

## › STELLUNGNAHME

### zum Entwurf eines ergänzenden delegierten Taxonomie-Rechtsakts über bestimmte Gas- und Kernenergietätigkeiten

Schwerpunkt: Kriterien für einen wesentlichen Beitrag von  
gasbasierten KWK-Anlagen zum Umweltziel Klimaschutz

Berlin/Brüssel, 7. Januar 2022

Transparenzregisternummer: 1420587986-32

Der Verband kommunaler Unternehmen e. V. (VKU) vertritt über 1.500 Stadtwerke und kommunalwirtschaftliche Unternehmen in den Bereichen Energie, Wasser/Abwasser, Abfallwirtschaft sowie Telekommunikation. Mit rund 283.000 Beschäftigten wurden 2019 Umsatzerlöse von 123 Milliarden Euro erwirtschaftet und mehr als 13 Milliarden Euro investiert. Im Endkundensegment haben die VKU-Mitgliedsunternehmen signifikante Marktanteile in zentralen Ver- und Entsorgungsbereichen: Strom 62 Prozent, Gas 67 Prozent, Trinkwasser 91 Prozent, Wärme 79 Prozent, Abwasser 45 Prozent. Sie entsorgen jeden Tag 31.500 Tonnen Abfall und tragen durch getrennte Sammlung entscheidend dazu bei, dass Deutschland mit 67 Prozent die höchste Recyclingquote in der Europäischen Union hat. Immer mehr Mitgliedsunternehmen engagieren sich im Breitbandausbau: 203 Unternehmen investieren pro Jahr über 700 Millionen Euro. Beim Breitbandausbau setzen 92 Prozent der Unternehmen auf Glasfaser bis mindestens ins Gebäude. Wir halten Deutschland am Laufen – klimaneutral, leistungsstark, lebenswert. Unser Beitrag für heute und morgen: #Daseinsvorsorge. Unsere Positionen:

[Verband kommunaler Unternehmen e.V. · Invalidenstraße 91 · 10115 Berlin](#)  
Fon +49 30 58580-0 · Fax +49 30 58580-100 · [info@vku.de](mailto:info@vku.de) · [www.vku.de](http://www.vku.de)

## Vorbemerkung

Für die größte Volkswirtschaft in Europa ist die Frage einer **verlässlichen Stromversorgung** existenziell. Gerade für das extrem ambitionierte Vorhaben eines parallelen Ausstiegs aus der Kernenergie und Kohleverstromung kommt es darauf an, Versorgungssicherheit für den **Industriestandort Deutschland**, aber auch für die Bürgerinnen und Bürger, zu gewährleisten. Dabei spielen, neben einem massiven Ausbau der erneuerbaren Energien, regelbare Kraftwerke eine zentrale Rolle, wie dies auch alle vorliegenden Studien belegen.

Die grundsätzliche Haltung des VKU ist, dass Gas-Kraftwerke und Gas-KWK-Anlagen **nicht als langfristig fossile Erzeugungsanlagen** geplant und betrieben werden sollten. Sondern sie dienen der Stabilisierung eines mehr und mehr durch EE-Anlagen geprägten Energiesystems und **sichern somit deren forcierten Ausbau ab**. Auch deshalb dürfen ab Ende der 2020er Jahre keine Anlagen mehr in Betrieb gehen, die nicht auf eine Umrüstung für den Einsatz von 100 % Wasserstoff vorbereitet (**H2-ready**) sind (s. dazu auch die entsprechende Definition der Verbände bdew, VDMA und VKU).

Der im Zuge der Energiewende **prognostizierte Bedarf an (Netto-)Zubau von gasbetriebenen Kraftwerkskapazitäten ist enorm**. Während lt. BNetzA bis 2023 gerade einmal 2,3 GW zum Bau angemeldet sind, gehen bereits konservative Schätzungen von einem Erfordernis bis 2030 in Höhe von **15 GW** aus, das energiewirtschaftliche Institut an der Uni Köln spricht sogar von **23 GW** und der BDI von **über 40 GW**.

Dabei stellt schon die zunehmend auf Spitzenlast und Versorgungssicherheit ausgerichtete Funktion neuer regelbarer Gas-Kraftwerke und KWK-Anlagen **erhöhte Anforderungen an ihre (Re-)Finanzierung**. Umso wichtiger ist daher neben einem geeigneten Marktdesign und staatlicher Förderung die adäquate Einstufung dieser Anlagen als **nachhaltige Aktivitäten gem. der EU-Taxonomie**, um sie auf der Grundlage einer wirtschaftlichen Finanzierung überhaupt errichten und betreiben zu können.

Deshalb **begrüßt der VKU**, dass die EU-Kommission nun tatsächlich einen Vorschlag für einen ergänzenden **Delegierten Rechtsakt (DRA) zur Taxonomie auch für Gas vorgelegt** hat und bis Ende Januar veröffentlichen will. Damit liefert die EU-Kommission eine zeitlich befristete Anerkennung von Gas als Übergangsaktivität in der Taxonomie, auch mit der Begründung, dass erneuerbare Energien noch nicht im notwendigen Maße zur Verfügung stehen.

