



Stellungnahme des Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE)

zu dem Gesetzentwurf der Fraktionen SPD, BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN und FDP

**Entwurf eines Gesetzes zur Einführung einer Strompreisbremse und zur Änderung weiterer
energierechtlicher Bestimmungen**

BT-Drucksache 20/4685

siehe Anlage

Stellungnahme zum Kabinettsbeschluss Erneuerbaren- Energien-Gesetz u.a.

Entwurf einer Formulierungshilfe der Bundesregierung für die Fraktionen der SPD, von Bündnis 90/Die Grünen und der FDP: Entwurf eines Gesetzes zur Einführung einer Strompreisbremse und zur Änderung weiterer energierechtlicher Bestimmungen, Kabinettsbeschluss vom 25.11.2022

Dez.

2022



Einleitung

Am 22. November 2022 übermittelte das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) den *Entwurf einer Formulierungshilfe der Bundesregierung für die Fraktionen der SPD, von Bündnis 90/Die Grünen und der FDP: Entwurf eines Gesetzes zur Einführung einer Strompreisbremse und zur Änderung weiterer energierechtlicher Bestimmungen* – Bearbeitungsstand 22.11.2022, 13:10 (nachfolgend: EEG-RefE) und gab Gelegenheit zur Stellungnahme. Der Bundesverband WindEnergie e.V. nahm fristgerecht Stellung und lobte vor allem die vorgesehenen erforderlichen Änderungen im Erneuerbaren-Energien-Gesetz, macht gleichzeitig Verbesserungsvorschläge. Hierbei handelt es sich um § 11a EEG-RefE Duldungspflicht bei Anschlussleitungen, § 36b EEG-RefE Höchstwert für Windenergieanlagen an Land in den Ausschreibungen und § 85a EEG-RefE Festlegungskompetenz der BNetzA zu den Höchstwerten bei Ausschreibungen.

Leider musste der BWE feststellen, dass im vom Kabinett beschlossenen Entwurf diese wichtigen Änderungen nicht mehr enthalten waren.

Der BWE appelliert daher an die Abgeordneten der Regierungskoalition im Deutschen Bundestag, die sich in ihrem Koalitionsvertrag auf den Ausbau der Windenergie an Land auf mindestens **30 GW bis 2030, 40 GW bis 2035 und 70 GW bis 2045¹** geeinigt haben, diese wichtigen Punkte wieder in das zu beschließende EEG mit den nachstehenden Maßgaben aufzunehmen.

¹ KoaV, S. 57

Inhaltsverzeichnis

Einleitung	2
Artikel 6: Erneuerbare-Energien-Gesetz.....	3
1 § 36b – Höchstwert Wind an Land und § 85a – Anpassung Höchstwert durch BNetzA .	3
1.1 § 36b - Höchstwert Wind an Land - Höchstpreisanpassung erforderlich.....	3
1.1.1 Kostenentwicklung Wind an Land	4
1.1.2 Auskömmlichen Vergütungswert am Markt orientieren	5
1.2 § 85a – Anpassung Höchstwert durch BNetzA – automatische Indexierung einführen	6
1.2.1 Indexierter Höchstwert bei Ausschreibungsaufwurf durch die BNetzA	7
1.2.2 Indexierter finaler anzulegender Wert bei Inbetriebnahme	9
1.3 Realisierungsfrist und Pönale aussetzen.....	9
1.4 Zur Absicherung des Zinsniveaus: KfW-Zinsprogramm anpassen.....	10
1.5 Auch bereits bezuschlagte Projekte jetzt zur Realisierung bringen	10
2 § 11a – Duldungspflicht für Anschlussleitungen	11
3 § 51 - Negative Preise.....	13
Artikel 1: Strompreisbremse	14

Artikel 6: Erneuerbare-Energien-Gesetz

Nachfolgend erläutern wir, warum die Regelungen des § 11a, 36b und 85a zwingend in dem zu beschließenden EEG mit entsprechenden Verbesserungsvorschlägen zum RefE wieder aufzunehmen sind, wenn die im Koalitionsvertrag festgeschriebenen Ausbauziele nicht in gänzlich unerreichbare Ferne rücken sollen (Reihenfolge nicht chronologisch).

