

Berlin, 23.10.2024 | Seite 1 von 7

## STELLUNGNAHME ZUM KONSULTATIONSDOKUMENT DER ECKPUNKTE ZUM KRAFTWERKSSICHERHEITSGESETZ (KWSG) „AUSSCHREIBUNGEN FÜR STEUERBARE KAPAZITÄTEN FÜR EINEN BEITRAG ZUR VERSORGUNGSSICHERHEIT“

### Frage 1:

Wie bewerten Sie die Beihilfefähigkeit der im Konsultationsdokument beschriebenen Maßnahmen?

**Antwort:** Keine Antwort

### Frage 2:

Stimmen Sie zu, dass die Einführung eines Kapazitätsmechanismus bis 2028 geeignet ist, um alle für ein dekarbonisiertes Stromsystem relevanten Technologieoptionen und Anbieter – auch jenseits der in dieser Ausschreibung zulässigen – zu adressieren?

**Antwort:** Analysen der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber und die des aktuellen European Resource Adequacy Assessments (ERAA 2023) der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) sowie das Versorgungssicherheitsmonitoring 2030/31 der Bundesnetzagentur zeigen einen erheblichen Mehrbedarf an gesicherter Leistung in den nächsten Jahren. Diese Studien unterstellen dabei alle einen marktlichen Kohleausstieg sowie eine fortschreitende Elektrifizierung bis 2030. Der ausgewiesene Mehrbedarf bei unterstelltem Kohleausstieg bis 2030 übersteigt die Ausschreibungsmengen des Kraftwerkssicherheitsgesetzes. Gleichzeitig bestehen im aktuellen Marktumfeld offensichtlich keine ausreichenden Anreize für Anlagenbetreiber, um abseits der geplanten Ausschreibungen in erforderlichem Maße neue Anlagen zu errichten. Deswegen stimmen die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber zu, dass ein Kapazitätsmechanismus mittel- und langfristig für ausreichend Investitionen in gesicherte Leistung sorgen und gleichzeitig den Kohleausstieg ermöglichen kann.

Ein Kapazitätsmechanismus ist dabei auch geeignet, die Integration verschiedener – auch neuer – Technologien zu adressieren. Voraussetzung dafür ist ein umfassender, technologieoffener Mechanismus, der grundsätzlich allen Kapazitäten offensteht, die einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten können. Über ein De-rating kann dabei der unterschiedliche statistische Versorgungssicherheitsbeitrag verschiedener Technologieoptionen berücksichtigt werden. Mit einem zentralen Kapazitätsmarkt mit lokaler Komponente – wie von den ÜNB vorgeschlagen – ist eine technologieoffene Ausgestaltung gegeben.

### Frage 3:

Wie bewerten Sie diese Einschätzung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz zur Methode und Schätzung der Subvention pro vermiedener Tonne Emissionen in CO<sub>2</sub>-Äquivalenten? Haben Sie Verbesserungsvorschläge zur Methodik?

**Antwort:** Keine Antwort

### Frage 4:

Wie bewerten Sie die unter Abschnitt A. skizzierten Ausgestaltung bzw. die Ausgestaltungsoptionen der Fördermaßnahme?

**Antwort:** Wir begrüßen den Fokus auf neue steuerbare Kapazitäten mit technischen Anforderungen an einen flexiblen und robusten Anlagenbetrieb, welche auch einen Beitrag zur Stabilisierung des Stromnetzes leisten sollen und kompatibel mit Klimazielen sind. Eine regionale Steuerung der Kapazitäten zur Stromerzeugung mit zwei Drittel im „netztechnischen“ Süden ist aus unserer Sicht unabdingbar. Die Möglichkeit

Berlin, 23.10.2024 | Seite 2 von 7

standortindividueller Lösungen zur Auflösung einer vorliegenden Systemrelevanz bei Netzreservestandorten ist ebenfalls zu begrüßen. Um die Versorgungssicherheit in Deutschland zu gewährleisten, ist ein massiver Zubau neuer Kapazitäten erforderlich. Der Kraftwerksneubau von 10,5 GW über die KWSG-Ausschreibungen ist daher nur ein erster Schritt. Um auch den darüber hinaus erforderlichen Neubau ebenfalls zügig anzureizen, ist dringend eine rasche Entscheidung über die Einführung eines Kapazitätsmechanismus zu erreichen, damit dessen Implementierung zeitnah beginnen kann.

