

Stellungnahme

Gesetz zur Einführung einer Strompreisbremse

Stellungnahme des bne zum Referentenentwurf des BMWK für das Gesetz zur einer Strompreisbremse und zur Änderung weiterer energierechtlicher Bestimmungen

Berlin, 23.11.2022: Der russische Angriffskrieg führte zu Verwerfungen auf dem Gasmarkt, die wiederum Verwerfungen auf dem Strommarkt zur Folge hatten. Infolgedessen sind die Strompreise stark angestiegen, was zu einer Belastung der Verbraucher geführt hat. Um die Belastungen zu reduzieren, wird eine Strompreisbremse eingeführt, die sich grundsätzlich an der EU-Verordnung ausrichtet, aber auch in Details darüber hinaus geht.

Zur Gegenfinanzierung sollen auch Erlöse abgeschöpft werden, was häufig mit einer Gewinnabschöpfung verwechselt wird. Die Begründung für die Erlösabschöpfung sind die höheren Erlöse in Folge der gestiegenen Börsenpreise. Allerdings wird nicht bei allen Energieträgern abgeschöpft. Die erhöhten Erlöse aus der Stromerzeugung aus Steinkohle, Erdöl und Erdgas werden nicht abgeschöpft, das gilt sogar für Erdgaskraftwerke mit hohem Wirkungsgrad und damit relativ niedrigen Erzeugungskosten, sowie Erdgas-KWK-Anlagen, die auf die hohen Strommarktwerte noch eine Fixprämie oben drauf bekommen.

An dieser Stelle soll darauf hingewiesen werden, dass der bne grundsätzlich eine steuerliche Lösung für einen besseren Ansatz gehalten hätte. Diese hätte zu einer Gewinn- anstelle einer Erlösabschöpfung geführt. Eingriffe in den Strommarkt wären ebenso vermieden worden wie das Risiko eines verminderten oder verzögerten Ausbaus sowie der erhebliche bürokratische Aufwand. Umgekehrt ist es so, dass die verminderten Erlöse auch zu verminderten Gewinnen führen werden, was verringerte Steuereinnahmen (Körperschaftsteuer und Gewerbesteuer) bei Bund, Ländern und Kommunen zur Folge haben wird. Dass ein steuerlicher Ansatz politisch durchaus möglich ist, zeigt sich darin, dass er parallel zur Abschöpfung von Gewinnen im Öl- und Gassektor gewählt wird.

Anmerkungen im Einzelnen

Artikel 1 Gesetz zur Einführung einer Strompreisbremse (Strompreisbremsegesetz – StromPBG)


Der bne unterstützt ausdrücklich die Entlastung der Letztverbraucher. Dennoch: Die im Gesetzentwurf geregelte Strompreisbremse ist hinsichtlich der Bedürftigkeit der Letztverbraucher wenig treffsicher, deshalb sehr teuer, in der Umsetzung sowie in der Anwendung außerordentlich aufwändig. Sie setzt den Wettbewerb im Endverbrauchermarkt für die Geltungsdauer des Gesetzes fast vollständig aus.

Das Gesetz beabsichtigt Überschusserlöse abzuschöpfen, ist aber so konstruiert, dass trotz Sicherheitszuschlägen auch Erlöse abgeschöpft werden, die für einen wirtschaftlichen Betrieb erforderlich sind. Hiervon sind vor allem diejenigen Anlagen betroffen, die in der jüngeren Vergangenheit einen Zuschlag bei einer Ausschreibung erhalten haben und die ein Gebot unter der Annahme abgegeben haben, dass sie über PPA-Verträge relevante Einnahmen erzielen (bzw. absichern) können, die die niedrigen Gebote in den Ausschreibungen ausgleichen. Der Gesetzentwurf deckelt aber die PPA-Erträge für diese Anlagen so scharf (anzulegender Wert zzgl. Sicherheitszuschlag von 3 Cent), dass die Rechnung nicht mehr aufgeht.

