



## ★ Captcha-Prüfung

Bitte tragen Sie den angezeigten Text ein um fortzufahren:



A rectangular input field containing the text "iQTCN". To the right of the input field is a circular arrow icon indicating that the text needs to be typed in.



Die folgenden Fragen beziehen sich direkt auf das vom BMWK veröffentlichte Dokument „Kraftwerkssicherheitsgesetz - Neue Ausschreibungen für wasserstofffähige Gas-kraftwerke und Langzeitspeicher für Strom“. Bitte legen Sie dieses bei der Beantwortung der Fragen zugrunde.

Hinweis: Am Ende des Formulars haben Sie die Gelegenheit, Ihren Beitrag mit der „Dru-cken“-Funktion als pdf herunterzuladen.

Die Umfrage erfolgt nach DSGVO-Standards.  
(Mehr Informationen zum Datenschutz finden Sie hier:  
<https://www.lamapoll.de/Support/Datenschutz>)

Vielen Dank für Ihre Mithilfe!



Bitte geben Sie uns folgende Daten:

\*Pflichtfelder

Für welche Institution nehmen Sie an der Umfrage teil:

Siemens Energy AG

Ihr Vor- und Nachname lautet:

Samuel Alt

Ihre E-Mail für Nachfragen:

samuel.alt@siemens-energy.com

---

Ihre Lobbyregisternummer - falls vorhanden:

R001501



## Einverständnis zur Veröffentlichung der Antworten

Die schriftlich eingereichten Stellungnahmen werden in einem zusammenfassenden Bericht veröffentlicht. Hierfür kann auch Ihre Stellungnahme verwendet werden. Stimmen Sie der Veröffentlichung Ihrer Angaben, entweder in Auszügen oder vollständig, zu? Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse werden nicht veröffentlicht.

Ja       Nein



## Die Beihilfefähigkeit der drei Maßnahmen

1. Wie bewerten Sie die Beihilfefähigkeit der im Konsultationsdokument beschriebenen Maßnahmen? Siehe hierzu Abschnitt C.I.

*max. 2.000 Zeichen*



---

**2. Stimmen Sie zu, dass Wasserstoff langfristig eine nachhaltige, sichere und kosteneffiziente Langzeitspeicher-Technologie ist, die den Kraftwerkspark dekarbonisieren kann? Siehe hierzu Abschnitt C.I.**

*max. 2.000 Zeichen*

Zustimmung. Allerdings steht und fällt die Aussage mit der Verfügbarkeit von ausreichend grünem Wasserstoff zu moderaten Preisen.

---

**3. Teilen Sie die Ansicht, dass die Förderung auf die in der nationalen Wasserstoffstrategie genannten Wasserstofffarben beschränkt werden sollte?**

*max. 2.000 Zeichen*

Es sollten alle Farben akzeptiert werden, solange der GHG-Fußabdruck unter 15% des vergleichbaren Erdgasbetriebes liegt.



## Methode und Schätzung der Subvention pro vermiedener Tonne Emissionen in CO2-Äquivalenten

**4. Wie bewerten Sie diese Einschätzung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz bezüglich der Methodik und Schätzung der Subvention pro vermiedener Tonne Emissionen in CO2-Äquivalenten, vgl. Abschnitt C.II?**

Haben Sie Verbesserungsvorschläge zur Methodik?

*max. 3.500 Zeichen*









## Nutzung und der Umfang von Ausschreibungen sowie etwaige Ausnahmen

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

*max. 3.500 Zeichen*



Wie in Absatz 10 richtigerweise festgehalten geht es in der Zielsetzung der neuen Ausschreibungen um „Anreize für die technologische Entwicklung und Erprobung von Wasserstoffkraftwerken“. Das vorliegende Konsultationspapier spiegelt diesen Zielanspruch mit den folgenden Regelungen zur Limitierung der Risiken und Pönen in keiner Weise wider – statt substanzialer Anreize für die Einführung dieser neuen Technologie werden drastische Pönale definiert. Vor dem Hintergrund der Markteinführung einer neuen, noch in Entwicklung befindlichen Technologie wie der „100% Wasserstoffverbrennung in Gasturbinen“ sind die derzeit beschriebenen Umstellungsvorgaben in Verbindung mit den vorgegebenen Pönen und Rechtsfolgen für keinen der Akteure (Investoren, Betreiber, Finanzierende Banken und OEMs) akzeptabel.

