

KURZSTELLUNGNAHME

zu dem Referentenentwurf für ein Kraftwerkssicherheitsgesetz (KWSG-E) des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz vom 22. November 2024

Berlin, 28.11.2024

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 rund 309.000 Beschäftigten wurden 2022 Umsatzerlöse von 194 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 65 Prozent, Wärme 91 Prozent, Trinkwasser 88 Prozent, Abwasser 40 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: 220 Unternehmen investieren pro Jahr über 912 Millionen Euro. Künftig wollen 90 Prozent der kommunalen Unternehmen den Mobilfunkunternehmen Anschlüsse für Antennen an ihr Glasfasernetz anbieten.

Zahlen Daten Fakten 2024

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

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.

Vorbemerkung

Viel zu kurze Konsultationsfrist in Verbindung mit sehr vielen inhaltlichen Verbesserungsnotwendigkeiten lassen die kurzfristige Verabschiedung eines guten Gesetzes äußerst fraglich erscheinen.

Der VKU erachtet es als eine Zumutung, innerhalb von nur gut zwei Arbeitstagen über einen derart umfangreichen und für die Energiebranche, unsere Mitgliedsunternehmen sowie die Volkswirtschaft insgesamt sehr wesentlichen Gesetzentwurf Stellung nehmen zu müssen. Derart kurze Stellungnahmefristen, die zudem explizit ohne vorherige Ressortabstimmung durchgeführt werden, führen fast zwangsläufig zu möglichen Sollbruchstellen in der Gesetzgebung, weil eine Beteiligung unserer Mitgliedsunternehmen in so einem Zeitfenster nur rudimentär erfolgen kann. Viele vorgesehene Detailregelungen können somit keinem ausreichenden Praxischeck unterzogen werden. Dass ein gutes, praxistaugliches und volkswirtschaftlich effizientes Gesetz gelingt, wird durch so eine Vorgehensweise deutlich unwahrscheinlicher.

Der neue Referentenentwurf greift aus Sicht der Stadtwerke und kommunalen Energieversorger zwei zentrale Kritikpunkte weiterhin nicht auf, die der VKU in früheren Konsultationen klar aufgezeigt hat.

So fokussiert sich der Referentenentwurf weiterhin auf den Neubau neuer Gaskraftwerke auf der grünen Wiese. Vorhandene Standorte mit Gaskraftwerken werden ausgeschlossen. Das ist volkswirtschaftlich ineffizient und verhindert einen echten Kostenwettbewerb in den Ausschreibungen. Dieser Effekt wird – trotz Verbesserung gegenüber dem Vorentwurf – auch durch nach wie vor zu hohe Sicherheitsleistungen verstärkt.

Leider spielt auch die Modernisierung bestehender Anlagen im Entwurf faktisch keine Rolle. Dafür waren und sind auch die neuen Vorgaben nicht realistisch umsetzbar, insbesondere mit Blick auf die Wirkungsgradsteigerung und die Investitionstiefe.

Zudem schließt der Gesetzentwurf eine Förderung für die Umrüstung bestehender KWK-Anlagen auf Wasserstoff aus. Damit wird ein möglicher wesentlicher Beitrag von Stadtwerken für die klimaneutrale Stromerzeugung in Kraftwerken verhindert.

Grundsätzlich ist es sehr gut, dass das KWKG verlängert werden soll. Aber der vorgesehene Verlängerungszeitraum ist viel zu kurz, um größere neue Projekte anzureizen. Wir empfehlen, die im Gesetzentwurf ebenfalls vorgesehene KWKG-Verlängerung zu modifizieren, das Gesetz bis zum Jahr 2030 zu verlängern und den Gesetzentwurf losgelöst vom Kraftwerkssicherheitsgesetz schnellstmöglich im Bundeskabinett und anschließend im Bundestag beschließen zu lassen.

Darüber hinaus sind wichtige Gestaltungsfragen mit der EU-Kommission ungeklärt, etwa wenn es um das Umstiegsdatum auf Wasserstoff oder einen bivalenten Anlagenbetrieb

geht. Auch technische Herausforderungen, etwa bzgl. vollständig mit Wasserstoff betriebbarer und noch nicht am Markt erhältlicher Gasturbinen, bedürfen einer vertieften Diskussion.

Fazit: Damit ein gutes Gesetz als Rechtsgrundlage für Kraftwerksausschreibungen im Bundeskabinett beschlossen werden kann, brauchen wir ein deutlich überarbeitetes, besseres Gesetz. Ein deutlich überarbeiteter Regierungsentwurf ist mit Blick auf nur noch wenige verbleibende Sitzungswochen in dieser Legislaturperiode entscheidend, da kaum mehr mit echter inhaltlicher Arbeit am Gesetzentwurf im Deutschen Bundestag zu rechnen wäre - unabhängig von der Frage, ob es schlussendlich eine parlamentarische Mehrheit für das Gesetz geben könnte oder nicht.

Der Gesetzentwurf zum Kraftwerkssicherheitsgesetz sollte in der vorliegenden Form deshalb nicht im Bundeskabinett beschlossen werden.

Schlussendlich fokussiert der VKU seine Stellungnahme aufgrund der sehr kurzen Frist zur Bewertung des vorliegenden umfangreichen Gesetzesentwurfs für ein Kraftwerkssicherheitsgesetz auf Hauptkritikpunkte. Wir behalten uns für die Zukunft vor, weitere Anmerkungen vorzunehmen bzw. Vorschläge zu ergänzen.

Positionen des VKU in Kürze

- Ein zeitnaher und deutlicher Aufwuchs an gesicherter Leistung durch Neubau und Modernisierung steuerbarer Kraftwerke, v.a. KWK-Anlagen, ist ein zentrales Anliegen des VKU. Dass der Prozess um die Entwicklung der Kraftwerksstrategie anfangs ohne jegliche Beteiligung der Branche ablief und über viele Monate hinweg gegenüber den Verbänden lediglich über Pressemitteilungen kommuniziert worden ist (die KUEBLL-Konsultation aus dem September stellt eine europarechtlich geforderte Mindestkommunikationsform dar), ist höchst bedenklich. Der VKU mahnt daher für die Zukunft eine deutlich transparentere Vorgehensweise an, auch um die Akzeptanz und das Vertrauen in die Gesetzgebung zu erhalten.
- Sollte der Abschluss des Verfahrens in dieser Legislaturperiode nicht mehr möglich sein, sollte die neue Bundesregierung den Zubau gesicherter Leistung über ein neues Verfahren ohne Zeitverlust entschieden angehen.
- Der VKU hat frühzeitig auf die Notwendigkeit einer beihilferechtlichen Klärung für eine KWKG-Verlängerung bis 2029, so wie sie bereits im Gesetz angelegt ist, hingewiesen. Dass dies bislang nicht erfolgt ist, ist sehr bedenklich, weil milliarden-schwere Investitionen in den Umbau der Wärmenetzinfrastruktur sowie in die Modernisierung der Energieversorgung zum Nutzen der gesamten Volkswirtschaft leichtfertig riskiert werden. Dies kann nicht der Anspruch an eine seriöse Energie- und Wirtschaftspolitik sein.