Die zusätzlich durch PPA abgesicherten Erträge über dem anzulegenden Wert sind für diese Anlagen allerdings erforderlich für die Bankenfinanzierung und um zwischenzeitlich gestiegene Kosten (Zinskosten, Materialkosten, Pachtkosten, Strombetriebskosten etc.) auffangen zu können. Die scharfe Regelung führt dazu, dass sich Projekte nicht mehr rentieren oder es interessant wird, diese zeitlich auf einen späteren Zeitpunkt aufzuschieben, bis zu dem sich Kostenfaktoren wieder reduziert haben und/oder die Maßnahme ausläuft.

Zudem besteht ein Anreiz, die Zuschläge verfallen zu lassen und erneut an Ausschreibungen teilzunehmen, um einen höheren Zuschlagswert zu erhalten, der einen wirtschaftlichen Betrieb ermöglicht. Dies führt zu zeitlichen Verzögerungen und damit zu genau dem Gegenteil dessen, was angesichts der Energiekrise benötigt wird.

Eine einfache Möglichkeit wäre es, die PPAs bezuschlagter Anlagen genauso zu handhaben wie PPAs von nicht-bezuschlagten Anlagen, welche einen Referenzwert von 10 Cent haben. Diese Gleichbehandlung würde eine fortgesetzte Vermarktung des Stroms in Terminmärkten ermöglichen und damit negative Auswirkungen auf Terminmärkte an dieser Stelle vermeiden.



Es sollte berücksichtigt werden, dass diese noch zu errichtenden Neuanlagen während der Maßnahme nur begrenzt zu Einnahmen führen würden. Diesen begrenzten Einnahmen stünde eine starke Verunsicherung der Branche, der Kreditgeber sowie eine verzögerte Installation gegenüber. Anlagen, die während der Maßnahme nicht errichtet werden, können auch nicht abgeschöpft werden. Anlagen, die verzögert errichtet werden, können auch nur verzögert zu einer Absenkung der Börsenstrompreise beitragen. Je höher diese sind, desto höher sind aber auch die erforderlichen Mittel zur Finanzierung der Strompreibremse.

Wenn der Großteil der Anlagen über das Benchmark-Modell abgewickelt wird, wird dies die Notwendigkeit für das Abschließen von Termingeschäften durch Direktvermarkter deutlich reduzieren. **Damit wird aber auch der Terminmarkt insgesamt weiter an Volumen und Liquidität verlieren.** Das wiederum hat Auswirkungen auf die Lieferanten, die dann entweder die Lieferverträge mit den Kunden nicht mehr absichern und somit keine Angebote mit Preisgarantien mehr abgeben können oder die Preise für solche Verträge deutlich erhöhen müssen, um die zusätzlichen Risiken aufzufangen.

Die Befristung der Maßnahme auf den 30. Juni 2023 ist zu begrüßen. Allerdings führt das Damoklesschwert einer Verlängerung bis Ende 2024 zu einer starken Verunsicherung in der Branche. Die Verlängerungsoption bewirkt das Gegenteil von Verlässlichkeit auf dem die Investitionstätigkeit der Unternehmen basiert. Der Mangel an Verlässlichkeit marktlicher Rahmenbedingungen dürfte noch weit über den Zeitraum der Maßnahme hinaus wirken und Investitionen erschweren. Auch hier soll darauf hingewiesen sein, dass Neuanlagen, für die jetzt Investitionsentscheidungen zu treffen sind, alleine wegen der Planungs- und Realisierungszeit ohnehin nicht oder nur teilweise in die Erlösabschöpfung einbezogen würden.

