist. In einem solchen Fall hätte sie die Möglichkeit, den Umstieg einzelner Kraftwerke oder ganzer Kraftwerksgruppen gezielt anzuweisen, um eine koordinierte und systemdienliche Integration wasserstoffbasierter Erzeugung sicherzustellen. Sollte die Studie ergeben, dass nicht ausreichend Wasserstoff zur Verfügung steht, dann sollte die Studie auch 2 Jahre später wiederholt werden, mit gleichen Folgen.

2.1.2 Investitionsrisiko: Technologieverfügbarkeit

Ein weiteres Risiko für den rechtzeitigen Umstieg der Kraftwerke in Säule 1 stellt die Verfügbarkeit der dafür erforderlichen Technologie dar.

H₂-Turbinen sind für den Betrieb mit 100 % H₂ jedenfalls im großtechnischen Anlagenbereich Stand heute nicht bestellbar. Die ggf. fehlende Brennstoffverfügbarkeit gepaart mit dem drohenden Verlust der sehr hohen Sicherheitsleistung sowie der ggf. vollständig zurückzuzahlenden Förderung inkl. Verzinsung stellt für eine Investitionsentscheidung aktuell ein hohes Risiko dar. Zudem garantiert derzeit kein Anlagenbauer eine vollständige H₂-Verstromung großer und effizienter Anlagen zum Umstiegszeitpunkt. Zu berücksichtigen ist hier ebenfalls, dass die Entwicklung einer verlässlichen Verbrennungstechnologie in jedem Fall eine umfängliche Validierung benötigt. Dabei ist zu beachten, dass nach Umstieg auf 100 % Wasserstoffbetrieb eine Rückkehr zur Erdgasverbrennung nicht möglich ist.

Eine Lösung, die technisch noch nicht existiert, steht der notwendigen Investitionssicherheit für die Kraftwerksbetreiber entgegen. Die Technologieentwicklung wird zwar in den nächsten Jahren fortschreiten; ob diese für jedes Kraftwerk und jeden in Betrieb genommenen Gasturbinentyp bis zum Umstiegsdatum hinreichend entwickelt ist, ist jedoch noch nicht absehbar.

Anders als bei der Frage der Mengenverfügbarkeit von Wasserstoff kann nach Einschätzung des BDEW nicht abstrakt-generell entschieden werden, ob eine Technologie für den Betrieb des Kraftwerks mit 100 % Wasserstoff zur Verfügung steht bzw. eingesetzt werden kann. Vielmehr kommt es auf den konkreten Turbinentyp, die dort eingesetzte Technologie und mögliche weitere Standortfaktoren an.

BDEW-Lösungsansatz:

Vor diesem Hintergrund schlägt der BDEW vor, dass die Bundesnetzagentur unter Einbezug technischer Expertise in diesen Fällen auf **begründeten Antrag des Kraftwerksbetreibers** entscheidet, ob das Kraftwerk auf Wasserstoff umgestellt werden muss. Der Kraftwerksbetreiber muss dabei technisch hinreichend plausibel darlegen, warum ein Umstieg zum jetzigen Zeitpunkt unmöglich ist. Entsprechende Kriterien müssen vorab von der Bundesnetzagentur definiert und konsultiert werden. Die Entscheidung sollte auf zwei Jahre befristet werden, um eine regelmäßige Überprüfung der Sachlage zu ermöglichen.

Auch in diesem Fall gilt: Kommt die Bundesnetzagentur zu dem Ergebnis, dass für die zeitnahe Umstellung eines konkreten Gaskraftwerks die erforderliche Technologie für einen sicheren Betrieb des Kraftwerks nicht zur Verfügung steht, sollte das Kraftwerk in der Konsequenz nicht auf den Betrieb mit 100 % Wasserstoff umgestellt werden müssen.

2.1.3 Rechtsfolge für beide Investitionsrisiken

Wird nach oben beschriebenen Vorgaben festgestellt, dass der Umstieg des betroffenen Kraftwerks nicht erfolgen kann, sollte in der Konsequenz auch eine Ausnahme von der Rückzahlung der Förderung ins Gesetz aufgenommen werden.

Um diese Rechtsfolge beihilferechtskonform auszugestalten, ist sie an die bereits im Referentenentwurf enthaltene Ausnahmeregelung anzulehnen: Nach § 6 Abs. 1 Nr. 1b i.V.m. § 2 Nr. 40 KraftAusG-E gilt, dass in der Anlage, die nicht an das Wasserstoffkernnetz angeschlossen werden kann, kein Strom auf Basis von fossilen Brennstoffen oder Erdgas erzeugt werden darf, es sei denn, das in der Anlage entstandene CO₂ wird in Höhe von mindestens 90 % abgeschieden oder gespeichert oder die Anlage erhält einen Zuschlag in einer Reserve. In diesem Fall erlischt der Zuschlag nicht gem. § 26 KraftAusG-E und die Förderung ist nicht zurückzuzahlen.