Die vorgeschlagene Ausschreibungsstaffelung für Säule 1 und Säule 2 bedarf noch eine Prüfung, vor allem vor dem Hintergrund, dass bei einer Realisierungszeit von 6 Jahren keine der Anlagen bereits 2030 zur Verfügung stehen würde. Eine kürzere Fertigstellungsfrist wäre wünschenswert.

Aus Sicht der 4-ÜNB gibt es einige Anpassungsvorschläge, die unter den konkreten Fragen näher ausgeführt sind.

**Frage 5:**

Wie bewerten Sie die in A.I.2. enthaltenen Festlegungen für die Definition einer Neuanlage?

**Antwort:** Der aktuelle Ansatz ist aus Sicht der Versorgungssicherheit nachvollziehbar. Gemäß Ziffer 10 ist jedoch vorgesehen, dass auch Anlagen, die in der Netzreserve gebunden sind, an den Ausschreibungen teilnehmen können, was jedoch ein redaktionelles Versehen sein dürfte.

**Frage 6:**

Wie bewerten Sie eine Mindestgröße von 10 MW steuerbare elektrische Netto-Nennleistung der Kapazität in den Ausschreibungen? Welche Vorteile oder Nachteile könnten ein höherer oder niedrigerer Wert für die Mindestgröße bieten? Bitte berücksichtigen Sie dabei auch die spätere Einführung eines umfassenden Kapazitätsmechanismus, der auch Kapazitäten unter 10 MW adressieren wird. Wie sehen Sie die Möglichkeit zur Aggregation von kleinen Anlagen?

**Antwort:** Eine Mindestgröße von 10 MW sollte aus unserer Sicht nicht unterschritten werden. Große Anlagen können Skaleneffekte nutzen, was zu höherer Effizienz und geringeren Kosten pro erzeugte MWh führt. Zudem können sie mit verhältnismäßig niedrigem operativem Aufwand signifikant zur Netzstabilität beitragen. Darüber hinaus ist der Anschluss an das Höchstspannungsnetz am sinnvollsten zur Erreichung einer hohen Engpasswirkung.

**Frage 7:**

Welche der beiden Preissetzungsregeln „Pay-as-bid“ und „Pay-as-cleared“ halten Sie für das Auktionsverfahren für geeignet und wie begründen Sie dies?

**Antwort:** Keine Antwort

**Frage 8:**

Wie bewerten Sie die vorgenommene Definition des „netztechnischen Südens“? Sind Ihnen besser geeignete Vorschläge bekannt, einen systemdienlichen Zubau anzureizen?

**Antwort:** Die ÜNB begrüßen ausdrücklich, dass eine Komponente zur regionalen Steuerung der Kraftwerke enthalten ist. Die Aufteilung von 1/3 der Kapazitäten im Norden und 2/3 im Süden schätzen wir auf Basis unserer Netzanalysen als sinnvoll ein. Bezüglich der Definition des „netztechnischen“ Südens schlagen wir vor, die Grenze anhand von Landkreisen anstatt von Bundesländern zu ziehen, um potentiellen Netzengpässen besser Rechnung tragen zu können.

Das Instrument des Südbonus in der vorgeschlagenen Höhe erscheint dabei grundsätzlich zur regionalen

Berlin, 23.10.2024 | Seite 3 von 7

Steuerung geeignet.

Allerdings wäre es aus netztechnischer Sicht sinnvoll, die Südzone ebenfalls zu unterteilen. Die Unterteilung könnte sich bspw. an den von den ÜNB identifizierten Bedarfen für gesicherte Erzeugungsleistung aus Netz- und Systemsicht je Regelzonen orientieren, um eine systemdienlichere Steuerung der regionalen Verteilung zu erreichen. Eine ungünstige Verteilung des Zubaus innerhalb des netztechnischen Südens könnte die positiven Auswirkungen einer systemdienlichen Verteilung (insb. hinsichtlich des Umfangs und der Kosten der vorzuhaltenden Netzreserve) schmälern. Die ÜNB schlagen zudem vor, die regionale Obergrenze des Südbonus übergreifend über alle Ausschreibungsrunden zu begrenzen, also nicht in jeder Ausschreibungsrunde eine Obergrenze festzulegen. Dies vermeidet eine zu kleinteilige Unterteilung der Regionen in den Ausschreibungen.