## Bedeutung des Vorhabens für kommunale Unternehmen

Die Regelungen des DRA zu KWK-Anlagen, Wärmeerzeugern und Wärmenetzen beeinflussen die geschäftlichen Aktivitäten im Wärmemarkt von **rund 600 kommunalen Unternehmen** (ca. 4,4 Mrd. Umsatz, ca. 10.000 Beschäftigte in 2019)<sup>1</sup>. Schätzungsweise ist rund ein Drittel der Unternehmen als Fernwärme- bzw. Fernkälteversorgungsunternehmen besonders betroffen. Hinzu kommen kommunale Betreiber und Projektierer von objektbasierten KWK-Anlagen und ungekoppelten Gaskraftwerken.

Angesichts von Kernenergie- und Kohleausstieg und der erneut verschärften Klimaziele 2030 sowie mehrjährigen Realisierungszeiten sind zeitnah **Investitionsentscheidungen kommunaler Unternehmen in Milliardenhöhe** erforderlich, die die Transformation des deutschen Energiesystems bis 2045 entscheidend prägen werden. Zur Aufrechterhaltung der **Versorgungssicherheit** bei Strom und Wärme müssen zwingend neue H<sub>2</sub>-ready-Gaskraftwerke, als KWK-Anlagen sowie als reine Stromerzeuger, gebaut werden, so steht es auch im Koalitionsvertrag 2021-2025. Insbesondere kommunale Fernwärmeversorgungsunternehmen stehen unter **sehr hohem Handlungsdruck**, da sie z. B. kohlebasierte Strom- und Wärmeerzeugung<sup>2</sup> bei gleichzeitiger Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit zeitnah ersetzen müssen.

Für ihre Transformationskonzepte hin zu mehr erneuerbaren Energien und unvermeidbarer Abwärme rechnen kommunale Wärmeversorger vieler deutscher Großstädte mit jeweiligen Investitionen in Höhe von 500 Mio. Euro und mehr bis 2030. Bundesweit beträgt der deutschlandweite Investitionsbedarf in den Aus-/Umbau der Wärmenetze und der Erzeugungsanlagen bis 2030 **rund 33 Milliarden Euro**.<sup>3</sup>

Aufgrund der **eklatanten Wirtschaftlichkeitslücke** klimaneutraler Fernwärme gegenüber fossil erzeugter Fernwärme, der anhaltenden mehrjährigen Verzögerung des Förderprogramms „Bundesförderung effiziente Wärmenetze“ sowie der herausfordernden Gleichzeitigkeit von Umbau und Ausbau der Wärmenetze – also dem Erfordernis von höheren Wärmemengen, die zugleich möglichst klimafreundlich erzeugt werden sollen, – bedarf es auch wärmeseitig erheblicher Investitionen in KWK-Anlagen, die bis zur Verfügbarkeit von Wasserstoff mit Erdgas betrieben werden, um die Erreichung der Klimaziele auch im Wärmemarkt zu ermöglichen.

---

<sup>1</sup> VKU-Erhebung „Zahlen, Daten, Fakten 2020“.

<sup>2</sup> Im Jahr 2019 wurden neben Strom rd. 32 TWh Fernwärme aus Kohle erzeugt. Vgl. AGE (2020): Auswertungstabellen zur Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland 1990 bis 2019

<sup>3</sup> Prognos, Hamburg Institut (2020): Gutachten „Perspektive der Fernwärme“, i. A. des AGFW, S. 7, <https://www.agfw.de/strategien-der-waermewende/perspektive-der-fw-7070-4040/>.

## VKU-Position in Kürze

Der VKU **begrüßt** grundsätzlich den Vorschlag für einen ergänzenden **Delegierten Rechtsakt zur Taxonomie auch für Gas**. Die EU-Kommission erkennt damit Gas als Übergangsaktivität in der Taxonomie an. Hervorzuheben ist dabei auch die Feststellung, dass erneuerbare Energien noch nicht im notwendigen Maße zur Verfügung stehen.

Positiv ist ferner, dass der Entwurf gegenüber vorgegangenen Versionen alternative Erfüllungsoptionen enthält, die einen höheren Grenzwert bei Einhaltung von Nebenbedingungen als zulässig definieren. Gleichwohl sind die Kriterien für eine Einstufung als nachhaltige Wirtschaftsaktivität nach wie vor extrem anspruchsvoll und **in Teilen konkretisierungs- und korrekturbedürftig**.

Dabei geht es aus unserer Sicht insbesondere um folgende Punkte:

- a) Der bereits bekannte auf die **Lebenszyklus-Emissionen<sup>4</sup>** bezogene THG-**Emissionsgrenzwert von 100 g CO<sub>2</sub>-Äq pro kWh** ist weiterhin nicht praxistauglich. Grundsätzlich vorzugswürdig erscheint eine **Begrenzung auf die Anlagenlaufzeit** i.S.v. direkten Emissionen und eine **Budgetbildung anhand realistischer Jahreslaufzeiten** (Verbändevorschlag: 820 kg CO<sub>2</sub>-Äq pro kW p.a. Gesamtleistung als Basis).
- b) Für Anlagen, deren Baugenehmigung bis Ende 2030 vorliegt, sind alternative Erfüllungsoptionen vorgesehen. Die als **alternativer Grenzwert** vorgesehene Emission von 270 g CO<sub>2</sub>-Äq pro kWh erscheint jedoch **ebenso wenig praktikabel** wie die stattdessen – jedoch nur für Stromerzeugungsanlagen – eingeräumte Option eines Budgetwerts von 550 kg CO<sub>2</sub>-Äq pro kW p.a. (hochgerechnet auf 20 Jahre). Beide Kriterien können selbst von modernsten Anlagen bei übergangsweise notwendigem fossilen Gasbetrieb nicht eingehalten werden. Dies gilt vor allem wenn, 1. diese Anlagen zulasten der Effizienz flexibler gefahren werden müssen und 2. nach Aufbrauchen der zugestandenen Emissionsmengen noch kein ausreichender Wasserstoff zur Verfügung steht, die Anlagen zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit jedoch betrieben werden müssen.

