

› KURZ-STELLUNGNAHME ZUM H2- READY-SEGMENT UND KONSULTATIONSBEITRAG

Kraftwerkssicherheitsgesetz (KWStG)

Berlin, 23.10.2024

Der Verband kommunaler Unternehmen e. V. (VKU) vertritt über 1.550 Stadtwerke und kommunalwirtschaftliche Unternehmen in den Bereichen Energie, Wasser/Abwasser, Abfallwirtschaft sowie Telekommunikation. Mit über 300.000 Beschäftigten wurden 2021 Umsatzerlöse von 141 Milliarden Euro erwirtschaftet und mehr als 17 Milliarden Euro investiert. Im Endkundensegment haben die VKU-Mitgliedsunternehmen signifikante Marktanteile in zentralen Ver- und Entsorgungsbereichen: Strom 66 Prozent, Gas 60 Prozent, Wärme 88 Prozent, Trinkwasser 89 Prozent, Abwasser 45 Prozent. Die kommunale Abfallwirtschaft entsorgt jeden Tag 31.500 Tonnen Abfall und hat seit 1990 rund 78 Prozent ihrer CO2-Emissionen eingespart – damit ist sie der Hidden Champion des Klimaschutzes. Immer mehr Mitgliedsunternehmen engagieren sich im Breitbandausbau: 206 Unternehmen investieren pro Jahr über 822 Millionen Euro. Künftig wollen 80 Prozent der kommunalen Unternehmen den Mobilfunkunternehmen Anschlüsse für Antennen an ihr Glasfasernetz anbieten.

[Zahlen Daten Fakten 2023](#)

Wir halten Deutschland am Laufen – denn nichts geschieht, wenn es nicht vor Ort passiert: Unser Beitrag für heute und morgen: #Daseinsvorsorge. Unsere Positionen: www.vku.de

Interessenvertretung:

Der VKU ist registrierter Interessenvertreter und wird im Lobbyregister des Bundes unter der Registernummer: R000098 geführt. Der VKU betreibt Interessenvertretung auf der Grundlage des „Verhaltenskodex für Interessenvertreterinnen und Interessenvertreter im Rahmen des Lobbyregistergesetzes“.

Verband kommunaler Unternehmen e.V. · Invalidenstraße 91 · 10115 Berlin
Fon +49 30 58580-0 · Fax +49 30 58580-100 · info@vku.de · www.vku.de

Der VKU ist mit einer Veröffentlichung seiner Stellungnahme (im Internet) einschließlich der personenbezogenen Daten einverstanden.

Positionen in Kürze

- › Der VKU begrüßt grundsätzlich, dass die Kraftwerksstrategie nun konsultiert wird und damit ein substanzieller Schritt in Richtung der Ausschreibung neuer Kraftwerkskapazitäten getan ist.
- › Anforderungen an Gebote müssen so ausgestaltet werden, dass auch Stadtwerken die Möglichkeit eingeräumt wird, sich an den Ausschreibungen im Rahmen der Kraftwerksstrategie zu beteiligen. Die vorgesehenen Bedingungen sind aus Sicht des VKU in Teilen zu restriktiv, um dies sicherzustellen. Stadtwerke sind durch das KWVG derzeit kaum angesprochen.
- › Die vorgeschlagenen Regelungen übertragen den Investoren umfangreiche politische, regulatorische und genehmigungsrechtliche Risiken. Es ist fraglich, ob unter den gegebenen Bedingungen ausreichend Angebote für die Säule Dekarbonisierung abgegeben werden, weil Projekte bei diesem Risiko-Chancen-Profil nicht oder nur schwer finanzierbar sind.
- › Parallel zum KWVG und dem kommenden Kapazitätsmarkt ist dringend eine Weiterentwicklung des KWKG geboten, mit einer vergleichbaren Regelung zum Umstieg auf Wasserstoff und zur zugehörigen Betriebskostenförderung sowie einer Investitionskostenförderung zur Umrüstung auf 100 % Wasserstoff.

Allgemeine Anmerkungen und Hinweise

Der VKU begrüßt grundsätzlich, dass die Kraftwerksstrategie nach mehrfachen Verzögerungen nun endlich konsultiert wird und damit ein substanzieller Schritt in Richtung der Ausschreibung neuer Kraftwerkskapazitäten getan ist. Bei aller Dringlichkeit ist jedoch auch weiterhin höchste **Sorgfalt bei der Ausgestaltung** geboten, damit die **Akteursvielfalt** gewahrt und auch Stadtwerken die Möglichkeit eingeräumt wird, sich an den Ausschreibungen im Rahmen der Kraftwerksstrategie zu beteiligen. Wir sehen aufgrund des vorgeschlagenen Auktionsdesigns eine erhebliche Gefahr von Marktmissbrauch in einem sehr engen Markt.

Der Vorschlag für das KWVG überträgt den Investoren umfangreiche politische, regulatorische und genehmigungsrechtliche Risiken. Das **Chancen-Risiken-Profil erscheint sehr unausgewogen**, womit die reale Gefahr besteht, dass die Ausschreibungen unterzeichnet sein werden.

Denn es ist insbesondere fraglich, ob unter solchen Bedingungen ausreichend Angebote für die Säule Dekarbonisierung abgegeben werden, u. a. auch deshalb, weil Projekte bei diesem Risiko-Chancen-Profil nicht oder nur schwer finanzierbar (bankable) sind.

Hinzu tritt die Frage, ob sich die Dualität aus Dekarbonisierungs- und Versorgungssicherheitsausschreibungen als sinnvoll erweist und politisch durchgehalten werden wird. Klaffen die Zuschlagspreise zwischen beiden Segmenten zu weit auseinander, würde die Sinnhaftigkeit der deutlich teureren Säule schnell in Frage gestellt.

Stadtwerke sind durch das KWVG derzeit kaum angesprochen. Die Ausschreibungen schließen durch ihre Nebenbedingungen KWK-Anlagen sowie fast sämtliche Bestandsanlagen faktisch aus. Offensichtlich sollen primär neue H₂-ready Gas-Kraftwerke (offene Gasturbinen ohne Wärmeauskopplung) an bisherigen Kohlekraftwerksstandorten angereizt werden.

Für **nicht** bereits vorentwickelte Projekte stellen die engen Fristen und verheerenden Pönalen ein enormes Risiko dar. **Generell prohibitive Anforderungen** u.a. bei Realisierungsfristen, Sicherheitsleistungen, Verbot von Erdgas-Feuerung nach H₂-Umstellung, Clawback-Bedingungen sowie den geforderten umfangreichen Kraftwerk-System-Dienstleitungen, führen zu erheblichem (unkalkulierbarem) Risiko bei überschaubaren Chancen.

Zukunft der KWK

Weiterhin ungeklärt ist die Zukunft der KWK. Das KWVG steht ab 2027 weiterhin unter einem beihilferechtlichen Vorbehalt, was dazu führt, dass bereits heute keine größeren KWK-Projekte (Neu- und Umbau) mehr geplant, geschweige denn realisiert werden können. Da zurzeit auch die konkreten Investitionsbedingungen unter dem geplanten Kapazitätsmechanismus noch unklar sind, ist es aktuell nur unter sehr großen Unsicherheiten möglich, Investitionen in KWK-Anlagen zu tätigen.

Mit Blick auf die große Anzahl junger, bereits sehr effizienter (KWK-)Kraftwerke fehlt leider (weiterhin) die Grundlage für deren Umrüstung auf H₂. Diese Anlagen benötigen keine Wirkungsgrad-Modernisierung im Sinne der geplanten Ausschreibungen, sondern eine Förderung der H₂-Umrüstung, welche ebenfalls mit hohen Investitionen und langen Amortisationsdauern verbunden ist. Es muss dringend ermöglicht werden, dass diese Anlagen durch eine passgenaue und volkswirtschaftlich sinnvolle Umrüst-Förderung sowie eine ergänzende OPEX-Förderung in Form eines Brennstoff-Mehrkosten-Ausgleichs für H₂ eine Zukunftsperspektive erhalten.

Eine Weiterentwicklung des KWKG – parallel zum KWSG und dem kommenden Kapazitätsmarkt – mit einer vergleichbaren Regelung zum Umstieg auf Wasserstoff und zur zugehörigen Betriebskostenförderung sowie einer Investitionskostenförderung zur Umrüstung auf 100 % Wasserstoff ist daher dringend geboten.

