



**Kurzstellungnahme der Steag Iqony Group
zum
Entwurf eines StromVKG vom 27. April 2026
(im Zuge der Länder- und Verbändeanhörung)**

***„Die Strafe soll nicht größer sein als die Schuld.“
(Cicero)***

Berlin, den 5. Mai 2026

Kontakt:

Dr. Hans Wolf von Koeller
Leiter Energiepolitik
Telefon: +49 30 2789 091-1320
Email: hanswolf.vonkoeller@steag.com
www.steag-iqony-group.com

Jens Reich
Leiter Standortentwicklung
Telefon: +49 201 801-2745
Email: jens.reich@iqony.energy
www.steag-iqony-group.com

A. AUSGEWOGENERE RISIKOVERTEILUNG

1. Höhe der Realisierungssicherheit i.V.m. Nichtrealisierungspönale ist unangemessen und prohibitiv

Die vorgesehene Realisierungssicherheit wirkt so, dass eine um ein Jahr verspätete Realisierung (ggf. unter Force Majeure) zu einem Entfall von in Summe rd. drei Jahres-Kapazitätzahlungen führen wird. Der völlige Entfall des Zuschlags nach drei Jahren erhöht die Herausforderung. Das wird zum De-facto-Ausschluss solcher Bieter, die auf eine Projektfinanzierung angewiesen sind, führen. Bieter, die bereits hohe Marktmacht besitzen und eine Bilanzfinanzierung vornehmen können, werden bevorteilt.

Empfehlung: Streichung § 45 und § 66. Die Nichtrealisierungspönale ist in der Struktur bereits empfindlich treffend abgedeckt. Denn: Eine Verlängerung der 15 Jahre ist nicht vorgesehen. Mindestens müsste sichergestellt werden, dass für die nicht rechtzeitige Nichtrealisierung nicht zusätzlich eine Sicherheit hinterlegt werden muss. (Wenn die BNetzA dem Investor nicht traut, dann würde eine Einsichtnahme in den Anlageliefervertrages ausreichen.)

2. Übermäßige Risikoüberwälzung auf Betreiber bei Höherer Gewalt

Politische Risiken (Genehmigungsverfahren, Notifizierung durch die EU-Kommission) und wesentliche Risiken resultierend aus höherer Gewalt (§ 76) wie Anlagenteile- oder Brennstoffverfügbarkeit in Folge von Krieg oder Naturereignissen dürfen nicht auf die Betreiber gewälzt werden (vgl. Begründung zu § 2 Nr. 19 (Definition), S. 100). Insbesondere Projektfinanzierungen sind z.B. unter dem Risiko einer scheiternden oder verspäteten Notifizierung nicht darstellbar.

Empfehlung: Begründung zu Nr. 19 auf Satz 1 begrenzen

3. Keine Übernahme des Notifizierungs-Risikos durch den Betreiber

Das Risiko einer scheiternden oder verzögerten Notifizierung durch die EU-Kommission (Beihilferechtlicher Genehmigungsvorbehalt nach Art. 2) kann nicht auf den Betreiber gewälzt werden. Daher braucht es einen ausreichenden Vorlauf zwischen der Notifizierung und der Ausschreibung. Vor der Ankündigung der 2. Auktion, muss das Ergebnis der 1. Auktion rechtssicher sein.

Empfehlung: Art. 1 in Gesamtheit unter den beihilferechtlichen Vorbehalt stellen.

4. Preisspitzenausgleich

Der Preisspitzenausgleich (§ 81) erfolgt unabhängig vom tatsächlichen Betrieb (auch bei Nicht-Verfügbarkeit). Damit erfolgt eine doppelte "Bestrafung" über Preisspitzen und Ausgleich von Verfügbarkeitsfehlmengen.

Unklar ist, ob es perspektivisch eine versteckte Finanzierung von Netzkosten ist oder ob die Ausgleichzahlungen in den später erfolgenden Kapazitätszahlungsmechanismus überführt wird.

Empfehlung: Fokussierung der Erfüllungstage in der Formel in Anlage 7 auf die tatsächlichen Betriebstage.

5. Nichtverfügbarkeitsregeln

Dass Regelungen für die Verfügbarkeit angelegt werden, ist üblich (§§ 78 ff). Die gewählte Ausgestaltung ist ungewöhnlich. Wann die Höchstpreise vorliegen, ist unbekannt.

Dass der Verrechnungspreis erst Ende jeden Verpflichtungsjahres von den ÜNB festgelegt wird, führt dazu, dass keine Planbarkeit vorliegt. Die Berechnungsmethodik ist unbekannt.

Es erfolgt zudem eine doppelte "Bestrafung" über die Preisspitzenregelung (s. Nr. 4).

Die Entwicklung des Sekundärmarktes für Kapazität wird unterstellt (§ 70).

Auch die Forderung nach dauerhafter Sicherungsleistung (§ 46) in Höhe einer Jahresförderung ist unverhältnismäßig.

Empfehlung: Ausrichtung der Zahlungen an prozentualer Verfügbarkeit und Streichung des § 46.