Dies sollte entsprechend auch gelten, wenn nicht ausreichend Wasserstoff zum Umstieg des Kraftwerks nach den oben beschriebenen Kriterien vorhanden oder die Technologie zum Umstieg nicht verfügbar ist.

Der BDEW hält es darüber hinaus für erforderlich und beihilferechtlich vertretbar, eine weitere mögliche Rechtsfolge aufzunehmen: Die Stromproduktion darf vorübergehend auf Basis von fossilen Brennstoffen erfolgen; dafür ist die erhaltene Förderung mindestens anteilig für jedes Jahr zurückzuzahlen, in dem die Stromproduktion nicht auf Wasserstoff umgestellt wird. Aus Sicht des BDEW ist dieses Vorgehen zwar nicht sachgerecht, da das Risiko außerhalb des Einflussbereichs der Betreiber liegt, jedoch von diesen getragen werden muss. Gleichwohl erscheint es unter Abwägung der Gesamtumstände als pragmatische Lösung, um einen zügigen, unkomplizierten Start von kosteneffizienten Ausschreibungen zu ermöglichen. Dadurch wird ein Anreiz geschaffen, schnellstmöglich auf Wasserstoff umzustellen; gleichzeitig erhält ein Kraftwerk, das mit Erdgas betrieben wird, weniger Förderung als ein mit Wasserstoff betriebenes Kraftwerk. Im Übrigen wird dem Umstand Rechnung getragen, dass sich das Umstiegsdatum zwar um ein oder zwei Jahre verschiebt, aber der Förderzweck gleichwohl nicht weggefallen ist.

In diesem Fall sollte der im Kernnetz-Finanzierungsmechanismus hinterlegte Fall der möglichen Kündigung des Finanzierungsrahmens ab 2039 und die damit einhergehende Tragung eines Selbstbehalts durch die Wasserstoffkernnetzbetreiber dahingehend überprüft und angepasst werden, dass den in das Kernnetz investierenden Unternehmen durch die sachgerechte Anpassung des Rahmens für die Kraftwerke kein Nachteil entsteht.

BDEW-Formulierungsvorschlag

§ 26 KraftAusG-E sollte um einen neuen Absatz 5 ergänzt und ein neuer § 27 sowie eine neue Anlage 2 aufgenommen werden:

„§ 26 KraftAusG-E

(1) Zuschläge erlöschen

[...]

- 3. wenn in den Fällen der Ausschreibungen für auf Wasserstoff umrüstbare Kraftwerke in der Anlage entgegen der Vorgaben von § 6 Absatz 1 Nummer 1 Strom auf Basis von fossilen Brennstoffen oder Ammoniak erzeugt wird,*
- 4. wenn in den Fällen der Ausschreibungen für auf Wasserstoff umrüstbare Kraftwerke die Anlage innerhalb von vier Jahren nach dem Umstiegsdatum nicht mindestens 800 Vollbenutzungsstunden Strom auf Basis von Wasserstoff erzeugt und in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist hat,*

[...]

(5) Ausnahmsweise erlischt ein Zuschlag nach Abs. 1 Nr. 3 und 4 nicht im Fall des § 27.“

„§ 27 (neu):

(1) Kann der Kraftwerksbetreiber in den Fällen der Ausschreibungen für auf Wasserstoff umrüstbare Kraftwerke in der Anlage nicht die Vorgaben des § 6 Absatz 1 Nummer 1 oder Nummer 2 erfüllen, weil

- a) nicht genug Wasserstoff gem. Anlage 2 [neu] verfügbar ist oder*
- b) die Bundesnetzagentur auf Antrag des Kraftwerksbetreibers feststellt, dass die erforderliche Technologie für den Umstieg für die betroffene Anlage nicht verfügbar ist,*

gelten abweichend von § 26 die folgenden Absätze.

(2) Im Fall des Abs. 1 erlischt der Zuschlag nicht nach § 26, wenn

- a) das in der Anlage entstandene Kohlenstoffdioxid in Höhe von mindestens 90 % abgeschieden oder gespeichert wird, oder*
- b) die Anlage einen Zuschlag in einer [~~beihilferechtlich genehmigten~~] Reserve erhält.*

c) der Kraftwerksbetreiber 2,5 % der bis dahin erhaltenen Förderung für jedes Jahr ab dem Umstiegsdatum bis zum Ende des Förderzeitraums zurückzahlt, in dem die Anlage nicht die Anforderungen des § 6 Abs. 1 erfüllt.

(3) Die Bundesnetzagentur erlässt durch Festlegung nach § 29 Abs. 1 Kriterien und Bestimmungen zur Ausgestaltung des Verfahrens nach Absatz 1 Buchstabe b.“

„Anlage 2 [neu]

Die Bundesnetzagentur beauftragt die Durchführung einer Studie im Jahr 2035, die die in den Umstiegsjahren der Kraftwerke voraussichtlich im Markt und technischen Netzbetrieb (d.h. unter Beachtung verfügbarer Erzeugung, Speicher, Transportinfrastruktur und notwendiger Eingangsdrücken bei den Verbrauchern) verfügbaren Wasserstoffmengen prognostiziert und ermittelt, ob diese Mengen ausreichen, um die Kraftwerke gem. § 6 Abs. 1 umzustellen. Bei der Ermittlung der Wasserstoffmengen ist zu berücksichtigen, dass zusätzlich zu dem in § 6 Abs. 1 vorgegebenen Wasserstoffeinsatz im Markt noch weitere Betriebsstunden auf Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber (z.B. Redispatch) erforderlich werden können. Diese sind entsprechend zu berücksichtigen.