- Die **dringend notwendige zeitnahe Verlängerung des KWKG** sollte dabei losgelöst vom KWSG erfolgen. Der vorliegende Artikel zur kurzfristigen Verlängerung des KWKG innerhalb des KWSG-E ist keine Variante, die ausreichend Rechtssicherheit für Investitionen bietet. Anpassungen im vorliegenden Entwurf sind zwingend erforderlich. Parallel zum KraftAusG 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.
- Im Vergleich zum Konsultationsentwurf des KWSG gibt es zwar einige leichte Verbesserungen, diese sind jedoch nicht ausreichend, um unsere grundlegende Einschätzung zu ändern.
- Anforderungen an Gebote müssen so ausgestaltet werden, dass auch Stadtwerken die Möglichkeit eingeräumt wird, sich an den Ausschreibungen im Rahmen der Kraftwerksstrategie zu beteiligen. Andernfalls droht eine weitere Verfestigung von Marktmacht, die zu einer marktbeherrschenden Stellung bei der Bereitstellung von steuerbaren Kraftwerken führen kann, wie im jüngsten [Marktmachtbericht des Bundeskartellamtes](#) aufgezeigt. Die vorgesehenen Bedingungen sind aus Sicht des VKU trotz Verbesserungen (bspw. Senkung der Anforderung an die Wirkungsgradsteigerung von 20 Prozentpunkten auf 15 Prozentpunkte, Absenken der Sicherheitsleistung von 200 €/kW auf 150 €/kW), zu restriktiv, um dies sicherzustellen. Stadtwerke sind durch das KraftwerkeausschreibungsG (KraftAusG) derzeit kaum angesprochen.
- Die vorgeschlagenen Regelungen des KraftAusG übertragen den Investoren umfangreiche politische, regulatorische und genehmigungsrechtliche Risiken. Es ist trotz Verbesserungen gegenüber dem ursprünglichen Konzept 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. Zwar wird das Ungleichgewicht zwischen Chancen und Risiken durch die Anpassungen gegenüber dem Konzept gemildert, es bleibt jedoch weiterhin bestehen.
- Hinzu tritt die Frage, ob sich die Dualität aus Dekarbonisierungs- und Versorgungssicherheitsausschreibungen als sinnvoll erweist und politisch durchgehalten werden wird. So soll das Dekarbonisierungssegment (14,6 Mrd. Euro) rund das Vierfache des Versorgungssicherheitssegments (3,3 Mrd. Euro) kosten. Es ist aufgrund dessen zu erwarten, dass die Sinnhaftigkeit der deutlich teureren Säule bereits jetzt in Frage gestellt wird.

H2-Ready-Segment des Kraftwerkeausschreibungsgesetzes (Artikel 1 KWStG)

Gebotsanforderungen:

- **Neuanlagen (§§ 2, 4, 8 KraftAusG)**

Besonders kritisch bewertet der VKU, dass sich i.S.d. Gesetzes bevorzugte Neuanlagen nur an **Standorten** bewerben können sollen, an denen zuvor **kein Gaskraftwerk betrieben wurde**. Weder in der Definition noch in der Begründung zum Gesetz finden sich Gründe für diesen Ausschluss. Neuanlagen an Standorten mit bestehendem Gaskraftwerk (nicht qualifizierter Standort) liegen in der Gebotsreihung damit nicht im reservierten Segment von mindestens 5 GW (§§ 4, 8 KraftAusG) und werden damit – wie Modernisierungsvorhaben – als „sonstige Vorhaben“ stark benachteiligt. Es droht damit die große Gefahr, dass diese „sonstigen Vorhaben“ in den Ausschreibungen leer ausgehen.

Gegenüber der öffentlichen Konsultation hat sich die Definition für einen qualifizierten Standort (§2 Ziffer 32 KraftAusG) sogar noch verschärft, da an diesem Standort nun die letzten 5 Jahre betrachtet werden, nicht mehr nur die letzten 3 Jahre. Die bestehenden Gaskraftwerksstandorte haben den Vorteil, dass sie sich durch die bereits vorhandene Infrastruktur wie z.B. Netzanschlüsse zügig (u.a. Genehmigungsrecht) und kosteneffizient erschließen lassen. Wird diese geplante Einschränkung beibehalten, findet eine Marktverengung statt. Zudem schließt diese Regelung einen Großteil der Fernwärmeversorger mit Standorten, auf denen KWK-Anlagen heute schon erdgasbasiert betrieben werden, aus.

Der VKU weist 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. Deshalb macht es aus volkswirtschaftlicher Sicht Sinn, vorhandene und infrastrukturell erschlossene Standorte zu nutzen, an denen sowohl eine geeignete Gasinfrastruktur als auch die Stromleitungsinfrastruktur bereits vorliegt. **Die Unterscheidung in qualifizierte und nicht qualifizierte Standorte ist daher zu streichen.**

Der Befürchtung, dass bei einer Öffnung des Gesetzes für Neubau an bestehenden Gaskraftwerksstandorten kein Netto-Kapazitätszubau erfolgen würde, weil die Sorge besteht, bestehende Gaskraftwerke an einem entsprechenden Standort könnten stillgelegt werden, um den Platz für Neuanlagen zu schaffen, könnte entgegengewirkt werden. Beispielsweise könnte eine Bedingung zur Erhöhung der elektrischen Leistung am Standort für mindestens 5 Jahre eingeführt werden. In diesem Fall sollte es keine Rolle spielen, ob die bestehenden Anlagen am Markt oder in Reserve o. ä. sind.

