

# Konsultation Kraftwerkssicherheitsgesetz

## Säule 1: Wasserstofffähige Gaskraftwerke und Langzeitspeicher

### **1. Wie bewerten Sie die Beihilfefähigkeit der im Konsultationsdokument beschriebenen Maßnahmen? (2.000 Zeichen)**

Das KWSG ist insofern beihilferechtlich problematisch, als dass die erste Säule der Ausschreibung als Dekarbonisierungsmaßnahme angegeben ist. Analysen des Forums Ökologische-Soziale Marktwirtschaft (FÖS) haben ergeben, dass die Vermeidungskosten in diesem Segment fragwürdig sind (Siehe Link zur [Studie](#)). Es ist daher fraglich, inwiefern der Neubau als Beitrag zum Klimaschutz und somit unter dem Kapitel der Dekarbonisierung beihilferechtlich zu prüfen ist.

### **2. Stimmen Sie zu, dass Wasserstoff langfristig eine nachhaltige, sichere und kosteneffiziente Langzeitspeicher-Technologie ist, die den Kraftwerkspark dekarbonisieren kann? (2.000 Zeichen)**

Diese Aussage trifft in dieser Form nur auf Grünen Wasserstoff zu. Eine Nutzung von Blauem Wasserstoff ist je nach Methan-Förderung, Methan-Leckagen, Transportdistanzen, CCS-Abscheidungsquoten und CO<sub>2</sub>-Speicher-Leckagen ggf. sogar mit höheren Emissionen verbunden als die direkte Erdgasnutzung.

Zudem ist es essenziell, begrenzte Wasserstoffmengen möglichst effizient zu nutzen. Daher ist es richtig, dass die OPEX-Förderungen geringe Stunden (800 Std/a) maximal fördern und nur 200 Std/a als Mindestbetriebsstunden gefordert werden.

Gleichzeitig sollte das KWSG eng mit der Nutzung weiterer Flexibilitäten gedacht werden, um Anreize für dynamische Verbräuche und den Einsatz weiterer erneuerbarer Flexibilitäten nicht zu reduzieren.

### **3. Teilen Sie die Ansicht, dass die Förderung auf die in der nationalen Wasserstoffstrategie genannten Wasserstoffarten beschränkt werden sollte? (2.000 Zeichen)**

Wie das Konsultationsdokument anmerkt, bietet das KWSG eine Chance, den Hochlauf der Grünen Wasserstoffwirtschaft effektiv zu unterstützen. Allerdings bietet die aktuelle Ausgestaltung das Risiko eines fossilen Lock-Ins und stellt damit auch eine Gefahr für die nationalen Klimaschutzziele dar. Selbst bei identischen spezifischen Emissionen darf erneuerbarer Wasserstoff nicht mit fossilem gleichgesetzt werden.

Die aktuelle Ausgestaltung unterscheidet jedoch beim Erhalt der Förderung nicht zwischen strombasiertem und erdgasbasiertem Wasserstoff, wodurch das Risiko einer erheblichen Nachfrage nach Blauem Wasserstoff entsteht. Da die Kraftwerke teils erst 2033 in Betrieb gehen müssen, ist das aktuelle Design darauf ausgelegt, dass fossiler Wasserstoff trotz der ökonomischen, ökologischen und sozialen Kosten der Erdgasförderung noch bis 2045 in der gleichen Form staatlich gefördert wird wie Grüner Wasserstoff. Für Betreiber gibt es keinen finanziellen Anreiz Grünen Wasserstoff zu nutzen.

Um das Ziel der Dekarbonisierung bestmöglich zu erreichen, muss die Brennstoffkostenförderung der H2-ready-Gaskraftwerke so gestaltet sein, dass ein Bezug von erneuerbarem Grünem Wasserstoff angereizt wird. Ebenso sollte das Förderdesign so angepasst werden, dass auch bei Wasserstoffsprinterkraftwerken ein Bezug von Grünem Wasserstoff (finanziell) angereizt wird.

Die staatliche Förderung von fossilem Wasserstoff sollte grundsätzlich vermieden werden. Mindestens muss sie aber im Einklang mit den Klimaschutzzielen ausgestaltet werden und dementsprechend 2035 enden.

#### **4. Wie bewerten Sie diese Einschätzung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz bezüglich der Methodik und Schätzung der Subvention pro vermiedener Tonne Emissionen in CO<sub>2</sub>-Äquivalenten? Haben Sie Verbesserungsvorschläge zur Methodik? (3.500 Zeichen)**

Die Annahmen der Berechnungen gehen bisher nur unzureichend aus dem Konsultationsdokument hervor. Die dort skizzierten Szenarien A und B resultieren lediglich in unterschiedlichen spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen des Referenzstrommixes.

Für eine Beurteilung der verbleibenden den Berechnungen zugrunde liegenden Annahmen bedarf es weiterer Ausführung bzw. transparenterer Szenarien (Siehe Link zur [Studie](#) von FÖS). Dies betrifft insbesondere:

##### 1) Höhe der staatlichen Förderung

Hier wäre eine Spannweite der Fördersummen in Milliardenhöhe angebracht. Aktuell wird davon ausgegangen, dass 5 GW neue H2-ready Kraftwerke mit 1.440.000 €/MW gefördert werden. Bei 2 GW Umrüstungen sind es 800.000 €/MW und bei 500 MW Sprinter 1.200.000 €/MW.

Aus dem Dokument geht nicht hervor, mit welchen Gesamtinvestitionskosten und welchen Förderquoten das BMWK rechnet. Dies erschwert auch eine Beurteilung der Obergrenze der Gebote von 80 % der Kosten eines Referenzkraftwerks.

Zur Schätzung der Subvention pro vermiedener Tonne Emissionen in CO<sub>2</sub>-Äquivalenten sollte hier mit Bandbreiten gerechnet werden.

##### 2) Annahmen zu produzierten Strommengen

Die produzierten Strommengen werden in beiden Szenarien identisch mit 56 TWh aus Wasserstoff und 232 TWh aus Erdgas angegeben. Hier ist fraglich, ob die erhebliche Stromproduktion aus Erdgas im Einklang mit den deutschen Klimaschutzzielen steht. Insbesondere in Anbetracht dessen, dass in den bisherigen Berechnungen die Emissionen der Vorkette der Erdgasproduktion nicht berücksichtigt werden. Zudem sollte auch hier eine Bandbreite in Abhängigkeit der Szenarien angewendet werden.

##### 3) „Verdrängte“ Strommenge

Es ist nicht realistisch, dass die produzierte Strommenge der hier auszuschreibenden Kraftwerke gänzlich CO<sub>2</sub>-intensiveren Strom aus dem Netz drängt. Einerseits kann dies in einem dynamischen System nicht garantiert werden, insbesondere falls neue Kraftwerke nicht systemdienlich platziert werden oder zu einem ineffizienten Dispatch

angereizt werden. Andererseits kann die preisreduzierende Wirkung des Dispatches einen zusätzlichen Strombezug anreizen.

#### 4) Verdrängter Referenzstrommix

Die aus den beiden Szenarien A und B resultierenden Emissionsfaktoren scheinen plausibel, sollten allerdings aufgrund der Länge des betrachteten Zeitraums (2029-2045) modelliert werden. Zudem ist zu prüfen, ob die Szenarien im Einklang mit den nationalen Klimaschutzzielen stehen.

Zusammenfassend sind die angegebenen Schätzungen der Subvention pro vermiedener Tonne Emissionen in CO<sub>2</sub>-Äquivalenten mit großer Wahrscheinlichkeit zu positiv (niedrig) angegeben und bedürfen vertiefender Analysen.

Green Planet Energy hat die Schätzungen im Rahmen einer Analyse des Forums für Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft prüfen lassen. Die Analyse ist unter diesem [Link](#) abrufbar.

### **5. Wie bewerten Sie die unter Abschnitt B. „Ausschreibung und Förderdesign“ skizzierte Ausgestaltung bzw. die Ausgestaltungsoptionen der Fördermaßnahmen? (3.500 Zeichen)**

Die aktuelle Ausgestaltung unterscheidet beim Erhalt der Förderung nicht zwischen strombasiertem und erdgasbasiertem Wasserstoff, wodurch das Risiko einer erheblichen Nachfrage nach Blauem Wasserstoff entsteht. Da die Kraftwerke teils erst 2033 in Betrieb gehen müssen, ist das aktuelle Design darauf ausgelegt, dass fossiler Wasserstoff trotz der ökonomischen, ökologischen und sozialen Kosten der Erdgasförderung noch bis 2045 in der gleichen Form staatlich gefördert wird wie Grüner Wasserstoff. Für Betreiber gibt es keinen finanziellen Anreiz Grünen Wasserstoff zu nutzen. Um das Ziel der Dekarbonisierung bestmöglich zu erreichen, muss die Brennstoffkostenförderung der H<sub>2</sub>-ready-Gaskraftwerke so gestaltet sein, dass ein Bezug von erneuerbarem Grünen Wasserstoff angereizt wird.

