

EnBW-Stellungnahme zum
„Entwurf eines Gesetzes zur Einführung von
Ausschreibungen für gesicherte
Kraftwerksleistung“
(Kraftwerkssicherheitsgesetz)

Berlin, 27. November 2024

Lobbyregister-Nr.: R002297

1. Vorbemerkung

Die EnBW AG begrüßt die Länder- und Verbändeanhörung zum „Entwurf eines Gesetzes zur Einführung von Ausschreibungen für gesicherte Kraftwerksleistung“. Um den Ausbau der Erneuerbaren Energien zu flankieren, benötigt es disponible Leistung, die – aufgrund des marktlichen Umfelds – staatlich angereizt werden muss. Die EnBW hat den Entstehungsprozess des Kraftwerkssicherheitsgesetzes (KWSG) daher eng mitverfolgt und sich engagiert in die von der EU vorgesehene Konsultation eingebracht.

Die EnBW ist überzeugt, dass das KWSG und seine Umsetzung politische Priorität haben müssen. Gleichzeitig stellt das KWSG einen deutlichen Eingriff in den Strommarkt dar. Bei fehlerhafter Tarifierung besteht das Risiko, dass sich Investoren nicht an den Ausschreibungen zum KWSG beteiligen oder Fehlanreize mit gravierenden Folgen für den Strommarkt geschaffen werden. Insbesondere die Verabschiedung, aber auch die Umsetzung des KWSG sollte daher abgewogen und im Dialog mit der Branche erfolgen.

2. Anmerkungen zu den einzelnen Paragraphen

Folgende Punkte vergrößern aus Sicht der EnBW die Risiken bei einer Auktionsteilnahme:

§2 Begriffsbestimmungen Ziff. 1., 18., 23. und 42.

Bei den Wasserstoffarten sieht der Entwurf den Einsatz von grünem („RFNBO“) und kohlenstoffarmem Wasserstoff vor. Für die Definition von kohlenstoffarmem Wasserstoff verweist der Entwurf auf die noch auszuarbeitende Definition im Delegierten Rechtsakt für kohlenstoffarme Brennstoffe, der aktuell von der Europäischen Kommission finalisiert wird. Der Referentenentwurf definiert explizit als „kohlenstoffarm“ blauen, türkisen (Methanpyrolyse) sowie orangenen (aus Abfall- und Reststoffen) Wasserstoff. Explizit ausgeschlossen ist elektrolytisch hergestellter Wasserstoff aus Nuklearstrombasis („pinker“ bzw. „gelber“ Wasserstoff), welcher nach dem Delegierten Rechtsakt auf EU-Ebene als „kohlenstoffarm“ gelten wird. Dieses Verbot dürfte aber einen Verstoß gegen die Binnenmarktregeln darstellen. Die direkte Ammoniakverstromung ist weiterhin explizit ausgeschlossen, was angesichts der absehbaren künftigen Möglichkeit, insbes. küstennah Ammoniak zu verstromen, schwer nachzuvollziehen ist.

§2 Begriffsbestimmungen Ziff. 27.

Der netztechnische Süden umfasst die Länder Baden-Württemberg, Bayern, Hessen, Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz und das Saarland. Laut §20 Zuschlagsverfahren (5) 2. soll der Südbonus i.H.v. 220 Euro pro Megawatt gewährt werden. Zudem wird der Südbonus nun nach den ersten Ausschreibungsrunden evaluiert (§56 Evaluierung (1)). Es ist aus Gründen der Systemstabilität richtig, dass zwei Drittel der Leistung im Süden Deutschlands zugebaut werden müssen. Allerdings ist der Begriff „netztechnischer Süden“ geografisch im Gesetzesentwurf weiterhin sehr weit gefasst und erstreckt sich über große Teile des Landes. Damit besteht auch weiterhin die Gefahr, dass die räumliche Aussteuerung nicht so gelingt, wie dies aus Systemsicht wünschenswert wäre und neue Erzeugungskapazitäten nicht dort priorisiert werden, wo sie am dringendsten benötigt werden. Die Folge wäre z.B. ein deutlich längerer Weiterbetrieb der Netzreserveanlagen in Süddeutschland mit wachsenden Verfügbarkeitsrisiken (qualifiziertes Personal, Kohlelogistik und Instandhaltung) und hohen Kosten zur Erhaltung der Betriebsbereitschaft dieser Anlagen.