- **Modernisierung (§§ 2, 17, 21 KraftAusG)**

Der VKU bewertet es als kritisch, dass **Modernisierungsvorhaben als „sonstige Vorhaben“ in der Gebotsreihung gegenüber Neuanlagen an qualifizierten Standorten benachteiligt** werden. Kritisch ist zudem, dass KWK-Anlagen, die eine Förderung nach dem KWKG erhalten oder erhalten haben bzw. zugelassen wurden, von den Ausschreibungen – als Neuanlage, aber auch als Modernisierungsvorhaben - ausgeschlossen werden (§§ 17, 21 KraftAusG). **Damit wird vielen Stadtwerken grundsätzlich die Chance genommen, bestehende KWK-Anlagen über das KraftAusG im Zuge einer Modernisierung auf Wasserstoff umzurüsten.**

Zudem: Die erforderliche **Mindestinvestitionstiefe für Modernisierungsprojekte von 70 % (§2 Ziffer 25 KraftAusG) 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, und macht Umrüstungen unrealistisch. Um das Ziel, zusätzliche Kapazitäten zu errichten, zu gewährleisten, ist eine Modernisierungstiefe von 50 % ausreichend (analog § 8 Abs. 2 Nr. 3 KWKG):

- § 2 Ziffer 25: „[...] bestehenden Anlage, wobei die Investitionstiefe des Vorhabens mindestens ~~70~~ **50** Prozent betragen und zu einer wesentlichen Effizienzsteigerung der Anlage führen muss

Die geforderte wesentliche **Effizienzsteigerung um mind. 15 Prozentpunkte des elektrischen Wirkungsgrads** (§2 Ziffer 44 KraftAusG) bei einer Modernisierung ist technisch **so gut wie ausgeschlossen**. Die Absenkung gegenüber dem Konsultationsentwurf um 5 Prozentpunkte ist nicht ausreichend. Die vorgesehene Effizienzsteigerung wäre de facto weiterhin 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 wenige 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** er-

folgen. Derzeit muss davon ausgegangen werden, dass es bei einer Umrüstung auf Wasserstoff für ein Bestandskraftwerk tendenziell eher zu einer Leistungs- und Effizienzmin- derung 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 Effizienz- steigerung sollten deswegen nicht vorausgesetzt werden.

- **Nähe zum H₂-Kernnetz (§ 5 Abs. 1 KraftAusG)**

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 50 km Luftlinie** (vorher 20 km) definiert (§ 5 Abs. 1 Kraft- AusG). Wir begrüßen, dass sich dieser Entfernungswert i.V. zum Konsultationsentwurf deutlich erhöht hat, erachten jedoch weiterhin einen **absoluten Wert nicht als sinnvoll**. Potenzielle Kraftwerksbetreiber werden sich bereits aus wirtschaftlichen bzw. Kosten- gründen für eine räumliche Nähe zum Wasserstoff-Kernnetz entscheiden. Mit der jetzigen Vorgabe würden auch Standorte mit Entfernungen knapp über 50 km ausscheiden. Auf eine **exakte Festlegung sollte daher verzichtet werden**.

- **Technische Anforderungen zum strommarktdienlichen Betrieb (§ 7 Kraft- AusG i.V.m. Anlage 1)**

Durch die genannten Anforderungen gemäß § 7 KraftAusG i.V.m. Anlage 1 steigen die In- vestitionskosten und die technischen Risiken. Entsprechend werden die Ausschreibungen unverhältnismäßig verteuert. Da es ausreichend bestehende Vorgaben gibt, sind die An- forderungen zu streichen. Zumindest ist unbedingt **klarzustellen, ob die Anlage für Sys- temdienstleistungen überhaupt eingesetzt werden darf**.

Die Anforderungen, gerade im Hinblick auf Frequenzänderungen unterscheiden sich sig- nifikant von derzeitigen Anforderungen, gerade für Bestandsanlagen. **Gegebenenfalls können Bestandsanlagen diese Anforderungen nicht gewährleisten**. Hier müssten **Min- destanforderungen 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 ange- schlossen sind, sollten die Anforderungen mit den jeweiligen Errichtern und Betreibern der Kraftwerke abstimmen, da es beim Bedarf an Systemdienstleistungen standortspezi- fisch große Unterschiede geben kann.

Grundsätzlich sollten die Ausschreibungen **nichts fordern, was über den Stand der Tech- nik (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 (§ 6 Abs. 1, Nr. 1. a KraftAusG)**

Da das Anfahren von H₂-Anlagen aus heutiger Sicht wahrscheinlich zunächst 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 (§ 2 Ziffer 42, § 26 KraftAusG)**

Der **Kraftwerksbetreiber wird keinen Einfluss auf die Wasserstoffqualität** des im Kernnetz 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 (§ 27 Abs. 1 i.V.m. § 6 KraftAusG)**

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 aufwendig 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). Außerdem bedingt diese Option, dass die grundsätzliche Möglichkeit der CO₂-Abscheidung bei fossil betriebenen Gaskraftwerken erlaubt wird.
- **Überführung in eine beihilferechtlich genehmigte Reserve:** Es ist davon auszugehen, dass die Teilnahme an der Reserve über Ausschreibungen ermittelt wird. Es ist unklar, wie ein davon unabhängiger Wechsel einzelner Anlagen damit in Einklang gebracht werden kann und wie die Vergütung geregelt würde.

Somit liegen die vollen Risiken der Anlagenbeschaffung, des Wasserstoffbetriebs und des Leitungsrisikos beim Investor, was die Investitionsbereitschaft stark einschränkt.

Fördersystem:

- **Begrenzung der förderfähigen Vollbenutzungsstunden im Wasserstoffbetrieb (§ 6 Abs. 2 Nr. 2)**

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. Darüber hinaus steht ein fester Wert im Widerspruch zur Zielsetzung des Kraftwerkssicherheitsgesetzes; der Sicherstellung der Energieversorgung in Zeiten einer Dunkelflaute. Sollte es zukünftig zu mehreren länger andauernden Dunkelflauten in einem Jahr kommen, könnte die Festlegung auf 800 Vbh p. a. nicht ausreichen, um alle Zeiträume abzudecken.

- **Brennstoffausgleich im Wasserstoffbetrieb (§ 35 KraftAusG)**

Gegenüber dem Konsultationsentwurf wurde die Förderung des Wasserstoffbetriebs auf einen sog. Brennstoffausgleich umgestellt. Kritisch dabei ist, dass der Brennstoffausgleich

nur für 4 Jahre gezahlt wird (Mindestbetrieb von 200 Vbh p.a. erforderlich). Um die förderfähigen Vollbenutzungsstunden (800 Vbh) auszuschöpfen, bedarf es einen hohen Wirkungsgrad, den vermutlich nur wenige Anlagenkonzeptionen erreichen können und den Anlagenhersteller noch nicht garantieren können. Hinzu kommt, dass die Summe des geförderten Wasserstoffs (5.200 MWh) stark begrenzt ist. In Summe ist dieser Förderansatz für einen Investor nicht belastbar kalkulierbar.

Verfahren:

- **Höchstpreis (§ 13 KraftAusG)**

Eine Bewertung der Höchstpreise kann nicht erfolgen, da sie noch nicht quantifiziert sind. Bei der Festlegung des Höchstpreises sollten auch die Kosten, die durch die Umsetzung der geforderten „Technischen Anforderungen“ (Anlage 1) anfallen, berücksichtigt werden. Ferner sollten Preisentwicklungen, die der Investor nicht beeinflussen kann (Zinsen, Rohstoffe), berücksichtigt werden, etwa über eine Indexierung der Investitionskostenprämie.