1 § 36b – Höchstwert Wind an Land und § 85a – Anpassung Höchstwert durch BNetzA

1.1 § 36b - Höchstwert Wind an Land - Höchstpreisanpassung erforderlich

§ 36b bestimmt den Höchstwert, der in Ausschreibungen für Wind an Land erzielt werden kann. Im § 85a wird die Bundesnetzagentur (BNetzA) ermächtigt, den Höchstwert unter bestimmten Voraussetzungen anzupassen, sowohl nach oben als auch nach unten.

Der BWE begrüßt den im RefE vom 22. November geäußerten deutlichen Willen der Bundesregierung, den Höchstpreis vor dem Hintergrund aktueller Marktentwicklungen nach oben anzupassen ausdrücklich und hält die ursprünglich vorgesehene Erweiterung des Spielraums der BNetzA ist angesichts eines volatilen Marktes sinnvoll.

Aktuell sieht der RegE des Kabinettsbeschlusses die Regelungen leider nicht mehr vor. Es ist aber essenziell, dass diese Regelungen wieder in den zu beschließenden Gesetzesentwurf aufgenommen

wird. Der RefE in der Verbändeanhörung vom 22. November sah an der Stelle des Wertes in § 36b noch ein X vor. Die Frage der Höhe der Korrektur nach oben ist hier aber zentral. Wir bitten daher dringend den § 36b wieder aufzunehmen und die nachfolgenden Erläuterungen in die Füllung des X einzubeziehen und hier einen auskömmlichen Wert einzusetzen.

Der BWE setzt sich für die Anhebung des **Höchstwertes auf 7,64 – 8,23 Ct/kWh** ein und schlägt gleichzeitig eine **Indexierung dieses neuen Höchstwertes** anhand des Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte des Statistischen Bundesamtes vor.

1.1.1 Kostenentwicklung Wind an Land

Die Septemberrauschreibung für Wind an Land hat sehr deutlich gezeigt, dass Projekte mit dem derzeitigen Marktrahmen nicht wirtschaftlich in die Ausschreibung gehen können. Zur Teilnahme braucht es daher dringend die angemessene Anpassung des Höchstwerts.

Im Einzelnen führen folgende Punkte maßgeblich dazu, dass genehmigte Projekte aktuell nicht an den Ausschreibungen teilnehmen:

1. Die **Gesamtkostensteigerungen zwischen 30 und 40 Prozent** führen dazu, dass im Zusammenspiel mit weiteren Faktoren die Wirtschaftlichkeit der Projekte nicht mehr gegeben ist. WindEurope hat in seinem Bericht „Financing and investment trends – The European wind industry in 2021“ für Deutschland einen Finanzierungsbedarf von 1,5 Mio. Euro/MW festgestellt.² Kostentreiber sind die Preise der Windenergieanlagen (WEA) selbst mit einer deutlichen Steigerung im vergangenen Jahr, teils verzehnfachte Vermarktungskosten, die heute bei etwa 3Ct/kWh liegen, sowie höhere Kosten für den Wege- und Kabelbau, die Fundamente der WEA und den Transport. Darüber hinaus gab es sehr starke Preissteigerungen bei Umspannwerken. Die Aufzählung ist dabei nicht abschließend und zeigt einen Ausschnitt der betroffenen Felder. Gleichzeitig ist der Höchstwert von 6 Ct/kWh auf 5,88 Ct/kWh gesunken! Der Höchstwert von aktuell 5,88 Ct/kWh ist zu niedrig, um die Mehrkosten bei WEAs und anderen Komponenten und Gewerken kompensieren zu können und die aktuell hohen Marktwerte sind zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme nicht (mehr) zu erwarten. Dazu kommt die Abschöpfung sogenannter Zufallsgewinne, welche die Branche zusätzlich verunsichern.
2. Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat bisher von ihrer Kompetenz keinen Gebrauch gemacht, den Höchstwert nach oben zu korrigieren.³ Hinzu kommt, dass die von den Herstellern an die Projektierer*innen weitergereichten **Kostensteigerungen aktuell so unvorhersehbar** und kurzfristig sind, dass Projektierer*innen sogar Sorge haben, dass ein im Moment der Gebotsabgabe noch gerade kostendeckendes Gebot nach 30 Monaten zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme nicht mehr kostendeckend ist.
3. Neben Einzelaspekten der Projekte ist seit Jahresbeginn 2022 eine **Zinssteigerung** um 300 Prozent zu verzeichnen, die dazu führt, dass sich die Finanzierungsbedingungen in vielen Projekten erheblich verschlechtert haben (höhere Eigenkapitalquote, geringere Kreditlaufzeiten u.a.) Die gestiegenen Zinsen von 3 Prozentpunkten wirken sich so massiv auf

² Vgl.: WindEurope (2022): Financing and investment trends – The European wind industry in 2021 – [LINK](#)..