Ohne verlässliche Perspektive kann der weitere Betrieb hocheffizienter und teils hochmoderner KWK-Anlagen nicht garantiert werden. Dies hat erhebliche negative Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit im Strom- aber auch im Wärmesektor. In keinem bisher angekündigten Programm wird die Umrüstung dieser Anlagen auf H2 aufgegriffen (auch in der bisherigen Fassung des KWKG nicht). Stadtwerke werden schon jetzt mit den Anforderungen der Wärmewende stark gefordert. Für eine H2-Umrüstung ohne Förderung der Investition und der Brennstoffmehrkosten steht nicht das benötigte Kapital zur Verfügung. Die BEW ist bereits ein guter, jedoch finanziell unzureichend ausgestatteter - Ansatz zur Förderung vieler Bestandteile der Wärmewende und muss nun dringend um ein passgenaues, novelliertes und langfristiges KWKG ergänzt werden. Gleichzeitig ist die Förderung des Wärmenetzausbaus im KWKG als Teil eines integrierten Energiesystems zu erhalten.

Risiken für Anlagenbetreiber

Das feste Umstiegsdatum im H2-ready-Segment, ab dem ein reiner Wasserstoffbetrieb erfolgen muss, birgt - wenngleich europarechtlich im Rahmen einer Dekarbonisierungsmaßnahme mutmaßlich geboten - eine Reihe wesentlicher Unsicherheiten. Um diesen Unsicherheiten zu entgehen und die notwendigen Projekte nicht zu verhindern, ist Pragmatismus gefragt.

- Wasserstoff: Der Kraftwerksbetreiber hat in der Regel keinen Einfluss auf die rechtzeitige Verfügbarkeit von Wasserstoff am Standort, die Versorgung in ausreichenden Mengen und die Wasserstoffqualität. Sofern diese Umstände den Umstieg verzögern oder beeinflussen, müssen **praxistaugliche (Alternativ-)Lösungen** gefunden werden, die nicht zulasten des betroffenen Betreibers gehen. Eine kurzfristige Ergänzung einer nur temporär benötigten CO₂-Abscheidung oder die Stilllegung der Anlage fallen nicht darunter.
- Genehmigungsfähigkeit: **Die Rahmenbedingungen für den Wasserstoffbetrieb sind derzeit gesetzlich nicht (klar) definiert**, z.B. NO_x-Emissionsgrenzwerte. Sofern aufwendige Genehmigungsverfahren eine Umstellung verzögern, sollte dies **als zulässige Verlängerung der Umstellungsfristen anerkannt** werden. Bundesweit sollten einheitliche Genehmigungsverfahren angestrebt werden.

- Betrieb: Bisläng fehlt Erfahrung beim (Dauer-)Betrieb von Kraftwerken mit reinem Wasserstoff. Möglicherweise auftretende technologische „Kinderkrankheiten“ sollten antizipiert werden und dürfen in begründeten Fällen nicht zulasten von betroffenen Betreibern gehen (z.B. durch Kürzung oder Wegfall des H₂-Förderanspruchs, wenn die geforderten 200 jährlichen Vollbenutzungsstunden nicht erreicht werden können). Angesichts des frühen Technologiestadiums darf kein zu „enges Korsett“ geschnürt werden, sondern die Anlagenbetreiber brauchen Spielraum, um mit unvorhergesehenen Entwicklungen pragmatisch umgehen zu können.

Sofern die Ausschreibungen unterschiedliche Anlagentypen (Gasmotor, Gasturbine, GuD etc.) adressieren sollen, erscheint es fraglich, ob das Förderdesign diesem Anspruch, hinsichtlich der ebenfalls unterschiedlichen Investitionskosten, Wirkungsgrade, Fahrweisen gerecht werden kann. Nach dem jetzigen Ansatz wird sich die Bandbreite voraussichtlich auf wenige Anlagentypen verengen.

Wasserstoffinfrastruktur mitdenken

Für einen erfolgreichen Markthochlauf von Wasserstoff, mit dem H₂ zu günstigen Preisen und in ausreichenden Mengen zur Verfügung steht, stellt ein ausreichendes Angebot an H₂-Speichern für die geplanten Wasserstoff-Kraftwerke eine wichtige Herausforderung dar. Für Investitionen in H₂-Speicher sind entsprechend angemessene Rahmenbedingungen erforderlich.

Kurz-Stellungnahme zum H2-Ready-Segment des Kraftwerkssicherheitsgesetzes (Dekarbonisierungssäule)

Gebotsanforderungen:

› Neuanlagen

Besonders kritisch bewertet der VKU, dass sich Neuanlagen nur an **Standorten** bewerben können sollen, an denen zuvor **kein Gaskraftwerk betrieben wurde**. Insbesondere diese bestehenden Kraftwerksstandorte bringen den Vorteil mit, dass sie sich durch die bereits vorhandene Infrastruktur wie z.B. Netzanschlüsse zugänglich (u.a. Genehmigungsrecht) und kosteneffizient erschließen lassen. Wird diese Einschränkung beibehalten, findet eine **Marktverengung** statt, die eine Bevorteilung von Kohle-, Öl-, und Kernkraftstandorten bedeutet. Zudem weist der VKU darauf hin, dass ein zu installierender Erdgasanschluss für Neuanlagen an einem neuen Standort, in Zeiten schwindender Gasverbräuche und daraus folgend steigender Netzentgelte, als nicht trivial anzusehen ist.

Die Befürchtung, dass anderenfalls kein Netto-Kapazitätzubau erfolgen würde, weil die Sorge besteht, bestehende Gaskraftwerke an einem Standort könnten stillgelegt werden, um den Platz für Neuanlagen zu schaffen, könnte über andere Regelungen entkräftet werden, z.B. eine Bedingung zur Erhöhung der elektrischen Leistung am Standort für mindestens 5 Jahre. In diesem Fall sollte es keine Rolle spielen, ob die bestehenden Anlagen am Markt oder in Reserve o. ä. sind.

› Modernisierung

Die erforderliche **Mindestinvestitionstiefe für Modernisierungsprojekte von 70 % ist zu hoch** und sollte dringend herabgesetzt werden. Es verhindert die Modernisierung von Kraftwerken, die auch mit geringeren Investitionen, jedoch nicht marktbasierend, auf Wasserstoff umgestellt werden können. Um das Ziel, zusätzliche Kapazitäten zu errichten, zu gewährleisten, ist eine Modernisierungstiefe von 50 % ausreichend (analog § 8 Abs. 2 Nr. 3 KWKG).

Die geforderte wesentliche **Effizienzsteigerung um 20 Prozentpunkte des elektrischen Wirkungsgrads** bei einer Modernisierung ist technisch **so gut wie ausgeschlossen**. De facto wäre dies nur durch einen Umbau von GT- zu GuD-Anlagen zu erreichen, eine Modernisierung bestehender (GuD-)Anlagen würde damit unnötig ausgeschlossen. Zudem wird die Anforderung von sehr hohen Wirkungsgraden bei nur wenigen Stunden laufenden Anlagen einerseits einen sehr begrenzten Nutzen haben, andererseits die Kosten erheblich und vermeidbar steigern.

Realistischer ist es, sich an der bewährten und von der EU-Kommission akzeptierten Begriffsbestimmung für eine modernisierte Anlage aus dem KWKG (§ 2 KWKG) zu orientieren:

- § 2 Ziffer 18.: „[...] Anlagen, bei denen wesentliche die Effizienz bestimmende Anlagenteile erneuert worden sind und die Modernisierung eine Effizienzsteigerung bewirkt“

Unklar ist zudem, ob sich **diese Effizienzanforderung auf den übergangsweisen Erdgas- oder den H2-Betrieb ab Umstellungszeitpunkt bezieht**. Hier sollte eine **Klarstellung erfolgen**. Derzeit muss davon ausgegangen werden, dass es bei einer Umrüstung auf Wasserstoff für ein Bestandskraftwerk tendenziell eher zu einer Leistungs- und Effizienzminderung kommt. Denn die unterschiedlichen Verbrennungseigenschaften von Wasserstoff zu Erdgas können sich auf die Anlagenperformance auswirken (Energiedichte, höherer Aufwand zur Reduktion der NO_x-Emissionen, etc.). Hohe Anforderungen an eine Effizienzsteigerung sollten deswegen nicht vorausgesetzt werden.