- **Regionale Steuerung (§ 20 Abs. 3, § 56 Abs. 1 KraftAusG)**

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 aus Gründen der Netzsicherheit und -stabilität benötigt. Die nun im Entwurf vorgesehene Evaluierung des Südbonus nach zwei Ausschreibungsterminen heilt diese Thematik nicht, da sie ggf. zu spät erfolgt.

- **Sicherheitsleistung (§ 19 Abs 2 KraftAusG)**

Im Rahmen der Präqualifikation wird für die Ausschreibung **eine Sicherheitsleistung** in Höhe von 150 €/kW gefordert. Dieser Wert wurde i.V. zur Konsultationsunterlage gesenkt, was grundsätzlich die Realisierungschancen erhöht. Aus unserer Sicht sind die Sicherheitsleistungen jedoch immer noch zu hoch. Sicherheiten im KWK-Bereich liegen bei 70 €/KW.

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 wird sich nicht negativ auf die Akteursvielfalt auswirken.

- **Pönale (§ 53 KraftausG)**

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 (vgl. "Betrieb, wenn kein Wasserstoff verfügbar ist"), 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. Dies sorgt für Unsicherheit bei Investoren bis hin zur Unattraktivität der Projektentwicklung/Teilnahme an den Ausschreibungen. Zudem sind die Rahmenbedingungen für den Wasserstoffbetrieb derzeit gesetzlich nicht (klar) definiert, z. B. NOx-Emissionsgrenzwerte. Hilfestellungen in Form von Leitfäden etc. gibt es bislang für die Genehmigungsbehörden nicht.

Änderung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (Artikel 3 KWStG)

Vorbemerkung

Das KWStG steht ab 2027 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 KWStG – parallel zum KWStG und dem kommenden Kapazitätsmarkt – mit einer vergleichbaren Regelung zum Umstieg auf Wasserstoff und zur zugehörigen Betriebskostenförderung sowie einer Investitionskostenförderung zur Umrüstung auf 100 % H₂ 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.

Vor diesem Hintergrund kann der Vorschlag im KWSG-E nur als Notlösung gesehen werden. Gemäß Gesetzesbegründung sollen „keinerlei dauerhafte Vorfestlegungen für den ab dem Jahre 2028 nach derzeitiger Planung in Kraft gesetzten Kapazitätsmechanismus“ geschaffen werden (S. 156). Aufgrund der fehlenden Planungssicherheit ist damit zu rechnen, dass die Verlängerung der Anlagenförderung kaum zu Neuinvestitionen, insb. in größere Anlagen, führen wird. Auch die Verlängerung der Wärmespeicher- und Wärmenetzförderung um ein Jahr schafft keine nachhaltige Planungssicherheit, sondern ist nur die Verlängerung einer Hängepartie. Sie schafft keinen Anreiz für den notwendigen massiven Wärmenetzausbau. Zugutehalten kann man jedoch, dass zumindest Hausanschlüsse ein weiteres Jahr über das KWKG unbürokratisch gefördert werden könnten.

Der aktuellen Bundesregierung ist vorzuhalten, dass sie die letzten Jahre nicht für eine rechtssichere Verlängerung und fundierte Weiterentwicklung des KWKG genutzt hat. Der für 2022 vorgesehene Evaluierungsbericht steht noch immer aus. Erschwerend kommt hinzu, dass Zweifel daran bestehen, dass der aktuelle Vorschlag des BMWK rechtssicher ist. Der Verweis auf die bestehende Auslegungspraxis der Europäischen Kommission kann diese Zweifel nicht vollständig ausräumen. Dies könnte nur eine offizielle Bestätigung bzw. beihilferechtliche Genehmigung durch die EU-Kommission.

Im Einzelnen

Zu § 2 Nr. 29c

Regelungsvorschlag:

„unvermeidbare Abwärme“ Wärme, gemäß § 3 (1) Nr. 13 und § 3 (4) Wärmeplanungsgesetz vom 20. Dezember 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 394), die als unvermeidbares Nebenprodukt in einer Industrieanlage, einer Stromerzeugungsanlage oder im tertiären Sektor anfällt und ohne den Zugang zu einem Wärmenetz ungenutzt in die Luft oder in das Wasser abgeleitet werden würde; Abwärme gilt als unvermeidbar, soweit sie aus wirtschaftlichen, sicherheitstechnischen oder sonstigen Gründen im Produktionsprozess nicht nutzbar ist und nicht mit vertretbarem Aufwand verringert werden kann;

Begründung:

Mit der vorgeschlagenen Änderung wird die Begriffsbestimmung der “unvermeidbaren Abwärme” sowie der ihr gleichgestellten Wärme aus dem Wärmeplanungsgesetz in das KWKG überführt. Mit der Anpassung an die im Wärmeplanungsgesetz geltenden Begrifflichkeiten wird die Einheit der Rechtsordnung gestärkt und eine breitere rechtssichere Grundlage geschaffen. Im neuen § 2 Nr. 35 wurde dies für den Begriff der “Wärme aus erneuerbaren Energien” bereits vollzogen.

Zu § 6 (1) Satz 1 c)

Regelungsvorschlag:

nach dem 31. Dezember 2026 in Dauerbetrieb genommen worden sind, sofern für das Vorhaben bis zum 31. Dezember 2026

- bb) eine Genehmigung **oder Teilgenehmigung** nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz in der jeweils geltenden Fassung vorgelegen hat und die Anlage bis zum Ende des vierten Jahres nach der Genehmigung in Dauerbetrieb genommen worden ist, oder
- bb) soweit keine Genehmigung nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz für das Vorhaben erforderlich ist **oder vorliegt**, bis zum 31. Dezember 2026 eine verbindliche Bestellung der Anlage oder im Fall einer Modernisierung eine verbindliche Bestellung der wesentlichen die Effizienz bestimmenden Anlagenteile im Sinn des § 2 Nummer 18 erfolgt ist und die Anlage bis zum Ende des vierten Jahres nach der verbindlichen Bestellung in Dauerbetrieb genommen worden ist,

Begründung:

Mit der Ungewissheit über die Fortführung der KWKG-Fördertatbestände über das Jahr 2026 hinaus droht die Investitionstätigkeit der Fernwärmewirtschaft massiv einzubre-

chen. Dieser [Umstand hat den VKU im Frühjahr 2024 dazu](#) bewogen, von seinen Forderungen nach einer inhaltlichen Weiterentwicklung des KWKGs in der laufenden Legislaturperiode abzurücken und eine "einfache" Verlängerung des Gesetzes bis 2029 mit geringfügigen Anpassungen im Gesetzestext einzufordern.

Hierfür hatte die EU-Kommission bereits eine "Verlängerung der beihilferechtlichen Genehmigung in Aussicht gestellt". Um Rechtssicherheit zu schaffen, hätte das BMWK hierzu dennoch mit der EU-Kommission frühzeitig in den Austausch treten müssen. Diese Möglichkeit scheint vom BMWK in Brüssel allerdings nicht aktiv verfolgt worden zu sein, wie aus der Gesetzesbegründung hervorgeht.