³ Vgl. Veröffentlichung der Ausschreibung Dezember 2022

die Gesamtkosten aus.

4. Sowohl bei den Windenergieanlage als auch bei anderen Komponenten, wie aktuell beispielsweise Transformatoren für Umspannwerke (UW), gibt es außerdem massive Lieferschwierigkeiten und **sehr lange Lieferzeiten** (UW derzeit rund 24 Monate). Hersteller können daher momentan nicht zusagen, dass innerhalb von 30 Monaten eine Installation bzw. Netzzuschaltung und Inbetriebnahme erfolgen kann bzw. wälzen das Risiko – kommerziell und zeitlich – auf die Projektierer*innen über. Sollte die Realisierungsfrist jedoch nicht gehalten werden können, drohen der Verlust des Zuschlags und zusätzlich die Zahlung der vollen Pönale. Gleiches gilt für beklagte Projekte.
5. Durch die Erlösabschöpfung wird es zu weiterer Zurückhaltung kommen, da sie eine baldige Realisierung unattraktiv macht. Markterlöse, die eine zukünftige Investition in Erneuerbare Energien ermöglichen würde, werden durch die Abschöpfung gedeckelt.

Davon betroffen sind alle Projekte, die in den letzten Ausschreibungsrunden einen Zuschlag erhalten haben und nun realisiert werden sollen - ebenso wie alle Projekte, die bereits über eine Genehmigung verfügen und bisher nicht in die Ausschreibung gegangen sind. Denn durch Preisgleitklauseln werden die gestiegenen Kosten an die Projektierer*innen weitergegeben.

1.1.2 Auskömmlichen Vergütungswert am Markt orientieren

Der aktuelle Höchstpreis von 5,88 Ct/kWh ist – wie oben ausgeführt – nicht auskömmlich und bietet keine Investitionssicherheit. Der Bundesverband WindEnergie e.V. schlägt aufgrund der massiv gestiegenen Projektkosten seit Beginn des Krieges Russlands in der Ukraine einen anzulegenden Wert ab dem 01.01.2023 zwischen 7,64 und 8,23 Ct/kWh für einen 100 % Standort vor⁴.

Die Spannbreite ergibt sich durch Anwendung des Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte des Statistischen Bundesamtes (2015 = 100)⁵ (nachfolgend: Preisindex) als neuer Höchstwert ab 01.01.2023 wie folgt:

Der Preisindex belief sich im Monat Januar 2022 vor dem Angriffskrieg auf die Ukraine auf 132,8 Punkte, im Monat September 2022 [aktuell neuester verfügbarer Wert] auf 172,5 Punkte⁶.

Prozentuale Indexsteigerung = $172,5 / 132,8 \times 100 - 100$

Prozentuale Indexsteigerung = **29,89 Prozent**

⁴ Dieser müsste sofort greifen, jedoch ist dem BWE bewusst, dass dies aufgrund der beihilferechtlichen Genehmigungsvorbehalt durch die EU nicht realistisch ist.

⁵ Statistisches Bundesamt (2022): Pressemitteilung „Erzeugerpreise September 2022: +45,8 % gegenüber September 2021“ – [LINK](#).

Hintergrund: dieser Preisindex spiegelt die Preisanstiege am Markt, die wiederum für die Verteuerung der Projekte (neben der gestiegenen Kosten der Finanzierung) sorgen.

⁶ Statistisches Bundesamt (2022): Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte – [LINK](#).

Der Höchstwert belief sich im Monat September 2022 auf 5,88 Ct/kWh. Der Preisindex stieg jedoch um 29,89 Prozent bis zum letzten verfügbaren Wert. Der neue Höchstwert (Anpassungen vgl. nachfolgend) sollte daher mindestens **7,64 Ct/kWh** für einen 100 % Standort betragen.