Eine Evaluierung nach den ersten zwei Ausschreibungsrunden, wie im Entwurf vorgesehen, könnte zu spät erfolgen, um eine regional angemessene Steuerung noch sicherzustellen. Die EnBW wirbt daher bereits in der ersten Ausschreibungsrunde für regional abgestufte „Bonusklassen“ in den Bundesländern, in denen die jeweiligen Bedingungen, z.B. bzgl. Ersatz bestehender Netzreserveanlagen, berücksichtigt werden können.

§2 Begriffsbestimmungen Ziff. 32.

ursprünglich:

Der Begriff „qualifizierter Standort“ ein Standort, wird definiert als a) Standort, an dem in den letzten fünf Jahren vor dem Gebotstermin keine gasförmigen Brennstoffe als Hauptenergieträger zur Stromerzeugung eingesetzt wurden oder b) an dem ausschließlich Stromerzeugungsanlagen betrieben wurden, die in den letzten fünf Jahren vor dem Gebotstermin wenigstens zeitweise als systemrelevant nach § 13b des Energiewirtschaftsgesetzes ausgewiesen waren und deren endgültige Stilllegung nach § 13b Absatz 1 Satz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes angezeigt wurde,

Die EnBW begrüßt die vorgenommene Erweiterung bei der Definition qualifizierter Standorte. Somit wird die Errichtung von Neubauten auch an Gasstandorten nicht mehr ausgeschlossen. Da diese vor Ort nur in Reserve betrieben wurden, besteht kein Risiko, dass ein bestehendes Marktkraftwerk durch ein neues (KWSG-)Marktkraftwerk ersetzt wird. Dies erscheint sachgerecht.

Die EnBW sieht jedoch weiterhin das Problem, dass Standorte mit bestehenden Gaskraftwerken von der Ausschreibung für Neuanlagen ausgeschlossen werden, da an versch. Orten in Deutschland Steinkohleanlagen und Gasanlagen an einem Standort betrieben werden. Da sich der „Hauptenergieträger“ nach § 2 Ziff. 19 auf eine Anlage bezieht und „Anlage“ in § 2 Ziff. 2 auf einzelne Generatoren beziehen (die Ausnahme einer Anlage für mehrere Generatoren gilt explizit nur dann, wenn diese innerhalb 12 Monaten in Betrieb genommen wurden) würde somit schon eine kleinere Gasanlage an einem Standort diesen für Ausschreibungen von Neuanlagen sperren. Diese Regelung ist unseres Erachtens kontraproduktiv, da die bestehende Infrastruktur von Kraftwerksstandorten (dazu gehört auch die Gasanschlussleitung) zur schnellen Errichtung neuer Gaskraftwerke genutzt werden sollte und nicht verhindert werden sollte, besonders geeignete Standorte zu nutzen. Es existieren in Deutschland auch nicht beliebig viele erschlossene und planungsrechtlich ausgewiesene Standorte, sodass ein Teil dieser Standorte mit einer derartigen Regelung ohne anderweitige Nachteile aus Ausschreibungen ausgeschlossen werden könnte. Die Regelung ist auch unnötig, da eine durch den Bau von Neuanlagen ggf. provozierte Stilllegung bestehender Gaskraftwerke auch auf anderem Weg erreicht werden könnte z.B. indem bei einem Zuschlag für eine Anlage ein Stilllegungsverbot für bestehende gasgefeuerte Marktanlagen am gleichen Standort für 3 Jahre nach der erfolgreichen Inbetriebnahme der Neuanlage erlassen werden könnte.

Unser Vorschlag ist, auf Regelungen komplett zu verzichten, die Standorte für Neuanlagen und modernisierte Anlagen reduzieren und jedem Betreiber die Auswahl der geeigneten Standorte zu überlassen. Alles andere führt zu Wettbewerbseinschränkungen und stellt die Verfügbarkeit einer ausreichenden Anzahl Standorte in Frage.

§2 Begriffsbestimmungen Ziff. 40. in Verbindung mit §45

Das „Umstiegsdatum“ (Ziff. 40) wird als erster Tag des achten Jahres nach der Inbetriebnahme eines auf Wasserstoff umrüstbaren Kraftwerks definiert. Spätestens sechs Monate vor dem Umstiegsdatum muss der Wasserstoffnetzbetreiber dem Kraftwerksbetreiber mitteilen, ob ein Wasserstoffnetzanschluss zustande kommt. Liegt diese Mitteilung nicht vor, verschiebt sich das Umstiegsdatum auf den Zeitpunkt, der sechs Monate nach der Mitteilung des Wasserstoffbetreibers liegt. Wird nach diesem Zeitpunkt weiterhin ohne Wasserstoff verstromt, entfällt der Anspruch auf die Investitionskostenprämie (§34 (4)).