Der Budgetansatz sollte neben reinen Stromerzeugungsanlagen zumindest auch KWK-Anlagen zur Verfügung stehen, da der Grenzwert von 270 g CO<sub>2</sub>-Äq pro kWh auch für KWK-Anlagen – insbesondere mit Blick auf steigende Flexibilitätsanforderungen – nicht praktikabel ist. Grundsätzlich sollte ein Budgetwert i.H.v. mindestens 820 kg CO<sub>2</sub>-Äq pro kW Gesamtleistung p.a. vorgesehen werden oder aber der Grenzwert auf mindestens 330 g CO<sub>2</sub>-Äq/kWh erhöht werden.

---

<sup>4</sup> Hierbei werden u. a. Emissionen bei der Gewinnung und dem Transport des Brennstoffs als auch bei der Herstellung und Entsorgung der Anlagenbauteile einbezogen.

Die **Minimalanforderung** an die vorgeschlagenen Grenzwerte ist, dass ihre **Einhaltung von der ausreichenden Verfügbarkeit klimaneutraler Gase zu wettbewerbsfähigen Preisen abhängig zu machen** ist; dies gilt in besonderer Weise für die vorgegebenen Beimischungsquoten von 30 % und 55 % ab 2026 bzw. 2030. Im Gegenzug müssten die Betreiber für die spätestens ab 2030 genehmigten Kraftwerke **vollständige H2-Readiness** gewährleisten.

- c) Außerdem sind das Erfordernis des **Ersatzes von kohle- und ölbefeuerten Anlagen**, die damit verbundenen **Emissionsminderungsvorgaben** und die **Kapazitätsbegrenzung für Neubau und Modernisierung** zu hinterfragen. Letzteres **käme gerade bei KWK und Fernwärme einem Ausbaustopp gleich** und würde eine sozialverträgliche und versorgungssichere Wärmewende vollständig konterkarieren. Die Kapazitätsgrenze sollte deshalb zumindest für solche Anlagen entfallen, die **bei Genehmigung zu 100 % H2-ready** sind. Das Erfordernis eines Umstiegs auf 100 % klimaneutrale Gase bis 2035 muss indes erneut von deren Verfügbarkeit und preislichen Wettbewerbsfähigkeit abhängig gemacht werden. Grundsätzlich ist angesichts des EU-Klimaneutralitätsziels 2050 zu hinterfragen, ob das Erfordernis eines vollständigen Umstiegs auf klimaneutrale Gase in 2035 verhältnismäßig ist.

Ohne die dargestellten Anpassungen entsteht das Risiko, dass die KWK, die bereits heute und zukünftig Klimaschutz und Versorgungssicherheit vereinen kann, ihre bedeutende Rolle für die laufende Transformation des deutschen Energiesystems nicht erfüllen kann. Die Finanzierung von KWK- als auch Kraftwerksprojekten darf nicht durch Anforderungen, die auf absehbare Zeit selbst für modernste Anlagen nicht erreichbar sind, stark erschwert werden. Jede zusätzliche Hürde macht ein Ausbleiben des, auch mit dem Koalitionsvertrag beabsichtigten, erheblichen Neubaus von Erdgaskraftwerken wahrscheinlicher. Die Folge dessen wäre eine fortgesetzte klimaschädliche (Weiter-)Nutzung von Kohlekraftwerken, die derzeit in der Reserve angesiedelt sind, sowie Stromimporte, für die keine Gewähr besteht, dass sie nicht fossil sind.

## Stellungnahme

### Zu 4.30. Annex I - Hocheffiziente gekoppelte Erzeugung von Wärme/Kälte und Strom mit fossilen gasförmigen Brennstoffen

#### I. Einführung eines alternativen Emissionsbudgets für KWK-Anlagen (1. b ii.)

Der VKU sieht es als unbedingt notwendig an, dass die EU-Kommission **alternativ** zu dem bislang vorgesehenen THG-Grenzwert von 100 g CO<sub>2</sub>-Äq/kWh für einen wesentlichen Beitrag zum Umweltziel „Klimaschutz“ von KWK-Anlagen (1. a)) ein **praxisgerechtes THG-Emissionsbudget** unter 1. b ii.) einführt, so wie es die EU-KOM für ungekoppelte Gaskraftwerke vorsieht (4.29, 1. b i)). Selbst unter optimistischen Annahmen (technischer Fortschritt, optimierter Teillastbetrieb) ist der derzeit vorgesehene Grenzwert von 270 g CO<sub>2</sub>-Äq/kWh praktisch kaum erreichbar.