Der Index liefert dabei nur einen Ausschnitt der Treiber der Gesamtkostensteigerung, die bei 30 – 40 Prozent liegt (s.o.). Es ist daher ggf. erforderlich, den Entwicklungen seit Beginn des turbulenten Jahres 2022 umfänglich Rechnung zu tragen und die Investitionskostensteigerung von 40 Prozent abzubilden.

Auf Basis des Höchstwerts aus September 2022 mit 5,88 Ct/kWh ergibt sich unter Berücksichtigung der Investitionskostensteigerung von 40 Prozent ein Wert von **8,23 Ct/kWh**.

Der neue Höchstwert ab dem 01.01.2023 sollte daher zwischen **7,64 – 8,23 Ct/kWh** liegen.

An dieser Stelle ist darauf hinzuweisen, dass dieser vorgeschlagene Höchstwert bzw. der Zuschlagswert immer lediglich die Deckung der Projektkosten zur Erlangung der Finanzierung abbildet. Erlöse darüber hinaus am Markt müssen immer möglich sein.

Der im Entwurf eines Gesetzes zur Einführung einer Strompreisbremse und zur Änderung weiterer energierechtlicher Bestimmungen [Bearbeitungsstand: 22.11.2022 08:26] vorgesehene Höchstwert von 7,05 Ct/kWh reicht nicht aus. Die Gründe dafür wurden oben dargestellt.

Der aktuelle Vorschlag zur Abschöpfung von Erlösen richtet sich dagegen auf den bereits bestehenden Anlagenpark. Die Auswirkungen der Abschöpfung auf aktuell bezuschlagte Projekte, die innerhalb der nächsten maximal 30 Monate fertiggestellt werden oder jetzt erst in die Ausschreibungen gehen sollen, ist begrenzt, da die Regelung zur Abschöpfung vor Inbetriebnahme bereits ausgelaufen sein sollte. Der Höchstwert sichert die Finanzierung neuer Projekte ab.

1.2 § 85a – Anpassung Höchstwert durch BNetzA – automatische Indexierung einführen

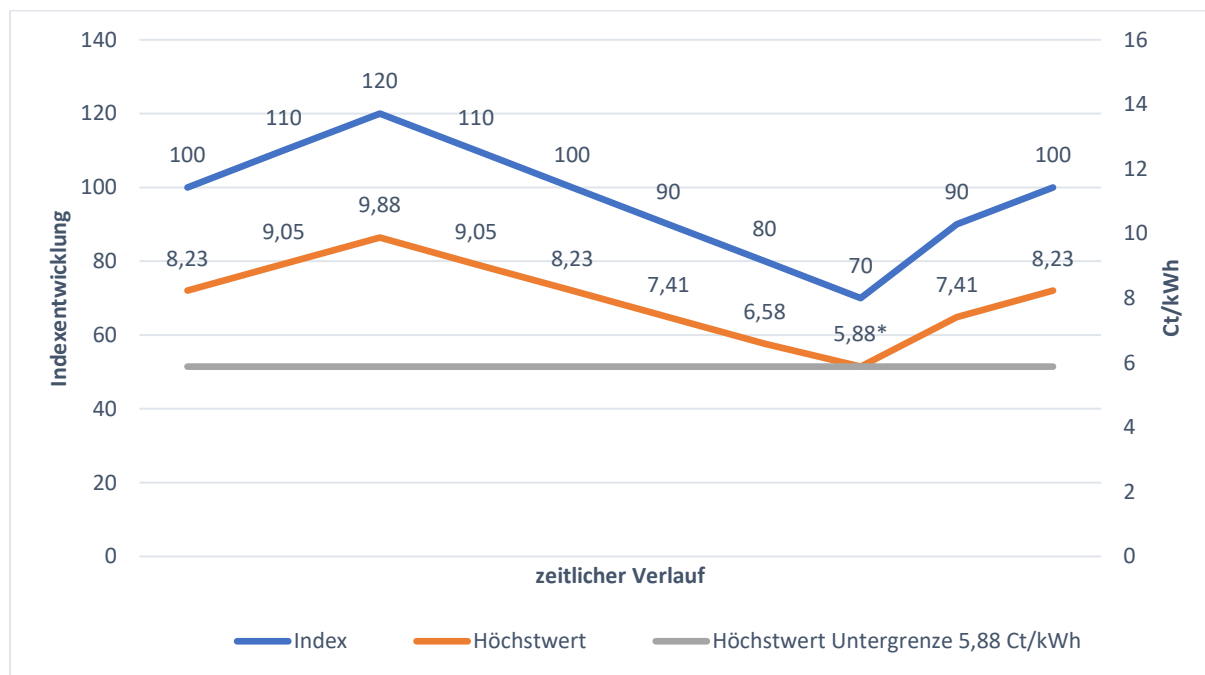
Im Rahmen der EEG-Novelle 2022 wurde der Bundesnetzagentur (BNetzA) die Möglichkeit gegeben, den Höchstwert für die Ausschreibung für Wind an Land zu erhöhen, wenn sich in den drei Ausschreibungsrunden vor dem Festsetzungsverfahren abgezeichnet hat, dass der Höchstwert nicht ausreichend ist, oder die Preise für Rohstoffe, die zur Errichtung von WEA eingesetzt werden, um mehr als 15 Prozent gestiegen sind. In beiden Fällen kann die BNetzA die Erhöhung nur einmalig für zwölf Monate durchführen. Die Erhöhung ist auf 10 Prozent gedeckelt.