Ein Überangebot und eine Überförderung zentraler Kapazitäten stellen ein Risiko für Investitionen in kleinere, dezentrale aber andererseits systemeffizienterer Flexibilitäten dar. Gaskraftwerke könnten grüne Flexibilitäten wie z.B. Batterien "outcrowden". Daher sollte das Volumen der Ausschreibung als auch die Höhe der Förderung stets in Anbetracht des dezentralen Flexibilitätsangebots kritisch geprüft werden. Aufgrund der mangelnden Kostentransparenz ist unklar, welche fossilen Förderkosten entstehen (siehe [FÖS Analyse](#)). Zusammenfassend sind die angegebenen Schätzungen der Subvention pro vermiedener Tonne Emissionen mit großer Wahrscheinlichkeit zu positiv (niedrig) angegeben und bedürfen vertiefenden Analysen. Insbesondere bei der zweiten Säule des KWSG besteht somit das Risiko, dass dies fälschlicherweise als wirksame und ökonomisch effiziente Klimaschutzmaßnahme interpretiert wird. Es ist unbedingt notwendig, den Abschöpfungsmechanismus sinnvoll zu gestalten, um Übergewinne zu verhindern. Dies ist auch relevant mit Blick auf den Kapazitätsmechanismus, in dem grüne dezentrale Flexibilitäten mit fossilen Gaskraftwerken im Wettbewerb stehen und in keinem Fall diskriminiert werden dürfen.

**6. Teilen Sie die Einschätzung des BMWK, dass die dargestellten zwei Anlagentypen (wasserstofffähige Gaskraftwerke und Sprinter) in zwei unterschiedlichen Verfahren ausgeschrieben werden sollten? (2.000 Zeichen)**

Ja. Bei den Anlagentypen handelt es sich um unterschiedliche Technologien mit verschiedenen Technologie-Reifegraden. Daher ist mit anderen Ausfallrisiken und Förderbedarfen zu rechnen. Zudem unterscheiden sich wahrscheinlich auch die Investitionskosten sowie die Fremdkapitalkosten. Schließlich unterscheiden sich die Anlagentypen erheblich in der Emissionsintensität.

Daher sind sowohl unterschiedliche Mindestanforderungen, Fördermechanismen und damit Ausschreibungen sinnvoll.

**7. Stimmen Sie zu, dass die gewählte Aufteilung der Ausschreibungsmengen für wasserstofffähige Gaskraftwerke (Abschnitt B.I), für Sprinterkraftwerke (Abschnitt B.II) und für Langzeitstromspeicher (Abschnitt B.III) eine möglichst kostengünstige Dekarbonisierung des Kraftwerkparcs erlaubt? (2.000 Zeichen)**

Grundsätzlich ist das Herauslösen von einzelnen Kraftwerken und Technologien aus dem Marktgeschehen kein effizienter Weg. Aufgrund von Marktunvollkommenheiten (Missing-Money Problem) wurden allerdings in der Vergangenheit nicht ausreichend Investitionen in flexible Kraftwerke getätigt. Dies liegt auch an der Erwartung von Investoren an Subventionierung von Kraftwerken im Rahmen einer Kraftwerksstrategie oder eines Kapazitätsmechanismus. Vor diesem Hintergrund ist es verständlich, dass sind zum jetzigen Zeitpunkt Förderung von wasserstofffähigen Technologien prinzipiell getätigt werden, um den Hochlauf dieser Technologie zu erproben. Dies stellt jedoch nicht den kostengünstigsten Weg dar.

**8. Wie bewerten Sie die unter Abschnitt B. 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? (3.500 Zeichen)**

Die Maßnahmen können grundsätzlich dazu beitragen, das Stromsystem zu dekarbonisieren.

Allerdings bietet die aktuelle Ausgestaltung das Risiko eines fossilen Lock-Ins und stellt damit auch eine Gefahr für die nationalen Klimaschutzziele dar. Die aktuelle Ausgestaltung unterscheidet beim Erhalt der Förderung nicht zwischen strombasiertem und erdgasbasiertem Wasserstoff, wodurch das Risiko einer erheblichen Nachfrage nach Blauem Wasserstoff entsteht. Da die Kraftwerke teils erst 2033 in Betrieb gehen müssen, ist das aktuelle Design darauf ausgelegt, dass fossiler Wasserstoff trotz den ökonomischen, ökologischen und sozialen Kosten der Erdgasförderung noch bis 2045 in der gleichen Form staatlich gefördert wird wie Grüner Wasserstoff.

Um das Ziel der Dekarbonisierung bestmöglich zu erreichen, muss die Brennstoffkostenförderung der H2-ready-Gaskraftwerke so gestaltet sein, dass ein Bezug von erneuerbarem Grünem Wasserstoff angereizt wird.

Zudem stellt die staatliche Förderung von zentralen Kapazitäten eine Gefahr für eine effiziente Energiewende dar. Der bisherige Erfolg der deutschen Energiewende beruht in erheblichem Maße darauf, dass das System sich von einem zentralen hin zu einem dezentraleren entwickeln konnte. Es beruht ebenso darauf, dass die notwendigen Investitionen von einer breiten Gruppe geprägt von hoher Akteursvielfalt getätigt werden konnten.

Ein Überangebot und eine Überförderung zentraler Kapazitäten stellen ein Risiko für Investitionen in kleinere, dezentrale aber andererseits systemeffizienterer Flexibilitäten dar. Daher sollte das Volumen der zentralen Ausschreibung als auch die Höhe der Förderung stets in Anbetracht des dezentralen Flexibilitätsangebots kritisch geprüft werden.

**9. Wie schätzen Sie das Risiko von Wettbewerbsverzerrungen auf den Strommärkten durch die gezielte Förderung neuer Kraftwerke ein? (2.000 Zeichen)**

Bei der Ausgestaltung der Fördermaßnahmen muss gewährleistet sein, dass Strom aus Erdgas mithilfe der Merit-Order nicht vor erneuerbaren Flexibilitäten eingesetzt wird.

Das Risiko der Wettbewerbsverzerrung ist zudem in großem Maße davon abhängig, wie diese zentrale Komponente des KWSG im Fall eines kombinierten Kapazitätsmarkts mit der dezentralen Komponente interagiert. Die Marktmacht von Betreibern großer zentraler Kraftwerke darf nicht dazu führen, dezentrale Kapazitäten aus dem Markt zu drängen.

Es muss zudem ein Level-Playing Field für Erneuerbare Technologien und EE-Flexibilitäten sichergestellt werden.

**10. Gibt es aus Ihrer Sicht Gründe, gezielt neue Anlagen zu fördern? (2.000 Zeichen)**

Die Förderung neuer Anlagen bietet die Möglichkeit, bei deren Standortwahl die Aspekte Systemdienlichkeit und langfristige Netzverträglichkeit zu berücksichtigen. Ggf. kann daher eine gesonderte Einbeziehung der BNetzA und/oder der ÜNB sinnvoll sein. Auch im netztechnischen Süden können Kraftwerksstandorte nicht systemdienlich verortet sein, sondern im Gegenteil, lokale oder regionale Netzengpässe verstärken. Dies gilt es zu berücksichtigen.

Es sollte außerdem dringlich vermieden werden, dass Kraftwerke mit hohen Leistungen an Standorten entstehen, an denen diese Leistung aufgrund von aktuellen oder zukünftigen Netzengpässen nicht abgerufen werden kann; insbesondere zu Zeitpunkten der Stromknappheit. Stattdessen sollte die Förderung neuer Kraftwerke im Hinblick einer integrierten Netzplanung und im Einklang mit Netzentwicklungsplänen erfolgen.

**11. Ist aus Ihrer Sicht ein Interessenbekundungsverfahren sinnvoll und erforderlich? Gibt es aus Ihrer Sicht eine geeignetere Alternative? (2.000 Zeichen)**

N / A

**12. Für die Sprinterausschreibungen wurde ein Vergütungsmodell vorgeschlagen (Marktprämien-Modell, vgl. Abschnitt B. II, Nr. 2 a ). Als alternatives Modell wurde eine Investitionskostenförderung (mit einem Brennstoff-CfD, vgl. Abschnitt B.II, Nr. 2 b) dargestellt. Wie bewerten Sie die beiden Modelle:**

- a. Um die Kosten der Förderung auf das notwendige Minimum zu reduzieren?**
- b. Um den Wettbewerb auf den Elektrizitätsmärkten so wenig wie möglich zu beeinträchtigen und um das Ziel der Maßnahme, Strom aus fossilen Kraftwerken aus der Merit-Order zu verdrängen, zu erreichen (bitte differenzieren Sie zwischen den verschiedenen Märkten wie Intraday, Day-ahead etc.)?**
- c. Mit Blick auf die Systemeffizienz, um die Ziele der Maßnahmen zu erreichen? (3.500 Zeichen)**

a. Wahrscheinlich wird zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Wasserstoffsprinterkraftwerke noch kein funktionaler oder ausreichend liquider Wasserstoffmarkt operativ sein. Daraus resultiert, dass die meisten Sprinterkraftwerke wahrscheinlich mithilfe einzelner Lieferverträge mit Wasserstoff beliefert werden. In diesem Kontext stellen CfD eine Gefahr für Überförderungen dar, sollte der Referenzpreis oberhalb der realen, individuellen Wasserstoffbezugskosten liegen.