Das Auktionsdesign ist dementsprechend auf Anreize auszurichten, dabei müssen zusätzlich die Risiken der Wasserstoffverfügbarkeit vom Gesetzgeber abgefangen, und Perspektiven zum Betrieb der Anlagen eindeutig aufgezeigt werden. Für die weitere Ausgestaltung des Gesetzes empfehlen wir die Berücksichtigung folgender Rahmenbedingungen und Anreize:

- Reduzierung der Sicherheitsleistung auf maximal 40€/kW (gem. Ziffer 66).
- Streichung der Rückzahlung der Investitionskostenförderung (gem. Ziffer 74) im Falle einer verzögerten 100% H<sub>2</sub> Umstellung. Stattdessen Zurückhaltung von maximal 20% der verbleibenden jährlichen Investitionskostenförderung für den entsprechenden Zeitraum, bis die 100% Wasserstoffumrüstung erfolgt ist. Sollte der Wasserstoff vom Betreiber unverschuldet nicht zur Umrüstung vorhanden sein, soll die Investitionskostenförderung weiterhin in voller Höhe ausbezahlt werden.
- Die Definition eines marktbasierteren Referenzkraftwerks muss zeitnah erfolgen. Wir stehen zu Diskussionen jederzeit zur Verfügung.
- Von einem grundsätzlichen Verbot der Verstromung von Erdgas nach vollständigem H<sub>2</sub>-Hochlauf ist abzuraten.
- Ergänzender Verweis auf die Antwort zu Frage 18 und 30



---

**6. Teilen Sie die Einschätzung des BMWK, dass die dargestellten zwei Anlagentypen (wasserstofffähige Gaskraftwerke, vgl. Abschnitt B.I und Sprinter, vgl. Abschnitt B. II) in zwei unterschiedlichen Verfahren ausgeschrieben werden sollten?**

*max. 2.000 Zeichen*

Grundsätzlich ja. Sollten sich in der Sprinter-Ausschreibung nicht genug Angebote befinden, sollten die verbleibenden Fördermengen in MW bei den wasserstofffähigen Gaskraftwerken beaufschlagt werden. Auch so nicht genutzt CfD OPEX Fördermittel sollten für frühzeitige Wasserstofftests H2-ready Kraftwerken zur Verfügung gestellt werden.

---

**7. Stimmen Sie zu, dass die gewählte Aufteilung der Ausschreibungs-mengen für wasserstofffähige Gaskraftwerke (Abschnitt B.I), für Sprinterkraftwerke (Abschnitt B.II) und für Langzeitstromspeicher (Ab-schnitt B.III) eine möglichst kostengünstige Dekarbonisierung des Kraftwerksparks erlaubt?**

*max. 2.000 Zeichen*

Da Sprinterkraftwerke aufgrund der 100% Wasserstoff-Vorgabe von Anfang an deutlich mehr Risiko, und damit auch Risikoaufschläge enthalten könnte es kostengünstiger sein, Sprinter-Fördermittel (insbes. OPEX) für möglichst frühzeitige Wasserstofftests (Beimischung und 100% Tests) von wasserstoff-fähigen Kraftwerken einzusetzen.



## Wichtigste Parameter des Verfahrens zur Bewilligung der Beihilfen

**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?**

*max. 3.500 Zeichen*







---

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

*max. 2.000 Zeichen*

-

---

## 10. Gibt es aus Ihrer Sicht Gründe, gezielt neue Anlagen zu fördern?

*max. 2.000 Zeichen*

Solange ein Kapazitätsmarkt noch nicht eingeführt ist, besteht kein positiver Business Case für Investoren für den Bau neuer Anlagen in einem Energy-only-Markt. Nur mit einer Förderung von neuen Anlagen kann zusätzliche Kapazität im Markt gebaut werden, die notwendig ist, um weitere Kohlekraftwerke abzuschalten.