Nun sollte der BNetzA nach dem RefE vom 22. November die Möglichkeit zur Erhöhung um 20 Prozent eingeräumt werden. Der BWE begrüßt die Erkenntnis, dass die bisherige Erhöhung um maximal 10 Prozent nicht ausreicht. Aus Sicht des BWE greift der Vorschlag jedoch zu kurz.

Zum einen kann § 85a EEG in seiner jetzigen Ausgestaltung praktisch erst mit Verzögerungen greifen, zum anderen ist er nicht flexibel genug für kurzfristige Preissteigerungen. Außerdem bleibt zu befürchten, dass die BNetzA bei Hochsetzung des Höchstwertes durch den Gesetzgeber nicht kurzfristig von dieser Ermächtigung gebraucht macht. Hier liegt ein weiteres Problem der Regelung: Es handelt sich nach wie vor um eine „kann“-Regelung. Schon bisher hat die BNetzA den Willen zur Anpassung des Höchstwertes nach oben nicht erkennen lassen und trotz längerem Bestehen der Preiskrise bisher keine Erhöhung durchgeführt.

Der BWE rät daher dringend zur Umsetzung einer automatischen Korrektur des Höchstwertes anhand des Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte des Statistischen Bundesamtes (2015 = 100).

Die folgende Abbildung zeigt einen fiktiven Verlauf eines Index und die entsprechende Anpassung des Höchstwerts [zur Veranschaulichung wird mit 8,23 Ct/kWh gerechnet.]



*mit 5,76 Ct/kWh würde die Untergrenze unterschritten, daher Festsetzung auf 5,88 Ct/kWh

Die obere Diagrammlinie zeigt die Bewegungen des Indexverlaufs an, der für den Wert 100 einem Höchstwert von 8,23 Ct/kWh entspricht. Steigt oder sinkt der Index, steigt und sinkt der Höchstwert entsprechend. Nachfolgend werden am fiktiven Verlauf des Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte des Statistischen Bundesamtes weitere konkrete Beispiele gezeigt. Als Untergrenze sollte der aktuelle Höchstwert von 5,88 Ct/kWh nicht unterschritten werden.

1.2.1 Indexierter Höchstwert bei Ausschreibungsaufwurf durch die BNetzA

Daher schlägt der BWE eine automatische Indexierung des Höchstpreises vor. Der Höchstwert sollte automatisch entsprechend der Indexentwicklung bis zur Bekanntgabe Ausschreibung durch die BNetzA gemäß § 29 EEG2021 steigen oder sinken. Hier könnte mit dem oben beschriebenen Preisindex operiert werden, der seit Beginn des Angriffskrieges Russlands nochmal deutlich gestiegen ist.