Die Studie ist von der Bundesnetzagentur unter Einbeziehung der Betreiber von Wasserstoffnetzen, die einen Teil des Wasserstoff-Kernnetzes nach § 28q EnWG betreiben, auf Plausibilität und Nachvollziehbarkeit zu bewerten. Vor Durchführung der Studie sollten die gewählten Kriterien zur Erstellung der Studie mit den Betreibern von Speichern, H₂-Importeuren, H₂-Erzeugern, Kraftwerksbetreibern und sonstigen H₂-Verbrauchern konsultiert werden. Die Ergebnisse der Studie sind spätestens bis 31. Dezember 2035 zu veröffentlichen. Sollte die Studie eine unzureichende H₂-Verfügbarkeit ergeben, so sind im Abstand von zwei Jahren Folgestudien durchzuführen.“

3 Technische Anforderungen - zu § 7 i.V.m. Anlage 1 KraftAusG-E

Ein weiteres Investitionshemmnis für die Kraftwerksbetreiber im aktuellen Referentenentwurf sind die in Anlage 1 zum KraftAusG-E formulierten technischen Anforderungen an neue Kraftwerke. Insbesondere die unter Anlage 1, Absatz 1 geforderten Robustheitsanforderungen an Frequenzänderungsgradienten sowie die unter Anlage 1, Absatz 3 vorgesehene Verpflichtung zur Erweiterung um eine Zusatzschwingmasse und die Ermöglichung des synchronen Phasenschieberbetriebs machen es für eine Vielzahl hinsichtlich der Wirkleistungserbringung effizienter Kraftwerke schwieriger, in Ausschreibungen des KraftAusG-E erfolgreich zu bieten.

Gleichzeitig besteht ohne die technischen Anforderungen die Gefahr, dass Kraftwerksbetreiber zum Zeitpunkt der Gebotsabgabe künftige Erlöse aus den Momentanreserve- und Blindleistungsmärkten nicht ausreichend antizipieren, und so wirtschaftlich effiziente Lösungen zur Deckung der nFSDL-Bedarfe nicht ausreichend umgesetzt werden.

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.

Die Pflicht, mit der Anlage systemrelevante Dienstleistungen außerhalb des Wirkleistungsbetriebs zu erbringen, würde einen kompletten Neustart der Kraftwerksplanung und Neuverhandlungen der Kraftwerksbetreiber mit den Kraftwerksherstellern erfordern. Der Zeitplan der verbleibenden Ausschreibungstermine wäre nicht mehr haltbar. Dafür schafft die im RefE aufgenommene Verordnungsermächtigung keine Abhilfe. Die Verordnungsermächtigung verschiebt zeitlich die bestehende Unsicherheit hinsichtlich der genauen Anforderungen. Außerdem werden in den ersten Ausschreibungsrunden, in denen keine zusätzlichen technischen Anforderungen an die Kraftwerke gestellt werden, keine zusätzlichen Systemdienstleistungskapazitäten geschaffen.

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. Auf eine Verordnungsermächtigung sollte möglichst verzichtet werden. Der BDEW stellt seine konkreten Umsetzungsvorschläge nachfolgend vor. Zur besseren Übersicht wird zwischen Systemdienstleistungen (dazu 3.1) und den Anforderungen an die Rate of Change of Frequency (RoCoF) (dazu 3.2) unterschieden.

3.1 SDL-Anforderungen nach § 7 i.V.m. Anlage 1 KraftAusG-E

In der [Stellungnahme zur KraftAusG-E-Konsultation](#) wurde bereits dargelegt, dass durch eine übergreifende Regelung zu den technischen Anforderungen sicherzustellen ist, dass keine Gebote von den Ausschreibungen ausgeschlossen werden, der Wettbewerb nicht verzerrt wird, die technischen Anforderungen standortbezogen angemessen bleiben und die geforderten Systemdienstleistungen technologieoffen von den Betreibern erbracht werden können.

Im aktuellen Entwurf des KraftAusG-E ist vorgesehen, dass über die TAR hinausgehende Anforderungen zur Deckung des Bedarfs an Blindleistung und Momentanreserve beitragen sollen. Aus Sicht des BDEW erscheint es jedoch zweckmäßiger, den Fokus auf eine zentrale Kenngröße zu legen – vorzugsweise die Momentanreserve. Dies ergibt sich daraus, dass Technologien, die in der Lage sind, Momentanreserve bereitzustellen, auch Blindleistung bereitstellen können. Angesichts des höheren systemischen Bedarfs an Momentanreserve wäre es aus Sicht des BDEW daher sinnvoll, die Ausgestaltung marktlicher Anforderungen primär auf diesen Parameter zu konzentrieren.