Dieses **THG-Emissionsbudget** sollte als Emissionsgrenzwert pro Kilowatt (kW) installierter thermischer und elektrischer Nettoleistung und Jahr ausgedrückt auf **mindestens 820 kg CO<sub>2</sub>-Äq/kW** festgelegt und im Schnitt für die gesamte Lebensdauer der Anlage berechnet werden (bisher 550 kg CO<sub>2</sub>-Äq/kW für ungekoppelte Gaskraftwerke).

*Dieser Budgetansatz zahlt zugleich auf Klimaschutz und Versorgungssicherheit ein. Die THG-Emissionen werden über die Betriebsdauer der Anlage effektiv begrenzt und dennoch ein flexibler Anlageneinsatz ermöglicht. Flexibel steuerbare Stromerzeuger sind als Ergänzung zu der volatilen erneuerbaren Stromerzeugung elementar. Diese Residualkraftwerke müssen höchstflexibel, mitunter zulasten der Effizienz<sup>5</sup>, agieren und werden zukünftig deutlich geringere Volllastbenutzungsstunden aufweisen (Back-Up-Kapazität). Der Budgetansatz ermöglicht somit eine Optimierung der Anlagenfahrweise und der Brennstoffzusammensetzung unter der Restriktion eines Emissionsbudgets über die Anlagenbetriebsdauer und unter Beachtung einer unsicheren Verfügbarkeit klimaneutraler Brennstoffe und kompatibler Anlagentechnik.*

*Bei einem Emissionsbudget von 820 kg CO<sub>2</sub>-Äq/kW verblieben selbst bei einem sehr optimistischen Emissionswert von 300 g CO<sub>2</sub>-Äq/kWh weniger als 3.000 Volllaststunden pro Jahr, die bei 20 Jahren Laufzeit max. 60 % der normalen Amortisierungszeiträume abdecken würde. Folglich wäre das Budget nach ca. 12 Jahren aufgebraucht und ein vollständiger Brennstoffwechsel erforderlich. Bei einem Emissionsbudget von 550 kg CO<sub>2</sub>-Äq/kW (KOM-Vorschlag) verblieben pro Jahr nur etwa 1.800 Volllaststunden, die bei 20 Jahren Laufzeit gerade einmal rund*

---

<sup>5</sup> Steigende Anforderungen an einen flexibleren Anlagenbetrieb als Back-up für die volatilen erneuerbaren Energien, etwa durch eine höhere Stromauskopplung oder Teillastbetrieb oder häufigere An- und Abfahren, führen über Effizienzverluste zu höheren CO<sub>2</sub>-Intensitäten.

*35 % der normalen Amortisierungszeiträume abdecken würde. Folglich wäre das Budget nach ca. 7 Jahren aufgebraucht. Ein vollständiger Brennstoffwechsel müsste also im Vergleich mit der bereits ambitionierten Budgethöhe von 820 kg CO<sub>2</sub>-Äq/kW 5 Jahre früher erfolgen.*

*Angesichts der fehlenden Verfügbarkeit von klimaneutralen Gasen in ausreichenden Mengen und zu wettbewerblichen Preisen zu diesem Zeitpunkt wird der vorgeschlagene Budgetwert als deutlich zu gering erachtet. Selbst unter den von der Branche vorgeschlagenen Bedingungen (820 kg CO<sub>2</sub>-Äq/kW) verbleibt immer noch ein erhebliches Investitionsrisiko, da entsprechende Anlagen zwingend darauf angewiesen wären, im Laufe der 2030er Jahre auch tatsächlich auf einen überwiegenden oder vollständigen H<sub>2</sub>-Betrieb umstellen zu können. Mit 550 kg CO<sub>2</sub>-Äq/kW wäre dies für zeitnah zu realisierende Anlagen nach heutigem Wissensstand keinesfalls zu erreichen. Und dies, obgleich bewusst optimistische Annahmen zum Stand der Technik zugrunde gelegt wurden.*

*Grundsätzlich vom Budget ausgenommen sollten THG-Emissionen sein, die der Anlagenbetreiber nicht zu verantworten hat; etwa eine vom Netzbetreiber angeforderte Fahrweise im Zuge eines positiven Redispatch. Im Rahmen der **regelmäßigen Überprüfung** der technischen Bewertungskriterien (Taxonomie-Verordnung Art. 19 Abs. 5) wird die Höhe des Emissionsbudgets bewertet und ggf. angepasst.*

Der VKU sieht es als erforderlich an, dass, sofern dem Vorschlag einer alternativen Erfüllungsoption über ein **Emissionsbudget nicht gefolgt** wird, der bislang unter 1. b ii.) als Alternative vorgeschlagene Grenzwert für gasbasierte KWK-Anlagen in **direkten CO<sub>2</sub>-Emissionen** ausgedrückt und auf **mind. 300 g CO<sub>2</sub>/kWh Energieoutput im Jahresdurchschnitt** festgelegt werden sollte (alternativ mind. 330 g CO<sub>2</sub>-Äq/kWh statt 270 g CO<sub>2</sub>-Äq/kWh). Steigende Anforderungen an einen flexibleren Anlagenbetrieb als Backup für die volatilen EE, etwa durch eine höhere Stromauskopplung oder Teillastbetrieb, führen über Effizienzverluste zu höheren CO<sub>2</sub>-Intensitäten. Dies sollte über höhere Grenzwerte berücksichtigt werden.