Diese Konstellation kann insbesondere im Fall von großen Kraftwerken, großen Kraftwerksbetreibern oder großen Lieferanten bestehen, welche wahrscheinlich günstiger Wasserstoff beziehen bzw. anbieten können.

Ebenso stellen CfD je nach Referenzpreis ggf. nur geringe Anreize für niedrige Wasserstoffbezugskosten dar.

Sollten Gebote hingegen den anzulegenden Wert betreffen, stellt dies einen Anreiz für einen möglichst günstigen Wasserstoff-Bezug bzw. für eine günstige Wasserstoffproduktion dar, um möglichst niedrige Gebote platzieren zu können. Da die jährliche Pauschalzahlung vor Gebotsabgabe allen Interessenten bekannt ist, besteht im Fall der gleitenden Marktprämie ebenfalls ein Anreiz für möglichst geringe Investitionskosten.

Daher ist das Marktprämien-Modell vorzuziehen.

b. Es ist nachvollziehbar, dass die Abschöpfung der Sprinterkraftwerke zunächst erzeugungsabhängig erfolgt, um mögliche technische Ausfallrisiken zu berücksichtigen. Dennoch besteht durch die Einführung eines Claw-Backs das Risiko, dass der Anreiz entfällt, bei noch höheren Strompreisen zu produzieren; gerade dann, wenn der Dispatch am dringendsten benötigt wird. Der Prozentwert, um den der Auslösepreis oberhalb des anzulegenden Werts liegt, sollte daher nicht zu gering sein.

Verzerrungen am Intraday-Markt sind grundsätzlich nicht auszuschließen. Aufgrund der begrenzten Leistung der Sprinterkraftwerke sollte dieser Effekt jedoch nicht überschätzt werden.

c. Das Marktprämien-Modell bietet ggf. einen höheren Anreiz, dass individuelle Abnahmeverträge mit Wasserstofflieferanten regional und in Deutschland

abgeschlossen werden. Das Marktprämien-Modell setzt damit Anreize für den nationalen Wasserstoffhochlauf eher als das CfD-Modell.

Wenn die Förderung für den Bezug von Grünem Wasserstoff zusätzlich höher ausgestaltet wird als für einen Bezug von fossilem Blauem Wasserstoff, kann die Zielstellung der CO<sub>2</sub>-Einsparungen besser erreicht werden.

**13. Für sämtliche Ausschreibungen soll ein Rückforderungsverfahren (Clawback-Mechanismus, für wasserstofffähige Gaskraftwerke vgl. Abschnitt B.I, Nr.2 b, für Sprinterkraftwerke vgl. B.II, Nr. 2 d und für Langzeitstromspeicher vgl. B.III, Nr. 2 a) etabliert werden, welches sicherstellt, dass keine Überförderung eintritt.**

- a. **Wie bewerten Sie das skizzierten Verfahren zur erzeugungsabhängigen bzw. -unabhängigen Abschöpfung?**
- b. **Welche Variante ist aus Ihrer Sicht vorzuziehen?**
- c. **Sollten in den Maßnahmen unter 4.1 und 4.8 KUEBLL unterschiedliche Mechanismen oder derselbe Clawback-Mechanismus angewendet werden?**
- d. **Haben Sie konkrete Änderungsvorschläge zur Ausgestaltung des Abschöpfungsmechanismus für eine oder alle Maßnahmen?**
- e. **Welcher Zeitraum sollte von der Abschöpfung umfasst sein – denkbar wäre zum Beispiel der Zeitraum der CAPEX-Förderung, der OPEX-Förderung oder der gesamten Förderung? (3.500 Zeichen)**

- a) Die Abschöpfungsverfahren sind jeweils nachvollziehbar dargestellt und funktional. Für eine abschließende Bewertung bedarf es einer ausführlichen Darstellung der Parametrisierung im Fall einer erzeugungsabhängigen Abschöpfung, um Fehlanreize für einen effizienten Dispatch zu vermeiden.
- b) Erdgaskraftwerke, auch die der ersten Säule des KWStG, sollten erzeugungsunabhängig abgeschöpft werden (Variante B). Die Kraftwerke stellen ein wichtiges Element zu Zeitpunkten von Stromknappheit dar und sollten daher gerade bei sehr hohen Preisen auf unverzerrte Marktsignale reagieren können und müssen. Aktuell ist nicht damit zu rechnen, dass H<sub>2</sub>-ready Kraftwerke im Erdgasbetrieb erheblichen Risiken der Nichtverfügbarkeit ausgesetzt sind. Zudem ist das Rückzahlungsrisiko aufgrund des hoch angesetzten Auslösepreises >430 €/MWh überschaubar und für Betreiber kalkulierbar.
- c) Erdgaskraftwerke der zweiten Säule (4.8 KUEBLL) sind voraussichtlich noch geringeren technischen Risiken, bzw. Nicht-Verfügbarkeiten ausgesetzt. Diese sollten daher erzeugungsunabhängig abgeschöpft werden.
- d) Nein.
- e) Um eine Überförderung zu vermeiden, sollte der Zeitraum der Abschöpfung der gesamten Förderdauer (CAPEX & OPEX) entsprechen.

Siehe hierzu auch Frage 14 Säule 2

**14. Ist der Day-ahead-Markt aus Ihrer Sicht ein geeigneter Referenzmarkt für die Beurteilung, ob ein Wasserstoffkraftwerk fossile Brennstoffe ersetzt?**

**Wenn nicht, welchen alternativen Markt würden Sie vorschlagen? (2.000 Zeichen)**

Der Day-Ahead-Markt stellt zum aktuellen Zeitpunkt mithilfe der Merit-Order eine gute Indikation für den Kraftwerkseinsatz dar. In Abhängigkeit der energiewirtschaftlichen Entwicklungen kann ggf. aber auch der Intraday-Markt dies verstärkt abbilden. Dies sollte zukünftig fortlaufend geprüft werden.

Wichtig ist zudem, dass erneuerbare Kapazitäten im Redispatch oder anderen Netzstabilisierungsmaßnahmen vor fossilen Alternativen abgerufen werden.

**15. Wie beurteilen Sie die vorgegebenen förderfähigen Vollbenutzungsstunden in beiden Maßnahmen (wasserstofffähige Gaskraftwerke und Wasserstoffsprinterkraftwerke)? (2.000 Zeichen)**

Die förderfähigen Vollbenutzungsstunden erscheinen angemessen. Der Wert darf allerdings nicht zu weit erhöht werden, um eine Überförderung zu verhindern. Zudem würden in diesem Fall ggf. geförderte zentrale Flexibilitäten vor effizienten dezentralen genutzt.

**16. Für wasserstofffähige Gaskraftwerke ist die Übertragbarkeit nicht abgerufener förderfähiger Brennstoffmengen bzw. Vollbenutzungsstunden über den vierjährigen Förderzeitraum der Betriebskostenförderung hinaus begrenzt. Ist das aus Ihrer Sicht eine unter Anreizgesichtspunkten in Bezug auf die Nutzung der Brennstoffmengen bzw. Volllaststunden sinnvolle Lösung? (2.000 Zeichen)**

N/A

**17. Wie beurteilen Sie die Beschränkung auf 100% Wasserstoffbetrieb? Halten Sie eine 2% Verunreinigungsregel für angemessen? (2.000 Zeichen)**

N/A

**18. Wie beurteilen Sie den Umstand, dass nach dem verpflichtenden Umstiegsdatum neben dem Wasserstoffbetrieb kein bivalenter Betrieb mit Erdgas ermöglicht wird (vgl. Abschnitt B.I. Nr. 1b)? (2.000 Zeichen)**

An diesem Umstand sollte festgehalten werden. Andernfalls droht, dass das KWStG das Ziel verfehlt, den Wasserstoffhochlauf durch eine kalkulierbare Nachfrage anzureizen. Zudem könnten Kraftwerke dann technisch so umgesetzt werden, dass diese z.B. nur 50 % Wasserstoff-Beimischung erlauben.

Vor allem aber droht durch eine Öffnung für den bivalenten Betrieb eine langfristiger, großskaliger Einsatz von Erdgas und dadurch nicht zuletzt ein Verfehlen der nationalen Klimaschutzziele.

**19. Wie beurteilen Sie die Vorgabe einer 90% Abscheidungsquote bei Anwendung von CCS falls der Umstieg auf Wasserstoff nicht möglich ist? (2.000 Zeichen)**

CCS sollte prinzipiell vor allen Dingen bei Residualemissionen eingesetzt werden. Es darf nicht als Technologie genutzt werden, um einen fossilen Kraftwerksbetrieb länger zu ermöglichen als unbedingt notwendig.