Mit dieser Änderung im Gesetzestext im Vergleich zu den Konsultationseckpunkten wird nicht viel erreicht. Das Netzanschlussrisiko wird nur unzureichend mitigiert und das Risiko der Nicht-Verfügbarkeit von Wasserstoff besteht ebenfalls weiter. Eine Absage einer bereits geplanten Wasserstoffumrüstung mit 6 Monaten Vorlauf durch den FNB ist

weiterhin viel zu knapp. Es braucht zur Umstellung von Erdgas auf H₂ mindestens neue Brenner und Gasverdichter. Beides ist zwar vergleichsweise schnell eingebaut (wenige Monate) benötigt zur Konstruktion, Fertigung und Genehmigung aber mind. 3 Jahre Vorlauf. Auch der Wasserstoff muss mit Vorlauf bestellt werden. Wird der Wasserstoffanschluss vom FNB mit derart kurzem Vorlauf abgesagt, so sind beim Betreiber die bereits beauftragten Leistungen *stranded investments*. Die Kosten bleiben beim Betreiber, der den bereits geordneten Wasserstoff nicht verstromen kann und stattdessen kurzfristig zu erhöhten Kosten Erdgas beschaffen muss.

Verbindliche Aussagen des FNB zum Wasserstoffumstellungstermin müssen dem Anlagenbetreiber daher mit mindestens drei Jahren Vorlauf zur Verfügung stehen. Ist der Anschluss dann zum angegebenen Zeitpunkt nicht verfügbar aus Gründen, die der FNB zu vertreten hat, so ist dieser schadenersatzpflichtig.

Auch die in Säule 1 aufgrund der OPEX-Förderung (Brennstoffausgleich) hohe Zahlungsbereitschaft des Kraftwerksbetreibers kann nicht alle Risiken aus der H₂-Bereitstellung ausgleichen, da zur Bereitstellung von Brennstoff neben der ausreichenden Einspeisung von H₂ in das Netz auch noch Speicher zur Strukturierung des Gasbedarfs erforderlich sind.

§2 Begriffsbestimmungen Ziff. 44.

Als „wesentliche **Effizienzsteigerung**“ [ist] eine Steigerung des elektrischen Wirkungsgrades einer Anlage im Rahmen einer Modernisierung um mindestens 15 Prozentpunkte gegenüber der an dem Standort vor Zuschlagserteilung betriebenen Anlage“ definiert.

Dieser Wert ist nur geringfügig einfacher umsetzbar als der zuvor geforderte Wert von 20 Prozent, setzt aber bei der Modernisierung eines früheren Kohleblocks mit einem Wirkungsgrad in der Größenordnung 40-42 % voraus, dass eine hocheffiziente GuD-Anlage errichtet wird, mit einem Wirkungsgrad > 57 %. Auch offene Gasturbinen mit einem Wirkungsgrad von ca. 40 % und kleinere KWK-Anlagen mit einem elektr. Wirkungsgrad im Bereich 50 % werden ihre Bedeutung im künftigen Strom- und Fernwärmeerzeugungssystem haben, werden aber mit dieser Forderung verhindert. Wir empfehlen daher, die Anforderung einer Effizienzsteigerung komplett zu streichen, da jeder Betreiber im Sinn einer Maximierung der Wirtschaftlichkeit für seine Zwecke auf eine hocheffiziente Brennstoffnutzung achten wird und diese Forderung dem ansonsten verfolgten Ansatz der Technologieoffenheit widerspricht.

§5 Standorte der Anlagen (1)

„In den Ausschreibungen für auf Wasserstoff umrüstbare Kraftwerke werden nur Projekte gefördert, die zum Zeitpunkt der Gebotsabgabe nicht weiter als 50 km Luftlinie zu einer geplanten oder bereits existenten Wasserstoffleitung entfernt sind, die Teil des nach § 15d Absatz 3 Satz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes bestätigten aktuellen Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff sind oder, sofern noch kein bestätigter Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff existiert, Teil des nach §§ 28q Absatz 8 Satz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes genehmigten Wasserstoffkernnetzes und deren Errichtung sind“.