---

**11. Ist aus Ihrer Sicht ein Interessenbekundungsverfahren sinnvoll und erforderlich?**

**Gibt es aus Ihrer Sicht eine geeignetere Alternative?**

*max. 2.000 Zeichen*

-

---

**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?

*max. 3.500 Zeichen*







---

**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 die 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?

*max. 3.500 Zeichen*







---

**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?**

*max. 2.000 Zeichen*



---

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

*max. 2.000 Zeichen*

-

---

**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?**

*max. 2.000 Zeichen*

Trotz vorheriger Testserien kann es bei der Umstellung auf 100% Wasserstoff zu Zuständen kommen, welche weitere Flexibilität bei der Brennstoffnutzung erfordern. Dies gilt insbesondere für Gasturbinenmodelle, die bis dahin noch keine Felderfahrung mit Wasserstoffbetrieb sammeln konnten. Deshalb sollte ein gleitender Übergang ermöglicht werden, der in den ersten drei Jahren der H2-Umstellung einen bivalenten, bzw. gemischten Brennstoffbetrieb – Wasserstoff und Erdgas – erlaubt (bspw. analog u der in UK angewandten "Grace Period"). Dazu sollte in den ersten drei Jahren nach Umstellung auf die jährlich Mindestbetriebsstundenanzahl von 200 Stunden verzichtet werden, und die 3.200 geförderten Vollaststunden flexibel gehandhabt werden, um im Zweifel auch nach den vier Jahren eingesetzt werden können. Zu einem Verlust des Zuschlages und der Investitionskostenförderung darf es nicht kommen.

---

## 17. Wie beurteilen Sie die Beschränkung auf 100% Wasserstoffbetrieb? Halten Sie eine 2% Verunreinigungsregel für angemessen?

max. 2.000 Zeichen

Aufgrund der komplexen, dynamischen Vorgänge beim Starten und Abfahren von Gasturbinen mit Wasserstoff besteht aktuell noch die Notwendigkeit den Start- und Anfahrvorgang mit einem fossilen Zweitbrennstoff (in der Regel Erdgas) durchführen zu müssen. Die ausschließliche Verwendung von Wasserstoff für Start- und Anfahrvorgänge von Gasturbinen ist das langfristige Ziel der Entwicklungs- und Validierungsaktivitäten und derzeit nicht Stand der Technik. Aus diesem Grund muss die Nutzung eines fossilen Zweitbrennstoffes für Start- und Anfahrvorgänge ohne Einschränkungen erlaubt sein (als Vorschlag für die Definition von Start- und Anfahrvorgänge kann auf die Festlegung der Genehmigungsbehörde im Rahmen der Genehmigung nach BImSchG der Anlage verwiesen werden).

Darüber hinaus erscheint ein striktes Gasverbrennungsverbots für die H2-ready Gaskraftwerke aus Sicht eines Gesamtenergieversorgungssystems beim Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft nicht sinnvoll. Eine Rücknahme dieses Verbots könnte die H2-ready Gaskraftwerke in vollem Umfang der Versorgungssicherheit zugänglich machen und unabhängig von der Wasserstoffverfügbarkeit bspw. erlauben, im KWK-Modus CO2-arme Wärme zu erzeugen oder die Anlagen gezielt zur Netzstabilisierung einzusetzen. Diese zusätzlichen Einkommensströme würden auch den notwendigen Förderbedarf senken und aufgrund der Verdrängung von Anlagen mit niedrigerem Wirkungsrad die CO2-Intensität des Gesamtsystems reduzieren.

Zum Ammoniak Verbot ist eine Klarstellung notwendig: SCR-Anlagen zur Reduktion der Stickoxidemissionen im Abgas benötigen im Betrieb Ammoniak (Stand der Technik). Das Konsultationspapier schließt die Nutzung von Ammoniak explizit aus. Dies zielt vermutlich auf die Verwendung als Brennstoff ab. Hier muss der Text entsprechend präzisiert werden, damit die Nutzung von Ammoniak in SCR-Anlagen sowie zur Wasserkonditionierung auch weiterhin erlaubt ist.