## **II. Vorgabe von Beimischungsquoten für klimaneutrale Gase sollte gestrichen, zumindest jedoch von deren Verfügbarkeit und preislichen Wettbewerbsfähigkeit abhängig gemacht werden (1. b vi.)**

Der VKU sieht es als unbedingt als notwendig an, dass die in 1. b vi. vorgeschlagene Nebenbedingung, die Planungen oder Verpflichtungen über Beimischungen klimaneutraler Gase von 30 % und 55 % ab 2026 bzw. 2030 vorgibt, gestrichen wird oder zumindest von einem entsprechenden marktlichen Angebot zu konkurrenzfähigen

Preisen abhängig gemacht wird. Immerhin gehen die genannten Beimischungsquoten über die in der Studienlandschaft derzeit in mittlerer Frist angenommenen Verfügbarkeit von Wasserstoff deutlich hinaus:

*So gehen bspw. die Studien „BDI-Klimapfade 2.0“, Agora „Klimaneutrales Deutschland 2045“ sowie die dena-Leitstudie „Aufbruch Klimaneutralität“ in ihren volkswirtschaftlich optimierten Szenarien davon aus, dass der Wasserstoffeinsatz in der Strom- bzw. Fernwärmeerzeugung im Wesentlichen erst in der Mitte der 2030er Jahre - dafür dann aber mit einer hohen Dynamik - erfolgt.*

Es ist keinesfalls gesichert und vor allem von den Anlagenbetreibern nicht zu gewährleisten, dass die Lücke zu den vorgegebenen Quoten durch biogene oder synthetische Gase gedeckt werden kann. Entsprechend ist davon auszugehen, dass der größte Teil der Beimischungsquote über Wasserstoff realisiert werden muss, der jedoch gemäß aktueller Prognosen erst ab Mitte der 2030er Jahre in geringen Mengen verfügbar sein soll. Selbst wenn dieser verfügbar wäre, kann er bestehenden Gasnetzen jedoch nur bis max. 30 Vol.-Prozent beigemischt werden. Danach müsste ein „Sprung“ auf 100 %-Einspeisung von Wasserstoff erfolgen, der jedoch eine Umwidmung der Gasnetze oder den kapital- und zeitintensiven Aufbau reiner Wasserstoffnetze erforderlich macht. Dies müsste angesichts des vorgeschlagenen Erfordernisses eines vollständigen Umstiegs auf klimaneutrale Gase ab 2035 auch bis dahin erfolgen, was derzeit nicht als realistisch zu betrachten, wenigstens aber von hoher Unsicherheit geprägt, ist. Daher ist auch angesichts des EU-Klimaneutralitätsziels, das erst für 2050 vorgesehen ist, zu hinterfragen, ob dieses Erfordernis als verbindliches Kriterium verhältnismäßig ist.

Zumindest ist aus vorgenannten Gründen die Einhaltung der Nebenbedingung von der **ausreichenden Verfügbarkeit klimaneutraler Gase am Kraftwerksstandort zu wettbewerbsfähigen Preisen** abhängig zu machen.

Grundsätzlich sinnvoller erscheint, die Grenzwerte mit einer **Nebenbedingung, die die H2-Readiness von** neuen Kraftwerken und KWK-Anlagen sicherstellt, zu flankieren. Auch auf diese Weise kann einem befürchteten fossilen „Lock-in“ begegnet werden. Auch die H2-Readiness ist in einen nicht trennbaren Zusammenhang zu stellen mit einer politischen Weichenstellung zum Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft, der erforderlichen Transformation der Infrastruktur und weiteren Rahmenbedingungen (s. separaten Abschnitt zu notwendigen Rahmenbedingungen).

*„Eine Wasserstoff-Readiness, die über Zwischenstufen und/oder Umrüstung in der Endstufe den Einsatz von 100 % Wasserstoff vorsieht, wird für Gaskraftwerke sowie für KWK-Anlagen ab 1 MW Feuerungswärmeleistung vorgesehen. Die Anlage ist Wasserstoff-ready, wenn sie auf eine spätere Umrüstung für den Einsatz*



*von 100 % Wasserstoff vorbereitet ist. Sollten Zwischenstufen, z. B. 10 oder 25 Volumenprozent H<sub>2</sub> für Gasverteilnetze politisch festgelegt werden, ist die Definition unter Beibehaltung der Endstufe eines klimaneutralen Anlagenbetriebs entsprechend zu differenzieren. Dafür sind konkrete und für Wirtschaftsprüfer, Gutachter und Genehmigungsbehörden nachvollziehbare Kriterien der H<sub>2</sub>-Readiness schnell zu formulieren. Die tatsächliche Umrüstung der Anlagen sowie deren Betrieb mit Wasserstoff hängen von der Genehmigung für die Brennstoffumstellung und der realen Verfügbarkeit des Brennstoffs ab. Die 100 %-Wasserstoff-Readiness kann nicht für Anlagen gewährleistet werden, für die vor dem **31.12.2024** ein vollständiger Genehmigungsantrag zur Errichtung und zum Betrieb gestellt worden ist oder die vor dem **31.12.2027** in Betrieb genommen werden.“<sup>6</sup>*