**20. Welcher durchschnittliche Wirkungsgrad sollte Ihrer Meinung nach im Rahmen des Contracts for Difference für die Berechnung der zu fördernden Brennstoffmenge angenommen werden. (vgl. Abschnitt B.I.2.a) (Auswahl + 2.000 Zeichen)**

Auswahl:

- a. <50%
- b. 50-60%
- c. >60% (X)

In GuD-Kraftwerken werden bereits Wirkungsgrade > 60 % erzielt. Ein hoher Wert reizt einerseits hohe Effizienzen der gebauten Kraftwerke an. Andererseits bieten hohe Wirkungsgrade zudem den Anreiz für Betreiber, auch die Abwärmenutzung zu prüfen, um somit den Nutzungsgrad der knappen erneuerbaren Gase zusätzlich zu erhöhen.

**21. Wie sehen Sie die pauschale Finanzierung einer festen Brennstoffmenge? (2.000 Zeichen)**

Eine pauschale Finanzierung bietet Anreize für hohe Wirkungsgrade, siehe vorherige Antwort.

Zudem bedeutet diese Ausgestaltung der Finanzierung einen geringeren bürokratischen Aufwand, um zu verhindern, dass die CfD-Vergütung ausgenutzt wird.

Bei einer individuellen Finanzierung der Brennstoffmenge müssten individuelle Wirkungsgrade berücksichtigt werden. Betreiber könnten niedrigere Wirkungsgrade angeben, um die geförderte Brennstoffmenge zu erhöhen. Zudem haben diese weniger Anreiz für einerseits innovative, hocheffiziente Wärmekraftwerke und andererseits die Nutzung der Abwärme.

**22. Müssen aus Ihrer Sicht die Unterschiede zwischen den Netzentgelten für Erdgas und Wasserstoff im Rahmen der CfD-Berechnung berücksichtigt werden oder macht die Deckelung der Wasserstoffentgelte auf ein marktgängiges Niveau durch das Wasserstoffamortisationskonto eine Berücksichtigung entbehrlich? (2.000 Zeichen)**

Im Fall einer großen Diskrepanz der jeweiligen Netzentgelte kann eine Berücksichtigung unter der Voraussetzung eines überschaubaren bürokratischen Aufwands sinnvoll sein. Die Notwendigkeit einer Berücksichtigung sollte in den folgenden Jahren wiederholt (z.B. 2028, 2032, 2036) anhand der realen Niveaus der Netzentgelte geprüft werden.

**23. Zu den Ausschreibungen für wasserstofffähige Gaskraftwerke sollen nur solche Projekte zugelassen werden, die sich in räumlicher Nähe zum Wasserstoff-**

**Kernnetz befinden (vgl. Abschnitt B.I. Nr. 1 d). Mit welcher maximalen Entfernung (Luftlinie in km) sollte diese „räumliche Nähe“ aus Ihrer Sicht definiert werden und weshalb? (Auswahl + 2.000 Zeichen)**

- Auswahl
  - <20 km
  - 20 (X)
  - 30
  - 50
  - >50

**24. In den Ausschreibungen für umrüstbare Wasserstoffkraftwerke wurde ein Bonusmodell für die regionale Steuerung der Kraftwerke vorgeschlagen, vgl. Abschnitt B.I. Nr. 1 e. Ist dieses Modell aus Ihrer Sicht geeignet? (2.000 Zeichen)**

Der vorgeschlagene Südbonus birgt die Gefahr von strategischen Geboten. Interessenten für Kraftwerke in den Bundesländern des netztechnischen Südens könnten im ersten Gebotstermin erhöhte Gebote abgeben, um dank des Südbonus eine niedrigere Zuschlagskennziffer und somit einen Zuschlag zu erzielen. Sollte aufgrund des höheren Gebots kein Zuschlag erfolgen, können Interessenten das Gebot sukzessive in den nächsten Gebotsterminen verringern.

Somit kann der Bonus in der jetzigen Form dazu führen, dass sich das Fördervolumen insgesamt erhöht.

Zudem stellt dieses Instrument ein sehr grobes Mittel zur Steuerung der Standorte dar, das nicht zwangsläufig dazu beiträgt, Kraftwerke systemdienlich zu verorten. Beispielsweise könnten so weiterhin Kraftwerke vor wichtigen nationalen Netzengpässen platziert werden, welche im schlimmsten Fall durch den Dispatch einen zusätzlichen Redispatch auslösen (siehe Frage 15, Säule 2).

**25. Sehen Sie Alternativen zur regionalen Differenzierung, wo ein Kraftwerkszubau möglichst systemdienlich ist anstelle der gewählten Aufteilung nach Ländern, vgl. Abschnitt B.I. Nr. 1 e?**

- a. Wenn ja, welche?
- b. Ist die Aufteilung ein Drittel vs. zwei Drittel zwischen netztechnischem Norden und Süden angemessen?
- c. Wie bewerten Sie die Einteilung der Bundesländer für den „netztechnischen Süden“? (3.500 Zeichen)

- a. Im Idealfall erfolgt eine Standortbestimmung großer Kraftwerke im Einklang mit Netzentwicklungsplänen. Beispielsweise könnte die Gebotsreihung statt mithilfe eines Südbonus anhand einer Bewertung der BNetzA und/oder unter Einbindung der ÜNB erfolgen, statt Standorte im netztechnischen Süden pauschal besser zu stellen.
- b. Die Aufteilung sollte mithilfe einer Energiesystemanalyse noch einmal kritisch geprüft werden.

- c. Generell ist die Einteilung nachvollziehbar, jedoch sollte die Systemdienlichkeit des Kraftwerksstandorts kritisch untersucht werden.

**26. Wie bewerten Sie die technischen Mindestanforderungen in den Abschnitten B.I.1.g und B.II.1.d? (3.500 Zeichen)**

N/A

**27. Fehlinvestitionen in fossile Kraftwerke und Situationen, in denen die ausgeschriebenen Anlagen zum Zeitpunkt des Brennstoffwechsels nicht ans Netz gehen können, weil das Wasserstoffnetz im netztechnischen Süden nicht ausreichend ausgebaut ist, sollten vermieden werden.**

- a. Wie beurteilen Sie in diesem Zusammenhang eine Nichtanwendung des Südbonus für den Fall, dass bestimmte Meilensteine des Wasserstoffnetzausbaus zum Zeitpunkt der Ausschreibungen nicht erfüllt sind?
- b. Welche konkreten Meilensteine würden Sie für notwendig erachten? (2.000 Zeichen)

Um die deutschen Klimaschutzziele zu erreichen, sollte dieser Fall in dieser Säule tunlichst vermieden werden. Eine Nichtanwendung des Südbonus kann daher in diesem Fall sinnvoll sein.

Allerdings ist unklar, ob bis zum Zeitpunkt der letzten Ausschreibung bereits konkrete Meilensteine geprüft werden können, da die Kraftwerke erst 2038-2040 auf Wasserstoff umstellen müssen. Daher sollte bei der jeweiligen Bezuschlagung bzw. der Gebotsreihung die BNetzA konsultiert werden.

Die BNetzA sollte in regelmäßigen Zeitabständen kritisch den Ausbau des Wasserstoffkernnetzes, das bis 2037 fertig gestellt werden soll, prüfen und mit den Kraftwerksstandorten abgleichen.

**28. Welche der beiden Preissetzungsregeln „Pay-as-bid“ und „Pay-as-cleared“ halten Sie für das bzw. die Auktionsverfahren für geeignet? (Auswahl + 2.000 Zeichen)**

Beide Verfahren bieten das Risiko strategischer Gebote. Um allerdings eine Überförderung der Kraftwerke zu vermeiden, sollte „Pay-as-bid“ angewendet werden.

**29. Wie viele Stunden kann ein typisches neues Gaskraftwerk ohne signifikante Instandhaltungsinvestitionen laufen? (1.000 Zeichen)**

N/A

**30. Was ist in der Regel die größte Investition, die bei einem neuen Gaskraftwerk getätigt wird? In welchem Verhältnis stehen die Investitionskosten in ein neues Gaskraftwerk zu**

**den Kosten für die Umrüstung eines solchen neuen Gaskraftwerks zu einem wasserstofffähigen Gaskraftwerk? (2.000 Zeichen)**

N/A

**31. Wie viele Stunden pro Jahr sind derzeit Gaskraftwerke auf dem deutschen Markt in Betrieb? (Auswahl + 2.000 Zeichen)**

N/A

**32. 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. (2.000 Zeichen)**

N/A

**33. Wie viele Stunden pro Jahr werden Kraftwerke auf dem deutschen Markt nach der Umstellung auf Wasserstoff bis zum Ende ihrer Lebensdauer in Betrieb sein? Und wie viele Stunden, bevor größere (Instandhaltungs-)Investitionen erforderlich werden? Bitte erläutern Sie, wie die Schätzung berechnet wurde. (2.000 Zeichen)**

N/A

**34. Wie schätzen Sie die Beschränkung des Höchstpreises für die Gebote für wasserstofffähige Gaskraftwerke auf 80 Prozent der mit der Investition verbundenen Kosten, d.h. Investitionskosten einschließlich Kapitalkosten ein (vgl. Abschnitt B.I. Nr. 2 a) auch vor dem Hintergrund, dass in den ersten sieben Jahren Stromerlöse als Gaskraftwerk ohne Abschöpfung erzielt werden kann? (2.000 Zeichen)**

Die hohe Beschränkung birgt eine Gefahr der Überförderung. Gerade in Anbetracht des Erlössicherungsbeitrags i.H.v. bis zu 300 €/MWh.