Die weitere Aufteilung der Südzone wäre aus Sicht der ÜNB mit dem Mechanismus des Südbonus vereinbar. Die ÜNB stehen zur Diskussion über konkrete Umsetzungsvorschläge gerne zur Verfügung.

**Frage 9:**

Wie bewerten Sie die unter Abschnitt A. skizzierte Ausgestaltung bzw. die Ausgestaltungsoptionen der Fördermaßnahmen?

**Antwort:** Keine Antwort

**Frage 10:**

Wie bewerten Sie die unter Abschnitt A. skizzierte Ausgestaltung der Maßnahmen in Hinblick auf die Parameter des Verfahrens zur Bewilligung der Beihilfen und auf die Ermöglichung von Wettbewerb zwischen verschiedenen Arten von Beihilfeempfängern?

**Antwort:** Keine Antwort

**Frage 11:**

Wie schätzen Sie das Risiko von Wettbewerbsverzerrungen auf den Strommärkten durch eine Maßnahme ein, die auf die Förderung neuer Kraftwerke abzielt? Welche Rolle spielt in diesem Zusammenhang aus Ihrer Sicht die Einführung eines umfassenden Kapazitätsmechanismus?

**Antwort:** Die bezuschlagten Anlagen sind weitgehend den Marktsignalen ausgesetzt. Es könnte argumentiert werden, dass der Bedarf an Absicherung mit langfristigen Verträgen wahrscheinlich reduziert wird, da die Kapitalkosten mehr oder weniger gesichert sind. Andererseits haben die Erzeuger weiterhin den Anreiz, ihre Einnahmen durch die Nutzung von Opportunitäten in der Zukunft zu maximieren, einschließlich der Absicherung auf Terminmärkten. Darüber hinaus sollten diese Kraftwerke an Systemdienstleistungsmärkten teilnehmen dürfen.

**Frage 12:**

Gibt es aus Ihrer Sicht Gründe, mit der gezielten Förderung neuer Anlagen zu beginnen? Bitte erläutern Sie Ihre Sicht.

**Antwort:** Analysen der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber und die des aktuellen European Resource Adequacy Assessments (ERAA 2023) der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) sowie das Versorgungssicherheitsmonitoring 2030/31 der Bundesnetzagentur zeigen einen erheblichen Mehrbedarf an gesicherter steuerbarer Leistung in den nächsten Jahren. Diese Studien unterstellen dabei alle einen marktlichen Kohleausstieg sowie eine fortschreitende Elektrifizierung bis 2030. Neue Kraftwerke

Berlin, 23.10.2024 | Seite 4 von 7

werden zudem benötigt, damit alte, störungsanfällige konventionelle Kraftwerke sukzessive aus der Netzreserve entlassen werden können. Auch mit Blick auf die Systemsicherheit besteht also Handlungsbedarf.

Da im aktuellen Marktumfeld offensichtlich keine ausreichenden Anreize für Anlagenbetreiber bestehen, um ohne entsprechende Fördermechanismen die dringend und zügig benötigten Investitionen zu tätigen, ist eine Förderung unbedingt erforderlich. Mittelfristig ist ein umfassender, technologieoffener Kapazitätsmarkt mit lokaler Komponente hierfür der geeignete Weg. Mit Blick auf den dringenden Zubaubedarf noch bis 2030 ist jedoch die gezielte Ausschreibung neuer Anlagen – wie im Zuge des KWStG vorgesehen – der richtige Weg.

**Frage 13:**

Ist aus Ihrer Sicht ein Interessenbekundungsverfahren sinnvoll und erforderlich? Gibt es aus Ihrer Sicht eine geeignetere Alternative?

**Antwort:** Keine Antwort

**Frage 14:**

Für sämtliche Ausschreibungen soll ein Rückforderungsverfahren (Clawback- Mechanismus) etabliert werden, welches sicherstellt, dass keine Überförderung eintritt.

- a) Wie bewerten Sie die skizzierten Verfahren zur erzeugungsabhängigen bzw. - unabhängigen Abschöpfung?

**Antwort:** Variante B erscheint besser geeignet, Wirksamkeit und die Freiheit von Fehlanreizen zu vereinbaren. Der Anreiz zur tatsächlichen Einspeisung in Hochpreiszeiten wird durch den Ansatz maximiert.

- b) Welche Variante ist aus Ihrer Sicht vorzuziehen?

**Antwort:** Siehe Antwort Fragenteil a)

- c) Sollten unterschiedliche oder identische Abschöpfungsmechanismen nach 4.1 und 4.8 angewandt werden?