### **III. Vorgabe eines Kohleersatzes und einhergehende Nebenbedingungen sind zu streichen, zumindest sind die Vorgaben angesichts des erheblichen Zubaubedarfs an gesicherter Leistung in Deutschland kritisch zu hinterfragen (1. b iv., v., vii, viii.)**

Der VKU sieht es als sinnvoll an, dass die in 1. b iv. vorgeschlagene Nebenbedingung, die den **Ersatz von mit Kohle oder Öl befeuerten Strom-, KWK- oder Wärmeerzeugungsanlagen** vorsieht, gestrichen wird. In der Folge entfallen auch weitere kumulative Nebenbedingungen, die die damit verbundenen **Emissionsminderungsvorgaben** (1. b vii.) und die **Kapazitätsbegrenzung für Neubau** (1. b v.) **und Modernisierung** (1. b viii.) vorsehen. Zumindest sollten die Nebenbedingungen hinsichtlich der Notwendigkeit des Zubaus gesicherter Leistung, ihrer Praktikabilität und ihres Ambitionsniveaus hinterfragt werden.

Grundsätzlich ist angesichts des deutschen Ausstiegs aus Kohleverstromung positiv zu bewerten, dass Investitionen als nachhaltig klassifiziert werden sollen, die zum Ersatz von kohlebefeuelten Anlagen durch neue gasbasierte KWK-Anlagen führen.

Jedoch ist zu berücksichtigen, dass Deutschland zugleich auch aus der Kernenergie aussteigt und die zunehmende Sektorenkopplung zu einem starken Anstieg des Strombedarfs führt. Der zusätzliche Bedarf an gesicherter elektrischer Leistung bis 2030 wird daher in der Studienlandschaft mit 15 GW bis 43 GW angegeben. Der Spitzenwert übersteigt damit die derzeit noch am Markt befindliche elektrische Leistung der Kohlekraftwerke deutlich (34 GW). Es ist daher davon auszugehen, dass auch Neubauprojekte benötigt werden, die keine Kohleanlage direkt ersetzen. Auch diese leisten einen wichtigen Beitrag zur Erreichung der klimapolitischen Ziele. Schon heute

---

<sup>6</sup> Verbändevorschlag von bdew, VDMA, VKU „Definition von „Wasserstoff-Readiness“ für neue Gaskraftwerke“, November 2021.

werden bis zu 54 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub> jährlich durch den Einsatz der KWK gegenüber einer ungekoppelten Erzeugung eingespart, so der offizielle KWK-Evaluierungsbericht.<sup>7</sup>

Neben der kritischen Ungleichbehandlung von Ersatz- und Neubauprojekten ist zugleich die **Praktikabilität der Nebenbedingungen** in Frage zu stellen.

Es ist fraglich, inwiefern der vorgesehene anlagenbezogene Ersatz praktisch umsetzbar ist. Zum einen gilt es zu berücksichtigen, dass in der aktuellen energiewirtschaftlichen Praxis der Ersatz einer Kohleanlage durch ein modulares System unterschiedlicher gasbasierter und erneuerbarer Erzeuger erfolgt (bspw. in Hamburg und Leipzig). Es ist daher von auszugehen, dass beim Festhalten an dem Anlagenbezug ein Teil der bestehenden elektrischen Kohleleistung ersatzlos entfällt. Dies schmälert die Realisierung des oben genannten erforderlichen Ausbaus weiter. Auch ist der Ersatz von Kohlekraftwerken durch Gas-KWK benachteiligt, weil die Kapazitätsbegrenzung (1. b v.) auf die Gesamtkapazität abstellt. Eine Gas-KWK-Anlage könnte aufgrund der gleichzeitigen Wärmeerzeugung die elektrische Leistung eines ungekoppelten Kohlekraftwerks damit gar nicht 1:1 ersetzen (die Wärmeleistung wäre von der Gesamtkapazität in Abzug zu bringen). Auch vor diesem Hintergrund sollte zumindest, wie für ungekoppelte Ersatzkraftwerke vorgesehen (4.29, 1. b iv.), eine Kapazitätserhöhung um 15 Prozent möglich sein.

Zum anderen ist hinsichtlich der Praktikabilität zu berücksichtigen, dass sich Kohlestandorte nicht per se für neue Gaskraftwerke anbieten, da die damalige Standortentscheidung auf Basis anderer Kriterien erfolgt ist (insb. Nähe zu Abbaurevier bzw. Fluss) und eine Nutzbarmachung für Gaskraftwerke zusätzliche Investitionen erfordert (bspw. Gasanschluss) bzw. Netztypologien stärker zu berücksichtigen sind (bspw. Netzengpässe).

Auch wenn die Möglichkeit eingeräumt werden sollte, die Kapazität einer Kohleanlage durch mehrere Ersatzanlagen zu verteilen, stellt sich z. B. die Frage, wie die Zuteilung der „Kraftwerksscheiben“ diskriminierungs- und missbrauchsfrei durchgeführt werden kann.