Portfolioansatz: Die Absicherung der Vermarktungsverträge, auch von PPA-Verträgen, wird häufig nicht anlagenscharf durchgeführt. Die Positionen werden gesammelt und in einem Gesamtportfolio abgesichert, d.h. dass die für das Hedging eingegangenen Termingeschäfte für die Summe der Anlagen abgeschlossen werden. So kann eine Zurechnung von Gewinnen oder Verlusten auch nicht mehr anlagenscharf erfolgen. Damit scheitert aber auch die Anrechnung der Termingeschäfte, sowohl im Benchmark-Modell als auch bei der Abschöpfung nach tatsächlichen Erlösen, wenn keine Regelung zur Aufteilung auf die anlagenscharfen Verträge gefunden wird. Leider haben wir bis jetzt keine Lösung, wie man eine solche Aufteilung praktisch durchführen könnte. PPA-Verträge werden häufig nicht anlagenscharf durchgeführt. Die Positionen werden gesammelt und in einem Gesamtportfolio abgesichert, d.h. dass die für das Hedging eingegangenen Termingeschäfte für die Summe der Anlagen abgeschlossen werden. So kann eine Zurechnung von Gewinnen oder Verlusten auch nicht mehr anlagenscharf erfolgen. Damit scheitert aber auch die

Anrechnung der Termingeschäfte – sowohl im Benchmark-Modell als auch bei der Abschöpfung nach tatsächlichen Erlösen, wenn keine Regelung zur Aufteilung auf die anlagenscharfen Verträge gefunden wird. Leider haben wir bis jetzt keine Lösung, wie man eine solche Aufteilung praktisch durchführen könnte.

Energiespeicher: Es sollte klargestellt werden, dass die von der Überschussabschöpfung ausgenommenen Stromerzeugungsanlagen bis 1 MW nach § 13 Abs. 3 Nr. 2 c) StromPBG auch Stromspeicher bis 1 MW umfassen.

Abwicklung der Abschöpfung: Wir sehen die Abwicklung der Abschöpfung durch die Verteilnetzbetreiber (VNB) insofern kritisch, als dass bei einer Informationsverteilung durch die 900 VNB kein einheitliches Vorgehen sichergestellt wird. Das zeigt jüngst auch die Einführung des Redispatch 2.0. Sollte jeder Netzbetreiber ohne weitere Koordinierung die Kommunikation mit den Anlagenbetreibern durchführen, so ist absehbar, dass uneinheitliche und ggf. sogar widersprüchliche Informationen und Dokumente an die Anlagenbetreiber kommuniziert werden. Dies wird zu Verunsicherung und hohem Aufklärungs- und Korrekturbedarf führen, nicht nur bei den VNB, sondern auch bei den Direktvermarktern. Es sollten deshalb zumindest die **Inhalte der Kommunikation konkret vorgegeben werden**. Idealerweise sollte auf eine zentrale Plattform verwiesen werden, auf der Informationen zentral bereitgestellt werden. Im besten Falle wird den VNB die gemeinsame Abwicklung in rd. 25 regionalen Clustern vorgegeben wie es auch bei der regionalen Netzausbauplanung im EnWG vorgegeben ist.

Unsere Anmerkung

[Zu § 3 Anwendungsbereich](#)

Es ist unbedingt notwendig, die negativen Auswirkungen auf den Strommarkt zeitlich eng zu begrenzen. Sollte eine längere Unterstützung der Stromverbraucher notwendig sein, sollten andere Mechanismen gefunden werden, die treffsicherer und weniger marktschädlich sind.

[Zu § 5 Differenzbetrag](#)

Die Vorgabe des Referenzenergiepreises setzt den Wettbewerb zwischen Lieferanten aus. Lieferanten, die es trotz der enormen Preissteigerungen am Großhandelsmarkt geschafft haben, weiterhin Verträge zu günstigen Konditionen – also etwa in der Größenordnung des Referenzpreises – anzubieten, können diesen Wettbewerbsvorteil jetzt nicht mehr nutzen. Zugleich können Unternehmen, die jetzt hohe Beschaffungskosten haben, diesen wettbewerblichen Nachteil über den Staatshaushalt vollständig aufheben. Damit werden ineffiziente Unternehmen belohnt und effiziente bestraft. Es entfällt weitgehend der Anreiz, effizient zu

wirtschaften, was sich mindestens für die Dauer der Regelung auch Gesamtwirtschaftlich negativ auswirken wird. Deshalb ist die Einführung eines Preisdeckels problematisch und nicht das zu bevorzugende Modell. Außerdem ist es unbedingt notwendig, die Dauer der Regelung zu begrenzen.