Im Rahmen intensiver Diskussionen innerhalb der Branche haben sich zwei Modelle herauskristallisiert, die jeweils unterschiedliche Stärken und Herausforderungen aufweisen und nachfolgend näher erläutert werden (siehe BDEW-Lösungsvorschlag und BDEW-Alternativvorschlag). **Der BDEW spricht sich für das sogenannte „Bonus-Modell“ (Lösungsvorschlag) aus**, da hier aus Perspektive der Branche mehr Unsicherheiten adressiert werden können. Sollte sich bei der Detailausgestaltung herausstellen, dass beispielsweise beihilferechtliche Bedenken bestehen oder die Bonushöhe nicht rechtzeitig bestimmt werden kann, so kann auf den Alternativvorschlag zurückgegriffen werden.

Der BDEW unterbreitet mit diesen Vorschlägen jeweils ein **konzeptionelles Grundmodell**, dessen konkrete Ausgestaltung – im Falle einer politischen Zustimmung – im weiteren Verfahren detailliert zu entwickeln ist. Dabei stellen sich insbesondere folgende Fragen, die im Rahmen der Umsetzung noch zu klären sind:

- › Wie kann die Höhe der Systemdienstleistungserbringung, insbesondere im Fall einer teilweisen Erfüllung, angemessen bewertet und vergütet werden?
- › Wie kann sichergestellt werden, dass zusätzliche Momentanreserve bereitgestellt wird, also Potenziale entstehen, die ohne die KWStG-Ausschreibungen nicht entstanden wären? Mögliches Kriterium kann hierfür sein, dass am Standort jeder nach KraftAusG-E bezuschlagten Anlage Momentanreserve zu erbringen ist.
- › Wie sind Neuanlagen zu definieren, die zusätzlich notwendige Momentanreserve erbringt? Und in welchem Umfang kann die Umrüstung bestehender Anlagen in die Neuanlagen-Definition einbezogen werden?
- › Welche Ausgestaltungsmöglichkeiten bestehen für eine sinnvolle und verhältnismäßige Pönalisierung im Falle der Nichterfüllung vereinbarter Systemdienstleistungen?

- › Und schließlich: Wie ist die Bonushöhe auszugestalten, sodass er seine Lenkungswirkung entfaltet, aber auch im Einklang mit dem beihilferechtlichen Rahmen steht?

3.1.1 BDEW-Lösungsvorschlag: Bonus für die Errichtung von Momentanreserve-Potenzialen

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

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

- › Der Bonus kann nachträglich, also nach erfolgtem Zuschlag, als zusätzliche Zahlung gewährt werden. Diese nachgelagerte Variante hätte den Vorteil, dass die Prüfung der technischen Voraussetzungen für die Bonusgewährung nicht für sämtliche eingehenden Gebote, sondern ausschließlich für die bezuschlagten Angebote erforderlich wäre. Dadurch würde sich der administrative Aufwand verringern und die Gebotsreihung weniger komplex ausgestaltet.
- › Eine alternative Möglichkeit besteht darin, den Bonus als pauschalen Abschlag in Höhe von x €/kW 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 und festzulegen, siehe dazu unten. Die Bonushöhe sollte dabei proportional zum bereitgestellten Momentanreservepotenzial steigen.

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.

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 KraftAusG-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.

Die Höhe des Bonus muss den Bietern zwei Monate vor Abgabe ihrer Gebote transparent zur Verfügung stehen. Der Bonushöhe kommt dabei eine entscheidende Eigenschaft zu und ist entscheidend über die Lenkungswirkung des Instruments. Sowohl für einen zu hoch als auch zu niedrig gewählten Bonus verfehlt der Anreiz seine Intention. Zudem ist bei der Ausgestaltung sicherzustellen, dass das Anreizsystem in Einklang mit dem beihilferechtlichen Rahmen steht – insbesondere im Zusammenspiel mit geplanten Märkten für Systemdienstleistungen. Vor diesem Hintergrund kann in Erwägung gezogen werden, die Höhe des Bonus aus den von der Bundesnetzagentur veröffentlichten Festpreisen für Momentanreserve zu berücksichtigen.

BDEW-Formulierungsvorschlag für die nachträgliche Auszahlung des Bonus:

In die §§ 33 ff. KraftAusG-E ist folgende Regelung aufzunehmen:

„Für Gebote, die zusätzliche Momentanreserve unabhängig von der Wirkleistungseinspeisung und im Umfang von mindestens 12 Sekunden bereitstellen und die Vorgaben des Hinweises „Technische Anforderungen an Netzbildende Eigenschaften inklusive der Bereitstellung von Momentanreserve“ des Verbandes der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V2) einhalten und einen Zuschlag erhalten, gewährt der zuständige Übertragungsnetzbetreiber einen Bonus in Höhe von [XX] € pro Megawattsekunde Momentanreservepotenzial.“

BDEW-Formulierungsvorschlag für das Bonus-Modell im Rahmen der Gebotsreihung:

§ 20 ist durch folgenden Absatz 3 zu ergänzen:

„(1) Die Bundesnetzagentur führt bei jeder Ausschreibung und für jeden Ausschreibungstermin das Zuschlagsverfahren jeweils nach den nachfolgenden Absätzen durch.