Diese aus energie- und wirtschaftspolitischer Perspektive wenig ambitionierte Vorgehensweise verdeutlicht bedauerlicherweise den geringen Stellenwert, welchen die KWK sowie die mit ihr im Zusammenhang stehende Infrastruktur (Netze, Speicher) trotz aller politischen Beteuerungen zum Stellenwert der Fernwärme im Kontext der Wärmewende aktuell innehat. Dies gilt vor allem vor dem Hintergrund der Erklärung des Fernwärme-Gipfels aus dem Juni 2023, in der sich das BMWK zu ambitionierten Ausbauzielen und einem umfassenden Arbeitsprogramm bekannt hatte.

Der VKU vertritt nach wie vor die Meinung, dass eine KWKG-Verlängerung ohne eine Änderung des Bezugspunkts (Inbetriebnahme der Anlage) bis Ende 2029 die vorzugswürdigere Vorgehensweise darstellt. Der vorliegende Vorschlag des BMWK greift zu kurz. Der vorgesehene Zeitraum bis Ende 2026 (von heute nur zwei Jahre) reicht nicht aus, um größere KWK-Projekte zu planen und eine Genehmigung zu erwirken. Die Abhängigkeit von der Genehmigungsbehörde hinsichtlich der Verfahrensdauer stellt ein zusätzliches Risiko dar. Zudem bestehen große Zweifel, ob die beihilferechtliche Auslegung des BMWK hinsichtlich der Rechtsauslegung der EU-Kommission zum KWKG 2017 (Zeitpunkt der Genehmigung ist relevanter Zeitpunkt für die Beihilfegewährung) tatsächlich Rechtssicherheit schafft. Es bedarf einer rechtsverbindlichen Bestätigung der EU-Kommission oder einer erneuten beihilferechtlichen Genehmigung durch die EU-Kommission, um diese Zweifel auszuräumen.

Sofern allerdings auf solch eine beihilferechtliche Klärung verzichtet werden sollte, so ist der Regelungsvorschlag, der lediglich eine "Minimallösung" darstellt, wie folgt anzupassen:

- In § 6 (1) Satz 1 c) aa) sollte die Möglichkeit gegeben sein, auch auf Teilgenehmigungen nach BImSchG abzustellen. Es ist nicht nachvollziehbar, warum eine Anlage nicht gefördert werden sollte, nur weil die letzte Teilgenehmigung am 01.01.2027 erteilt werden würde und die Anlage schon fertig gebaut wurde.

- Darüber hinaus sind für BImSchG-Genehmigungen Umsetzungsfristen von 12 Monaten nicht unüblich (Verlängerung auf Antrag möglich). Dies passt aber nicht zur Maßgabe, dass die Anlage spätestens bis zum Ende des vierten Jahres nach Genehmigung in Dauerbetrieb genommen worden ist. Der § 6 (1) Satz 1 c) bb) sollte daher auch auf die Möglichkeit abstellen, – wenn keine BImSchG-(Teil-)Genehmigung bis zum 31.12.2026 vorliegt – auf den Tatbestand der verbindlichen Bestellung bis zum 31.12.2026 abzustellen.

Zu § 18 (1) Nr. 1 a) bb)

Regelungsvorschlag:

nach dem 31. Dezember 2026, aber vor dem 1. Januar 2029~~8~~ sofern für das Vorhaben bis zum 31. Dezember 2026

- aaa) sämtliche nach Landesrecht erforderlichen Genehmigungen vorgelegen haben und das Wärmenetz bis zum Ende des vierten Jahres nach dem Vorliegen der letzten für das Vorhaben nach Landesrecht erforderlichen Genehmigung in Betrieb genommen worden ist oder
- bbb) ~~sofern nach Landesrecht keine Genehmigung erforderlich ist,~~ eine verbindliche Beauftragung der **wesentlichen** Bauleistungen erfolgt ist,“

Begründung:

Die Wärmenetzförderung im KWKG ist das zentrale Förderinstrument für den Ausbau der Wärmenetze: Allein für die Förderung von Netzen und Speichern wird für 2025 bspw. ein Zuschlagsvolumen von ca. 350 Mio. Euro prognostiziert – dies entspricht bei einer Förderquote von 40 % einer Investitionstätigkeit von knapp einer Mrd. Euro in den Aus- und Umbau der Netzinfrastrukturen. Diese Investitionstätigkeit gilt es zwingend abzusichern.

Ähnlich wie in der Begründung zu § 6 (1) Satz 1 c) ausgeführt (s.o.), wäre die Verlängerung der Wärmenetzförderung bis zum 21.12.2029 daher die eindeutig vorzugswürdigere Variante. Darüber hinaus kann bezweifelt werden, dass die Verknüpfung der Förderung mit Genehmigungen bzw. mit der Beauftragung einer Bauleistung in der Praxis problemlos umgesetzt werden kann:

- Bei der Verknüpfung mit Genehmigungen dürften Genehmigungsanträge schon „auf Vorrat“ gestellt werden, wodurch das Antragsvolumen kurzfristig enorm ansteigen könnte und eine Überlastung der zuständigen Behörden droht. Es müssten auch für (kleinere) Projekte, die erst 2028 bis 2030 umgesetzt werden (können), schon bis Ende 2026 Genehmigungen vorliegen.
- Eine Beschränkung auf den Tatbestand der Beauftragung der Bauleistungen bis Ende 2026 wäre aber auch nicht wesentlich besser (erst hoher Auftragseingang

bei den beauftragten Unternehmen und dann große Verzögerungen bei der Erfüllung).

Außerdem begrenzt der Ansatz auf die Projekte, die vor dem Dezember 2026 genehmigt/bestellt wurden. Viele Netzausbaumaßnahmen werden aber nach diesem Termin in die Genehmigung gehen, insbesondere da die kommunale Wärmeplanung und das Gebäudeenergiegesetz erst Mitte 2026 „scharfgeschaltet“ werden. Es wird daher eine Verlängerung bis zum 1 Januar 2029 empfohlen: Diese Anpassung sollte auch EU-Förderrechtlich konform sein, da effiziente Fernwärme nach Beihilferichtlinie gefördert werden kann (Qualitätsanforderung) und für die Fernwärmenetzausbauprojekte immer die Wirtschaftlichkeitslücke nachgewiesen werden muss, womit eine Überförderung ausgeschlossen ist (Wirtschaftlichkeitskriterium).

Sofern auf eine beihilferechtliche Klärung mit der EU-Kommission allerdings verzichtet werden sollte, so sollte der Zeitpunkt der Inbetriebnahme auf 2029 und damit um ein weiteres Jahr verlängert werden. Da immer eine Wirtschaftlichkeitslücke nachgewiesen werden muss, steht einer zeitlichen Verlängerung nichts entgegen. Auch entspricht die Förderung von Wärmenetzen den Beihilferichtlinien.