Der Wert von 50 km (zuvor 20 km) erscheint letztlich willkürlich. Für die Kosten des Anschlusses ist nicht die Luftlinie, sondern die Beschaffenheit des realen Transportweges ausschlaggebend, z.B. ob Flüsse den Transportweg kreuzen.

Es erscheint uns sinnvoll, dass der Gasnetzbetreiber, der die H₂-Kernnetzleitung plant, auch die Anschlussleitung zum Kraftwerk planen sollte und schlagen deshalb vor, dass der Gasnetzbetreiber die Kosten sowie Verantwortung für eine rechtzeitige Fertigstellung der Anschlussleitung bis zu einer Entfernung von max. 10 km von der H₂-Kernnetzleitung übernimmt. Mit dieser Regelung wäre eine beträchtliche Risikoreduktion für den Betreiber verbunden und die Gesamtentfernung der Anlage vom H₂-Kernnetz würde damit zweitrangig.

§6 Vorgaben zum Betrieb der Anlagen (1) 1. b)

Ausschließlicher Einsatz von H₂: Diese Regelung ist, wie erwähnt, nicht praktikabel, weil Wasserstoffkraftwerke weiterhin Erdgas zur Anfahr- und Stützfeuerung benötigen werden. Die Regel wird vor allem bei den ersten ausschließlich mit H₂ betriebenen Anlagen zu Schäden und Nichtverfügbarkeit führen. Beides wäre aufgrund des dringenden Bedarfs an disponibler Erzeugung äußerst nachteilig. Die Zulässigkeit des Einsatzes von H₂/Erdgas-Gemischen über 2-4 Jahre könnte das Risiko der Nichtverfügbarkeit von H₂ während des Markthochlaufs und technischer Risiken während der Optimierung der neu entwickelten Gasturbinen für H₂-Einsatz deutlich reduzieren.

Begrenzung Stunden für H₂-Einsatz auf max. 800 h/a und min. 200 h/a: Diese Begrenzung erscheint weiterhin willkürlich und wird dazu führen, dass den Anlagen in Säule 1 signifikante Deckungsbeiträge entgehen, weil der Markt absehbar Anlagen, die mit Einsatzkosten auf Erdgasniveau betrieben werden, in mehr als 800 Stunden anfordern wird. Hierbei sollte bedacht werden, dass der Förderbedarf je kg Wasserstoff mit steigender Anzahl der geförderten Stunden deutlich zurückgeht. Der Grund: Mit steigender Auslastung sinken die spezifischen Kosten für Transport und (Kavernen-)Speicherung von Was-

serstoff merklich. Folglich könnte mit einem gegebenen Budget auch eine höhere Stundenzahl gefördert werden. Eine Ausweitung der Betriebsstunden mit OPEX-Förderung nach der H2-Umstellung hilft zudem, die CO₂-Emissionen weiter zu reduzieren.

Wir empfehlen daher weiterhin, die Gesamtstundenzahl über alle Jahre mit OPEX-Förderung zu begrenzen und die Stunden nicht jährlich zu limitieren, damit der Betreiber den Einsatz optimieren kann. Von Netzbetreibern z.B. für Redispatch angeforderte Einsatzstunden dürfen nicht angerechnet werden, da mit diesen Einsätzen keine Deckungsbeiträge erwirtschaftet werden dürfen.

§7 Technische Anforderungen an die Anlagen

Im Gegensatz zu den Konsultationsunterlagen wird im Gesetzesentwurf nun festgeschrieben, dass die BNetzA weitere technische Anforderungen bestimmen oder Ausnahmen davon genehmigen kann (gemäß Art. 29, Absatz 1 EnWG und in Bezug auf Anlage 1 des KWStG). Laut dieser Anlage sind Phasenschieber weiterhin verbindlich vorgeschrieben (Anlage 1 (zu §7) Technische Anforderungen I. 3.)

Die genannten Anforderungen für einen sicheren Netzbetrieb sind bei weitem nicht immer sachlich erforderlich. Für die EnBW ist das nach wie vor nicht tragbar, da Phasenschieber u.a. den Bau größerer und effizienterer Anlagen verhindern und die Nachrüstung zusätzlicher Schwungmassen in einen bestehenden Wellenstrang zu einem späteren Termin technisch unmöglich ist.