Um eine Überförderung der Anlagen zu vermeiden, bedarf es einer tieferen Analyse der zu erwirtschaftenden Deckungsbeiträge, welche ggf. einen niedrigen Prozentsatz rechtfertigen.

**35. Zur Ausschreibung wasserstofffähiger Gaskraftwerke: Es wird vorgeschlagen, die Maßnahme auf solche Nachrüstungen zu begrenzen, deren Kosten mindestens 70 Prozent der Kosten eines möglichen neuen wasserstofftauglichen Gaskraftwerks betragen, vor allem weil davon ausgegangen wird, dass sich weniger teure Nachrüstungen ohne Unterstützung auf dem Markt entwickeln würden.**

**Was halten Sie von dieser Einschränkung und den ihr zugrunde liegenden Annahmen?**

**Welche Investitionsschwelle könnte Kosteneffizienz gewährleisten und das richtige Maß an Wettbewerb ermöglichen? (2.000 Zeichen)**

Die Begründung des Mindestprozentwerts ist grundsätzlich nachvollziehbar. Dennoch besteht hier die Gefahr, dass bereits bestehende Gaskraftwerke aufgrund des Mindestwerts (strategisch) hohe Umrüstungskosten angeben, um eine Förderung zu erhalten.

Zum aktuellen Zeitpunkt ist nicht absehbar, wann die Brennstoffkostendifferenz zwischen Erdgas und Wasserstoff so hoch sein wird, dass sich bei nur wenigen Volllaststunden eine Umrüstung rein wirtschaftlich begründen lässt. Daher ist eine abschließende Betrachtung nicht möglich.

**36. Inwieweit sind aus Ihrer Sicht die auszuschreibenden Gesamtkapazitäten für neue Kraftwerke als erster Schritt auf dem Weg zur Dekarbonisierung des Kraftwerksparks notwendig? (2.000 Zeichen)**

Um einen rechtzeitigen Kohleausstieg zu ermöglichen, bedarf es zwingend neuer Flexibilitäten im Stromsystem.

Der vorliegende Entwurf ist jedoch auch mit Gefahren für die Dekarbonisierung verbunden. Dies betrifft insbesondere die langfristige staatliche Förderung von fossilen Brennstoffen sowie die Förderung von fossilem, Blauem Wasserstoff. Insbesondere, wenn dies bis in die 2040er Jahre vorgesehen ist.

Bei zentralen Ausschreibungen für Kraftwerke muss stärker berücksichtigt werden, wie sich diese auf die Nutzung von dezentralen, erneuerbaren Flexibilitäten auswirken. Die Förderung der zentralen Kapazitäten darf nicht dazu beitragen, dezentrale aus dem Markt zu drängen.

**37. Welcher Teil der derzeit verfügbaren Gaskraftwerks-Kapazität in Deutschland kann Ihrer Einschätzung nach zu welchen Kosten am ersten Tag des achten Jahres nach Inbetriebnahme auf einen wasserstoffbasierten Betrieb umgestellt werden? (2.000 Zeichen)**

N/A

**38. Betreiben Sie ein oder mehrere Gaskraftwerke in Deutschland? (Auswahl)**

Nein

**39. Gibt es von Ihrer Seite derzeit Pläne, in neue Erdgaskraftwerke in Deutschland zu investieren? (Auswahl)**

Nein

**40. Planen Sie die Errichtung eines H<sub>2</sub>-ready/wasserstofffähigen Kraftwerks? (Auswahl + 2.000 Zeichen)**

**(X)** Nein

Green Planet Energy investiert nicht in fossile Kraftwerke.

Investitionen in Wasserstoffsprinterkraftwerke oder Langzeitspeicher hingegen schließen wir nicht aus.

**41. Planen Sie bestehende Kraftwerke in Deutschland auf den Einsatz von erneuerbarem oder CO<sub>2</sub>-armem Wasserstoff umzurüsten? (Auswahl + 2.000 Zeichen)**

**(X)** Nein

Green Planet Energy betreibt keine fossilen Kraftwerke.

**42. Wäre aus Ihrer Sicht eine staatliche Förderung erforderlich, um die Umstellung Ihrer bestehenden Gasanlagen auf die Verwendung von 100% erneuerbarem oder CO<sub>2</sub>-armem Wasserstoff zu ermöglichen? (Auswahl)**

**(X)** Nein

**43. Welche Kosten entstehen Ihrer Ansicht nach für den Bau neuer wasserstofffähiger Anlagen und für die Umrüstung von Gaskraftwerken auf 100% Wasserstoffbetrieb? (2.000 Zeichen)**

N / A

**44. Wie schätzen Sie die Entwicklung des Wasserstoffmarktes ein? (2.000 Zeichen)**

Nach unserer Einschätzung wird Wasserstoff in den nächsten Jahren weiterhin über individuelle Lieferverträge gehandelt werden. Die Etablierung eines nationalen Marktes wird noch dauern.

**45. Sehen Sie Situationen, in denen die Kraftwerke auch nach 2035 weiterhin am Strommarkt auf Erdgasbasis agieren müssen? (Auswahl)**

**(X)** Nein

**46. Sollten zusätzliche Sicherheitsvorkehrungen getroffen werden, um die weitere Nutzung von Erdgas zur Stromerzeugung auf dem Strommarkt nach 2035 zu verhindern? (Auswahl)**

**(X)** Ja

**47. Werden Ihrer Meinung nach die Förderung des Einsatzes von Wasserstoff in der Stromerzeugung und damit einhergehende Skaleneffekte bei der Herstellung von**

**Wasserstoff dazu führen, dass die Kosten für Wasserstoff für den Einsatz in der Industrie perspektivisch sinken werden und der Hochlauf der Wasserstoffindustrie angeschoben wird? (Auswahl + 2.000 Zeichen)**

Ja

Die perspektivische Abnahme von Kraftwerken kann dazu beitragen, Elektrolyseprojekten mehr Investitionssicherheiten zu geben. Ebenso kann dies ein verstärkender Faktor zur rechtzeitigen Inbetriebnahme des Wasserstoffkernnetzes sein.

Der Effekt der 7 GW H<sub>2</sub>-ready Kraftwerke mit mindestens 200 Stunden pro Jahr darf allerdings nicht überschätzt werden. Es bedarf daher weiterer politischer Unterstützung für den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft abseits des KWVG.

Das KWVG bietet dabei die Chance, spezifisch den Grünen Wasserstoffhochlauf anzureizen. Das kann erreicht werden, indem Betriebskostenförderungen einen Bezug von erneuerbarem, Grünen Wasserstoff stärker fördern als einen Bezug von fossilem, auch wenn dieser kohlenstoffarm ist. Fehlanreize für fossile Lock-Ins und damit verbundene höhere volkswirtschaftliche Kosten sollten vermieden werden.

**48. Ist CCS in Verbindung mit Erdgasverstromung eine wirtschaftliche Alternative zur Wasserstoffverstromung? (Auswahl)**

Nein

**49. Haben Sie weitere Anmerkungen zur Angemessenheit und zu den Auswirkungen der hier beschriebenen Maßnahmen auf den Wettbewerb? (3.500 Zeichen)**

Die in dem KWVG avisierten 12 GW gesicherte Leistung schwächen den Wettbewerb am Strommarkt insgesamt. Angesichts der zunehmend entstehenden Negativstunden und Preisspitzen wird aktuell massiv in Flexibilität wie z.B. Batteriespeicher investiert. Eine Kraftwerkstrategie hemmt diese Investitionsanreize, da Projektierer und Betreiber von z.B. Speichern mit geringeren Price Spreads, und somit mit geringeren Einnahmen rechnen müssen. Dieses "Crowding out" von anderweitigen Investitionen in grüne Flexibilitäten gilt es so weit wie möglich zu vermeiden. Die Subventionierung von fossilen Gaskraftwerken vis-à-vis der am Markt finanzierten flexiblen Einheiten, ist zu kritisieren. Kapazitätsmärkte wirken wie eine Markteintrittsbarriere auf innovative Technologien, die in den Markt hineindrängen. Aus diesem Grund ist mit volkswirtschaftlichen Ineffizienzen und insgesamt höheren Gesamtsystemkosten zu rechnen. Aus diesem Grund sind die Volumina von zusätzlichen geförderten Gaskraftwerke aus volkswirtschaftlicher Sicht unbedingt zu begrenzen.