Die Streichung des ersten Teilsatzes zu bbb) soll dem Umstand Rechnung tragen, dass in einzelnen Bundesländern keine Genehmigung, sondern eine Erlaubnis - in der Hansestadt Hamburg gibt es bspw. den “Auftragbeschein” – als Voraussetzung für Netzausbauprojekte herangezogen werden. Die ersatzlose Streichung dient der Schaffung von Rechtssicherheit.

Außerdem ist auf die Beauftragung der wesentlichen Bauleistungen abzustellen: Es gibt selten einen Generalübernehmer, der alle Bauleistungen erledigt. Zudem sind mehrere Bauleistungen erforderlich. Beispielsweise sind bei einem Rahmenvertrag Abrufe möglich für Tiefbau, für Rohrleitungen u.ä. Daher ist es wichtig, dass - wie bei den Anlagen vorgesehen - auf „wesentlich“ abgestellt wird. Andernfalls würde das Fehlen einer untergeordneten Bauleistung die Frist und damit die Investition insgesamt gefährden.

Darüber hinaus muss innerhalb von § 18 oder gemäß des vorliegenden Entwurfs neu zu fassenden § 35 (19) klargestellt werden, dass die bisherig geltenden Regelungen in § 18 (1) Satz 1 b) und § 18 (1) Nr. 2 c) nicht nur für Wärme-/Kältenetze, die bis zum Inkrafttreten des KWStG in Dauerbetrieb gehen, anwendbar sind, sondern auch für diejenigen Netze, für die gemäß § 20 Abs. 5 i.V. mit § 12 ein Vorbescheid ausgestellt worden ist.

Zu § 18 (1) Nr. 1 a) b)

Regelungsvorschlag:

in den Fällen der Nummer 2 Buchstabe c und d nach dem 31. Dezember 2027, sofern für das Vorhaben bis zum 31. Dezember 2028~~6~~

- bb) Sämtliche für das Vorhaben nach Landesrecht erforderlichen Genehmigungen vorgelegen haben und das Wärmenetz bis zum Ende des vierten Jahres nach dem Vorliegen der letzten für das Vorhaben nach Landesrecht erforderlichen Genehmigung in Betrieb genommen worden ist oder
- bb) ~~Sofern für das Vorhaben nach Landesrecht keine Genehmigung erforderlich ist,~~ eine verbindliche Beauftragung der **wesentlichen** Bauleistungen erfolgt ist,

Begründung:

Siehe hierzu Ausführungen zu § 18 (1) Nr. 1 a) bb).

Zu § 18 (1) Nr. 2 c)

Regelungsvorschlag:

mindestens zu ~~5~~0 Prozent mit Wärme aus hocheffizienten KWK- Anlagen erfolgt, oder

Begründung

Um Konsistenz zum europäischen Rechtsrahmen zu schaffen, sollten die Voraussetzungen für die Förderung von Netzen sich an den Vorgaben der EED (Definition für „effiziente Wärmenetze“) orientieren. Die vorgeschlagene Anpassung entspricht Artikel 26 (1) letzter Teilsatz der EED.

Zu § 20 (6)

Regelungsvorschlag:

Die Zulassung für Zuschlagszahlungen nach § 18, die einen Betrag von ~~1~~45 Millionen Euro je Unternehmen überschreiten, darf von dem Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle erst nach beihilferechtlicher Genehmigung durch die Europäische Kommission erteilt werden.

Begründung:

Die vorgeschlagene Anpassung entspricht einer Folgeänderung aus der redaktionellen Anpassung der Höchstsätze für EU-Einzelfallnotifizierungen auf die neue Obergrenze der Allgemeinen Gruppenfreistellungsverordnung von 50 Mio. Euro, so wie dies bereits in § 19 (1) Satz 3 im vorliegenden Entwurf erfolgt ist.

Zu § 22 (1) Nr. 1 b)

Regelungsvorschlag:

nach dem 31. Dezember 2026, sofern für das Vorhaben bis zum 31. Dezember 2028~~6~~

- bb) sämtliche nach Landesrecht erforderlichen Genehmigungen vorgelegen haben und der Wärmespeicher bis zum Ende des vierten Jahres nach dem Vorliegen der letzten für das Vorhaben nach Landesrecht erforderlichen Genehmigung in Betrieb genommen worden ist oder
- bb) ~~sofern nach Landesrecht keine Genehmigung erforderlich ist~~, bis zum 31. Dezember 2026 eine verbindliche Beauftragung der **wesentlichen** Bauleistungen erfolgt ist,

Begründung:

Ähnlich wie in Begründung zu § 18 (1) Nr. 1 a) bb) ausgeführt (s.o.), wäre die Verlängerung der Förderung für Wärmespeicher bis zum 21.12.2029 die eindeutig vorzugswürdige Variante.

Sofern auf eine beihilferechtliche Klärung mit der EU-Kommission allerdings verzichtet werden sollte, so sollte der Zeitpunkt der Inbetriebnahme auf Ende 2028 verlängert werden.

Die Streichung des ersten Teilsatzes zu bb) soll dem Umstand Rechnung tragen, dass in einzelnen Bundesländern nicht zwingend Genehmigungen als Voraussetzung für die Errichtung von Wärmespeichern erforderlich sind. Die ersatzlose Streichung dient der Schaffung von Rechtssicherheit. Darüber hinaus ist auf *wesentliche* Bauleistungen abzustellen, s.o.

Antworten zum Fragenkatalog des BMWK zu in Diskussion befindlichen Punkten im Referentenentwurf des KWStG

1) Bivalenter Betrieb in der ersten Säule (Betrieb mit Gas oder Wasserstoff, wobei die 800 geförderten Stunden Wasserstoffbetrieb pro Jahr für die Dauer der Förderung abgefahren werden müssen)

a) Welche technischen Anpassungen wären erforderlich, um einen flexiblen Wechsel zwischen dem Kraftwerksbetrieb mit Erdgas oder mit Wasserstoff zu ermöglichen?

Theoretisch sind in Kraftwerken beide Brennstoffe einsetzbar. Bisher gibt es noch keine Erfahrungswerte im Realbetrieb, da es aktuell noch nicht mal ausreichend Erfahrungen mit H₂-Kraftwerken gibt, und ein effizienter bivalenter Einsatz ist nach derzeitigem Stand technisch unrealistisch. Aktuell gehen die Entwicklungen hin zu einer Technologie, die entweder 100% das eine oder 100% das andere fahren kann. Ein Mischbetrieb von aktuell 37% H₂ ist heute bereits möglich, von bis zu 50% H₂ in der Entwicklung. Eine Turbine, die 100% H₂ fahren kann, wird aber deutlich anders sein als eine, die auf 100% CH₄ ausgelegt

ist. Die möglichen Auswirkungen auf Verbrennungsverhalten, Verschleiß, Wartung, Instandhaltung etc. eines (permanenten?) Wechsels zwischen den Brennstoffen während des Betriebs, sind heute noch nicht absehbar. Es wird voraussichtlich aber nicht wirtschaftlich tragfähig sein (siehe c), da man einerseits unterschiedliche Brennstoffdüsen benötigen würde und andererseits parallele Infrastrukturen für H₂ und Methan (inklusive CO₂-Abscheidung und Transport?) nötig wären.