(2) Sie öffnet die zu dem jeweiligen Gebotstermin nach § 16 Absatz 1 fristgerecht eingegangenen Gebote nach Ablauf des Gebotstermins.

(3) Von Geboten, die zusätzliche Momentanreserve unabhängig von der Wirkleistungseinspeisung und im Umfang von mindestens 12 Sekunden bereitstellen und die Vorgaben des Hinweises „Technische Anforderungen an Netzbildende Eigenschaften inklusive der Bereitstellung von Momentanreserve“ des Verbandes der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V²⁾ einhalten, subtrahiert die Bundesnetzagentur von dem Gebotswert jedes Gebotes einen Wert in Höhe von [XX] € pro Megawattsekunde Momentanreservepotenzial.

(4) Sodann sortiert die Bundesnetzagentur unbeschadet der Absätze ~~5-6~~ und ~~6~~ 7 sämtliche zu dem jeweiligen Gebotstermin fristgerecht eingegangenen Gebote, wobei in einer Ausschreibung für auf Wasserstoff umrüstbare Kraftwerke und in einer Ausschreibung für neue Stromerzeugungskapazitäten zur Versorgungssicherheit der nach Absatz ~~5~~ 6 oder ~~6-7~~ modifizierte Gebotswert zugrunde zu legen ist,

1. bei unterschiedlichen Gebotswerten nach dem jeweiligen Gebotswert in aufsteigender Reihenfolge, beginnend mit dem Gebot mit dem niedrigsten Gebotswert,

2. bei demselben Gebotswert nach der jeweiligen Gebotsmenge in aufsteigender Reihenfolge, beginnend mit der niedrigsten Gebotsmenge; wenn die Gebotswerte und die Gebotsmenge der Gebote gleich sind, entscheidet das Los über die Reihenfolge entscheidet

²⁾ Hinweis „Technische Anforderungen an Netzbildende Eigenschaften inklusive der Bereitstellung von Momentanreserve – Nachweise für Netzbildende Einheiten“, Version 0.1, Stand Juli 2024, zu beziehen bei Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE (FNN), Berlin (<https://www.vde.com/resource/blob/2302434/acff76fee47440831e27aefe1418deb2/vde-fnn-hinweis-netzbildende-eigenschaften-anforderungen-download-data.pdf>).

das Los über die Reihenfolge, es sei denn, die Reihenfolge ist für die Zuschlagserteilung nicht maßgeblich.

(5) Sodann prüft die Bundesnetzagentur die Zulässigkeit der Gebote und erteilt in der Reihenfolge nach Absatz 3-4 allen zulässigen Geboten einen Zuschlag im Umfang ihrer Gebotsmenge, bis einschließlich des Gebotes, mit welchem das Ausschreibungsvolumen des jeweiligen Gebotstermins entweder vollständig ausgeschöpft oder erstmals überschritten wurde (letztes Gebot im Ausschreibungsvolumen). Das letzte Gebot im Ausschreibungsvolumen bildet die Zuschlagsgrenze. Geboten oberhalb der Zuschlagsgrenze wird unbeschadet des § 54 kein Zuschlag erteilt. [...]"

Zudem ist § 7 KraftAusG-E ist wie folgt anzupassen:

~~„(1) Wasserstoffkraftwerke und elektrische Energie einspeisende Anlagenteile von Langzeitstromspeichern müssen für eine Zulassung nach diesem Gesetz die technischen Anforderungen nach Anlage 1 erfüllen. Für Anlagen mit Zuschlägen aus den Ausschreibungen für auf Wasserstoff umrüstbare Kraftwerke und mit Zuschlägen aus den Ausschreibungen für neue Stromerzeugungskapazitäten zur Versorgungssicherheit gelten die technischen Anforderungen erst ab dem durch Rechtsverordnung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz nach Absatz 2 vorgesehenen Gebotstermin.~~

~~„(2) Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz legt durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates fest, ab welchem Gebotstermin die technischen Anforderungen der Anlage 1 auch für Anlagen mit Zuschlägen aus den Ausschreibungen für auf Wasserstoff umrüstbare Kraftwerke und mit Zuschlägen aus den Ausschreibungen für neue Stromerzeugungskapazitäten zur Versorgungssicherheit gelten, die in diesem Gebotstermin einen Zuschlag erhalten haben.~~

[...]