› Nähe zum H2-Kernnetz

Bei den Ausschreibungen sollen nur solche Projekte zugelassen werden, die an Standorten in räumlicher Nähe zum Wasserstoff-Kernnetz errichtet werden. Als räumliche Nähe wird eine Entfernung von maximal 20 km Luftlinie definiert. Ein **absoluter Wert erscheint hier nicht sinnvoll**.

Potenzielle Kraftwerksbetreiber werden sich bereits aus wirtschaftlichen bzw. Kostengründen für eine räumliche Nähe zum Wasserstoff-Kernnetz entscheiden. Mit der jetzigen Vorgabe würden auch Standorte mit Entfernungen knapp über 20 km ausscheiden. Auf eine **exakte Festlegung sollte daher verzichtet werden**. Luftlinie kann zudem aufgrund von topologischen Gegebenheiten (z.B. Gebirge, Flüsse) und/oder Schutzgebiete ein ungeeigneter Maßstab sein.

› Technische Anforderungen zum strommarktdienlichen Betrieb

Durch die genannten Anforderungen gemäß Kapitel 1.g. steigen die Investitionskosten und die technischen Risiken. Zudem ist unbedingt **klarzustellen, ob die Anlage für Systemdienstleistungen überhaupt eingesetzt werden darf**.

Die Anforderungen, gerade im Hinblick auf Frequenzänderungen unterscheiden sich signifikant von derzeitigen Anforderungen, gerade für Bestandsanlagen. **Gegebenenfalls können Bestandsanlagen diese Anforderungen nicht gewährleisten**. Hier müssten **Mindestanforderungen definiert** werden, die eingehalten werden müssen. Dabei ist eine möglichst große technische Offenheit zu gewähren.

Die Netzbetreiber der Netze, an denen die neuen und modernisierten Anlagen angeschlossen sind, sollten die Anforderungen mit den jeweiligen Errichtern und Betreibern der Kraftwerke abstimmen, da es beim Bedarf an Systemdienstleistungen standortspezifisch große Unterschiede geben kann.

Grundsätzlich sollten die Ausschreibungen **nichts fordern, was über den Stand der Technik (also z. B. Anschlussbedingungen etc.) hinausgeht**. Die geforderten Phasenschieber sind beispielsweise gar nicht verfügbar. Erschwerend kommt hinzu, dass sowieso ein Engpass bei der Errichtung der Kapazitäten absehbar ist. Dieser würde durch Anforderungen, die über den technischen Standard der Hersteller hinausgehen, noch verschärft werden.

Die Bereitstellung von Systemdienstleistungen sollte über die entsprechenden Märkte separat angefragt werden und nicht als pauschale, technische (aktuell nicht erfüllbare) Anforderung zur Teilnahme an den Auktionen des KWSG vorausgesetzt werden. Diese generelle Verpflichtung der Anlagenbetreiber zur Vorhaltung dieser Fähigkeiten erscheint auch aus volkswirtschaftlichen Gründen nicht sinnvoll.

Umstellung auf Wasserstoffbetrieb:

› **Vollständiger Ausschluss von fossilen Brennstoffen**

Da das Anfahren von H₂-Anlagen aus heutiger Sicht wahrscheinlich mit Erdgas oder anderen (fossilen) Brennstoffen erfolgen wird und erst nach der Startphase der Betrieb mit 100 % Wasserstoff erfolgt, sollte ein **erforderlicher Einsatz von fossilen Brennstoffen**, z. B. für den **Anfahrbetrieb, freigestellt werden**. Andernfalls sind mit den derzeitigen Vorgaben zum Ausschluss der Nutzung fossiler Brennstoffe keine Gebote im Rahmen der angedachten Ausschreibungen möglich. Auch sollte zunächst mit den Herstellern geprüft werden, wie zeitnah und realistisch geeignete Anlagen zum Betrieb auf Basis von 100 % Wasserstoff beschaffbar sind. Das Risiko der Nichtverfügbarkeit von Anlagen darf nicht auf den Anlagenbetreiber übergehen.

› **Wasserstoffqualität**

Der **Kraftwerksbetreiber wird keinen Einfluss auf die Wasserstoffqualität** des im Kernnetzes transportierten Wasserstoffs haben und kann damit auch **nicht in die Verantwortung genommen werden**, den definierten Höchstanteil von Verunreinigungen im Wasserstoff sicherstellen zu müssen.

› **Betrieb, wenn kein Wasserstoff verfügbar ist**

Wenn nach Beginn der Umstiegspflicht kein Wasserstoff verfügbar ist, sollen Anlagenbetreiber verschiedene Möglichkeiten zur Überbrückung ergreifen können. Anderenfalls verlieren sie ihren Förderanspruch. Diese vorgesehenen **Überbrückungsoptionen erscheinen allerdings wenig praktikabel:**

- **Übergangsweise Nutzung anderer klimaneutraler Brennstoffe:** Ein Kraftwerk auf andere „100 % erneuerbare Brennstoffe“ umzustellen, wenn kein Wasserstoff verfügbar ist, ist in der Praxis technisch nicht möglich. Die einzige Möglichkeit wäre hier, **die Nutzung von bilanziellem Biomethan**. Diese Möglichkeit ist aber auch dahingehend kaum umsetzbar, da es nicht genug **verfügbare Mengen an Biomethan am Markt gibt und die Preise**, unter der Voraussetzung, dass viele betroffene Kraftwerke dann auf bilanzielles Biomethan umstellen müssten, einen wirtschaftlichen Betrieb ausschließen würden.
- **Übergangsweise Nutzung von CCS:** Eine **CCS-Technik samt Infrastruktur zum Abtransport des CO₂** für entsprechende Kraftwerke nachzurüsten, **nur, weil temporär kein Wasserstoff verfügbar ist, ist technisch sehr aufwändig und wirtschaftlich weder leistbar noch kurzfristig möglich** (ungeklärte Frage des CO₂-Abtransports, d.h. der Logistik und Deponierung hoher technischer und energieintensiver Aufwand, großer Flächenbedarf für zusätzliche Aggregate, Genehmigungsaufwand).
- **Vorübergehende Stilllegung:** Eine vorübergehende Stilllegung stellt keine sinnvolle Alternative dar. Zum einen müsste das Personal weiter vorgehalten werden, zum anderen fallen weiterhin Fixkosten an (u.a. Kapitalkosten).
- **Überführung in die Kapazitätsreserve:** Im Regelfall wird die Teilnahme an der Kapazitätsreserve über Ausschreibungen ermittelt. Es ist unklar, wie ein davon unabhängiger Wechsel einzelner Anlagen damit in Einklang gebracht werden kann und wie die Vergütung geregelt würde.

Fördersystem:

› **Begrenzung der förderfähigen Vollbenutzungsstunden im Wasserstoffbetrieb**

Die **Begrenzung der Förderfähigkeit auf 800 Vbh p. a. erscheint sehr restriktiv**. Es muss in jedem Fall **klargestellt werden, dass z.B. angeforderte Redispatch-Einsätze nicht in den 800 Vbh erfasst werden**. Pauschale Werte (200 Vbh, 800 Vbh) werden zudem den unterschiedlichen Anlagentypen (Gasmotor, Gasturbine, GuD etc.) hinsichtlich ihrer Fahrweise etc. ggf. nicht gerecht.

Verfahren:

› **Höchstpreis**

In Ziffer 51 ist ein Höchstpreis genannt, der sich nach den mit der Investition verbundenen Kosten inkl. Kapitalkosten eines Referenzkraftwerks richtet. Bei der Festlegung des Höchstpreises bzw. der Kapitalkosten eines Referenzkraftwerks, sollten auch die Kosten, die durch die Umsetzung der geforderten „Weiteren technischen Eigenschaften des Kraftwerks“ (1.g.) anfallen, berücksichtigt werden.

Grundsätzlich erscheint die Referenz zu den Investitionskosten eines neuen, hypothetischen Kraftwerkes gleicher Art und gleicher Leistung nicht praktikabel.