Mit Blick auf den politisch forcierten **Aus- und Umbau der Wärmenetzsysteme** käme die Kapazitätsbegrenzung (1. b v., vii.) auch wärmeseitig einem **Ausbaustopp** gleich. Neben dem Umbau bestehender Wärmenetzsysteme hin zu erneuerbarer Wärme und unvermeidbarer Abwärme wird auch der Ausbau (Neubau, Erweiterung) von Wärmenetzen politisch angereizt. Diese zweifache Herausforderung kann, auch aufgrund

---

<sup>7</sup> Prognos et al. (2019): Evaluierung der Kraft-Wärme-Kopplung. Analysen zur Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung in einem Energiesystem mit hohem Anteil erneuerbarer Energien, S. 2; im Auftrags des BMWi, abrufbar unter:

<https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/evaluierung-der-kraft-waerme-kopplung.html>

fehlender oder derzeit aufgrund fehlender Förderung nicht wirtschaftlich erschließbarer klimaneutraler Quellen, teilweise nur durch den Ausbau der KWK-Wärmeerzeugung als Zwischenschritt adressiert werden. Die Kapazitätsgrenze würde dieses Potenzial jedoch begrenzen und damit eine sozialverträgliche und versorgungssichere Wärmewende konterkarieren. **Sie sollte deshalb zumindest für solche Anlagen entfallen, die bei Genehmigung zu 100 % H2-ready sind.**

Neben der Kapazitätsbegrenzung bei Ersatzneubau und Modernisierung ist die **Emissionsminderungsvorgabe von 55 Prozent** (vii.) kritisch zu bewerten. Bei einem Ersatz von Steinkohle durch Erdgas werden die CO<sub>2</sub>-Emissionen zwar aufgrund der brennstoffspezifischen CO<sub>2</sub>-Intensität um 40 Prozent reduziert. Die verbleibenden 15 Prozent müssten jedoch über eine höhere Effizienz der Ersatzanlage gegenüber der Kohleanlage erreicht werden. Bestehende Steinkohle-KWK-Anlagen haben gemäß Evaluierungsbericht im Durchschnitt einen Gesamtnutzungsgrad von 80 Prozent.<sup>8</sup> Die Gas-KWK-Anlage müsste also einen Gesamtnutzungsgrad von 95 Prozent aufweisen. Selbst das weltweit effizienteste und leistungsfähigste Gas- und Dampfturbinenkraftwerk in Düsseldorf erreicht „nur“ einen Gesamtnutzungsgrad von rund 85 Prozent. Eine weitere Erhöhung der Effizienz – um die ambitionierte Vorgabe zu erreichen – würde u. a. zu Lasten der Flexibilität der Anlagen gehen, welches den zukünftigen Flexibilitätsanforderungen als Back-up der erneuerbaren Energien zuwiderläuft. Grundsätzlich sind bereits heute selbst geringfügige Wirkungsgradverbesserungen nur über einen sehr hohen Aufwand, verbunden mit entsprechend hohen Kosten, realisierbar.

Bei Braunkohle wäre die Erreichung der Vorgabe aufgrund der höheren brennstoffspezifischen CO<sub>2</sub>-Intensität zumindest denkbar, jedoch nimmt sie bei der allgemeinen Energieversorgung über kommunale KWK-Anlagen im Vergleich zur Steinkohle eine untergeordnete Rolle ein.

Abschließend ist festzuhalten, dass die beabsichtigte **Ungleichbehandlung von Neubauprojekten gegenüber Kohleersatzprojekten fallengelassen** werden sollte. Sie ist weder unter Nachhaltigkeitsaspekten noch aus Gründen der Versorgungssicherheit nachvollziehbar. In beiden Fällen werden entscheidende Beiträge im Strom- und Wärmebereich zum Klimaschutz und zur Versorgungssicherheit geleistet.

---

<sup>8</sup> Prognos et al. (2019): Evaluierung der Kraft-Wärme-Kopplung. Analysen zur Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung in einem Energiesystem mit hohem Anteil erneuerbarer Energien, S. 42; im Auftrags des BMWi, abrufbar unter:

<https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/evaluierung-der-kraft-waerme-kopplung.html>

#### **Zu 4.29 Annex I – Stromerzeugung mit fossilen gasförmigen Brennstoffen**

Positiv ist zu bewerten, dass der Budgetansatz als alternative Erfüllungsoption in den Vorschlag der EU-KOM für ungekoppelte Gaskraftwerke aufgenommen wurde. Die vorgeschlagene Höhe von 550 CO<sub>2</sub>-Äq pro kW p.a. bewerten wir jedoch insbesondere für GuD-Kraftwerke im Kondensationsbetrieb als zu gering. Um einen wirtschaftlichen Betrieb gerade dieser effizienten Kraftwerke überhaupt zu ermöglichen, sollte das Budget auf 820 CO<sub>2</sub>-Äq pro kW Gesamtleistung p.a. erhöht werden.

Sollte dies nicht möglich sein, sollte der alternative Grenzwert von 270 g CO<sub>2</sub>-Äq/kWh in direkten CO<sub>2</sub>-Emissionen ausgedrückt und auf mind. 500 g CO<sub>2</sub>/kWh Energieoutput im Jahresdurchschnitt festgelegt werden (alternativ: 550 g CO<sub>2</sub>-Äq/kWh).

Wie für KWK-Anlagen ausgeführt, sollten auch für ungekoppelte Gaskraftwerke die Nebenbedingungen, insb. hinsichtlich der Beimischungsquoten und des Kohleersatzes, überprüft werden.