**Antwort:** Es sollten identische Abschöpfungsmechanismen verwendet werden.

- d) Wie bewerten Sie die Mindesthöhe des Auslösepreises von 430 Euro/ MWh?

**Antwort:** Keine Antwort

- e) Wie bewerten Sie die Ermittlung des Höchstpreises?

**Antwort:** Wir gehen davon aus, dass hier nach der Ermittlung des Auslösepreises gefragt wird. Grundsätzlich scheint eine Indexierung des Auslösepreises sinnvoll. Es ist jedoch fraglich, ob eine tagesscharfe Ermittlung des Höchstpreises erfolgen muss.

**Frage 15:**

In den Ausschreibungen für neue steuerbare Kapazitäten zur Stromerzeugung wurde weiter oben ein Bonusmodell für die regionale Steuerung der Kraftwerke vorgeschlagen. Ist dieses Modell aus Ihrer Sicht geeignet? Wie schätzen Sie die Wirksamkeit (v.a. hinsichtlich der Kosten) der Größenordnung des Bonus ein?

**Antwort:** Wir begrüßen die Möglichkeit einer lokalen Steuerung durch ein Bonusmodell.

Berlin, 23.10.2024 | Seite 5 von 7

Der rechnerische Vorteil von 200-300€/kW sollte eine effektive Wirkung zeigen.

Nach jeder Ausschreibungsrunde sollte eine Evaluierung erfolgen, ob der Zubau an Kraftwerken mit dem Zielpfad einer systemdienlichen Verortung der Kraftwerke vereinbar ist. Basierend auf der Evaluierung sollte bei Bedarf nachgesteuert werden können (z.B. Erhöhung Südbonus, Anpassung Preisobergrenze).

**Frage 16:**

Sehen Sie Alternativen zur regionalen Differenzierung, wo ein Kraftwerkszubau möglichst systemdienlich ist anstelle der gewählten Aufteilung nach Ländern und wenn ja, welche? Ist die Aufteilung 70-30 zwischen netztechnischem Norden und Süden angemessen? Wie bewerten Sie die Einteilung der Bundesländer für den „netztechnischen Süden“?

**Antwort:** Die 4ÜNB begrüßen grundsätzlich die vorgeschlagene Aufteilung zwischen netztechnischen Norden und Süden, schlagen jedoch vor die Trennung zwischen Nord und Süd anhand von Landkreisen und nicht Bundesländern vorzunehmen.  
Für weitere Details, siehe Frage 8.

**Frage 17:**

Wie bewerten Sie die technischen Mindestanforderungen für die teilnehmenden Anlagen unter A.I.4.b?

**Antwort:** Wir begrüßen ausdrücklich die vorgesehenen technischen Mindestanforderungen. Der Bedarf für die entsprechenden Systemdienstleistungen wird in den kommenden Jahren weiter ansteigen. Somit sind die Systemdienstleistungen, welche die Anlagen mit den postulierten Mindestanforderungen bereitstellen, zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität in Zukunft zwingend nötig (siehe Systemstabilitätsbericht der BNetzA

<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/NEP/Strom/Systemstabilitaet/start.html>). Alle gestellten technischen Mindestanforderungen sind bereits am Markt verfügbar – wenn auch nicht für alle Anlagentypen. Wenn die neuen Anlagen diese Fähigkeiten nicht bereitstellen würden, müssten alternative Lösungsoptionen gefunden werden.

**Frage 18:**

Wie bewerten Sie den Umgang mit Kraftwerksprojekten an systemrelevanten Standorten?

**Antwort:** Die ÜNB begrüßen die Einführung eines regulatorischen Rahmens für derartige Fälle. Generell sollte ein möglichst kurzer Übergangszeitraum zwischen Außerbetriebnahme des Netzreservekraftwerks und Aufnahme des Regelbetriebs des neuen Kraftwerks gewährleistet sein. Die ÜNB begrüßen, dass die BNetzA genehmigte Systemrelevanzen nach Anhörung der ÜNB und einer Einzelfallprüfung widerrufen kann. Es ist zu berücksichtigen, dass eine Genehmigung von Systemrelevanzen durch die BNetzA nur bei der Anzeige einer endgültigen Stilllegung erfolgt. Im Fall einer vorläufigen Stilllegung wird die Systemrelevanz ausschließlich vom ÜNB ausgesprochen. Auch für diesen Fall muss der regulatorische Rahmen eine sachgerechte Verfahrensweise (weiterhin) vorsehen.