Auch die nun vorgesehene Interventionsmöglichkeit der BNetzA ist ggf. kritisch: Investoren benötigen Planungssicherheit für das Design und Ausführung der Anlagen, damit baldmöglichst Aktionsfähigkeit hergestellt werden kann. Das Abwarten einer evtl. Festlegung der Bundesnetzagentur, die womöglich erst kurz vor dem Auktionstermin veröffentlicht wird, ist keine Lösung – abgesehen davon würde es der BNetzA auch freistehen, weitergehende Anforderungen zu erstellen und nicht nur Anforderungen zu streichen. Diese Anforderungen erschweren die Planung, verteuern die Anlagen unnötig und reduzieren den Wettbewerb.

Wir empfehlen deshalb, in der Anlage 1 den Punkt I.3 ersatzlos zu streichen (Erzeugung geregelter Blindleistung ohne Wirkleistungseinspeisung und Erweiterung der Synchronmaschine um eine Zusatzschwungmasse) und die Festlegungskompetenz der Bundesnetzagentur in § 7 (2) auf das rechtzeitige Streichen von technischen Anforderungen des KWStG zu begrenzen, falls sich erweisen sollte, dass diese örtlich nicht erforderlich sind. Falls ein Netzbetreiber örtlich bestimmte Systemdienstleistungen für erforderlich hält, ist es sachgemäß, wenn er sich außerhalb des KWStG mit dem Betreiber einigt und er die Mehrkosten übernimmt.

§13 Höchstwerte

Im vorliegenden Referentenentwurf fehlen die Höchstwerte pro Kilowatt, die Bieter im Rahmen ihrer Gebote abgeben dürfen. Die Festlegung der Höchstwerte ist nicht nur für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen der Bieter essenziell. Sie haben Auswirkungen auf das tatsächliche Gelingen des KWSG und sollten hier bereits klar festgelegt werden. Die Festlegung von Höchstwerten muss sich nach tatsächlichen wirtschaftlichen Gegebenheiten richten und sollte nicht Gegenstand eines interministeriellen Aushandlungsprozesses werden.

§17 Eigenerklärung bei Gebotsabgabe

Der Paragraph sieht vor, dass Bieter eine Eigenerklärung abgeben müssen, dass ihre gebotsgegenständlichen Anlagen weder ganz noch teilweise einen Zuschlag u.a. nach EEG oder KWKG erhalten.

Die gleichzeitige Inanspruchnahme von Förderung aus dem KWSG und dem KWKG muss nicht automatisch zu einer Überförderung führen und sollte daher nicht pauschal vorab ausgeschlossen werden. Vielmehr ist das Verhältnis zwischen KWSG und KWK genau zu klären, insbes. angesichts der Tatsache, dass die KWK aufgrund der höheren Effizienz und der beabsichtigten Umstellung auf klimaneutrale Fernwärme weiterhin gewünscht ist. Infolge höherer Kosten von H2-ready KWK-Anlagen im Vergleich zu reinen Stromerzeugungsanlagen haben diese einen Gebotsnachteil im KWSG, der durch die KWK-Förderung reduziert werden kann. Es braucht deshalb Regelungen, welche die erforderliche Finanzierung für KWK-Anlagen über einen Verbund beider Förderpakete ermöglichen. Um Klarheit zur erforderlichen Kalkulation vor der Auktion und Rechtssicherheit bzgl. der Förderung im Zuschlagsfall zu haben, sollte die Regelung zur künftigen Förderung von KWK-Anlagen mit ausreichendem Vorlauf vor der ersten KWSG-Auktion fixiert werden. Wird dies nicht erreicht, so wird die Chance auf ein wirtschaftliches Optimum sowohl bei den Betreibern als auch beim staatlichen Förderbedarf vertan.

§19 Sicherheiten (2)

Die Höhe der Sicherheit berechnet sich aus der in dem Gebot angegebenen Gebotsmenge multipliziert mit 150 Euro pro Kilowatt Nennleistung.