#### **Zu 4.31 Annex I – Wärme-/Kälteerzeugung mit fossilen gasförmigen Brennstoffen in effizienten Fernwärme-/Fernkältesystemen**

Wie für KWK-Anlagen ausgeführt, sollten auch für Heizkessel in der Fernwärme die Nebenbedingungen, insb. hinsichtlich der Beimischungsquoten und des Kohleersatzes, überprüft werden.

#### **Zusätzlich notwendige Rahmenbedingungen zum obigen Formulierungsvorschlag einer H<sub>2</sub>-Readiness**

Die europäische und nationale Politik muss den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft stärker als bisher vorantreiben. Dabei ist sicherzustellen, dass Gaskraftwerke bei der Zurverfügungstellung von Wasserstoff und bei den Infrastrukturanpassungen berücksichtigt werden. Hintergrund: Der Kraftwerksbetreiber kann die tatsächliche Verfügbarkeit entsprechender Brennstoffmengen nicht selbst beeinflussen, insofern darf er nicht zur Verantwortung gezogen werden, wenn beispielsweise Brennstoffe nicht im ausreichenden Umfang zur Verfügung stehen oder die Infrastruktur nicht rechtzeitig anliegt und dadurch Genehmigungsvoraussetzungen nicht einhaltbar sind.

Als Voraussetzung für eine H<sub>2</sub>-Readiness muss auch genehmigungsseitig im ersten Schritt der perspektivische Einsatz von bis zu 100 % H<sub>2</sub> im Kraftwerk ermöglicht werden. Genehmigungsleitfäden für die Genehmigungspraxis vor Ort sind unter Berücksichtigung von Wasserstoff zeitnah zu erstellen und in die Praxis einzuführen. Entsprechende

Normungsarbeiten auch für erforderliche Bauteile, wie z. B. Ventile usw., sind schnellstmöglich umzusetzen. Da dieser Prozess nicht im Einflussbereich des Anlagenbetreibers liegt und zudem einen zeitlichen Vorlauf (2-3 Jahre) benötigt, kann die Definition einer H<sub>2</sub>-Readiness nicht für Anlagen, deren Genehmigungsantrag zur Errichtung und zum Betrieb **vor dem 31.12.2024** gestellt worden ist, gewährleistet werden. Dabei ist unbedingt anzustreben, dass der in einem zweiten Schritt vorgesehene Einsatz von Wasserstoff als Brennstoff über eine Änderungsgenehmigung realisierbar ist, d. h. keine vollständige Neugenehmigung der Anlage erfordert.

Konkrete und für Wirtschaftsprüfer, Gutachter und Genehmigungsbehörden nachvollziehbare Kriterien der H<sub>2</sub>-Readiness sind schnell im Einvernehmen mit der Branche zu formulieren, damit der Kraftwerksbetreiber einen entsprechenden Nachweis gegenüber dem Kreditinstitut führen kann (bankability).

Das im Formulierungsvorschlag genannte zweite Datum **31.12.2027** soll sicherstellen, dass bereits begonnene Kraftwerks-Projekte, in die schon erhebliche Finanzmittel geflossen sind, nicht im laufenden Planungs- und/oder Bauprozess mit bislang unvorhersehbaren Anforderungen konfrontiert werden. Es handelt sich insofern um eine notwendige Übergangsregelung zur Vermeidung von Stranded-Assets.

Die Genehmigungsverfahren für Kraftwerksprojekte müssen deutlich beschleunigt werden.

Eine entsprechende finanzielle Förderung, die die Mehrkosten für die baulichen und technischen Voraussetzungen zu Beginn des Kraftwerksprojekts für die Wasserstoff-Readiness einerseits und die spätere Umrüstung zur Fähigkeit, 100 % H<sub>2</sub> einzusetzen, andererseits sowie bei späteren H<sub>2</sub>-Betrieb die Brennstoff-Mehrkosten abdeckt, muss schnell implementiert werden. Für Anlagen mit Wärmeauskopplung kann dies in Deutschland z. B. im KWKG erfolgen, für ungekoppelte Kraftwerke sollten neue Förderinstrumente eingeführt werden.

Die Definition von H<sub>2</sub>-Readiness im Geltungsbereich der Taxonomie sollte auch eine salvatorische Klausel für unvorhersehbare Umstände (z. B. Pandemie) enthalten, damit diese nicht zulasten des Kraftwerksbetreibers ausgelegt werden.

Um die erforderlichen Kapazitäten für H<sub>2</sub>-ready-Gaskraftwerke auf Seiten der Hersteller, aber auch der Dienstleister bereitstellen zu können, braucht die Branche EU-weit klare Signale, dass solche mit klimaneutralen Brennstoffen betriebenen Anlagen weiterhin, auch nach Erreichen der Klimaneutralität hinaus, im Energiesystem gebraucht werden.

---

## **Ansprechpartner**

### **Christiane Barth**

VKU Geschäftsstelle Brüssel

Leiterin Büro Brüssel

[barth@vku.de](mailto:barth@vku.de)

### **Jan Wullenweber**

VKU Hautgeschäftsstelle Berlin

Bereichsleiter Energiesystem und

Energieerzeugung

Abteilung Energiewirtschaft

[wullenweber@vku.de](mailto:wullenweber@vku.de)