Abs. 2: Es besteht Klarstellungsbedarf zur Ermittlung des Referenzenergiepreises hinsichtlich der Berücksichtigung von Leistungspreisen der Netzentgelte bei Verbrauchern mit weniger als 30.000 kWh Jahresverbrauch. Hier sollte klargestellt werden, dass der Referenzpreis diese Netzentgeltkomponente enthält.

Zudem ist die Verwendung der Jahresverbrauchsprognose des Netzbetreibers problematisch. Bisher spielte die Qualität der Jahresverbrauchsprognose eine untergeordnete Rolle. Die Auswertung der Lieferanten hat jedoch ergeben, dass diese in vielen Einzelfällen nicht die aktuelle Verbrauchssituation der Kunden wiedergibt. Da die Jahresverbrauchsprognose jetzt eine zentrale Rolle für die Entlastung der Kunden erhält, sollte die Position bei der Festlegung dieses Wertes gestärkt werden. Hierfür sollte den Vorschlägen zur Änderung des Wertes nach § 13 Abs. 1 StromNZV seitens der Lieferanten eine höhere Verbindlichkeit zugemessen werden, insbesondere sollte der Netzbetreiber verpflichtet werden, eine qualitative Begründung für eine Ablehnung eines neuen Wertes vorzulegen. Eine unterjährige Anpassung der Jahresverbrauchsprognose sollte auch bei der Anschaffung neuer Energiewendetechnologien wie z.B. einer Wallbox möglich sein.

§ 8 Lieferantenwechsel

Die vorgeschlagene Übernahme von Regelungen des Altvertrages in den neuen Vertrag und die Berücksichtigung der bereits eingeräumten Entlastungsbeträge ist nicht über die elektronische Marktkommunikation darstellbar und verursacht hohen manuellen Aufwand bei den Lieferanten. Hier sollte eine deutliche Vereinfachung vorgenommen werden.

§ 12 Vorgaben zur Vertragsgestaltung, Abrechnung und Endabrechnung

Das Verbot, unmittelbare oder mittelbare Vergünstigungen oder Zugaben von mehr als 50 Euro zu gewähren, ist ein harter Eingriff in den Wettbewerb, da damit nicht nur etablierte Vertriebsinstrumente beschnitten werden, sondern auch neue Geschäftsmodelle unterbunden werden. So bieten Lieferanten z.B. die Installation von technischen Geräten – wie PV-Anlagen, Energiemanagementsystemen oder Ähnlichem – in Verbindung mit einem Energieliefervertrag vergünstigt an. Solche Angebote sind mit der Neuregelung nicht mehr möglich.

Das Verbot, den Grundpreis zu ändern (sofern nicht eine der im Gesetz genannten Ausnahmen gilt), ist ebenfalls problematisch. Der Grundpreis ist Teil der Kalkulation der Lieferanten und ermöglicht, unterschiedliche Kundengruppen zu