Die Sicherheit wird gem. § 19 (6) nicht verzinst. Aufgrund der Unsicherheiten am Kapitalmarkt und Risiken wachsender Zinsen stellt eine zu Projektbeginn unverzinst langfristige zu hinterlegende Sicherheit von 90 Mio. € für eine beispielhafte 600 MW-Anlage einen signifikanten Aufwand und Risiko für den Bieter dar. Die im Gesetzentwurf unter D auf 14-16 Mrd. € veranschlagten Haushaltsausgaben des KWSG würden somit

von den Betreibern der bezuschlagten Anlagen über die hinterlegten Sicherheiten (1,875 Mrd. € für in Summe 12,5 GW) zumindest teilweise selbst mitfinanziert.

Wir empfehlen daher, zur Entlastung der Bieter eine übliche Verzinsung im KWStG festzuschreiben.

§33 Wasserstoffprämie (3) und § 35 Brennstoffausgleich

Ein Anspruch auf die Wasserstoffprämie besteht bei Wasserstoffkraftwerken (frühere H2-Sprinter) für 8000 Stunden. Für auf Wasserstoff umrüstbare Kraftwerke (frühere H2-ready Anlagen) ist ein in Summe auf 5.200 MWh bzw. jährlich 1.300 MWh begrenzte Förderung vorgesehen. Diese Begrenzung wird dazu führen, dass diesen Anlagen in Säule 1 signifikante Deckungsbeiträge entgehen, weil der Markt absehbar Anlagen, die mit Einsatzkosten auf Erdgasniveau betrieben werden, mit höheren Einsatzzeiten anfordern wird. Hierbei sollte, wie erwähnt, bedacht werden, dass der Förderbedarf je kg Wasserstoff mit steigender Anzahl der geförderten Stunden deutlich zurückgeht.

Wir empfehlen, die Gesamtstundenzahl (§ 33) bzw. geförderte MWh Zahl (§ 35) über alle Jahre mit OPEX-Förderung zu begrenzen und nicht jährlich zu limitieren, damit der Betreiber den Einsatz optimieren kann. Von Netzbetreibern z.B. für Redispatch angeforderte Einsatzstunden dürfen nicht angerechnet werden, da mit diesen Einsätzen keine Deckungsbeiträge erwirtschaftet werden dürfen.

Der Brennstoffausgleich für H2-ready Anlagen nach § 35 ist so berechnet, dass die Anlagen einen Wirkungsgrad von 61,5 % benötigen, um tatsächlich 800 h/a ausnutzen zu können ($5200 \text{ MWh} / 4 = 1300 \text{ MWh/a}$; $800 \text{ h} * 1 \text{ MW} / 1300 \text{ MWh} = 61,5 \%$). Offene Gasturbinen mit 40 % Wirkungsgrad können damit nur 520 h betrieben werden. Wir lehnen eine derartige Betriebsstundenbegrenzung „durch die Hintertüre“ ab und empfehlen auch für auf Wasserstoff umrüstbare Kraftwerke eine einheitliche Stundenbegrenzung.

§35 Brennstoffausgleich

Der „Spotmarktpreis für Erdgas“ ist als derjenige Preis für Erdgas definiert, der sich für das Marktgebiet für Deutschland aus der Kopplung der Orderbücher aller Energiebörsen in der vortägigen Auktion von Erdgaskontrakten ergibt. Wir weisen darauf hin, dass es keine day-ahead Auktion für Gas gibt und auch kein sharing of order books im Gas existiert.

§37 Rückzahlungspflicht

„Spotmarktpreis für grünen Wasserstoff“ wird als der Preis für grünen Wasserstoff definiert, der sich in der Preiszone für Deutschland für die vortägige Auktion ergibt, soweit verfügbar, oder geeignete Preisindizes. Wir weisen darauf hin, dass es bislang weder einen H₂-Markt noch eine day-ahead-Auktion für H₂ gibt. Es ist auch sehr unsicher, ob sich ein solcher Markt in Zukunft rechtzeitig einstellen wird.

§38. Abschlagszahlungen

„Spotmarktpreis für Strom“ wird als der Strompreis in Cent pro Kilowattstunde definiert, der sich in der Preiszone für Deutschland aus der Kopplung der Orderbücher aller Energiebörsen in der vortägigen Auktion von Stromkontrakten auf Viertelstundenbasis ergibt; wenn die Kopplung der Orderbücher aller Energiebörsen nicht oder nur teilweise erfolgt, ist für die Dauer der unvollständigen Kopplung der Durchschnittspreis aller Energiebörsen gewichtet nach dem jeweiligen Handelsvolumen zugrunde zu legen.