~~(4) Vorbehaltlich der Absätze 1 bis 3 sind Anlagen so zu errichten und zu betreiben, dass die die allgemein anerkannten Regeln der Technik eingehalten werden.“~~

3.1.2 BDEW-Alternativvorschlag: Verpflichtung zur Teilnahme am Momentanreserve- **markt**

Der zentrale Bestandteil dieses Vorschlags ist die Verpflichtung der Kraftwerksbetreiber, sich entsprechend ihrer gebotenen Leistung am Momentanreservemarkt zu beteiligen. Der BDEW

spricht sich dafür aus, dass nach KraftAusG-E nur Wirkleistung ausgeschrieben wird, und die Systemdienstleistungen über die nicht-frequenzgebundenen Systemdienstleistungs-Märkte (nfSDL-Märkte) beschafft werden. Die in der Wirkleistungsausschreibung nach KraftAusG-E erfolgreichen Bieter werden verpflichtet, an der Momentanreserveausschreibung teilzunehmen, und bei Zuschlag diese Momentanleistung bereitzustellen. Der Kraftwerksbetreiber kann die Technologie zur Erbringung der Momentanreservebereitstellung frei wählen. Die genaue Höhe der Momentanreservebereitstellung steigt proportional zum Wirkleistungsgebot und sollte so ausgestaltet sein, dass die Anlagen im Rahmen der verfügbaren Technologien am Markt einen adäquaten Beitrag zur Systemstabilität leisten.

Aus Kraftwerksbetreibersicht ist wichtig, dass die erwarteten Umsätze aus dem Momentanreservemarkt vor der Auktion absehbar sind. Die Bundesnetzagentur sollte dafür in der Festlegung berücksichtigen, dass die zuständigen Netzbetreiber dafür vor der Ausschreibung über die Wirkleistung den Festpreis für Momentanreserve veröffentlichen, den die erfolgreichen Bieter in der Wirkleistungsausschreibung ab Netzanschluss erhalten.

Die Verfolgung dieses Ansatzes setzt allerdings voraus, dass der Momentanreservemarkt auch nach 2031 Bestand hat. Sollte der Momentanreservemarkt zum Zeitpunkt des Netzanschlusses der nach dem KraftAusG-E bezuschlagten Anlagen nicht mehr oder in anderer Form existieren, dann muss die Fähigkeit zur Erbringung von Momentanreserve über eine geeignete alternative Maßnahme überprüft werden. Da neue Anlagen zu errichten und über die Vergütung für Momentanleistung die Kosten zu decken sind, ist der Erbringungszeitraum der Momentanreserve von 10-15 Jahren länger zu wählen als im bisherigen Ausschreibungsdesign.

Konkret sollten folgende Vorgaben gelten:

- › Mit Angebotsabgabe verpflichten sich die Bietenden für den Fall eines erfolgreichen Gebots, unabhängig vom Wirkleistungsarbeitspunkt Momentanreserve entsprechend der installierten Leistung und einer Anlaufzeitkonstante von mindestens 12 Sekunden symmetrisch in den künftigen Momentanreservemarkt zu bieten. Diese Fähigkeit gilt als hergestellt, sobald nach erfolgreicher Präqualifikationsprüfung ein zulässiges und erfolgreiches Gebot in den Momentanreserveausschreibungen über mindestens eine Lieferperiode abgegeben wird. Die Fähigkeit zur Erbringung von Momentanreserve unabhängig von der Wirkleistungseinspeisung und im Umfang von mindestens 12 Sekunden Anlaufzeitkonstante muss über den gesamten Förderzeitraum jederzeit gegeben sein. Diese Fähigkeit kann auch durch andere Komponenten oder Speicher hergestellt werden.

- › Im Falle einer Verletzung der Verpflichtung, sich für den Momentanreservemarkt zu präqualifizieren und im entsprechenden Umfang erfolgreich anzubieten, ist eine Pönale zu zahlen. Diese Pönale sollte so gestaltet sein, dass sie die separate Errichtung einer entsprechenden Anlage zur Erbringung von Momentanreserve im notwendigen Umfang finanziert.
- › Die erfolgreichen Bieter sind in diesem Fall verpflichtet, die Momentanreserve ab der Inbetriebnahme bereit zu stellen. Die Bundesnetzagentur wird aufgefordert in der [Festlegung](#) zu berücksichtigen, dass die ÜNB berechtigt werden eine feste Zusage zur Abnahme der angebotenen Momentanreserve zum Festpreis in der Lieferperiode machen zu können.

Dieser Ansatz führt zu dem, dass durch die Verpflichtung zur Teilnahme am Markt für nicht-frequenzgebundene Systemdienstleistungen eine kosteneffiziente Lösung gefördert wird. Insbesondere jene Bieter in der Ausschreibung nach KraftAusG-E, die Systemdienstleistungen zu möglichst geringen Kosten bereitstellen können, profitieren von der potenziellen zusätzlichen Erlösmöglichkeit im nfSDL-Markt. Da die Vergütung dort über Festpreise erfolgt, haben wirtschaftlich effiziente Anbieter die Möglichkeit, ihre Leistungen optimal zu vermarkten.