adressieren. Das Verbot beschränkt damit in erheblichem Maße die Vertragsausgestaltung. So werden z.B. auch Rabatte für Ladenetzwerke unmöglich. Unklar ist im Übrigen, welcher Vertrag als Basis für die neuen Vertragsbedingungen nach dem Gesetz gelten soll. Sofern ein bestehender Vertrag gekündigt wird und ein neuer Vertrag abgeschlossen werden soll oder ein neuer Vertrag mit einem bisher nicht versorgten Kunden abgeschlossen werden soll, ist kein eindeutiger Vertrag im Sinne der Nummer 2 vorhanden. Das Verbot, den Grundpreis anzupassen, sollte ganz gestrichen werden. Im Übrigen weisen wir darauf hin, dass derzeit viele Lieferanten Preisänderungen zum Jahreswechsel vornehmen müssen. Die Schreiben, mit denen die Kunden darüber informiert werden, sind bereits versendet. Häufig wurden hier auch Änderungen der Grundpreise vorgenommen. Diese Preisanpassungen müssen aufgrund des Gesetzes jetzt rückabgewickelt werden, was sehr hohen Aufwand und somit hohe Kosten verursacht.

Zu § 13

Es sollte klargestellt werden, dass die von der Überschussabschöpfung ausgenommenen Stromerzeugungsanlagen bis 1 MW nach § 13 Abs. 3 Nr. 2 c) StromPBG, auch Stromspeicher bis 1 MW umfassen. Wir regen für § 13 Abs. 3 Nr. 2c folgende Formulierung an:

- c) sonstigen Stromerzeugungsanlagen **und Energiespeichereinrichtungen** mit einer elektrischen Nennleistung von bis zu 1 Megawatt,

Zu § 18 Stichtagsregelung anlagenbezogene Vermarktung

Die Stichtagsregelung in § 18 ist zudem unklar formuliert. Sollte auf den Vertragsabschluss abgestellt werden, würde dies ein enorm hohes Insolvenzrisiko für Anlagenbetreiber bedeuten, die z.B. PPAs für das Jahr 2023 vor dem 01. November 2022 abgeschlossen haben.

§§ 30 und 31

Es werden eine Reihe von Informationspflichten definiert, die überwiegend manuell abgewickelt werden müssen, da standardisierte Datenübertragungen hierfür nicht existieren. Damit ist ein hoher Aufwand verbunden, der bei den Lieferanten hohe Kosten verursacht. Im Übrigen bleibt unklar, ob die Einführung des Preisdeckels ein **Sonderkündigungsrecht** der Kunden auslöst. Hier ist eine Klarstellung notwendig, dass in diesem Falle kein Sonderkündigungsrecht besteht.

§ 35 Formularvorgaben und digitale Übermittlung

In Absatz 1 ist vorgesehen, dass Netzbetreiber eigene Formularvorlagen erstellen dürfen. Die Erfahrung mit seitens der Netzbetreiber erstellten Formularvorlagen zeigt jedoch, dass diese Formularvorgaben nicht einheitlich gestaltet werden, so dass

Lieferanten eine Vielzahl unterschiedlicher Vorlagen gegenüberstehen. Diese Vielfalt verhindert eine stärkere Automatisierung und erhöht damit die Kosten. Die Netzbetreiber sollten dazu verpflichtet werden, bundesweit einheitliche Formularvorlagen zu entwickeln.

[§ 39 Missbrauchsverbot](#)

Wie an mehreren Stellen dieser Stellungnahme bereits angemerkt, entsteht den Lieferanten durch dieses Gesetz ein hoher Umsetzungs- und Abwicklungsaufwand, auch weil die meisten Vorgänge nur mit hohem manuellem Aufwand bewerkstelligt werden können. Die hier in Absatz 1 Nummern 1 bis 3 zulässigen Gründe für die Erhöhung des Arbeitspreises in Verbindung mit dem Verbot der Erhöhung des Grundpreises lassen aber nicht zu, dass dieser zusätzliche Aufwand an die Kunden weitergegeben werden kann. Auch ist keine andere Kompensation der höheren Aufwände vorgesehen, anders als z.B. für Netzbetreiber in §22 (2) oder § 27 (2). Diese Ungleichbehandlung ist nicht nachvollziehbar. Es muss deshalb hier ergänzt werden, dass der Ansatz des zusätzlichen Aufwands für die Abwicklung des Gesetzes nicht missbräuchlich ist.