---

**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)?**

*max. 2.000 Zeichen*

Trotz vorheriger Testserien kann es bei der Umstellung auf 100% Wasserstoff zu Zuständen kommen, welche weitere Flexibilität bei der Brennstoffnutzung erfordern. Dies gilt insbesondere für Gasturbinenmodelle, die bis dahin noch keine Felderfahrung mit Wasserstoffbetrieb sammeln konnten. Deshalb sollte ein gleitender Übergang ermöglicht werden, der in den ersten drei Jahren der H2-Umstellung ein bivalenter, bzw. gemischter Brennstoffbetrieb – Wasserstoff und Erdgas – erlaubt (bspw. analog u der in UK angewandten "Grace Period"). Dazu sollte in den ersten drei Jahren nach Umstellung auf die jährlich Mindestbetriebsstundenanzahl von 200 Stunden verzichten werden, und die 3.200 geförderten Volllaststunden flexibel gehandhabt werden, und im Zweifel auch noch nach dem vierten Jahr eingesetzt werden können. Zu einem Verlust des Zuschlages und der Investitionskostenförderung darf es nicht kommen.

---

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

*max. 2.000 Zeichen*

Eine nachträgliche Umrüstung auf CCS dürfte wirtschaftlich nicht darstellbar sein, und technisch nicht immer machbar sein. Daher empfehlen wir diese Option herauszunehmen.

**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)**

unter 50%	50 - 60%	über 60%
<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input checked="" type="radio"/>

---

zu 20.

**Bitte begründen Sie Ihre Auswahl.**

*max. 2.000 Zeichen*

Der Wirkungsgrad des CfD muss Analog zum Referenzkraftwerk getroffen werden. Bei einem GuD sollte der zu Grunde gelegte Wirkungsgrad >60% sein.

---

## 21. Wie sehen Sie die pauschale Finanzierung einer festen Brennstoffmenge?

*max. 2.000 Zeichen*

Grundsätzliche Anmerkungen zu Risiken in der Übergangsphase:

Der aktuelle Rahmen sieht für diese frühzeitige Erprobung von Wasserstoff leider keine Anreize vor. Daher sind folgende Maßnahmen zu berücksichtigen:

- Die ersten gesammelten Betriebserfahrungen der Anlagen reduzieren das Risiko aller zur Umrüstung anstehenden H2-ready Gaskraftwerken. Daher sollten alle Anlagen für Tests und Validierung möglichst frühzeitig (und vor dem verpflichtenden Umstellungszeitpunkt) mit ansteigenden Wasserstoffbeimischungen bis zu hin zu 100% Wasserstoff betrieben werden dürfen. Dabei müssen die Anlagen die Flexibilität haben, bis zur verpflichtenden Umstellung parallel mit Wasserstoff für die Tests und darüber hinaus ausdrücklich weiter mit Erdgas betrieben werden können. Ohne die Möglichkeit eines Parallelbetriebs der ersten Testanlagen werden sonst aus wirtschaftlichen Gründen kein vorzeitiger Test stattfinden.
- Die anfallenden Wasserstoff Brennstoffkosten für Umstellungstests (bei denen das Kraftwerk den erzeugten Strom nur mit hohen Abschlägen am Markt verkaufen kann) sollten über den vorgeschlagenen CfD Mechanismus zusätzlich zu den insgesamt 3200 Volllaststunden getragen werden. Ein sinnvolles Test Stunden-Budget wären zusätzlich 800 CfD geförderte Volllaststunden innerhalb der gesamten ersten sieben Jahre. Für Anlagenbauer sind die somit umsetzbaren Gesamtanlagentests gerade bei großen Gasturbinen essenzieller Bestandteil der Markteinführung von 100% Wasserstoff gefeuerten Gaskraftwerken. Der CfD-Mechanismus soll auch für Wasserstoff-Beimischungen zur Verfügung stehen, und dann anteilig von den geförderten Vollaststunden abgezogen werden.

---

**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?**

*max. 2.000 Zeichen*



**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?**

weniger als 20 km	20 km	30 km	50 km	mehr als 50 km
<input type="radio"/>				

---

zu 23.

Begründen Sie bitte Ihre Auswahl.