Wir weisen darauf hin, dass die verwendeten Begriffe „an das Netz gehen“, „Inbetriebnahme“ und „kommerzielle Inbetriebnahme“ Interpretationsspielräume lassen und eindeutig definiert werden müssen. Insbesondere muss klargestellt sein, ob an den entsprechenden Stellen die erste Synchronisation im Rahmen einer Inbetriebnahme oder die spätere Aufnahme des Regelbetriebs gemeint ist, da zwischen den Zeitpunkten in der Regel mehrere Monate – in besonderen Fällen jedoch auch Jahre – liegen können. In jedem Fall ist für die Rücknahme der Systemrelevanz eine Einzelfallbetrachtung erforderlich. Wir weisen darauf hin, dass in den Dokumenten „Ausschreibungen für wasserstofffähige Gaskraftwerke“ und „Ausschreibungen für steuerbare Kapazitäten zur Versorgungssicherheit“ die genutzten Formulierungen bei vergleichbaren Sachverhalten im Detail abweichen. Sofern die abweichenden Formulierungen inhaltlich

Berlin, 23.10.2024 | Seite 6 von 7

beabsichtigt sind, sollte dies jeweils klargestellt werden.

Die ÜNB gehen davon aus, dass im Dokument „Ausschreibungen für steuerbare Kapazitäten zur Versorgungssicherheit“ lediglich Neubauten adressiert werden sollen. In diesem Fall sollte es sich bei den in Ziffer 18 angesprochenen Modernisierungen um ein redaktionelles Versehen handeln.

**Frage 19:**

Wie bewerten Sie eine Anforderung, mit Abgabe des Gebotes ein Abwärmenutzungskonzept vorzulegen?

**Antwort:** Keine Antwort

**Frage 20:**

Wie viele Stunden kann ein typisches neues Gaskraftwerk ohne signifikante Instandhaltungsinvestitionen laufen?

**Antwort:** Keine Antwort

**Frage 21:**

Was ist in der Regel die größte Investition, die bei einem neuen Gaskraftwerk getätigt wird?

**Antwort:** Keine Antwort

**Frage 22:**

Wie viele Stunden pro Jahr sind derzeit Gaskraftwerke auf dem deutschen Markt in Betrieb?

**Antwort:** Keine Antwort

**Frage 23:**

Wie viele Stunden pro Jahr werden Gaskraftwerke im Jahr 2032 bzw. 2038 auf dem deutschen Markt laufen? Bitte erläutern Sie, wie die Schätzung berechnet wurde.

**Antwort:** Keine Antwort

**Frage 24:**

Wie kann das Erfordernis der verursachergerechten Kostentragung (vgl. Rn. 367 KUEBLL) am besten umgesetzt werden?

**Antwort:** Keine Antwort

**Frage 25:**

Wie kann aus Ihrer Sicht die Vereinbarkeit mit den europäischen und nationalen Klimaschutzziele sichergestellt werden (vgl. auch Rn. 369 KUEBLL)?

**Antwort:** Keine Antwort

**Frage 26:**

Berlin, 23.10.2024 | Seite 7 von 7

Wie bewerten Sie vor dem Hintergrund der Frage 22 die Möglichkeiten, ein Kraftwerk H2-ready zu errichten und später auf Wasserstoff umzurüsten oder CCS/CCU-Techniken zu nutzen?

**Antwort:** Keine Antwort

**Frage 27:**

Haben Sie weitere Anmerkungen zur Angemessenheit und zu den Auswirkungen der hier beschriebenen Maßnahme auf den Wettbewerb im Stromsektor?

**Antwort:** Die Maßnahme ist angemessen, um den im Hinblick auf die Versorgungssicherheit dringend benötigten Zubau steuerbarer Kapazitäten zügig zu erreichen. Zudem handelt es sich um eine wettbewerbliche Ausschreibung mit einheitlichen Mindestvoraussetzungen, bei der die volkswirtschaftlich effizientesten Anlagen bezuschlagt werden. Auch die Ergänzung der Ausschreibung um eine regionale Steuerung in Form eines Südbonus ist angemessen, da eine systemdienliche Verteilung des Neubaus neuer Kraftwerke mit Blick auf die Systemsicherheit von herausragender Bedeutung ist.