[§ 49 Auszahlung und Höhe des Entlastungsbetrags im Januar und Februar 2023](#)

Die Umsetzung der neuen Regelung muss von den Lieferanten bereits im März vollständig abgeschlossen sein, damit die Auszahlung für Januar und Februar fristgerecht erfolgen kann. Dieser Zeitplan ist außerordentlich herausfordernd. Eine Umsetzung wird erst stattfinden können, wenn der abschließende Gesetzestext bekannt ist, was üblicherweise mit der Veröffentlichung im Bundesgesetzblatt gegeben ist. Damit ist jedoch frühestens in der zweiten Hälfte des Dezembers zu rechnen. Die Umsetzungsfrist beträgt damit in etwa 2 Monate. Es ist schon jetzt absehbar, dass viele Lieferanten diese Frist nicht halten können. Hier sollte noch einmal über eine Verlängerung nachgedacht werden.

[Artikel 2 Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes](#)

[Zu § 118b Befristete Sonderregelungen für Energielieferverträge mit Haushaltskunden außerhalb der Grundversorgung bei Versorgungsunterbrechungen wegen Nichtzahlung](#)

Die Ausweitung der Regelungen zu Sperrungen von Kundenanlagen auf Energielieferverträge außerhalb der Grundversorgung ist nicht sinnvoll. Es fehlen derzeit schlicht die elektronischen Geschäftsprozesse, um die Regelung noch innerhalb der Geltungsdauer umzusetzen.

Artikel 3 Änderung der Stromnetzentgeltverordnung

Die Aufhebung des §18 StromNEV wird begrüßt. Eine Fortführung der bisherigen Praxis der Zahlung sogenannter “vermiedener Netzentgelte” ist nicht sachgerecht. Von zusätzlichen Entgelten für dezentrale Einspeisung profitieren überwiegend Betreiber fossiler Erzeugungsanlagen, was ein Fehlanreiz ist.

Artikel 6 Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes

Zu § 11a (Duldungspflicht für Anschlussleitungen)

Der **bne begrüßt ausdrücklich die Duldungspflicht für Anschlussleitungen.** Die vorgesehene Gesetzesänderung wird zu einer Beschleunigung von Projekten führen und Kosten reduzieren. Die bisherige Rechtslage war eine Einladung an Grundstückbesitzer, deutlich überhöhte Forderungen für das Recht einer Durchleitung zu stellen. Mitunter wurde die Durchleitung sogar verhindert, was zu großen Umwegen und damit Mehrkosten geführt hat. Die neue Rechtslage baut diese Missbrauchsmöglichkeit ab und gewährleistet zugleich den Grundstückseigentümern einen fairen finanziellen Ausgleich.

Zu § 28a, § 28b; § 28d, und § 28e (Mengenkorrektur in Ausschreibungen)

Die vorgesehene **Mengenkorrektur in Ausschreibungen bei drohender Unterzeichnung bzw. endogene Mengensteuerung ist ein falscher Ansatz.** Dieser führt nur dazu, dass die Mengenziele nicht erreicht werden. Mit der Vorgabe konterkariert die Wettbewerbskommission die energie- und klimapolitischen Ziele der EU, die einen starken Ausbau der erneuerbaren Energien in der EU und den Mitgliedsstaaten vorsehen. Anstelle einer Regelung, die den Zubau beschneidet, werden Maßnahmen benötigt, die dazu führen, dass verstärkt ausgebaut wird. Dazu zählen bei Solarparks eine **Opt-Out-Regelung für die Länder bei benachteiligten Flächen**, die **dauerhafte Anhebung der Maximalgröße bezuschlagungsfähiger Anlagen auf 100 MW**, verbesserte Genehmigungsbedingungen sowie **Erleichterungen im Steuerrecht, insb. bei der Erbschafts- und Grundsteuer.** Ebenso wichtig ist die Verlässlichkeit politischer Rahmenbedingungen. Alle Eingriffe des Staates, die Finanzierungsgrundlagen in Frage stellen, erschweren es der Branche, zu einer Erfüllung der Ausbauziele der Bundesregierung beizutragen. Mit Bezug auf dieses Gesetzvorhaben ist besonders kritisch anzumerken, dass eine **marktübliche wettbewerbliche Absicherung von Erlösen durch PPA zusätzlich zu den Zuschlagswerten** weitgehend unterbunden wird. Die schadet nicht nur der Ausbaugeschwindigkeit, sondern auch der Funktionsfähigkeit von Ausschreibungen, die genau solche wettbewerblichen Absicherungsmechanismen bereits heute in niedrige Gebotswerte einpreisen.