› **Regionale Steuerung**

Es sollte festgelegt werden, dass eine **weitere Teilnahme von Geboten aus dem netztechnischen Süden bei der Gebotsreihung ausgeschlossen ist, nachdem die vorgesehene Quote erreicht ist**. Andernfalls könnten Standorte im netztechnischen Norden sonst gänzlich ohne Zuschlag ausgehen. Bei fortschreitendem Kohleausstieg werden perspektivisch jedoch auch Ersatzneubauten in diesem Gebiet systemisch benötigt.

Der VKU betont in diesem Zusammenhang, dass H2-ready-Gaskraftwerke aus Gründen der Netzsicherheit und -stabilität auch im netztechnischen Norden errichtet werden müssen und der erforderliche Zubau durch einen Südbonus nicht gefährdet werden darf.

› **Sicherheitsleistung**

Im Rahmen der Präqualifikation wird für die Ausschreibung **eine Sicherheitsleistung** in Höhe von 200 €/kW gefordert. Dieser Wert erscheint sehr hoch und sollte abgesenkt werden. Gerade für kommunale Unternehmen stellt sich die Frage, wie die Sicherheitsleistung neben der Projektfinanzierung an sich getragen werden soll. Es sollte ermöglicht werden, dass **auch Bürgschaften** hinterlegt und als Sicherheitsleistung anerkannt werden können. Die Wahl der Höhe und Art der Sicherheitsleistung sollte sich nicht negativ auf die Akteursvielfalt auswirken.

› **Pönale**

Bei Überschreitung der Realisierungsfrist von 6 Jahren nach Zuschlag soll eine Pönale fällig werden. Hier sollte klargestellt werden, wie **Verzögerungen bewertet werden, die der Kraftwerksbetreiber nicht zu verantworten hat**, z. B. nicht vorhersehbare Lieferengpässe, verzögerte Genehmigungen, höhere Gewalt, etc.

Engpässe, etwa bei der Lieferung von Anlagenteilen durch die Hersteller, sind bei einer weitestgehend zeitgleichen Errichtung der geplanten Kapazitäten absehbar. Verzögerungen bei den Genehmigungen können sich aufgrund der neuen Technologie der Wasserstoffverstromung ergeben. Die Rahmenbedingungen für den Wasserstoffbetrieb sind derzeit gesetzlich nicht (klar) definiert, z. B. NOx-Emissionsgrenzwerte. Hilfestellungen in Form von Leitfäden etc. gibt es bislang für die Genehmigungsbehörden nicht.

Stellungnahme zu den Konsultationsfragen

Säule 1: „Neue Ausschreibungen für wasserstofffähige Gaskraftwerke und Langzeitspeicher für Strom“

I. Die Beihilfefähigkeit der drei Maßnahmen

- (1) Wie bewerten Sie die Beihilfefähigkeit der im Konsultationsdokument beschriebenen Maßnahmen?

Bevor genaue rechtliche Formulierungen bekannt sind, ist die Beihilfefähigkeit der im Konsultationsdokument - bislang nur durch Eckpunkte - beschriebenen Maßnahmen aktuell nicht zu beurteilen.

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

Im anstehenden Umstrukturierungsprozess, mit dem Deutschland die europäischen und nationalen Klimaschutzziele erreichen will, werden klimaneutrale gasförmige Energieträger einen Bestandteil der Dekarbonisierung des Energiesystems sein. Auch Wasserstoff kann in der nachhaltigen Stromerzeugung einen wichtigen Beitrag leisten. Die Voraussetzung dafür ist, dass Wasserstoff günstig und in ausreichenden Mengen zur Verfügung gestellt werden kann. Ein Teilaspekt ist z.B. der Aufbau von Langzeit-Wasserstoffspeichern in Verbindung mit der ohnehin notwendigen Wasserstoffinfrastruktur für das Kernnetz.

- (3) Teilen Sie die Ansicht, dass die Förderung auf die in der nationalen Wasserstoffstrategie genannten Wasserstoffarten beschränkt werden sollte?

Insbesondere in der Hochlaufphase sollten möglichst viele Wasserstoffarten zugelassen sein, um frühzeitig Erfahrung mit dem H₂-Betrieb von Kraftwerken und dem Wasserstoffmarkt sammeln zu können. Alle Einschränkungen machen die Bereitstellung von Wasserstoff teurer. Der VKU begrüßt deswegen, dass die Wasserstoffstrategie eine Verbreiterung der Wasserstoffarten vorgenommen hat. Notwendig ist hierbei allerdings eine klare Definition der Wasserstoffarten mit dem Ziel einer Harmonisierung mit anderen einschlägigen Gesetzen und Regelungen (RED II, 37. BImSchV, usw.).

II. 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? Haben Sie Verbesserungsvorschläge zur Methodik?

k.A.

III. 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?
Die skizzierte Ausgestaltung bzw. die Ausgestaltungsoptionen erscheinen sehr kompliziert. Daraus ergeben sich viele Risiken für die Anlageninvestoren.

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

Die Trennung erscheint zielführend, da es sich bei den Sprinter-Kraftwerken im Kern um Versuchsanlagen handelt, während die geplanten H₂-Ready-Gaskraftwerke zur Dekarbonisierung umfangreicher Leistungsbereiche vorgesehen sind. Richtig ist zudem, dass für wasserstofffähige Gaskraftwerke größerer Leistungsklassen zuerst kein Wasserstoff eingesetzt werden kann, da er in den ausreichenden Mengen noch gar nicht zur Verfügung steht. Auch die Hersteller können frühestens ab 2030 Anlagen in allen Leistungsklassen, die einen 100 %-Wasserstoffbetrieb realisieren, liefern.

- (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 Kraftwerkparks erlaubt?

k.A.

IV. 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?

Durch die hohen Anforderungen und Risiken ist zu erwarten, dass die Gruppe der Unternehmen, die an dem Verfahren teilnehmen kann, klein sein wird. Die Ermöglichung von Wettbewerb scheint deswegen nicht gegeben und kann ein erhebliches beihilferechtliches Problem darstellen. Eine größere Beteiligungsoption für Unternehmen würde dieses Problem reduzieren.

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

Dieses Risiko wird als gering eingeschätzt. Aufgrund der geringen Betriebsstundenanzahl wird der Wasserstoffbetrieb kaum verzerrend wirken. Zudem ist im Vergleich zu den anderen europäischen Mechanismen zur Vorhaltung von Kapazität der Einfluss ebenfalls als nur geringfügig einzuschätzen. Ein Risiko für Wettbewerbsverzerrungen hinsichtlich der Betriebskostenförderung nach der Umstellung auf Wasserstoff besteht allerdings darin, dass nach dem KWStG geförderte Anlagen dann (H₂-ready) KWK-Anlagen verdrängen könnten, für die bislang keine vergleichbare Betriebskostenförderung vorgesehen ist.

- (10) Gibt es aus Ihrer Sicht Gründe, gezielt neue Anlagen zu fördern?

Ja, zur Dekarbonisierung des Kraftwerksparks und zur Absicherung der Versorgungssicherheit ist es zwingend notwendig, neue Anlagen zu fördern. Die Förderung ist notwendig, da derzeit eine Reihe von rechtlichen Unsicherheiten bestehen und ein strommarktgetriebener Bau und ein wirtschaftlicher Betrieb nicht realisierbar sind.

- (11) Ist aus Ihrer Sicht ein Interessenbekundungsverfahren sinnvoll und erforderlich? Gibt es aus Ihrer Sicht eine geeignetere Alternative?

Zwar könnte mit einem Interessenbekundungsverfahren vor der Ausschreibung erkundet werden, wie viele Bieter erwartet werden. Aufgrund der Eilbedürftigkeit sollte das gesamte Verfahren allerdings möglichst unkompliziert sein, weswegen auf Interessenbekundungsverfahren verzichtet werden sollte. Bereits eine deutlich geringere

Sicherheitsleistung als bislang vorgesehen würde sicherstellen, dass nur seriöse Angebote abgegeben werden.

(12) Für die Sprinterausschreibungen wurde ein Vergütungsmodell vorgeschlagen (Marktprämien-Modell). Als alternatives Modell wurde eine Investitionskostenförderung (mit einem Brennstoff-CfD) dargestellt. Wie bewerten Sie die beiden Modelle:

- a. um die Kosten der Förderung auf das notwendige Minimum zu reduzieren?