B. REALISTISCHE TECHNISCHE ANFORDERUNGEN

6. Momentanreserve

Die Option, die Momentanreserve auch in den ausgeschriebenen Anlagen bereitzustellen, ist richtig. Die zwingende Anforderung an die Bereitstellung von Momentanreserve auch ohne (Wirkleistungs-)Betrieb der Anlage ist jedoch viel zu hoch. Die 12 Sekunden entsprechen technischen Vorgaben, die nur Großkraftwerke vollständig, d.h. mit dem ganzen Turbinenstrang im Betrieb mit Stromerzeugung bereitstellen können. Konkret sind die 12 Sekunden für Anlagen unverhältnismäßig und technisch-wirtschaftlich nicht darstellbar, wenn sie keinen Strom produzieren. Zusätzlich würden neue Genehmigungsverfahren erforderlich werden, die umso schwieriger und risikoreicher werden, je umfangreicher die Änderung ist. Planungs- und Genehmigungsprozesse von Kraftwerken dauern lange und brauchen gesicherte Planungsgrundlagen. Daher kann die Anforderung einer nicht mehr optionalen Erbringung von Momentanreserve erst jetzt berücksichtigt werden.

Wesentlich ist, dass der Markt zur Bereitstellung von Momentanreserve weiterentwickelt wird, an dem Anlagen unter dem StromVKG teilnehmen dürfen.

Empfehlung: Ein Bonus-Modell, das Anlagenkonzepte in den Auktionen würdigt, die auch anteilig Momentanreserve bereitstellen, wäre sinnvoll. Die zwingende Anforderung müsste entsprechend gestrichen werden.

In der vorgeschlagenen Logik des Gesetzentwurfs ist eine Reduzierung auf 6 Sekunden ist technisch-wirtschaftlich noch tragbar.

C. SONSTIGES

7. Mechanismus gegen weitere Marktmachtkonzentration

Das Gesetz sieht bisher keine kartellrechtliche Einhegung vor. Wünschenswert ist eine Ex-ante Prüfung der Bieter, um eine weitere Konzentration der Marktmacht gegenzusteuern. Ein solcher Mechanismus gegen Marktmachtkonzentration macht zudem Gebotsobergrenzen entbehrlich.

Empfehlung: Ergänzung bei Ausschluss von Geboten gem. § 4, wenn durch Zuschlag das Risiko besteht, dass mehr als X GW an ein Unternehmen bzw. Tochtergesellschaften bezuschlagt wird.

8. Anlagen- bzw. Standorterweiterung klarstellen (§12 Absatz 3 Nr. 2)

In § 12 Absatz 3, der Anforderungen an Anlagen und Standorte definiert, sind Entitäten womöglich nicht klar unterschieden. So ist in 12 Absatz 3 Nr. 2 von „Anlagen“ die Rede, „deren installierte Leistung (...) erweitert wird“.

Empfehlung: Klarstellung, ob auf den Fall einer kapazitiven Erweiterung einer bestehenden Anlage abgestellt wird oder es um die Erweiterung der gesamthaften Anlagen-Kapazität an einem Standort geht.

9. Abhängigkeiten mit noch festzulegender Netzentgeltsystematik begrenzen

Es ist unklar, inwieweit die Abgrenzungen durch Ausspeisedauer und Wiederverfügbarkeit hinlänglich sind, um Vor- und Nachteile auszugleichen, die erst noch im Laufe der kommenden Monate im Rahmen von AgNES konkretisiert werden (das sind insb. Einspeise-Netzentgelte für Erzeuger und dynamische Netzentgelte). Die BNetzA scheint hiermit die Möglichkeit zu haben sogar – während laufender Ausschreibungen – rückwirkend in die Regelungshorizont des StromVKG einzugreifen.

10. Standorte mit KWKG-geförderten Anlagen (§ 51 Abs. 4):

In § 51 Abs. 4 sollte klargestellt werden, dass Anlagen, die an Standorten entstehen, an denen sich bereits Anlagen befinden, die Förderung nach KWKG erhalten haben, an den Ausschreibungen teilnehmen dürfen, wenn es sich um zusätzliche Anlagen handelt (§ 12 Abs. 3 Nr. 1b) bb).

11. Auszahlungszeitpunkte (§§ 74-80) verklären

Insbesondere für eine rechtzeitige Sicherung der Projektfinanzierung sind die Pfade der Auszahlung transparent zu machen.

12. Für Umrüstung auf H2-Betrieb ist ein Investitions-Zeitfenster notwendig

Im Zuge einer Umrüstung der Anlagen zum Zweck des Brennstoffwechsels auf Wasserstoff ob vor dem 31.12.2045 oder danach sind Zeitfenster einer Unverfügbarkeit technisch unvermeidbar. Für diese Nichtverfügbarkeitszeiträume sollte keine Pönalisierung erfolgen.

13. Höchstpreise (nicht quantifiziert) wirken prohibitiv

Die Kombination aus Mindestinvestitionen (§ 14), Reduktionsfaktoren und Höchstwert (§ 41) ist komplex. Dass der Höchstwert im Entwurf unbekannt ist, wirkt per se prohibitiv. Wesentlich ist Wettbewerb. Dann ist ein Höchstwert irrelevant.