Zum anderen bleibt die Erbringung technologieoffen, sodass verschiedene Erzeugungstechnologien entsprechend ihrer Möglichkeiten zur Netzstabilität beitragen können. Dies fördert den Wettbewerb, sorgt für die Erprobung unterschiedlicher Technologien zur SDL-Erbringung und ermöglicht eine optimale Nutzung der vorhandenen Ressourcen. Eine solche Regelung würde nicht nur Investitionshemmnisse reduzieren, sondern auch eine effiziente und marktorientierte Umsetzung der Systemdienstleistungsverpflichtungen ermöglichen. Gebote sind ausschließlich für den Momentanreservemarkt erforderlich, um die Verpflichtung an eine klar definierte und messbare Größe zu knüpfen. Grundsätzlich verfügen alle Technologien, die zur Bereitstellung von Momentanreserve geeignet sind, auch über das Potenzial zur Erbringung von Blindleistung und können entsprechend an diesem Markt teilnehmen.

BDEW-Formulierungsvorschlag

§ 7 KraftAusG-E ist wie folgt anzupassen:

„(1) Wasserstoffkraftwerke und elektrische Energie einspeisende Anlagenteile von Langzeitstromspeichern müssen für eine Zulassung nach diesem Gesetz die technischen Anforderungen nach Anlage 1 erfüllen. ~~Für Anlagen mit Zuschlägen aus den Ausschreibungen für auf Wasserstoff umrüstbare Kraftwerke und mit Zuschlägen aus den Ausschreibungen für neue Stromerzeugungskapazitäten zur Versorgungssicherheit gelten~~

die technischen Anforderungen erst ab dem durch Rechtsverordnung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz nach Absatz 2 vorgesehenen Gebotstermin.

(2) Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz legt durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates fest, ab welchem Gebotstermin die technischen Anforderungen der Anlage 1 auch für Anlagen mit Zuschlägen aus den Ausschreibungen für auf Wasserstoff umrüstbare Kraftwerke und mit Zuschlägen aus den Ausschreibungen für neue Stromerzeugungskapazitäten zur Versorgungssicherheit gelten, die in diesem Gebotstermin einen Zuschlag erhalten haben.

[...]

(4) Vorbehaltlich der Absätze 1 bis 3 sind Anlagen so zu errichten und zu betreiben, dass die die allgemein anerkannten Regeln der Technik eingehalten werden.“

§ 17 Abs. 1 und Abs. 2 KraftAusG-E sind wie folgt zu ergänzen:

„(1) Bieter müssen mit ihren Geboten eine Eigenerklärung abgeben,

1. dass kein wirksamer Zuschlag an dem im Gebot angegebenen Standort aus früheren Ausschreibungen besteht,

2. dass er oder ein mit ihm verbundenes Unternehmen zu demselben Gebotstermin kein weiteres Gebot an dem im Gebot angegebenen Standort abgegeben hat,

3. dass er sich für den Fall eines erfolgreichen Gebotes verpflichtet, gesichert zusätzliches Momentanreservespotenzial als nicht-frequenzgebundene Systemdienstleistungen im Rahmen der marktgestützten Beschaffung i.S.d. § 12h des Energiewirtschaftsgesetzes und den dazu erlassenen Festlegungen der Bundesnetzagentur anzubieten.

Für Momentanreserve ist in Abhängigkeit von der installierten Leistung und einer Anlaufzeitkonstante von mindestens 12 Sekunden symmetrisch unabhängig vom Wirkleistungsarbeitspunkt nach dem Zuschlag in den Ausschreibungen nach § 3 Nr. 1 und 4 spätestens im zweiten Jahr nach Inbetriebnahme eine erfolgreiche Präqualifikationsprüfung und Erbringung über mindestens eine Lieferperiode nachzuweisen.“

Zudem ist § 53 wie folgt zu ergänzen:

„(1) Bieter müssen an die Übertragungsnetzbetreiber eine Pönale leisten, wenn

[...]

4. der Bieter nicht seiner Verpflichtung nachkommt, gemäß § 17 Abs. 1 Nr. 3 nicht-frequenzgebundene Systemdienstleistungen im Rahmen der marktgestützten Beschaffung i.S.d. § 12h EnWG anzubieten.

(2) [...] Die Höhe der Pönale nach Absatz 1 Nummer 4 berechnet sich aus der Gebotsmenge des bezuschlagten Gebots multipliziert mit [XY Euro pro Kilowatt Nennleistung].“

3.2 RoCoF-Anforderungen:

Der BDEW empfiehlt, die im aktuellen Entwurf vorgesehenen Anforderungen in Anlage 1 an die Rate of Change of Frequency (RoCoF) zu streichen. Stattdessen sollten die technischen Anforderungen an RoCoF in Kraftwerken wie bisher im Prozess der Erarbeitung der TAR diskutiert und gelöst werden.