Im Segment der Sprinterausschreibungen ist von einer geringen Teilnahme auszugehen. Grundsätzlich erscheint eine Investitionskostenförderung besser für die Investitions- und Planungssicherheit. Im Fall der Sprinteranlagen, mit einem verpflichteten Wasserstoffeinsatz ab Inbetriebnahme, werden allerdings voraussichtlich die Wasserstoffkosten dominieren. Ohne eine Brennstoffförderung drohen Projekte, deren Investitionen gefördert werden, ohne dass sie betrieben werden.

- 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.)?

Es ist unwahrscheinlich, dass eine Anlage, die im Kern eine technische Versuchsanlage darstellt, den Markt dominieren wird.

- c. mit Blick auf die Systemeffizienz, um die Ziele der Maßnahmen zu erreichen?
Die Ziele der Maßnahme sind unklar, insbesondere im Kontext der Systemeffizienz.

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

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

Die vorgesehenen Regelungen sind komplex und sollten idealerweise vollständig entfallen. Da das aus beihilferechtlichen Gründen wahrscheinlich nicht umsetzbar ist, sollten man einen Prozess aufsetzen, der möglichst bürokratiearm, also ohne übermäßige Berichtspflichten, ausgestaltet ist und wirklich nur realisierte und sehr

hohe Übererlöse abschöpft. Zudem darf die Abschöpfung sich nicht mit der OPEX-Förderung widersprechen bzw. sich gegenseitig aufheben.

- b. Welche Variante ist aus Ihrer Sicht vorzuziehen?

Es muss sichergestellt werden, dass Absicherungsmaßnahmen, d. h. Absicherungen des clean spark spreads, die häufig bereits über Jahre im Voraus erfolgen, klar berücksichtigt werden.

Auch muss sichergestellt werden, dass man nicht abgeschöpft werden kann, wenn man gar keine Erlöse erzielt hat: Aufgrund der erhöhten Risiken in Variante B mit der „erzeugungsunabhängigen Abschöpfung“ (Zahlung der Abschöpfung, auch wenn Anlage nicht in Betrieb ist) würde ohne Erlöse aus dem Betrieb (Stromverkauf) eine Abschöpfung erfolgen.

- c. Sollten in den Maßnahmen unter 4.1 und 4.8 KUEBILL unterschiedliche Mechanismen oder derselbe Clawback-Mechanismus angewendet werden?

Da die Preisstellung in den beiden Säulen unterschiedlich ist, sollte abgewogen werden, inwieweit ein einheitlicher Mechanismus dadurch zu unterschiedlichen Folgen führen kann. Dies gilt insbesondere im Hinblick auf die mutmaßlich geringeren Laufzeiten der H2-Anlagen. Bei hohen Preisen muss aber wiederum abgewogen werden gegen zukünftig eventuell höhere Gas- und CO₂-Preise.

- d. Haben Sie konkrete Änderungsvorschläge zur Ausgestaltung des Abschöpfungsmechanismus für eine oder alle Maßnahmen?

Für eine Bewertung müssten die Berechnungsgrundlagen konkretisiert werden. In jedem Fall müssen Absicherungsmechanismen (s. 13 b) berücksichtigt werden.

- 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.

Die Abschöpfung sollte auf einen möglichst kurzen Zeitraum beschränkt werden, um tatsächliche Investitionen anzureizen. Der Zeitraum der OPEX-Förderung ist zur Minimierung der Risiken und zur Schaffung von Investitionsanreizen zu bevorzugen.

- (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?

Der Day-ahead-Markt ist aktuell der wesentliche Markt für den Kurzfristhandel und wäre damit aktuell ein transparenter und zeitnahe Prozess. Wahrscheinlich werden mit dem weiteren Ausbau der EE-Erzeugungsanlagen zukünftig aber die Intraday-Auktionen an Bedeutung gewinnen. Daher wäre eine Einbeziehung sinnvoll.

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

Die Begrenzung der Förderfähigkeit auf 800 Vbh p. a. erscheint sehr restriktiv. Es muss in jedem Fall klargestellt werden, dass z.B. angeforderte Redispatch-Einsätze nicht in den 800 Vbh erfasst werden. Pauschale Werte (200 Vbh, 800 Vbh) werden zudem den unterschiedlichen Anlagentypen (Gasmotor, Gasturbine, GuD etc.) hinsichtlich ihrer Fahrweise etc. ggf. nicht gerecht.

- (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?

Eine Begrenzung verknüpft die zur Verfügung stehende Leistung. Sollte der weitere Ausbau der EE-Erzeuger langsamer als angenommen stattfinden, ist es aus energiepolitischer Sicht sinnvoll, den Einsatz der wasserstofffähigen Kraftwerke nach dem 5. Jahr anzureizen. Eine Übertragbarkeit muss möglich sein, vgl. die bewährten Regelungen im KWKG.

- (17) Wie beurteilen Sie die Beschränkung auf 100% Wasserstoffbetrieb? Halten Sie eine 2% Verunreinigungsregel für angemessen?

Da das Anfahren von H₂-Anlagen aus heutiger Sicht wahrscheinlich mit Erdgas oder anderen (fossilen) Brennstoffen erfolgen wird und erst nach der Startphase der Betrieb mit 100% Wasserstoff erfolgt, sollte ein erforderlicher Einsatz von fossilen Brennstoffen, z.B. für den Anfahrbetrieb, freigestellt werden. Andernfalls sind mit den derzeitigen Vorgaben zum Ausschluss der Nutzung fossiler Brennstoffe keine Gebote im Rahmen der angedachten Ausschreibungen möglich.

Auf die Wasserstoffqualität im Kernnetz hat der Anlagenbetreiber keinen Einfluss.

(18) Wie beurteilen Sie den Umstand, dass nach dem verpflichtenden Umstiegsdatum neben dem Wasserstoffbetrieb kein bivalenter Betrieb mit Erdgas ermöglicht wird?

Das feste Umstiegsdatum im H2-ready-Segment, ab dem ein reiner Wasserstoffbetrieb erfolgen muss, ist für Investoren, die zeitnah eine Investitionsentscheidung unter derzeit kaum kalkulierbaren Risiken treffen müssen, hochgradig belastend.

Es birgt – wenngleich europarechtlich im Rahmen einer Dekarbonisierungsmaßnahme mutmaßlich geboten - eine Reihe wesentlicher Unsicherheiten. Um diesen Unsicherheiten zu entgehen, ist Pragmatismus gefragt. Der Kraftwerksbetreiber hat nur bedingt oder keinen Einfluss auf die rechtzeitige Verfügbarkeit von Wasserstoff am Standort, die Versorgung in ausreichenden Mengen und die Wasserstoffqualität. Sofern diese Umstände den Umstieg verzögern oder beeinflussen, müssen praxistaugliche (Alternativ-)Lösungen gefunden werden, die nicht zulasten des betroffenen Betreibers gehen.

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

Grundsätzlich ist eine 90% Abscheidung machbar. Allerdings ist diese als Alternativmaßnahme zum Umstieg auf Wasserstoff kritisch zu bewerten. Eine CCS-Technik samt Infrastruktur zum Abtransport des CO2 für entsprechende Kraftwerke nachzurüsten, nur, weil temporär kein Wasserstoff verfügbar ist, ist technisch sehr aufwändig und wirtschaftlich weder leistbar noch kurzfristig möglich (ungeklärte Frage des CO2-Abtransports, d.h. der Logistik und Deponierung, hoher technischer und energieintensiver Aufwand, großer Flächenbedarf für zusätzliche Aggregate, Genehmigungsaufwand).

(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.1.2.a).

Da derzeit keine garantierten Wirkungsgrade für den Wasserstoffbetrieb bekannt sind, müssen moderate und wenig anspruchsvolle Werte herangezogen werden.

(21) Wie sehen Sie die pauschale Finanzierung einer festen Brennstoffmenge?

Das erscheint sinnvoll, da es für den Anlagenbetreiber besser kalkulierbar ist.

(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?

Die Unterschiede zwischen Erdgas und Wasserstoff bei den Netzentgelten müssen auf jeden Fall berücksichtigt und sollten erstattet werden. Diese Kosten sind nicht vom Bieter beeinflussbar und erzeugen eine hohe Unsicherheit (höhere Kosten).