## Säule 2: Gaskraftwerke zur Versorgungssicherheit

### 1. Wie bewerten Sie die Beihilfefähigkeit der im Konsultationsdokument beschriebenen Maßnahmen? (2.000 Zeichen)

Das KWVG ist insofern beihilferechtlich problematisch, als dass die zweite Säule der Ausschreibung als Dekarbonisierungsmaßnahme angegeben ist. Analysen des Forums Ökologische-Soziale Marktwirtschaft haben ergeben, dass die Vermeidungskosten in diesem Segment fragwürdig sind (Siehe [Link](#) zur Studie). Es ist daher fraglich, inwiefern der Neubau als Beitrag zum Klimaschutz und somit unter dem Kapitel der Dekarbonisierung beihilferechtlich zu prüfen ist.

### 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? (2.000 Zeichen)

- Ein Kapazitätsmechanismus birgt das Risiko der Verdrängung grüner Flexibilitäten, insbesondere wenn der Anteil der Gaskraftwerke zu überdimensioniert ist und es zu Überkapazitäten kommt. Dies ist insbesondere relevant, sofern eine zentral administrierte Komponente konzipiert wird, die durch die BNetzA oder ÜNBs verwaltet wird. Hier ist ein kritisches und iteratives Vorgehen gefragt, um die Kraftwerksmengen nicht zu überschätzen.
- Aktuell erleben wir eine erhebliche Investitionsdynamik in Batteriespeicher. Diese darf nicht durch einen wie auch immer gearteten Kapazitätsmechanismus abgeschwächt werden (Attentismus, Wettbewerbsverzerrung, erwartete Ineffizienzen). Aus diesem Grund ist der zentrale Kapazitätsmechanismus möglichst schlank zu halten.
- Ein Kapazitätsmechanismus muss unbedingt dezentrale Flexibilitäten integrieren. Dies ist besonders relevant, da dezentrale, haushaltsnahe Flexibilitäten wie z.B. Wärmepumpen oder E-Mobilität in diesem Jahrzehnt im Gigawattmaßstab ausgebaut werden. Sollten diese Flexibilitäten aufgrund fossiler Überkapazitäten nicht ausgebaut werden, hat dies negative Auswirkungen auf die Marktwerte Erneuerbarer Energien, was wiederum die Förderkosten ansteigen lässt. Das Resultat: höhere Gesamtsystemkosten.
- Technologieoffenheit ist ein weiteres Kriterium für einen Kapazitätsmechanismus. Es ist grundsätzlich essenziell, dass neue Erneuerbare Technologien durch das Auktionsdesign bzw. die Parametrisierung (z.B. De-Rating Faktoren) in der zentralen Komponente nicht benachteiligt oder diskriminiert werden. Prinzipiell sollten Erneuerbare Erzeugungstechnologien bevorzugt zum Einsatz kommen. Ein Kapazitätsmechanismus muss dringend innovationsoffen sein und sich nicht nur retrospektiv an Bestandstechnologien orientieren.
- Wettbewerbsverzerrung und Akkumulierung von Marktmacht sind unbedingt zu vermeiden.
- Ein Kapazitätsmechanismus muss so ausgelegt sein, dass grüne Flexibilitäten vorrangig zum Einsatz kommen.

**3. Wie bewerten Sie die Einschätzung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz zur Methode und Schätzung der Subvention pro vermiedener Tonne Emissionen in CO<sub>2</sub>-Äquivalenten, vgl. Abschnitt C.V.? Haben Sie Verbesserungsvorschläge zur Methodik? (2.000 Zeichen)**

Die Annahmen der Berechnungen gehen bisher nur unzureichend aus dem Konsultationsdokument hervor. Dies betrifft insbesondere die folgenden Aspekte (siehe hierzu auch Antwort auf Frage 4 der ersten Säule):

1) Höhe der staatl. Förderung

Aktuell geht nicht hervor, mit welchen Gesamtinvestitionskosten und welchen Förderquoten das BMWK rechnet. Dies erschwert auch eine Empfehlung bzgl. der Obergrenze der Gebote. Zur Schätzung der Subvention pro vermiedener Tonne Emissionen sollte mit Bandbreiten gerechnet werden.

2) Annahmen zu produzierten Strommengen

Die produzierte Strommenge wird mit 387 TWh aus Erdgas angegeben. Es ist höchst fraglich, ob dies im Einklang mit den Klimaschutzzielen steht. Insbesondere, da in den bisherigen Berechnungen die Emissionen der Vorkette der Erdgasproduktion nicht berücksichtigt werden. Zudem sollte auch hier eine Bandbreite in Abhängigkeit der Szenarien angewendet werden.

3) „Verdrängte“ Strommenge

Es ist nicht realistisch, dass die produzierte Strommenge der hier auszuschreibenden Kraftwerke gänzlich CO<sub>2</sub>-intensiveren Strom aus dem Netz drängt.

4) Verdrängter Referenzstrommix

Die aus den beiden Szenarien A und B resultierenden Emissionsfaktoren scheinen plausibel, sollten allerdings aufgrund der Länge des betrachteten Zeitraums (2029-2045) modelliert werden. Zudem ist zu prüfen, ob die Szenarien im Einklang mit den nationalen Klimaschutzzielen stehen.

Zusammenfassend sind die angegebenen Schätzungen der Subvention pro vermiedener Tonne Emissionen mit großer Wahrscheinlichkeit zu positiv (niedrig) angegeben und bedürfen vertiefenden Analysen. Insbesondere bei der zweiten Säule des KWVG besteht somit das Risiko, dass dies fälschlicherweise als wirksame und ökonomisch effiziente Klimaschutzmaßnahme interpretiert wird.

Green Planet Energy hat die Schätzungen im Rahmen einer Analyse des Forums für Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft prüfen lassen. Die Analyse ist unter diesem [Link](#) abrufbar.

**4. Wie bewerten Sie die unter Abschnitt A. skizzierte Ausgestaltung bzw. die Ausgestaltungsoptionen der Fördermaßnahmen? (3.500 Zeichen)**

Bei der Ausgestaltung der Fördermaßnahmen muss gewährleistet sein, dass Strom aus Erdgas mithilfe der Merit-Order nicht vor erneuerbaren Flexibilitätten eingesetzt wird.

Das Risiko der Wettbewerbsverzerrung ist zudem in großem Maße davon abhängig, wie diese zentrale Komponente des KWVG im Fall eines kombinierten Kapazitätsmarkts mit

der dezentralen Komponente interagiert. Die Marktmacht von Betreibern großer zentraler Kraftwerke darf nicht dazu führen, dezentrale Kapazitäten aus dem Markt zu drängen.

Es muss zudem ein Level-Playing Field für Erneuerbare Technologien und EE-Flexibilitäten sichergestellt werden.

**5. Wie bewerten Sie die in A.I.2. enthaltenen Festlegungen für die Definition einer Neuanlage? (2.000 Zeichen)**

Die Definition einer Neuanlage ist angemessen.

**6. Wie bewerten Sie eine Mindestgröße von 10 MW steuerbare elektrische Netto-Nennleistung der Kapazität in den Ausschreibungen, vgl. Abschnitt A.I.3? (Auswahl + 2.000 Zeichen)**

Auswahl:

- Positiv (X)
- Eher positiv
- Eher negativ
- Negativ

**7. Welche der beiden Preissetzungsregeln „Pay-as-bid“ und „Pay-as-cleared“ halten Sie für das Auktionsverfahren für geeignet? (Auswahl + 2.000 Zeichen)**

Beide Verfahren bieten das Risiko strategischer Gebote. Um allerdings eine Überförderung der Kraftwerke zu vermeiden sollte „Pay-as-bid“ angewendet werden.

**8. Wie bewerten Sie die vorgenommene Definition des „netztechnischen Südens“, vgl. Abschnitt A.I.4.d, Rn. 17 ff? Sind Ihnen besser geeignete Vorschläge bekannt, einen systemdienlichen Zubau anzureizen? (3.500 Zeichen)**

Im Idealfall erfolgt eine Standortbestimmung großer Kraftwerke im Einklang mit Netzentwicklungsplänen. Beispielsweise könnte die Gebotsreihung statt mithilfe eines Südbonus anhand einer Bewertung der BNetzA und/oder unter Einbindung der ÜNB erfolgen, statt Standorte im netztechnischen Süden pauschal besser zu stellen.

**9. Wie bewerten Sie die unter Abschnitt A. skizzierte Ausgestaltung bzw. die Ausgestaltungsoptionen der Fördermaßnahmen? (2.000 Zeichen)**

Die aktuelle Ausgestaltung unterscheidet beim Erhalt der Förderung nicht zwischen strombasiertem und erdgasbasiertem Wasserstoff, wodurch das Risiko einer erheblichen Nachfrage nach Blauem Wasserstoff entsteht. Da die Kraftwerke teils erst 2033 in Betrieb gehen müssen, ist das aktuelle Design darauf ausgelegt, dass fossiler Wasserstoff trotz der ökonomischen, ökologischen und sozialen Kosten der

Erdgasförderung noch bis 2045 in der gleichen Form staatlich gefördert wird wie Grüner Wasserstoff. Für Betreiber gibt es keinen finanziellen Anreiz Grünen Wasserstoff zu nutzen. Um das Ziel der Dekarbonisierung bestmöglich zu erreichen, muss die Brennstoffkostenförderung der H2-ready-Gaskraftwerke so gestaltet sein, dass ein Bezug von erneuerbarem Grünen Wasserstoff angereizt wird.