Nach aktuellem Stand wäre mindestens ein Brennertausch notwendig, was aufwendig wäre. Durch Anpassung der Brenner kann aber eine Beimischung von H₂ erreicht werden.

b) Welche Erfahrungen gibt es in der Branche hinsichtlich Effizienz & Zuverlässigkeit eines bivalenten Betriebs?

Unsere Mitgliedsunternehmen haben Erfahrungen mit einem Mischbetrieb in Gasturbinen von bis zu 37% Wasserstoff. Darüber hinaus haben wir keine Kenntnis über Erfahrungen in effizienten Anlagen mit einem bivalenten Betrieb, ebenso wie mit 100% Wasserstoffeinsatz.

Im Zusammenhang mit dem bivalenten Betrieb mit anderen Energieträgern (bspw. Erdgas und Heizöl) wurden Anlagen aufgrund der Störanfälligkeit und dem schlechten Umschaltverhalten bei Brennstoffumschaltungen im laufenden Betrieb zurückgebaut.

c) Welche wirtschaftlichen Auswirkungen sind von einem solchen Ansatz zu erwarten? Inwiefern würde sich die Zulässigkeit des bivalenten Betriebs auf die jeweilige Investitionsentscheidung auswirken?

Wie der Wasserstoffbetrieb ist ein bivalenter Betrieb projektspezifisch aktuell nicht zu bewerten. Entscheidend ist, welche Auswirkungen auf die Effizienz zu erwarten wären (Effizienzparameter sind nicht bekannt, ebenso nicht der Preis für Wasserstoff) und die verfügbare Leistung. Sicher ist: Es bräuchte dauerhaft zwei (mit CO₂-Abscheidung drei) Infrastrukturen. Insgesamt ist, aufgrund der höheren Komplexität der Anlagen und vermehrter Infrastruktur, von höheren Nichtverfügbarkeitszeiten bzw. vermehrten Ausfällen sowie erhöhten Instandhaltungskosten auszugehen. Die Investitionskosten für den Umbau pro Maschine dürften sicher im Millionenbereich liegen.

Grundsätzlich müsste ein bivalenter Betrieb, wenn er technisch ohne große Restriktionen und Umbauanforderungen im laufenden Betrieb möglich wäre, günstiger als ein reiner Wasserstoffbetrieb und teurer als ein Gasbetrieb sein. Die Wahlmöglichkeit für einen

Brennstoff könnte die Einsatzstunden erhöhen und so eine Option darstellen, die höheren Fixkosten über mehr Betriebsstunden zu verteilen.

Problematisch für einen theoretisch möglichen bivalenten Betrieb ist, dass der Gesetzentwurf für die Wasserstoffsäule eine Zahlung bei fossilem Betrieb ausschließt bzw. eine Rückforderung unterstellt.

d) Welche Rolle könnte ein bivalenter Betrieb aus systemischer Sicht (Versorgungssicherheit) spielen?

Falls ein bivalenter Betrieb technisch und wirtschaftlich möglich ist, könnte er einen positiven Beitrag leisten, da etwaige Engpässe in der H₂ Versorgung durch Erdgas ausgeglichen werden könnten. So könnte die Versorgungssicherheit theoretisch zu günstigeren Kosten erhöht werden.

Außerdem könnten frühzeitig Betriebserfahrungen mit H₂ gesammelt werden, bevor die Anlage vollständig umgestellt wird.

Es könnte auch für den H₂-Hochlauf eine günstige Option sein und mehr Nachfrage nach H₂ generieren, also die Versorgungssicherheit bei H₂ erhöhen und die H₂-Infrastrukturkosten reduzieren. Auf jeden Fall dürften die dauerhaften doppelten Infrastrukturen sowie die Unterhaltung derselben nicht zu einer Vergünstigung führen.

e) Welchen Effekt auf die Dekarbonisierungsziele hätte die Zulässigkeit eines bivalenten Betriebs?

Unter der Annahme eines effizienten Einsatzes: Ein bivalenter Betrieb hätte einen positiven aber relativ geringen Effekt auf die Dekarbonisierungsziele. Die Zahl der Volllaststunden, um die es bei dem Betrieb von Spitzenlastkraftwerken geht, ist überschaubar.

Bei einer günstigeren H₂-Verfügbarkeit als angenommen, könnten mehr Anlagen auf H₂ ausgerichtet werden, wodurch weniger fossiles Erdgas eingesetzt werden müsste.

2) Umstiegsdatum in der ersten Säule

a) Welche Herausforderungen und Risiken stellen sich bei einem Umstieg auf Wasserstoff sieben Jahre nach Inbetriebnahme des Kraftwerks?

Die größten Risiken beim Umstieg auf Wasserstoff sind die Mengenverfügbarkeit von Wasserstoff und die Rechtzeitigkeit des Wasserstoff-Netzanschlusses, da der Projektierer auf beides keinen ausreichenden Einfluss hat.

Zudem ist aktuell nicht geklärt, wie sich das Genehmigungs-Risiko – sowohl für die Pipeline als auch für die umzustellende Anlage – darstellt. Nach aktueller Lage stellt der Brennstoffwechsel (hier: CH₄ auf H₂) eine „wesentliche Änderung“ der Anlage dar, womit ein BImSch-Verfahren notwendig wird.

b) Wie würden Sie es bewerten, wenn der Umstiegszeitpunkt nicht an die Inbetriebnahme, sondern den Zuschlag geknüpft würde?

Negativ. Durch ein noch früheres Umstiegsdatum würde noch mehr Druck auf der Zeitachse erzeugt, die sowieso schon sehr angespannt ist. Zusätzlich wäre das Netzanschlussrisiko und H₂-Verfügbarkeitsrisiko zusätzlich erhöht. Insgesamt würden die Risiken nur dann geringer, wenn die Karenzphase erweitert würde.

Der Umstiegszeitraum sollte an Inbetriebnahme gekoppelt werden, um keine zusätzlichen Verzugsrisiken durch Planung und Genehmigung zu schaffen.

c) Welchen Einfluss hat dies auf die Wirtschaftlichkeit der Kraftwerke?

Nach Ersteinschätzung ist kein allzu großer Einfluss erkennbar. Da die Risiken jedoch steigen, werden entsprechende Risiko-Einstellungen erforderlich sein, welche die Gesamtrechnung belasten.

d) Ist eine schnellere Inbetriebnahme realistischerweise umsetzbar?