(23) Zu den Ausschreibungen für wasserstofffähige Gaskraftwerke sollen nur solche Projekte zugelassen werden, die sich in räumlicher Nähe zum Wasserstoff-Kernnetz befinden. Mit welcher maximalen Entfernung (Luftlinie in km) sollte diese „räumliche Nähe“ aus ihrer Sicht definiert werden und weshalb?

Ein absoluter Wert erscheint hier nicht sinnvoll. Potenzielle Kraftwerksbetreiber werden sich bereits aus wirtschaftlichen bzw. aus Kostengründen für eine räumliche Nähe zum Wasserstoff-Kernnetz entscheiden. Mit der jetzigen Vorgabe würden auch Standorte mit Entfernungen knapp über 20 km ausscheiden. Auf eine exakte Festlegung sollte daher verzichtet werden. Luftlinie kann zudem aufgrund von topologischen Gegebenheiten (z.B. Gebirge, Flüsse) und/oder Schutzgebiete ein ungeeigneter Maßstab sein.

(24) In den Ausschreibungen für umrüstbare Wasserstoffkraftwerke wurde ein Bonusmodell für die regionale Steuerung der Kraftwerke vorgeschlagen. Ist dieses Modell aus Ihrer Sicht geeignet?

Es bedarf zumindest einer Anpassung:

Es sollte festgelegt werden, dass eine weitere Teilnahme von Geboten aus dem netztechnischen Süden bei der Gebotsreihung ausgeschlossen ist, nachdem die vorgesehene Quote erreicht ist. Andernfalls könnten Standorte im netztechnischen Norden sonst gänzlich ohne Zuschlag ausgehen. Bei fortschreitendem Kohleausstieg werden perspektivisch jedoch auch Ersatzneubauten in diesem Gebiet systemisch benötigt.

Der VKU betont in diesem Zusammenhang, dass H2-ready-Gaskraftwerke aus Gründen der Netzsicherheit und -stabilität auch im netztechnischen Norden errichtet werden müssen und der erforderliche Zubau durch einen Südbonus nicht gefährdet werden darf.

(25) Sehen Sie Alternativen zur regionalen Differenzierung, wo ein Kraftwerkszubau möglichst systemdienlich ist anstelle der gewählten Aufteilung nach Ländern?

- 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“?

k.A.

(26) Wie bewerten Sie die technischen Mindestanforderungen unter B.I.1.g) und B.II.1.d)?

Durch die genannten Anforderungen gemäß Kapitel 1.g. steigen die Investitionskosten und die technischen Risiken. Zudem ist unbedingt klarzustellen, ob die Anlage für Systemdienstleistungen überhaupt eingesetzt werden darf oder ob die Phasenschieber gar nicht unabhängig zur Verfügung stehen dürfen.

Die Anforderungen, gerade im Hinblick auf Frequenzänderungen unterscheiden sich signifikant von derzeitigen Anforderungen, gerade für Bestandsanlagen. Ggf. können Bestandsanlagen diese Anforderungen nicht gewährleisten. Hier müssten Mindestanforderungen definiert werden, die eingehalten werden müssen. Dabei ist eine möglichst große technische Offenheit zu gewähren. Die Netzbetreiber der Netze, an denen die neuen und modernisierten Anlagen angeschlossen sind, sollten die Anforderungen mit den jeweiligen Errichtern und Betreibern der Kraftwerke abstimmen, da es beim Bedarf an Systemdienstleistungen standortspezifisch große Unterschiede geben kann.

Grundsätzlich sollten die Ausschreibungen nichts fordern, was über den Stand der Technik (also z. B. Anschlussbedingungen etc.) hinausgeht. Die geforderten Phasenschieber sind beispielsweise gar nicht verfügbar. Erschwerend kommt hinzu, dass sowieso ein Engpass bei der Errichtung der Kapazitäten absehbar ist. Dieser würde durch Anforderungen, die über den technischen Standard der Hersteller hinausgehen, noch verschärft werden.

Die Bereitstellung von Systemdienstleistungen sollte über die entsprechenden Märkte separat angefragt werden und nicht als pauschale, technische (aktuell nicht erfüllbare) Anforderung zur Teilnahme an den Auktionen des KWSG vorausgesetzt werden. Diese generelle Verpflichtung der Anlagenbetreiber zur Vorhaltung dieser Fähigkeiten erscheint auch aus volkswirtschaftlichen Gründen nicht sinnvoll.

(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?

k.A.

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

Pay as cleared ist ein bewährtes Verfahren und dafür geeignet, die wahren Kosten der Auktionsteilnehmer zu offenbaren und damit die Gesamtkosten des Auktionsergebnisses möglichst gering zu halten. Gebotsstrategien, die das Auktionsergebnis verfälschen, werden damit effektiv verhindert. Pay as bid würde zu höheren Risikopuffern führen und schränkt so die Teilnehmerzahl ein.

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

Die Frage lässt sich nicht eindeutig beantworten, weil unklar ist, ob die Stunden pro Jahr gemeint sind oder die Lebensdauer. Für den Betrieb mit Wasserstoff liegen zudem noch keine Referenzen vor.

(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?

Bei den angefragten Kraftwerkstypen ist die Gasturbinen-Generator-Einheit die größte Investition.

Das Verhältnis eines neuen Kraftwerks zu einem umzurüstenden neuen Kraftwerk kann nicht fix als Zahlenwert angegeben werden. Dies hängt wesentlich davon ab, wie „H2-Ready“ das Bestandskraftwerk ist. Derzeit sind keine Preise für die Umrüstung bekannt. Bei Umrüstung müssen (vermutlich) Turbine, Brenner und Umweltschutzeinrichtungen umgebaut werden. Bei einem Motor ist der Umfang geringer.

Wenn die Gasturbinen auf H2 nachgerüstet werden können, kann eine Umrüstung wirtschaftlich möglich sein - in Abhängigkeit des Nachrüstaufwandes der Kraftwerksnebenanlagen (BoP = Balance of Plant). Wenn die Gasturbinen ausgetauscht werden müssen, ist der Vorteil gegenüber einem Neubau kaum noch gegeben.

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

Das ist abhängig von den Strom- und Commodity-Preisen, der Effizienz der jeweiligen Anlage und ob eine Anlage Wärme bereitstellt (KWK-Anlage).

(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.
k.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.

Nach den Vorschlägen des KWSG sind 800 Stunden (Cfd) pro Jahr zugelassen. Kraftwerke, die Fernwärme liefern, werden mehr Volllaststunden aufweisen. Je nach Standort und Verzögerung des Fortschritts beim Netzausbau ist mit zusätzlichen Redispatch-Einsätzen von bis zu 2000 Stunden zu rechnen.

- (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 - auch vor dem Hintergrund, dass in den ersten sieben Jahren Stromerlöse als Gaskraftwerk ohne Abschöpfung erzielt werden kann?

Die Referenz zu den Investitionskosten eines neuen, hypothetischen Kraftwerkes gleicher Art und gleicher Leistung erscheint nicht praktikabel. Es gibt diese Referenzanlage bislang nicht. Hinzukommt, dass bei der Festlegung des Höchstpreises bzw. der Kapitalkosten eines Referenzkraftwerks, auch die Kosten, die durch die Umsetzung der geforderten „Weiteren technischen Eigenschaften des Kraftwerks“ (1 g) anfallen, berücksichtigt werden müssten.

Zudem sind 80% zu gering unter Berücksichtigung der Vorfinanzierung, der zeitlich limitierten Betriebskostenförderung und einem aus dem Förderregime abzuleitenden kleinen Erlösbeitrag, zusätzlich gedeckelt über den Claw-Back. Bei einer nicht unwahrscheinlichen Verzögerung oder fehlender Erlöse aufgrund einer Nichtverfügbarkeit von Wasserstoff kann es dazu führen, dass 30 % bis 40 % der CAPEX-Kosten nicht erstattet werden. Das ist unwirtschaftlich.

- (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 zugrundeliegenden Annahmen? Welche Investitionsschwelle könnte Kosteneffizienz gewährleisten und das richtige Maß an Wettbewerb ermöglichen?