*max. 2.000 Zeichen*

-

---

**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?**

*max. 2.000 Zeichen*

-

---

**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 Dritteln zwischen netztechnischem Norden und Süden angemessen?
- c. Wie bewerten Sie die Einteilung der Bundesländer für den „netztechnischen Süden“?

*max. 3.500 Zeichen*







---

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

*max. 3.500 Zeichen*



Grundsätzlich ist es sinnvoll, die technischen Grundvoraussetzungen für Systemdienstleistung beim Kraftwerksneubau vorzusehen. Gleichzeitig ist es technisch in einigen Fällen noch nicht möglich oder sinnvoll, die gesamten stabilisierenden Eigenschaften des Kraftwerks im Phasenschieberbetrieb zur Verfügung zu stellen. Daher schlagen wir folgende Konkretisierung vor: Gasturbinenanlagen (OC/CC) mit der Blockgröße >100MW sind so zu errichten, dass mindestens auf einer Welle via Kupplung der Generator in der Lage ist, Netzdienste unabhängig vom Leistungsbetrieb zu erbringen. Der Umfang und die Art der beizustellenden Netz- / Systemdienstleistungen ist standortspezifisch den Bieter im Rahmen der Präqualifikation mitzuteilen und abzustimmen. Die geforderte Integration eines Fly-Wheels sollte keine Mindestanforderungen sein, sondern bei ausdrücklichem Bedarf per Bonus positiv in die Gebotsbewertung mit einfließen. Aufgrund der unterschiedlichen Anforderungen und Kostenbelastungen sollten die Systemdienlichkeitkosten bei der Gebotsreihung herausgerechnet werden, um ein Level-Playing Field zu erzeugen. Der Betrieb der Systemdienstleistungen muss angemessen vergütet werden.

In der Konsultation wird auf Regelungen zu verwiesen die heute noch nicht finalisiert sind. Beispielsweise befinden sich aktuell die VDE-AR-N4110 und 4120 kurz vor der Konsultationsphase (erwartete veröffentlicht der Novellierung im Oktober 2025). Die VDE-AR-N4130 folgt analog mit Start der Konsultationsphase ab April 2025. Stattdessen sollte bei der Strukturierung der Ausschreibung wie auch bei der Zertifizierung der Anlagen im Rahmen der Inbetriebsetzung und zum dauerhaften Betrieb die jeweils aktuell geltenden Netzanschlussregeln zum Tragen kommen. Davon abweichende Mindestanforderungen sind spätestens im Rahmen der Ausschreibung verbindlich mitzuteilen, um eine Integration und Prüfung auf technische Umsetzbarkeit durchführen zu können. Im Tenor schlagen wir vor: Eindeutige und abschließende Definition der Anforderungen für technische Netzanschlussregeln im Rahmen der Ausschreibung.



---

**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?

*max. 2.000 Zeichen*

-

---

28. Welche der beiden Preissetzungsregeln „Pay-as-bid“ und „Pay-as-cleared“ halten Sie für das bzw. die Auktionsverfahren für geeignet?

- Pay-as-bid       Pay-as-cleared

---

**Begründen Sie bitte Ihre Auswahl der Preissetzungsregel.**

*max. 2.000 Zeichen*

---

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

*max. 1.000 Zeichen*

Dies ist abhängig von dem konkreten Modell und der Fahrweise. Als groben Richtwert benötigt es signifikante Instandhaltung bei Erfüllung eines der folgenden Kriterien: nach 6 Jahren, 30.000 Betriebsstunden oder 1.000 Starts.

---

### **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?**

*max. 2.000 Zeichen*

Die Errichtungskosten setzen sich aus einer Vielzahl an Einzelpositionen zusammen. Darunter zählen Hardware wie z.B. die Hauptkomponenten, viele verschiedene Kraftwerkssysteme und Nebenanlagen, Hoch- und Tiefbauarbeiten, Anbindungskosten, sowie „Software“-Kosten wie Engineering, Projektmanagement, Errichtung, Inbetriebsetzung, etc. Dazu kommen noch bauherrspezifische Leistungen wie Standortbereitstellung, Planung, Genehmigungsverfahren, etc. Eine sog. „größte Investition“ ist daher nicht auszumachen.