Die nachfolgenden Beispiele sind dabei denkbar [nachfolgend wird zur Veranschaulichung mit 8,23 Ct/kWh gerechnet.]:

1. Fiktives Beispiel:

Der Preisindex beläuft sich im Monat September 2022 auf 172,5 Punkte und im Monat März 2023⁷ zum Zeitpunkt der Bekanntgabe der Ausschreibungsrunde Mai 2023 durch die BNetzA auf (fiktiv) 140 Punkte.

$$\text{Prozentuale Indexverringierung} = 140 / 172,5 \times 100 - 100$$

$$\text{Prozentuale Indexverringierung} = \text{minus } 18,84 \text{ Prozent}$$

Der Ausgangswert nach 1.1.2 beläuft sich auf 8,23 Ct/kWh (s.o.). Dieser sinkt entsprechend dem Preisindex um 18,84 Prozent, sodass die BNetzA einen Höchstwert von 6,68 Ct/kWh für die Ausschreibungsrunde 01. Mai 2023 bekannt gibt (18,84 Prozent von 8,23 Ct/kWh sind 1,55 Ct/kWh = 8,23 Ct/kWh – 1,55 Ct/kWh = 6,68 Cent).

2. Fiktives Beispiel:

Der Preisindex beläuft sich im Monat September 2022 auf 172,5 Punkte und im Monat März 2023 zum Zeitpunkt der Bekanntgabe der Ausschreibungsrunde Mai 2023 durch die BNetzA auf (fiktiv) 180 Punkte.

$$\text{Prozentuale Indexsteigerung} = 180 / 172,5 \times 100 - 100$$

$$\text{Prozentuale Indexsteigerung} = 4,35 \text{ Prozent}$$

Der Ausgangswert nach 1.1.2 beläuft sich auf 8,23 Ct/kWh (s.o.). Dieser steigt entsprechend dem Preisindex um 4,35 Prozent, sodass die BNetzA einen Höchstwert von 8,59 Ct/kWh für die Ausschreibungsrunde 01. Mai 2023 bekannt gibt (4,35 Prozent von 8,23 Ct/kWh sind 0,36 Ct/kWh = 8,23 Ct/kWh + 0,36 Ct/kWh = 8,59 Cent).

3. Fiktives Beispiel:

Der Preisindex beläuft sich im Monat September 2022 auf 172,5 Punkte und im Monat März 2023 zum Zeitpunkt Bekanntgabe der Ausschreibungsrunde Mai 2023 durch die BNetzA auf (fiktiv) 120 Punkte.

$$\text{Prozentuale Indexverringierung} = 120 / 172,5 \times 100 - 100$$

$$\text{Prozentuale Indexverringierung} = \text{minus } 30,43 \text{ Prozent}$$

Der Ausgangswert nach 1.1.2 beläuft sich auf 8,23 Ct/kWh (s.o.). Dieser sinkt entsprechend dem Preisindex um 30,43 Prozent, sodass die BNetzA einen Höchstwert von 5,73 Ct/kWh für die Ausschreibungsrunde 01. Mai 2023 bekannt gibt (30,43 Prozent von 8,23 Ct/kWh sind 2,50 Ct/kWh = 8,23 Ct/kWh – 2,50 Ct/kWh = 5,73 Cent).

Der anzulegende Wert wäre damit unter den derzeitigen Höchstwert von 5,88 Ct/kWh gesunken. Wie oben dargestellt, bildet der Index die Preissteigerungen nicht gesamtheitlich ab. Schon vor Beginn des Angriffskrieges auf die Ukraine war der Höchstwert von 5,88 Ct/kWh gerade so in einigen Projekten nicht mehr ausreichend. Dieser sollte daher in keinem Fall unterschritten werden dürfen. Die 5,88 Ct/kWh sollten als minimaler Höchstwert fixiert werden. Durch die COVID-19-Pandemie hatte der

⁷ Bekanntgabe durch BNetzA 5-8 Wochen vor der Ausscheidungsrunde

Index im Januar 2022 bereits einen vergleichsweise hohen Stand erreicht (105,3 Januar 2020 → 132,8 Januar 2022), der sich seitdem noch einmal verschärft hat. Vor diesem Hintergrund kann der Indexstand vom Januar 2020 nicht als Basislinie gelten. Ein Unterschreiten des aktuellen Höchstwerts von 5,88 Ct/kWh würde die Umsetzung von Projekten erneut verhindern.