Die erforderliche Mindestinvestitionstiefe für Modernisierungsprojekte von 70 % ist zu hoch und sollte dringend herabgesetzt werden. Es ist fraglich, ob solche umfangreichen Nachrüstungen dann überhaupt getätigt werden - da Nachrüstungen bzw. generell Maßnahmen im Bestand mit einem hohen Kostenrisiko verbunden sind - oder gleich neue Kraftwerke gebaut werden. Um das Ziel, zusätzliche Kapazitäten zu errichten, zu gewährleisten, ist eine Modernisierungstiefe von 50 % ausreichend (analog § 8 Abs. 2 Nr. 3 KWKG).

V. 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?

Die Ausschreibungen von 12,5 GW Kraftwerkskapazität sind ein erster und wichtiger Schritt. Auf lange Sicht werden diese Kraftwerkskapazitäten nicht ausreichen. Es werden mit Blick auf den fortschreitenden Ausstieg aus der Kohleverstromung mindestens 25 GW neue H2-ready Gaskraftwerke benötigt, um die erneuerbare Stromerzeugung zu stabilisieren. Nur durch den Zubau kann verhindert werden, dass immer mehr Kohlekraftwerke in Reserven überführt werden müssen.

(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?

Der Umstieg auf einen reinen Wasserstoffbetrieb birgt eine Reihe wesentlicher Unsicherheiten.

Wasserstoff: Der Kraftwerksbetreiber hat in der Regel keinen Einfluss auf die rechtzeitige Verfügbarkeit von Wasserstoff am Standort, die Versorgung in ausreichenden Mengen und die Wasserstoffqualität.

Genehmigungsfähigkeit: Die Rahmenbedingungen für den Wasserstoffbetrieb sind derzeit gesetzlich nicht (klar) definiert, z.B. NOx-Emissionsgrenzwerte.

Betrieb: Bislang fehlt Erfahrung beim (Dauer-)Betrieb von Kraftwerken mit reinem Wasserstoff. Möglicherweise auftretende technologische „Kinderkrankheiten“ sollten antizipiert werden.

(38) Betreiben Sie ein oder mehrere Gaskraftwerke in Deutschland? Falls ja, listen Sie diese bitte auf und geben die jeweilige Kapazität (in MW) an.

Nein, als Verband betreiben wir keine Gaskraftwerke. Wir vertreten jedoch die Interessen von kommunalen Unternehmen, die Kraftwerksbetreiber sind.

(39) Gibt es von Ihrer Seite derzeit Pläne, in neue Erdgaskraftwerke in Deutschland zu investieren? Wenn ja,

a. welche Leistung und welcher Inbetriebnahmezeitpunkt ist geplant?

- b. Wie hoch schätzen sie die ungefähren erwarteten Kosten pro Megawatt?
- c. Von welchem Förderbedarf gehen Sie aus (geschätzte notwendige Subventionen in EUR/kW)?

k.A., s. Frage 38

(40) Planen Sie die Errichtung eines H2-ready/wasserstofffähigen Kraftwerks?

- 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.
- d. Von welcher Lebensdauer des Kraftwerks gehen Sie aus?
- e. Von welchen Einsatzzeiten (in Stunden mit mindestens 50% Auslastung der Nennleistung der Anlage pro Jahr) gehen Sie im Jahr 2035 aus?

k.A., s. Frage 38

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

- a. Wenn ja, beschreiben Sie bitte die Merkmale und den Zeitplan (siehe Ziffern i. bis vi. der vorhergehenden Frage).
- b. Wenn nein, geben Sie bitte die Gründe an.

k.A., s. Frage 38

(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? Wenn ja, begründen Sie bitte Ihre Antwort und beschreiben Sie den Umfang und die Art der erforderlichen Förderung.

(43) Bitte erläutern Sie, ob eine Förderung für alle oder nur für einige Kraftwerke erforderlich ist und begründen Sie, warum.

Ja, diese Förderung ist nötig, da für bereits im Bau befindliche H2-ready Anlagen, die durchaus die technischen Anforderungen erfüllen können, kein Anreiz besteht Wasserstoff zu nutzen, obwohl sie dies könnten. Zur vollständigen Dekarbonisierung des Stromsektors sind auch diese Anlagen notwendig. Voraussichtlich wird Erdgas i.V.m.CO2-Emissionszertifikaten auf absehbare Zeit günstiger bleiben als Wasserstoff. Solange dies günstiger ist, ist eine Umstellung auf H2 aufgrund der nötigen Investitionen in die Umrüstung und den höheren Betriebskosten wirtschaftlich nicht darstellbar.

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

k.A.

(45) Wie schätzen Sie die Entwicklung des Wasserstoffmarktes ein?

k.A.

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

(46) Sehen Sie Situationen, in denen die Kraftwerke auch nach 2035 weiterhin am Strommarkt auf Erdgasbasis agieren müssen? Wenn ja, welche?

Ja, diese Situationen werden auch nach 2035 vorkommen, sofern keine ausreichende Wasserstoffverfügbarkeit, aber eine Nachfrage besteht, d.h. vor allem im Winter an windschwachen Tagen, morgens und abends.

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

Nein, das wäre sowohl für die Versorgungssicherheit als auch für die Angebotslegung der potenziellen Teilnehmer im Rahmen der KWVG-Ausschreibungen zu risikoreich. Wasserstoff muss erst in hinreichendem Umfang gesichert verfügbar sein.

VII. Sonstige beihilferechtlich relevante Aspekte

(48) 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?

Die Kostenentwicklung ist abhängig vom Weltmarkt.

(49) Ist CCS in Verbindung mit Erdgasverstromung eine wirtschaftliche Alternative zur Wasserstoffverstromung und wenn ja, ab wann halten Sie diese Technologie für marktgängig bzw. welche CO₂-Preise müssen dafür erreicht werden?

Auf Basis der aktuellen Rahmenbedingungen ist eine großflächige Nutzung von CCU/S in (fossil betriebenen) Gaskraftwerken aufgrund der geringen Wirtschaftlichkeit kaum zu erwarten (hohe Investitionen, geringe Vollbenutzungsstunden, beschränkte Nutzungsdauer aufgrund des Umstiegs auf nicht-fossile Brennstoffe spätestens bis 2045). CCS soll bei fossil befeuerten Gaskraftwerken auch nicht gefördert werden.

(50) Haben Sie weitere Anmerkungen zur Angemessenheit und zu den Auswirkungen der hier beschriebenen Maßnahmen auf den Wettbewerb?

k.A.

Säule 2: „Ausschreibungen für steuerbare Kapazitäten für einen Beitrag zur Versorgungssicherheit“

I. Die Beihilfefähigkeit der Maßnahmen

- (1) Wie bewerten Sie die Beihilfefähigkeit der im Konsultationsdokument beschriebenen Maßnahmen?

Bevor genaue rechtliche Formulierungen bekannt sind, ist die Beihilfefähigkeit der im Konsultationsdokument - bislang nur durch Eckpunkte - beschriebenen Maßnahmen, aktuell nicht zu beurteilen.

- (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?

Ein Kapazitätsmechanismus ist in einem System mit volatilen Einspeisern ohne nennenswerte Langzeitstromspeicher dringend notwendig, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Inwieweit Technologieoffenheit durch einen Kapazitätsmarkt gewährleistet werden kann, hängt von dessen Ausgestaltung ab. Sollte der Kapazitätsmarkt in Richtung eines reinen zentralen Marktes gehen, drohen kleine, flexible Lösungen benachteiligt zu werden. Die ganze Bandbreite könnte hingegen in einem kombinierten Kapazitätsmarkt genutzt werden, da dieser mehr marktgetriebene Komponenten enthält.

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

- (3) Wie bewerten Sie diese Einschätzung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz zur Methode und Schätzung der Subvention pro vermiedener Tonne Emissionen in CO₂-Äquivalenten? Haben Sie Verbesserungsvorschläge zur Methodik?

k.A.

III. Nutzung und Umfang von Ausschreibungen sowie etwaige Ausnahmen

- (4) Wie bewerten Sie die unter Abschnitt A. skizzierte Ausgestaltung bzw. die Ausgestaltungsoptionen der Fördermaßnahme?