Zu § 36b und § 37 b (Korrektur Gebotshöchstwerte)

Die angedachte **Anpassung der zulässigen Gebotshöchstwerte in den Ausschreibungen ist notwendig**, da die aktuell gültigen Höchstwerte (in den Wind-, Photovoltaik-, Innovationsausschreibungen) die gestiegenen Kosten nicht abbilden können. Zudem muss aufgrund der Regelung der Strompreisbremse der EEG-Zuschlag nun die Absicherung der Anlagenfinanzierung alleine übernehmen, da eine aktuell marktübliche wettbewerbliche Zusatzabsicherung über PPA nicht effektiv möglich ist. (Die Abschöpfung nach §18 StromPBG zzgl. einer geringen Sicherheitsmarge für gestiegene Kosten kann keine Zusatzerlöse gegenüber dem anzulegenden Wert sichern, wie dies ein kurzlaufender PPA könnte. Daher müssen die Gebotswerte steigen).

Der Zirkelschluss: Wenn keine zusätzliche PPA-Absicherung bei neuen Marktprämienanlagen möglich ist, müssen die zulässigen Gebotshöchstwerte in der Ausschreibung stärker nach oben korrigiert werden. Grund ist, dass der Zuschlag in der Ausschreibung nun zusätzlich die Erlösabsicherungsfunktion übernehmen muss, die sonst z.B. ein Fixpreis-PPA übernommen hätte. Ein PPA-Ausschluss für Neubauprojekte wegen der Erlösabschöpfung (bzw. eine zu starke Abschöpfung auf den AW) würde zur Notwendigkeit noch höherer Höchstwerte führen – und damit zu höheren anzulegenden Werten – und damit zu einer geringeren Erlösabschöpfung. Das ist ein wesentliches Element des Wettbewerbs, der die Förderkosten im Ausschreibungssystem senkt. Wettbewerb und Markteinbindung sollten gestärkt werden, anstatt sie zu schwächen. Zudem müsste gegenüber der EU-Wettbewerbskommission eine höhere Höchstpreisanhebung in den EEG-Ausschreibungen argumentiert werden, weil die wettbewerbliche Absicherung (z.B. Fixpreis-PPA zzgl. zum anzulegenden Wert) nicht erlaubt wird.

Zu §51, fehlende Übergangsregelung

Die Regel für den Entfall des Marktprämienanspruchs bei negativen Preisen wird durch den Gesetzentwurf geändert, ohne dass eine **Übergangsregel für bezuschlagte, aber noch nicht realisierte Projekte** vorgesehen wird. Es sollte klar geregelt werden, dass für die Anlagen das **Bezuschlagungsjahr gilt und nicht das Realisierungsjahr**, welches Jahre später liegen kann; so dass der Anlagenbetreiber bei seiner Teilnahme an der Ausschreibung von der Änderung noch nichts wissen konnte. Auch muss die Übergangsregel die angedachte Änderung der betroffenen Anlagengröße berücksichtigen, wobei angemerkt sein soll, dass diese Änderung der Leistungsgrenzwerte (400kW statt 500kW) willkürlich erscheint.

Zu §85

Es ist sinnvoll, den Spielraum der BNetzA bei der Anpassung der Höchstwerte nach §85 EEG zu vergrößern. Ein Anpassungsspielraum in Bereich von 20% nach oben halten wir für angemessen.