Die Leistungsdaten des Kraftwerks können nach der Umrüstung auf Wasserstoffbetrieb ggf. abweichen. Performancewerte für den 100% Wasserstoffbetrieb können absehbar noch nicht abgegeben werden, da bei Gebotsabgabe der künftig vorliegende Stand der Technik weder bekannt ist noch validiert sein wird. Es sollte ausdrücklich klargestellt werden, dass sich die Kapazitätsförderung (€/kW) weiterhin an der ursprünglichen, bezuschlagten Kraftwerksleistung im Erdgasbetrieb orientiert.

Im Falle einer abweichenden Nennleistung bei Wasserstoffbetrieb wird die Betriebskostenförderung in dem Sinne angepasst, dass die resultierende geförderte Strommenge kWh konstant gehalten wird. Die maximal geförderten Vollbenutzungsstunden für die Betriebskostenförderung können entsprechend angepasst. Somit wird auch die EU Beihilferechtliche Vorgaben für die Dekarbonisierung im vollen Umfang eingehalten.

---

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

weniger als 1.500	1.500 - 2.500	2.500 - 3.000	über 3.000
<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>

---

zu 31.

Bitte begründen Sie Ihre Auswahl.

*max. 2.000 Zeichen*

-

---

**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.**

*max. 2.000 Zeichen*

-

---

**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.**

*max. 2.000 Zeichen*

Der erste Teil der Frage nach den jeweiligen Vollaststunden bis Lebensdauer-Ende sollte von Betreibern kommentiert werden. Zur Frage nach den Vollaststunden bis zur ersten größeren Instandhaltungsinvestition verweisen wir auf die Antwort zum Frage 29.

---

**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?**

*max. 2.000 Zeichen*

-

---

**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?**

*max. 2.000 Zeichen*

Durch die Anforderung der Mindestwirkungsgradsteigerung von 20% Punkten für Modernisierungen, reduziert das Konsultationspapier die möglichen Technologieoptionen, da nur ausgewählte Open Cycle Gaskraftwerke oder alte Kohleblöcke mit einem Wirkungsgrad geringer 40% für diese Säule in Frage kommen.

Bestehende Combined Cycle Gaskraftwerke haben einen Wirkungsgrad größer 60% und bieten außerdem eine kostengünstige und nachhaltige Umrüstungsmöglichkeit auf dem Weg der Dekarbonisierung, da ggf. bestehende Komponenten weiterbenutzt werden können.

Um die Bieteranzahl für die Modernisierungsoption im Rahmen der Ausschreibungen zu erhöhen, empfehlen wir die Anforderung der Mindestwirkungsgradsteigerung von 20% Punkten zu streichen oder die Anforderung für GuD Anlagen auszuschließen.



## Annahmen zur Quantifizierung von Anreizeffekten, Erforderlichkeit und Angemessenheit

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

*max. 2.000 Zeichen*

Nach einem Jahrzehnt mit kaum Neu-Investitionen in einen modernen Kraftwerkspark und einer EU-weit immer noch hohen Kohleverstromung ist es absolut notwendig, diesen ersten und richtigen Schritt zu gehen. Dennoch reicht die ausgeschriebene Menge nicht aus. Der ab 2028 geplante Kapazitätsmarkt muss in etwa die gleiche Menge an Neubaukapazität anreizen, damit alle Kohlekraftwerke vom Netz gehen können. Jede Umstellung von Kohle auf Gas bringt enorme CO2-Einsparungen mit sich. Vor diesem Hintergrund sollte auch ein Betrieb unter der Schwelle von „100%H2“ sinnvoll und förderfähig sein.

---

**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?**

*max. 2.000 Zeichen*

Die aktuell vorhandene Gaskraftwerkskapazität wurde (mit wenigen Ausnahmen) nicht H2-ready gebaut, die Umrüstkosten steigen daher proportional mit der erforderlichen H2-Zumischung. Ferner werden diese Anlagen auch immer einen niedrigeren Wirkungsgrad verglichen mit Neuanlagen aufweisen.