Ein Überangebot und eine Überförderung zentraler Kapazitäten stellen ein Risiko für Investitionen in kleinere, dezentrale aber andererseits systemeffizienterer Flexibilitäten dar. Gaskraftwerke könnten grüne Flexibilitäten wie z.B. Batterien "outcrowden". Daher sollte das Volumen der Ausschreibung als auch die Höhe der Förderung stets in Anbetracht des dezentralen Flexibilitätsangebots kritisch geprüft werden. Aufgrund der mangelnden Kostentransparenz ist unklar, welche fossilen Förderkosten entstehen (siehe [FÖS Analyse](#)). Zusammenfassend sind die angegebenen Schätzungen der Subvention pro vermiedener Tonne Emissionen mit großer Wahrscheinlichkeit zu positiv (niedrig) angegeben und bedürfen vertiefenden Analysen. Insbesondere bei der zweiten Säule des KWSG besteht somit das Risiko, dass dies fälschlicherweise als wirksame und ökonomisch effiziente Klimaschutzmaßnahme interpretiert wird. Es ist unbedingt notwendig, den Abschöpfungsmechanismus sinnvoll zu gestalten, um Übergewinne zu verhindern. Dies ist auch relevant mit Blick auf den Kapazitätsmechanismus, in dem grüne dezentrale Flexibilitäten mit fossilen Gaskraftwerken im Wettbewerb stehen und in keinem Fall diskriminiert werden dürfen.

**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? (2.000 Zeichen)**

Siehe auch Frage 8 Säule 1

Die Maßnahmen können grundsätzlich dazu beitragen, die Versorgungssicherheit im Stromsystem in Notsituationen aufrecht zu erhalten.

Allerdings bietet die aktuelle Ausgestaltung das Risiko eines fossilen Lock-Ins und stellt damit auch eine Gefahr für die nationalen Klimaschutzziele dar. Daher sollte die Förderung fossiler Kapazitäten mit einem klaren Phase-Out kombiniert werden. Erdgaskraftwerke dürfen nicht bis 2047 gefördert werden. (Siehe hierzu auch Antwort auf Frage 25 dieses Surveys.)

Zudem stellt die staatliche Förderung von zentralen Kapazitäten eine Gefahr für eine effiziente Energiewende dar. Der bisherige Erfolg der deutschen Energiewende beruht in erheblichem Maße darauf, dass das System sich von einem zentralen hin zu einem dezentraleren entwickeln konnte. Es beruht ebenso darauf, dass die notwendigen Investitionen von einer breiten Gruppe geprägt von hoher Akteursvielfalt getätigt werden konnten.

Ein Überangebot und eine Überförderung zentraler Kapazitäten stellen ein Risiko für Investitionen in kleinere, dezentrale aber andererseits systemeffizienter Flexibilitäten dar. Daher sollte das Volumen der zentralen Ausschreibung als auch die Höhe der Förderung stets in Anbetracht des dezentralen Flexibilitätsangebots kritisch geprüft werden.

**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? (3.500 Zeichen)**

Bei der Ausgestaltung der Fördermaßnahmen muss gewährleistet sein, dass Strom aus Erdgas mithilfe der Merit-Order nicht vor erneuerbaren Flexibilitäten eingesetzt wird.

Das Risiko der Wettbewerbsverzerrung ist zudem in großem Maße davon abhängig, wie diese zentrale Komponente des KWStG im Fall eines kombinierten Kapazitätsmarkts mit der dezentralen Komponente interagiert. Die Marktmacht von Betreibern großer zentraler Kraftwerke darf nicht dazu führen, dezentrale Kapazitäten aus dem Markt zu drängen.

Es muss ein Level-Playing Field für Erneuerbare Technologien und EE-Flexibilitäten sichergestellt werden.

**12. Gibt es aus Ihrer Sicht Gründe, mit der gezielten Förderung neuer Anlagen zu beginnen? (Auswahl + 2.000 Zeichen)**

Ja

Die Förderung neuer Anlagen bietet die Möglichkeit, bei deren Standortwahl die Aspekte Systemdienlichkeit und langfristige Netzverträglichkeit zu berücksichtigen. Ggf. kann daher eine gesonderte Einbeziehung der BNetzA und/oder der ÜNB sinnvoll sein.

Es sollte dringlich vermieden werden, dass Kraftwerke mit hohen Leistungen an Standorten entstehen, an denen diese Leistung aufgrund von aktuellen oder zukünftigen Netzengpässen nicht abgerufen werden kann; insbesondere zu Zeitpunkten der Stromknappheit. Stattdessen sollte die Förderung neuer Kraftwerke im Hinblick einer integrierten Netzplanung und im Einklang mit Netzentwicklungsplänen erfolgen.

Siehe hierzu auch Frage 10 Säule 1

**13. Ist aus Ihrer Sicht ein Interessenbekundungsverfahren sinnvoll und erforderlich? Gibt es aus Ihrer Sicht eine geeignetere Alternative? (2.000 Zeichen)**

N / A

**14. Für sämtliche Ausschreibungen soll ein Rückforderungsverfahren (Clawback-Mechanismus, vgl. auch Abschnitt A.II.2) etabliert werden, welches sicherstellt, dass keine Überförderung eintritt.**

- a. Wie bewerten Sie die skizzierten Verfahren zur erzeugungsabhängigen bzw. -unabhängigen Abschöpfung?
- b. Welche Variante ist aus Ihrer Sicht vorzuziehen?
- c. Sollten unterschiedliche oder identische Abschöpfungsmechanismen nach 4.1 und 4.8 angewandt werden?
- d. Wie bewerten Sie die Mindesthöhe des Auslösepreises von 430 Euro/MWh?

**e. Wie bewerten Sie die Ermittlung des Höchstpreises? (3.500 Zeichen)**

- a) Die Abschöpfungsverfahren sind jeweils nachvollziehbar dargestellt und funktional. Für eine abschließende Bewertung bedarf es einer ausführlichen Darstellung der Parametrisierung im Fall einer erzeugungsabhängigen Abschöpfung, um Fehlanreize für einen effizienten Dispatch zu vermeiden.
- b) Erdgaskraftwerke sollten erzeugungsunabhängig abgeschöpft werden (Variante B). Die Kraftwerke stellen ein wichtiges Element in Zeitpunkten von Stromknappheit dar und sollten daher gerade bei sehr hohen Preisen auf unverzerrte Marktsignale reagieren können und müssen. Erdgaskraftwerke sind technologisch ausgereift und daher kaum erheblichen Risiken der Nichtverfügbarkeit ausgesetzt sind. Zudem ist das Rückzahlungsrisiko aufgrund des hoch angesetzten Auslösepreises >430 €/MWh überschaubar und für Betreiber kalkulierbar.
- c) Erdgaskraftwerke der zweiten Säule (4.8 KUEBLL) sind voraussichtlich nur sehr geringen technischen Risiken, bzw. Nicht-Verfügbarkeiten ausgesetzt. Diese sollten daher erzeugungsunabhängig abgeschöpft werden.
- d) Es bedarf einer genaueren Analyse, um die aus den kalkulierten Volllaststunden resultierenden Deckungsbeiträge jährlich und insgesamt zu bestimmen. Hieraus sollten Ableitungen für die maximale Förderhöhe der Investitionskosten gezogen werden, um eine Überförderung fossiler Kapazitäten zu vermeiden. Diese dürfen im Wettbewerb mit erneuerbaren Kapazitäten nicht bessergestellt werden.
- e) Der Höchstwert der Gebote ist zum aktuellen Zeitpunkt nicht bekannt. Es ist jedoch davon auszugehen, dass die Investitionskosten für reine Erdgaskraftwerke deutlich geringer sind als für H2-ready Kraftwerke der ersten Säule. Insbesondere sind Erdgaskraftwerke der zweiten Säule aber aufgrund des technologischen Reifegrades deutlich geringen technischen Risiken ausgesetzt.  
Es ist daher nicht nachvollziehbar, warum diese Erdgaskraftwerke Gebote in Höhe der Investition in eine offene Gasturbine als Benchmark multipliziert mit einem Faktor „signifikant größer Eins“ tätigen können. Dieser Faktor sollte kleiner als Eins sein. Andernfalls droht eine massive Überförderung fossiler Kapazität und damit verbunden eine erhebliche Wettbewerbsverzerrung.

**15. In den Ausschreibungen für neue steuerbare Kapazitäten zur Stromerzeugung wurde weiter oben ein Bonusmodell für die regionale Steuerung der Kraftwerke vorgeschlagen, vgl. Abschnitt A.I.4. d. Ist dieses Modell aus Ihrer Sicht geeignet? (Auswahl + 2.000 Zeichen)**

**(x)** Nein

Der vorgeschlagene Südbonus birgt die Gefahr von strategischen Geboten. Interessenten für Kraftwerke in den Bundesländern des netztechnischen Südens könnten im ersten Gebotstermin erhöhte Gebote abgeben, um dank des Südbonus eine niedrigere Zuschlagskennziffer und somit einen Zuschlag zu erzielen. Sollte aufgrund des höheren Gebots kein Zuschlag erfolgen, können Interessenten das Gebot sukzessive in den nächsten Gebotsterminen verringern.