Artikel 7 Änderung der Innovationsausschreibungsverordnung

Zulassen des Netzstrombezugs (für bessere Speichernutzung)

Die zentrale Schwäche bei den Bedingungen für Anlagenkombinationen der Innovationsausschreibung (d.h. Solarparks mit Speichern) ist, dass die Speicher insbesondere im Herbst/Winter/Frühjahr nahezu ungenutzt bleiben, da ausschließlich die Energie eingespeichert werden darf, die in der zugehörigen PV-Anlage generiert wird. Zu den benannten Jahreszeiten ist diese Produktion aber gering und ganzjährig in der Nacht nicht vorhanden. Der Netzstrombezug von Speichern der Innovationsausschreibung sollte daher ermöglicht werden. Dies würde gerade im Winter die im System nutzbare Kurzfristspeicherkapazität erhöhen (z.B. Einspeicherung von Windstrom, Ausspeicherung in Spitzenzeiten & Verdrängung von Gaskraftwerken). Das Netzstromverbot ist in den Begriffsbestimmungen der Innovationsausschreibungsverordnung verankert und in den weiteren Bestimmungen zu Anlagenkombinationen: Es empfehlen sich folgende Änderungen, um die Speicherausnutzung durch Zulassen des Netzstrombezugs zu verbessern:

§ 2 InnAusV, Begriffsbestimmungen

(...)

b) von Anlagen mit Einrichtungen, die zwischengespeicherte Energie, ~~die ausschließlich aus erneuerbaren Energien stammt~~, aufnehmen und in elektrische Energie umwandeln,

(...)

sowie


§13 InnAusV, Weitere Bestimmungen zu Anlagenkombinationen

(...)

(4) Sofern die Anlagenkombination auch Speicher enthält, ist für die Ermittlung des Anspruchs nach § 19 Abs. 1 EEG nur diejenige Strommenge des zwischengespeicherten Stroms heranzuziehen, die in den anderen Anlagenteilen erzeugt worden ist. Hierfür ist der in den anderen Anlagenteilen erzeugte Strom von Strom, der zum Zwecke der Zwischenspeicherung aus dem Netz in den Speicher eingespeist wurde, abzugrenzen. Diese Abgrenzung muss durch mess- und eichrechtskonforme Messeinrichtungen erfolgen. Bei der Abgrenzung ist sicherzustellen, dass keine dem Netz zur Zwischenspeicherung entnommenen Strommengen der Ermittlung des Anspruchs nach § 19 Abs. 1 EEG zugrunde gelegt werden. Werden die vorgenannten Abgrenzungsvoraussetzungen eingehalten, steht die Zwischenspeicherung von dem Netz entnommenem Strom einem Anspruch aus § 19 Abs. 1 EEG für die in den anderen Anlagen erzeugten Strom nicht entgegen.

(...)

Der Netzstrombezug sollte sowohl für neu bezuschlagte als auch für bis Ende des Jahres 2022 bezuschlagte Anlagenkombinationen zugelassen werden – in einer



geeigneten Übergangsregel im EEG. Diese Rückwirkung stellt sicher, dass die Speicherkapazität der Innovationsausschreibungsspeicher aller bisherigen Zuschläge, die bereits jetzt errichtete wurden (ca. 110 MW mit ca. 135 MWh), oder im Jahr 2023/2024 errichtet werden, in der Energiekrisensituation im System genutzt werden können – insbesondere im Winter.

Bundesverband Neue Energiewirtschaft (bne)

Der bne ist die schlagkräftige Interessenvertretung für die wettbewerbliche neue Energiewirtschaft. Im Unterschied zu Anbietern mit verbundenem Netz sind unsere Mitglieder frei von Monopolinteressen. Sie kämpfen für Wettbewerb, Vielfalt und Fairness im Energiemarkt.