Als Maßnahme zur Teil-Dekarbonisierung wäre es daher möglich, mittelfristig bei Bestandsanlagen auch H2-Zumischung unter 70% zu betrachten, da dies schneller und günstiger umgesetzt werden kann.



## Annahmen zur Quantifizierung von Anreizeffekten, Erforderlichkeit und Angemessenheit

Antworten auf die folgenden Fragen können Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse enthalten. Diese werden nicht veröffentlicht.

### Erkenntnisse zur Marktsituation und Aussichten für die Dekarbonisierung der Stromerzeugung:

#### 38. Betreiben Sie ein oder mehrere Gaskraftwerke in Deutschland?

- Ja       Nein
- 

#### 39. Gibt es von Ihrer Seite derzeit Pläne, in neue Erdgaskraftwerke in Deutschland zu investieren?

- Ja       Nein
- 

#### 40. Planen Sie die Errichtung eines H2-ready/wasserstofffähigen Kraftwerks?

- Ja       Nein

---

zu 40.

- a. Falls ja, bitte erläutern Sie die Definition für die H2-Readiness/Wasserstofffähigkeit und den Zeitplan der Verfügbarkeit.
- b. Falls nein, geben Sie bitte die Gründe an.
- c. Geben Sie bitte auch an, ob Ihre Antwort von den zusätzlichen Kosten für die H2-Readiness und bei der Umstellung des Betriebs davon abhängt, ob der Wasserstoff erneuerbar ist oder nicht.

*max. 2.000 Zeichen*

Unsere Empfehlung für eine konkrete Definition lautet: „Ein Kraftwerk bzw. ein bestimmtes System oder eine Komponente davon ist „H2 Ready“, wenn es so vorgeplant/vorgerüstet und gebaut ist, dass die H2-Fähigkeit bis zu 100%-Vol H2 mit geeigneten Maßnahmen (z.B. durch Nachrüstung und/oder Austausch) zu einem späteren Zeitpunkt hergestellt werden kann. Die Vorplanung und Vorrüstung zielt darauf ab, eine Balance zwischen den Anfangsinvestition und möglichen späteren Nachrüst- und Austauschkosten her auszubalancieren, und soll eine spätere Umstellung auf H2-Fähigkeit mit geringeren Kosten/Umrüstzeiten ermöglichen.“ Die rechtssichere Gebotsabgabe erfordert die von der Bundesregierung seit Sommer 2023 ausstehende rechtliche H2-ready Definition. Diese Definition muss zeitnah vorliegen, damit diese mit den Technologielieferanten und Betreibern diskutiert und konsultiert werden kann. Somit liegt diese Definition auf dem kritischen Pfad zur Umsetzung des Kraftwerkssicherungsgesetz. Wir stehen für Diskussionen diesbezüglich jederzeit zur Verfügung.

---

#### 41. Planen Sie bestehende Kraftwerke in Deutschland auf den Einsatz von erneuerbarem oder CO2-armem Wasserstoff umzurüsten?

- Ja       Nein

---

zu 41.

- a. Wenn ja, beschreiben Sie bitte die Merkmale und den Zeitplan.
- b. Wenn nein, geben Sie bitte die Gründe an.

*max. 2.000 Zeichen*



---

**42. Wäre aus Ihrer Sicht eine staatliche Förderung erforderlich, um die Umstellung Ihrer bestehenden Gasanlagen auf die Verwendung von 100% erneuerbarem oder CO2-armem Wasserstoff zu ermöglichen?**

Ja       Nein

---

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

*max. 2.000 Zeichen*

-

---

#### 44. Wie schätzen Sie die Entwicklung des Wasserstoffmarktes ein?

*max. 2.000 Zeichen*



## Neue Investitionen in Stromerzeugung auf Erdgasbasis: Geplante Vorkehrung zur Gewährleistung der Übereinstimmung mit den Klimazielen der Europäischen Union

In diesem Zusammenhang wird um Darlegung der Umweltvorteile gebeten, die die Maßnahme aus Ihrer Sicht mit sich bringt. Zudem wird um Beantwortung der folgenden Fragen gebeten:

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

- Ja       Nein

---

zu 45.