Die Notwendigkeit, die Netzstabilität bei plötzlichen Frequenzänderungen zu gewährleisten, ist unbestritten. Eine der zentralen Herausforderungen für Netzbetreiber besteht darin, bei einem möglichen Systemsplit ausreichend Momentanreserve in den Systemteilen bereitzuhalten, um abrupte Frequenzänderungen abzufedern und eine sichere Netzführung zu gewährleisten. Gleichzeitig stellt die technische Umsetzbarkeit der RoCoF-Anforderungen eine erhebliche Hürde für die Anlagentechnik dar. Es existieren derzeit keine darstellbaren bzw. aussagekräftigen Prüfscenarien, um die RoCoF-Anforderungen nachzuweisen. Dies gilt es aufzulösen.

BDEW-Lösungsvorschlag:

Als Lösung empfiehlt der BDEW eine Entkopplung dieser Anforderungen von den aktuellen Ausschreibungen, um Verzögerungen im Ausbau neuer Kraftwerkskapazitäten zu vermeiden.

Dies und die Weiterentwicklung der RoCoF-Anforderungen in den TAR sollen in den entsprechenden Gremien (FNN) zwischen Kraftwerksbetreibern, Herstellern und ÜNB diskutiert werden.

BDEW-Formulierungsvorschlag zur Anlage 1

„Technische Anforderungen

1. Auf Wasserstoff umrüstbare Kraftwerke, Wasserstoffkraftwerke, elektrische Energie einspeisende Anlagenteile von Langzeitstromspeichern und neue Stromerzeugungskapazitäten zur Versorgungssicherheit müssen mindestens die technischen Anforderungen gemäß § 19 EnWG erfüllen.

~~1. schnelle Frequenzänderungen ohne Trennung vom Netz durchfahren können mit Grenzwerten für die gemittelte Frequenzänderungsgeschwindigkeit von~~

~~a) $\pm 2,0$ Hertz pro Sekunde ermittelt über ein gleitendes Zeitfenster von 0,5 Sekunden,~~

~~b) $\pm 1,5$ Hertz pro Sekunde ermittelt über ein gleitendes Zeitfenster von 1 Sekunde oder~~

~~c) $\pm 1,25$ Hertz pro Sekunde ermittelt über ein gleitendes Zeitfenster von 2 Sekunden,~~

2. die Vorgaben des Hinweises „Technische Anforderungen an Netzbildende Eigenschaften inklusive der Bereitstellung von Momentanreserve“ des Verbandes der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. einhalten,

~~3. im Falle von Synchronmaschinen auch als synchroner Phasenschieber zur Erzeugung geregelter Blindleistung ohne Wirkleistungseinspeisung nach DIN EN IEC 60034-3 (VDE 0530-3):2021-07¹⁾ betrieben werden können, wobei eine Erweiterung der Synchronmaschine um eine Zusatzschwungmasse technisch möglich sein muss und [...]“~~

4 Regionale Steuerung - Zu § 20 KraftAusG

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

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

Hierfür könnte eine gezieltere Steuerung der regionalen Verteilung auch innerhalb des netztechnischen Südens ratsam sein. Eine ungünstige Verteilung des Zubaus innerhalb des netztechnischen Südens und damit eine Erhöhung des Umfangs und der Kosten für vorzuhaltende Netzreserve sollten möglichst vermieden werden. Der BDEW erkennt jedoch an, dass die

Ausschreibungsmengen in den einzelnen Ausschreibungen zu klein sind, um gesondert zusätzlich regional zu unterscheiden und hält daher den Ansatz des BMWKs für eine pragmatische Lösung.

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.

Das Risiko der gänzlichen Nicht-Berücksichtigung des netztechnischen Nordens aufgrund einer durch die Ausschreibungsrunde durchgängigen Anwendung des Südbonus auf alle bezuschlagten Gebote muss durch eine Evaluierung des Zubaus vermindert werden. Dieses Risiko hat sich durch das im Referentenentwurf beschriebene Verfahren im Vergleich zu den Konsultationsunterlagen noch einmal verschärft.

BDEW-Lösungsvorschlag:

Das BMWK hat zur Evaluierung des Südbonus eine Evaluierungsklausel aufgenommen (§ 56 KraftAusG-E), nach der die Ergebnisse der Ausschreibungen mit dem geplanten Ziel des Bonus verglichen werden sollen. Der BDEW empfiehlt, diese Evaluierungsklausel so zu konkretisieren, dass alle oben genannten Kritikpunkte am Südbonus im Rahmen der Evaluierung untersucht werden und der Südbonus gegebenenfalls frühzeitig angepasst oder zusätzlich ein Nordbonus eingeführt werden kann.

BDEW-Formulierungsvorschlag

§ 56 KraftAusG-E sollte wie folgt ergänzt werden:

„(1) Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz evaluiert nach den ersten zwei Ausschreibungsterminen die Ergebnisse der Ausschreibungen und prüft dabei, ob die mit den Ausschreibungen verfolgten volkswirtschaftlichen und energiewirtschaftlichen Effekte erreicht werden, insbesondere mit Blick auf das Verfahren zur regionalen Steuerung des Zubaus und auf die Erreichung der gewünschten deutschlandweiten regionalen Verteilung.“