Nein. Es bestehen erhebliche Unsicherheiten darüber, wie sich die Lage bei Komponenten, Bauteilen, Hoch- und Tiefbau, etc. verhalten wird. Momentan sind Lieferzeiträume und –ketten bereits enorm angespannt. Durch F-Gase-Verordnung und Net Zero Industry Act wird dies noch weiter zunehmen. Wenn nun auch noch eine zusätzliche Erhöhung und zeitliche Konzentration der Nachfrage (durch Ausschreibungen) erfolgt, dann sind deren Auswirkungen noch nicht abzuschätzen bzw. werden in keinem Fall dazu führen, dass Inbetriebnahmen früher erfolgen werden.

Außerdem sind auch die entsprechenden Behörden zu berücksichtigen, die bei den Genehmigungen etc. involviert sein werden. Die Zeitbedarfe zur Erlangung notwendiger Genehmigungen, Prüfbescheinigungen etc. ziehen sich oft über (mehrere) Jahre. Sofern hier

keine Straffung erfolgt, kann der Anlagenbetreiber nicht wirklich von einer schnelleren Inbetriebnahme ausgehen.

e) Welchen Einfluss hat das auf die Gebote?

Risiken und zusätzliche Belastungen der Wirtschaftlichkeit werden zu Erhöhungen der Gebote führen.

f) Welchen zeitlichen Horizont halten Sie für den Gasbetrieb für erforderlich, um Wirtschaftlichkeit der Anlage und Dekarbonisierungsziele miteinander in Einklang zu bringen, wobei zu berücksichtigen ist, dass die max. Capex-Förderung (80% einer Referenzanlage) bei längerem Gasbetrieb unter Umständen angepasst werden müsste?

Das hängt fundamental von der Ausgestaltung der Höchstgrenze ab. Hierzu sind das Vorgehen und die Bewertungsgrundlage sowie die absolute Höhe weiterhin unklar. Wenn die Festlegung dieser Grenze noch später erfolgen sollte, dann steigt die Unsicherheit im Prozess.

3) Abschöpfung

a) Sehen Sie durch die Einführung von Abschöpfungsmechanismen in der dargestellten Form insbes. die Gefahr von Verzerrungen auf den Spot- oder Terminmarkt oder darüber hinaus?

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.

Es kommt möglicherweise durch ein verändertes Einsatzverhalten der steuerbaren Leistung zu größeren, erratischen Ausschlägen am Strommarkt.

b) Wie wirkt die Einführung von produktionsabhängigen und/oder produktionsunabhängigen Abschöpfungsmechanismen auf die Investitionsentscheidung einerseits und die Einsatzentscheidung andererseits?

Das hängt von der Detailausgestaltung ab. Wechselwirkungen können aufgrund des Fehlens der entscheidenden Variable (Abschöpfungspreis) nicht abschließend bewertet werden.

Die Nutzung von produktionsunabhängigen Abschöpfungsmechanismen birgt eine zusätzliche Gefahr für den Anlagenbetreiber (nicht Verfügbarkeit der Anlage in Zeiten hoher Preise), die er in der Investitionsentscheidung als zusätzlichen Risikofaktor in der Kalkulation kostensteigernd mitberücksichtigen wird.

In der Einsatzentscheidung wird ein produktionsunabhängiger Abschöpfungsmechanismus den Anlagenbetreiber eher veranlassen, mit seiner Erzeugungsanlage zu Zeiten hoher Preise zu produzieren, um einen finanziellen Verlust durch eine Abschöpfung von Übererlösen, die er nicht generieren konnte, zu vermeiden. Mit Blick auf die zulässigen Volllaststunden wird der Anlagenbetreiber sich aber auch einen Puffer an Betriebsstunden über das Jahr lassen um ggf. auf am Jahresende auftretende Zeiträume, in denen ein Referenzkraftwerk abgeschöpft würde, noch reagieren zu können. Daher ist zu erwarten, dass die Anlage im realen Einsatz ihre zulässigen Volllaststunden nicht ausschöpfen wird.

c) Wie würde sich eine produktionsunabhängige Abschöpfung auf die Wirtschaftlichkeit und den Betrieb von Sprinterkraftwerken und auf Wasserstoff umrüstbaren Kraftwerke auswirken, insbesondere in Hinblick auf Investitionsanreize, Betriebskosten und die langfristige Wettbewerbsfähigkeit im Energiemarkt?

Das hängt von der Ausgestaltung des Abschöpfungsmechanismus ab.

4) Dekarbonisierungsanforderungen in der zweiten Säule

a) Welche Auswirkungen hat die Vorgabe eines konkreten Dekarbonisierungsdatums für die Anlagen in der zweiten Säule?

Die Dekarbonisierungsmethode für die Kraftwerke der zweiten Säule ist mit Abgabe des Gebots nicht festgelegt (anders als bei den wasserstofffähigen Kraftwerken der Säule 1) und es gibt auch keine OPEX-Förderung für einen dekarbonisierten Betrieb. Das bedeutet, dass die Betreiber weder CAPEX noch OPEX beim Business Case und folglich auch bei der Gebotskalkulation berücksichtigen können. Damit stellt die Vorgabe eines konkreten Dekarbonisierungsdatums ein nicht unerhebliches Risiko und somit eine zusätzliche Investitionsbehinderung dar. Die Gebotskalkulationen müssen also so gestaltet sein, dass das gesamte Investment inkl. Verzinsung bis zum Umstiegsdatum komplett refinanziert ist. Bei einem frühen Umstiegsdatum wird es zu hohen Gebotskosten kommen, die sicherlich in Konflikt mit den Höchstpreisen stehen. Es besteht das Risiko, dass nicht ausreichend

Gebote eingereicht werden. Sofern ein separater Netzanschluss herzustellen sein sollte, liegt dies in der Hoheit des Gasnetzbetreibers und kann nicht sachlogisch auf den Kraftwerksbetreiber übergewälzt werden.

b) Welche Alternativen gäbe es, um gleichermaßen einen Dekarbonisierungspfad der Anlagen in der zweiten Säule abzusichern und die Anforderungen der Leitlinien für staatliche Klima-, Umwelt- und Energiebeihilfen 2022 einzuhalten?

Die Frage kann aufgrund der Konsultationsfrist nicht beantwortet werden. Grundsätzlich: Die Anlagen sollten unter den EU-CO₂-Zertifikatehandel fallen. Dementsprechend würden sie über ein marktliches Instrument den Dekarbonisierungspfad beschreiten. Der Zertifikatehandel ist ein etabliertes Instrument. Es ermöglicht dem Betreiber auf Basis von Kosteneinschätzungen selbstständig über Zeitpunkt und Technologie der Dekarbonisierung zu entscheiden.