Das Vorgehen bei Decoupling ist kritisch. Der volumengewichtete Durchschnittspreis kann dazu führen, dass sich jemand zwar in einer günstigen Zone befindet, aber durch diese Rechnung der Spotpreis „künstlich“ nach oben gezogen wird (oder umgekehrt)

Überschusserlöse (S. 36, 55, 134, 151)

Es ist nicht ersichtlich, weshalb H₂-Kraftwerke Überschusserlöse nach eingespeister Leistung entrichten, Versorgungssicherheitskraftwerke hingegen nach installierter Leistung *0,25. Weiterhin ist erläuterungsbedürftig, weshalb der Auslösepreis eine Fixkomponente von 300 €/MWh hat.

§53 Pönale

Bieter müssen eine Pönale leisten, wenn die Anlage mehr als 72 Monate nach Bekanntgabe des Zuschlags in Betrieb genommen wurde (§53 (1) 2.). Auch das stellt ein Risiko für Investoren dar, da von einem Realisierungszeitraum von 6-7 Jahren ausgegangen werden muss, wenn es zu keinen Verzögerungen in der Lieferkette kommt. Eine Verlängerung dieses Zeitraums auf acht Jahre sollte in Betracht gezogen werden.

Die Staffelung der Pönalen Höhe abhängig von der Verzugsdauer und Reduktion der maximalen Pönalen auf 150 €/kW (bei maximal 2 Jahren Verzug) ist eine positive Entwicklung. Aber auch eine Pönale von 150 €/kW ist ein sehr hoher Wert, der auf Anlagenhersteller nicht gewälzt werden kann. Aus EnBW-Sicht ist eine weitere Reduktion der Pönalen auf maximal 100 €/kW notwendig, und dass Pönalen nur für Projektverzögerungen ausgesprochen werden, auf die die Betreiber einen direkten Einfluss haben oder die selbstverschuldet sind.

Artikel 3 Änderung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes 3. a) aa) aaa)

Die EnBW begrüßt, dass mit dem Referentenentwurf auch eine Änderung des KWKG festgelegt wird. Somit können auch solche KWKG-Anlagen mit Inbetriebnahme nach 2026 zugelassen werden, die bis zum 31. Dezember 2026 über eine immissionsschutzrechtliche Genehmigung verfügen.

Wünschenswert ist weiterhin eine Festlegung auf einen Kapazitätsmechanismus schon vor den ersten Auktionen zum KWSG. Die Gebotshöhen im KWSG werden maßgeblich davon abhängen, ob die Bieter Gewissheit darüber haben, dass ihre Anlagen als Bestandsanlagen nach Auslaufen der KWSG-Förderung im künftigen Kapazitätsmarkt teilnehmen können. Erste Analysen zeigen, dass Gebote in der KWSG um etwa 25% niedriger ausfallen könnten, wenn dies der Fall wäre. Daher ist noch vor der ersten KWSG-Auktion Klarheit über das Zusammenspiel zwischen KWSG und einem späteren Kapazitätsmarkt erforderlich. EnBW empfiehlt daher nachdrücklich, im KWSG die Regelungen zum Verhältnis zum späteren Kapazitätsmarkt klar zu definieren.

Anlage 4: Differenzpreis aus Spotpreis Gas und Spotpreis H2

Der Differenzpreis könnte sich als zu ungenau erweisen, da man beim Wasserstoff derzeit von einer 15min-Bilanzierungsperiode ausgehen und es daher (wie im Strom) unterschiedliche H2-Preise je 15min geben könnte. Der H2-Spotpreis ist im Dokument aber lediglich als Preis aus der „vortägigen Auktion“ oder andere „geeignete Preisindizes“ definiert (§2 Nr. 37).

3. Fazit

Gegenüber der im September konsultierten Zusammenfassung des KWSG enthält der vorliegende Referentenentwurf nur minimale Verbesserungen. Auch mit dieser vorliegenden Fassung des KWSG wäre die Realisierung vieler bereits entwickelter Projekte aus ökonomischen, operativen und technischen Gründen weiterhin nicht möglich oder für den Betreiber aufgrund der vorgegebenen kurzen Umsetzungsfristen und hohen Pönalen zu riskant. Ohne deutliche Anpassungen im Gesetzesentwurf wird das KWSG den gewünschten Neubau und Wettbewerb bei den Auktionen voraussichtlich nicht in Gang setzen oder verursacht unnötig hohe Kosten.