In Abschnitt A. finden sich wenig Informationen zur Ausgestaltung bzw. zu den Ausgestaltungsoptionen der Fördermaßnahme. Grundsätzlich erscheinen die Anforderungen der skizzierten Maßnahme (Abschnitte I.-III.) aber als umsetzbar. Problematisch sind allerdings die Anforderungen an die „Weiteren technischen Eigenschaften“, insbesondere der Phasenschieber und die Höhe der Sicherheitsleistung.

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

k.A.

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

Die Entwicklung im Regelergiemarkt hat gezeigt, dass auch kleine Anlagen bzw. eine Gemeinschaft von kleineren Anlagen in der Lage sind, erfolgreich an diesem Markt teilzunehmen. Gleiches darf auch für diesen Markt erwartet werden und eine geringere Größe würde auch den Kreis der Interessenten vergrößern. Dies ist wichtig, um Akteursvielfalt zu wahren und einer Marktkonzentration vorzubeugen.

IV. Wichtigste Parameter des Verfahrens zur Bewilligung der Beihilfen

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

Pay as cleared ist ein bewährtes Verfahren und dafür geeignet, die wahren Kosten der Auktionsteilnehmer zu offenbaren und damit die Gesamtkosten des Auktionsergebnisses möglichst gering zu halten. Gebotsstrategien, die das Auktionsergebnis verfälschen, werden damit effektiv verhindert. Pay as bid würde zu höheren Risikopuffern führen und schränkt so die Teilnehmerzahl ein.

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

k.A.

V. Angaben zur Ermöglichung von Wettbewerb zwischen verschiedenen Arten von Beihilfeempfängern

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

In Abschnitt A. finden sich wenig Informationen zur Ausgestaltung bzw. zu den Ausgestaltungsoptionen der Fördermaßnahme. Grundsätzliche erscheinen die Anforderungen der skizzierten Maßnahme (Abschnitte I.-III.) aber als umsetzbar. Problematisch sind allerdings die Anforderungen an die „Weiteren technischen Eigenschaften“ und die Höhe der Sicherheitsleistung.

- (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?

Der Wettbewerb könnte durch die sehr hoch angesetzte Sicherheitsleistung eingeschränkt 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?

Als gering: In Europa wurden bereits in einigen Ländern Kapazitätsmärkte eingeführt.

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

Neue Anlagen bieten Vorteile hinsichtlich der betrieblichen Sicherheit und können lange Laufzeiten gewährleisten. Gleichwohl sind Neuprojekte deutlich kostenintensiver als Umrüstungsmaßnahmen.

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

Zwar könnte mit einem Interessenbekundungsverfahren vor der Ausschreibung erkundet werden, wie viele Bieter erwartet werden. Aufgrund der Eilbedürftigkeit sollte das gesamte Verfahren allerdings möglichst unkompliziert sein, weswegen auf Interessenbekundungsverfahren verzichtet werden sollte. Bereits eine geringere Sicherheitsleistung würde sicherstellen, dass nur seriöse Angebote abgegeben werden.

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

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

k.A.

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

k.A.

(16) Sehen Sie Alternativen zur regionalen Differenzierung, wo ein Kraftwerkszubau möglichst systemdienlich ist, anstelle der gewählten Aufteilung nach Ländern, und wenn ja, welche? Ist die Aufteilung 70-30 zwischen netztechnischem Norden und

Süden angemessen? Wie bewerten Sie die Einteilung der Bundesländer für den „netztechnischen Süden“?

k.A.

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

Durch die genannten Anforderungen gemäß Kapitel 1.g. steigen die Investitionskosten und die technischen Risiken. Zudem ist unbedingt klarzustellen, ob die Anlage für Systemdienstleistungen überhaupt eingesetzt werden darf.

Die Anforderungen, gerade im Hinblick auf Frequenzänderungen unterscheiden sich signifikant von derzeitigen Anforderungen, gerade für Bestandsanlagen. Ggf. können Bestandsanlagen diese Anforderungen nicht gewährleisten. Hier müssten Mindestanforderungen definiert werden, die eingehalten werden müssen. Dabei ist eine möglichst große technische Offenheit zu gewähren. Die Netzbetreiber der Netze, an denen die neuen und modernisierten Anlagen angeschlossen sind, sollten die Anforderungen mit den jeweiligen Errichtern und Betreibern der Kraftwerke abstimmen, da es beim Bedarf an Systemdienstleistungen standortspezifisch große Unterschiede geben kann.

Grundsätzlich sollten die Ausschreibungen nichts fordern, was über den Stand der Technik (also z. B. Anschlussbedingungen etc.) hinausgeht. Die geforderten Phasenschieber sind beispielsweise gar nicht verfügbar. Erschwerend kommt hinzu, dass sowieso ein Engpass bei der Errichtung der Kapazitäten absehbar ist. Dieser würde durch Anforderungen, die über den technischen Standard der Hersteller hinausgehen, noch verschärft werden.

Die Bereitstellung von Systemdienstleistungen sollte über die entsprechenden Märkte separat angefragt werden und nicht als pauschale, technische (aktuell nicht erfüllbare) Anforderung zur Teilnahme an den Auktionen des KWSG vorausgesetzt werden. Diese generelle Verpflichtung der Anlagenbetreiber zur Vorhaltung dieser Fähigkeiten erscheint auch aus volkswirtschaftlichen Gründen nicht sinnvoll.

(18) Wie bewerten Sie den Umgang mit Kraftwerksprojekten an systemrelevanten Standorten?

Die Regelung erscheint sinnvoll. Der Zugang zu den Ausschreibungen muss allerdings vorab sichergestellt und möglichst unkompliziert geregelt werden.

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

In der Konsultationsunterlage ist keine Anforderung enthalten, nach der mit Abgabe des Gebots ein Abwärmenutzungskonzept vorzulegen ist.

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

Die Frage lässt sich nicht eindeutig beantworten, weil unklar ist, ob die Stunden pro Jahr gemeint sind oder die Lebensdauer.

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

Größte Kostenpunkte bei der Investition in ein neues Gaskraftwerk sind die Turbine, in Fall einer GuD-Anlage der Abhitzeessel, sowie die notwendigen Umweltschutzeinrichtungen.

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

Das ist abhängig von den Strom- und Commodity-Preisen, der Effizienz der jeweiligen Anlage und ob eine Anlage Wärme bereitstellt (KWK-Anlage).

(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.

k.A.

VI. Methode, um die Kosten den Verbrauchern zuzuweisen

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

Europarechtlich ist eine Umlage vorgesehen.

VII. Geplante Vorkehrungen zur Gewährleistung der Übereinstimmung mit den Klimazielen der Europäischen Union

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

k.A.

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

Der Umstieg auf einen reinen Wasserstoffbetrieb birgt eine Reihe wesentlicher Unsicherheiten:

Wasserstoff: Der Kraftwerksbetreiber hat in der Regel keinen Einfluss auf die rechtzeitige Verfügbarkeit von Wasserstoff am Standort, die Versorgung in ausreichenden Mengen und die Wasserstoffqualität.

Genehmigungsfähigkeit: Die Rahmenbedingungen für den Wasserstoffbetrieb sind derzeit gesetzlich nicht (klar) definiert, z.B. NOx-Emissionsgrenzwerte.

Technologie: Bislang fehlt Erfahrung beim (Dauer-)Betrieb von Kraftwerken mit reinem Wasserstoff. Möglicherweise auftretende technologische „Kinderkrankheiten“ sollten antizipiert werden.

Wirtschaftlichkeit H2-Betrieb: Voraussichtlich wird Erdgas i.V.m.CO2-Emissionszertifikaten auf absehbare Zeit günstiger bleiben als Wasserstoff. Solange dies günstiger ist, ist eine Umstellung auf H2 aufgrund der nötigen Investitionen in die Umrüstung und den höheren Betriebskosten wirtschaftlich nicht darstellbar. Es bedarf daher finanzieller Anreize durch den Staat.

Die Wirtschaftlichkeit bei CCS hängt von den relativen Kosten, der Transportlogistik und den Transportkosten ab. Bei CCU fehlen jegliche Erfahrungswerte. Ob CCU eine Option

darstellen kann, hängt von der Marktentwicklung und den Kosten für solche Anlagen bzw. der Nachfrage ab.

VIII. Andere Aspekte im Hinblick auf den Status der Maßnahme als staatliche Beihilfe

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

k.A.