Somit kann der Bonus in der jetzigen Form dazu führen, dass sich das Fördervolumen insgesamt erhöht.

Zudem stellt dieses Instrument ein sehr grobes Mittel zur Steuerung der Standorte dar, das nicht zwangsläufig dazu beiträgt, Kraftwerke systemdienlich zu verorten. Beispielsweise könnten so weiterhin Kraftwerke vor wichtigen nationalen Netzengpässen platziert werden, welche im schlimmsten Fall durch den Dispatch einen zusätzlichen Redispatch auslösen.

**16. Sehen Sie Alternativen zur regionalen Differenzierung, wo ein Kraftwerkszubau möglichst systemdienlich ist anstelle der gewählten Aufteilung nach Ländern und wenn ja, welche, vgl. Abschnitt A.I.4. d? Ist die Aufteilung 70-30 zwischen netztechnischem Norden und Süden angemessen? Wie bewerten Sie die Einteilung der Bundesländer für den „netztechnischen Süden“? (3.500 Zeichen)**

Im Idealfall erfolgt eine Standortbestimmung großer Kraftwerke im Einklang mit Netzentwicklungsplänen. Beispielsweise könnte die Gebotsreihung statt mithilfe eines Südbonus anhand einer Bewertung der BNetzA und/oder unter Einbindung der ÜNB erfolgen, statt Standorte im netztechnischen Süden pauschal besser zu stellen.

Die Aufteilung sollte mithilfe einer Energiesystemanalyse noch einmal kritisch geprüft werden.

Siehe Frage 8, Säule 2

**17. Wie bewerten Sie die Mindestanforderungen für die teilnehmenden Anlagen unter Abschnitt A.I.4.b? (Auswahl + 2.000 Zeichen)**

N / A

**18. Wie bewerten Sie den Umgang mit Kraftwerksprojekten an systemrelevanten Standorten, vgl. Abschnitt A.I.4.c.? (Auswahl + 2.000 Zeichen)**

Auswahl:

- Positiv (X)
- Eher positiv
- Eher negativ
- Negativ

Im Fall eines Interessenkonflikts sollte die Versorgungssicherheit in diesem Kontext stets Vorrang haben. Daher ist es richtig, dass die BNetzA in diesen Fällen kontaktiert wird, um die Konflikte individuell zu überprüfen und zu lösen.

**19. Wie bewerten Sie eine Anforderung, mit Abgabe des Gebotes ein Abwärmenutzungskonzept vorzulegen? (2.000 Zeichen)**

Die Anforderung, ein Abwärmenutzungskonzept vorzulegen, ist sehr positiv zu bewerten. Dies erhöht den Nutzungsgrad der Anlage und bietet zudem den Anreiz, die Kraftwerke möglichst systemdienlich auszulegen.

**20. Wie viele Stunden kann ein typisches neues Gaskraftwerk ohne signifikante Instandhaltungsinvestitionen laufen? (1.000 Zeichen)**

N/A

**21. Was ist in der Regel die größte Investition, die bei einem neuen Gaskraftwerk getätigt wird? (1.000 Zeichen)**

N/A

**22. Wie viele Stunden pro Jahr sind derzeit Gaskraftwerke auf dem deutschen Markt in Betrieb? (Auswahl + 2.000 Zeichen)**

N/A

**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. (2.000 Zeichen)**

N/A

**24. Wie kann das Erfordernis der verursachergerechten Kostentragung (vgl. Rn. 367 KUEBLL) am besten umgesetzt werden? (2.000 Zeichen)**

Solange Kraftwerke der zweiten Säule sich eigenständig an den kurzfristigen Energiemärkten optimieren können, besteht der Dispatch-Anreiz in Form des jeweiligen Day-Ahead-Preises oder im Intraday-Markt. Eine verursachergerechte Kostentragung kann mithilfe funktionaler Kurzfristmärkte sichergestellt werden.

Sollten die Kraftwerke der zweiten Säule in eine Reserve überführt werden, könnte eine Kostentragung mithilfe von dynamischen Umlagen oder Netznutzungsentgelten gewährleistet werden. Die Dynamisierung ermöglicht, dass Verbraucher Netzengpässe antizipieren können und das eigene Verbrauchsverhalten daran anpassen können.

**25. Wie kann aus Ihrer Sicht die Vereinbarkeit mit den europäischen und nationalen Klimaschutzzielen sichergestellt werden (vgl. auch Rn. 369 KUEBLL)? (2.000 Zeichen)**

Es ist nicht mit den Klimaschutzzielen vereinbar, dass diese Kraftwerke eine jährliche Förderung bis 2047 erhalten.

Es sollten mit der Einführung der staatlichen Förderung für fossile Kraftwerke, welche regulär bis 2032 in Betrieb genommen werden, klare Ausstiegsszenarien überprüft und ein Phase-Out aus der erdgasbasierten Stromproduktion definiert werden. Dies sollte

nicht den Anlagenbetreibern überlassen werden, sondern regulatorisch festgehalten werden.

Um eine Vereinbarkeit mit den Klimaschutzzielen sicherzustellen, sollte zudem im Rahmen einer Systemanalyse geprüft werden, ob eine Obergrenze der jährlichen Vollbenutzungsstunden eingeführt werden sollte.

Ebenso sollte überprüft werden, ob die Kraftwerke der zweiten Säule des KWVG zum Zweck der Versorgungssicherheit zu einem späteren Zeitpunkt ggf. in der Reserve zur Netzstabilisierung überführt werden. Mittel- bis langfristig sollten sich diese Anlagen nicht mehr individuell am Markt optimieren können. Es droht, dass die erdgasbasierte Stromproduktion andere Flexibilitätsoption aus dem Markt drängt und somit vermeidbare Emissionen resultieren. Die Stromproduktion aus Kraftwerken der zweiten Säule sollte stets nachrangig erfolgen, sodass zunächst eine Lastflexibilisierung oder Kapazitäten aus erneuerbaren Anlagen eingesetzt werden.

Schließlich müssen bei der Ermittlung der Emissionsfaktoren der Kraftwerke die Emissionen der Vorkette berücksichtigt werden.

**26. Wie bewerten Sie vor dem Hintergrund der vorherigen Frage 25 die Möglichkeiten, ein Kraftwerk H<sub>2</sub>-ready zu errichten und später auf Wasserstoff umzurüsten oder CCS/CCU-Techniken zu nutzen? (2.000 Zeichen)**

CCS sollte prinzipiell vor allen Dingen bei Residualemissionen eingesetzt werden. Es darf nicht als Technologie genutzt werden, um einen fossilen Kraftwerksbetrieb länger zu ermöglichen als unbedingt notwendig. Andernfalls droht ein Bottleneck zur Speicherung nicht-vermeidbarer Emissionen anderer Sektoren und somit auch ein Verfehlen der Klimaschutzziele.

Es sollte nochmals überprüft werden, ob die 5 GW der neuen Kraftwerke der zweiten Säule ebenfalls mit einer verpflichtenden Umrüstung auf Wasserstoffnutzung versehen werden. Die Umrüstung kann eine andere Ausgestaltung als in der ersten Säule annehmen, sollte jedoch so gestaltet sein, dass eine Vereinbarkeit der Laufzeiten der Kraftwerke mit den Klimaschutzzielen sichergestellt ist (siehe Antwort auf Frage 25).

**27. Haben Sie weitere Anmerkungen zur Angemessenheit und zu den Auswirkungen der hier beschriebenen Maßnahme auf den Wettbewerb im Stromsektor? (3.500 Zeichen)**

Die in dem KWVG avisierten 12 GW gesicherte Leistung schwächen den Wettbewerb am Strommarkt insgesamt. Angesichts der zunehmend entstehenden Negativstunden und Preisspitzen wird aktuell massiv in Flexibilität wie z.B. Batteriespeicher investiert. Eine Kraftwerkstrategie hemmt diese Investitionsanreize, da Projektierer und Betreiber von z.B. Speichern mit geringeren Price Spreads, und somit mit geringeren Einnahmen rechnen müssen. Dieses "Crowding out" von anderweitigen Investitionen in grüne Flexibilitäten gilt es so weit wie möglich zu vermeiden. Die Subventionierung von fossilen Gaskraftwerken vis-à-vis der am Markt finanzierten flexiblen Einheiten, ist zu kritisieren. Kapazitätsmärkte wirken wie eine Markteintrittsbarriere auf innovative Technologien, die in den Markt hineindrängen. Aus diesem Grund ist mit volkswirtschaftlichen Ineffizienzen

und insgesamt höheren Gesamtsystemkosten zu rechnen. Aus diesem Grund sind die Volumina von zusätzlichen geförderten Gaskraftwerke aus volkswirtschaftlicher Sicht unbedingt zu begrenzen.