**Wenn ja, welche?**

*max. 2.000 Zeichen*

Um die Anlagen im vollen Umfang der Versorgungssicherheit zugänglich zu machen, sollten die Kraftwerke unabhängig von der Wasserstoffverfügbarkeit auch auf Erdgasbasis betrieben werden können, um bsw. im KWK-Modus CO2-arme Wärme erzeugen zu können, oder auch gezielt Betrieb zur Netzstabilisierung eingesetzt werden zu können. Diese zusätzlichen Einkommensströme senken den notwendigen Förderbedarf und reduzieren aufgrund der Verdrängung von Anlagen mit niedrigerem Wirkungsrad die CO2-Intensität des gesamten Stromsystems. Ferner erlaubt dies die Einstufung als zusätzliche, gesicherte Kapazität und erlaubt die Außerdienststellung von zusätzlichen Kohlekraftwerken.

---

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

Ja       Nein



## Sonstige beihilferechtlich relevante Aspekte

**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?**

- Ja       Nein

---

zu 47.

Bitte begründen Sie Ihre Auswahl.

*max. 2.000 Zeichen*

-

---

48. Ist CCS in Verbindung mit Erdgasverstromung eine wirtschaftliche Alternative zur Wasserstoffverstromung?

Ja

Nein

Umfrage erstellt mit

 **LamaPoll**

---

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

*max. 3.500 Zeichen*



Vor dem Hintergrund der Markteinführung einer neuen, noch in Entwicklung befindlichen Technologie wie der „100% Wasserstoffverbrennung in Gasturbinen“ sind die derzeit beschriebenen Umstellungsvorgaben in Verbindung mit den vorgegebenen Pönen und Rechtsfolgen für keinen der Akteure (Investoren, Betreiber, Finanzierende Banken und OEMs) akzeptabel.

Das Auktionsdesign ist dementsprechend auf Anreize auszurichten, dabei müssen zusätzlich die Risiken der Wasserstoffverfügbarkeit vom Gesetzgeber abgefangen, und Perspektiven zum Betrieb der Anlagen eindeutig aufgezeigt werden. Für die weitere Ausgestaltung des Gesetzes empfehlen wir die Berücksichtigung folgender Rahmenbedingungen und Anreize:

- Reduzierung der Sicherheitsleistung auf maximal 40€/kW (gem. Ziffer 66).
- Streichung der Rückzahlung der Investitionskostenförderung (gem. Ziffer 74) im Falle einer verzögerten 100% H2 Umstellung. Stattdessen Zurückhaltung von maximal 20% der verbleibenden jährlichen Investitionskostenförderung für den entsprechenden Zeitraum, bis die 100% Wasserstoffumrüstung erfolgt ist. Sollte der Wasserstoff vom Betreiber unverschuldet nicht zur Umrüstung vorhanden sein, soll die Investitionskostenförderung weiterhin in voller Höhe ausbezahlt werden.
- Die Definition eines marktisierten Referenzkraftwerks muss zeitnah erfolgen. Wir stehen zu Diskussionen jederzeit zur Verfügung.
- Von einem grundsätzlichen Verbot der Verstromung von Erdgas nach vollständigem H2-Hochlauf ist abzuraten.

Eine letzte Anmerkung zu Langzeitspeicher: hier ist im Hinblick auf die Reife der Speichertechnologie und die Planungsdauer der Projekte eine Verlängerung der Ausschreibungszeit von 100 MW in 2025, 200 MW in 2026 und 100MW in 2027 anzustreben. CAES (Compressed Air Energy Storage) erfüllt alle Rahmenbedingungen sehr gut, und kann hierbei als Referenzbeispiel für Langzeitspeicher dienen, auch und insbesondere zur Bemessung der Höchstgebote.





Bundesministerium  
für Wirtschaft  
und Klimaschutz

## Vielen Dank für Ihre Teilnahme!

**Bitte schließen Sie die Umfrage durch Klick auf "Beenden" ab.**

Ihre Antworten können Sie sich hier als pdf herunterladen und ausdrucken.

Bei Fragen wenden Sie sich bitte an das BMWK unter:  
[konsultation.kwsg@bmwk.bund.de](mailto:konsultation.kwsg@bmwk.bund.de)