1.2.2 Indexierter finaler anzulegender Wert bei Inbetriebnahme

Der durch die Ausschreibung erzielte Zuschlagswert selbst muss bei den aktuell dynamischen Kostensteigerungen auch zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme noch nach oben angepasst werden können. Denn die Hersteller geben gestiegene Kosten auch nach erteiltem Auftrag bis Inbetriebnahme über die Lieferverträge an die Projektierer*innen weiter. Das könnte im schlimmsten Fall dazu führen, dass zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme der anzulegende Wert wieder nicht reicht. Hier schlagen wir die gleiche Kopplung wie unter **1.2.1** vor, wobei der Anknüpfungspunkt für den Ausgangsindexwert der Zeitpunkt der Zuschlagsbekanntgabe im Vergleich zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme ist (nachfolgend: finaler anzulegender Wert).

Eine Anpassung nach unten darf allerdings nicht erfolgen, da aufgrund des Zuschlagswertes nach 1.2.1 die Aufträge an die Hersteller erteilt, der Cashflow festgelegt und die Projektfinanzierung mit der finanzierenden Bank vereinbart wurde.

Fiktives Beispiel:

Der Preisindex beläuft sich im Monat Juni 2023 zum Zeitpunkt der Zuschlagsbekanntgabe auf 140 Punkte und im Monat November 2024 zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme auf 155 Punkte.

Prozentuale Indexsteigerung = $155 / 140 \times 100 - 100$

Prozentuale Indexsteigerung = 10,71 Prozent

Der bekanntgegebene Zuschlagswert im Juni 2023 (Ausschreibungsrunde 01. Mai) beläuft sich fiktiv auf den Höchstwert im 1. fiktiven Beispiel von 6,68 Ct/kWh (vgl. oben unter 1.2.1. 1. fiktives Bsp.). Der finale anzulegende Wert steigt entsprechend dem Preisindex um 10,71 Prozent zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme, sodass die Projektiererin vom Netzbetreiber am Ende einen anzulegenden Wert von 7,40 Ct/kWh erhält.

1.3 Realisierungsfrist und Pönale aussetzen

Wie unter 1.1.1 dargestellt, führen die Störungen in der Lieferkette weiterhin zu einer Beeinträchtigung bei der Verfügbarkeit von einzelnen Komponenten rund um Windenergie-Projekte. Das führt zu einer großen Unsicherheit mit Blick auf die Realisierungsfristen von maximal 30 Monaten und die Pönale, welche bereits ab 24 Monaten zu zahlen ist. Genehmigte Projekte gehen nicht in die Ausschreibung, weil sie nicht sicher sein können, rechtzeitig fertig zu werden.

Die Erhöhung des Höchstwertes genügt daher in der aktuellen Krisenlage nicht. Er muss flankiert werden von der befristeten Aussetzung der Pönale und der Realisierungsfristen für die Ausschreibungsrunden der nächsten beiden Jahre ein.

Der Zweck der Pönale war es, die Ernsthaftigkeit der Gebote zu sichern, sodass nur solche ernsthaften Gebote einen Zuschlag erhalten können. Nichternsthafte Gebote sollten im Rahmen eines

Wettbewerbes bei überzeichneten Ausschreibungen ernsthaften Geboten keinen Zuschlag streitig machen und dann am Ende nicht realisiert werden. Dies ist vor dem aktuellen Hintergrund der chronisch unterzeichneten Ausschreibungen und der vom Gesetzgeber durch das EEG 2023 geplanten großen Ausschreibungsmengen kein legitimer Zweck mehr. Aktuell hindert die Pönale an der Ausschreibungsteilnahme, insbesondere vor dem Hintergrund der Unsicherheiten durch Lieferkettenprobleme und die starre Projektrealisierungsfrist innerhalb von 30-Monaten.

Eine Rückgabe des Zuschlags sollte daher möglich sein. Dass ein Projekt nach Teilnahme an der Ausschreibung nicht umgesetzt werden kann, bleibt trotz auskömmlicher Finanzierung denkbar, etwa bei erfolgreicher Klage gegen die Genehmigung. Der BWE schlägt daher vor, die Gültigkeit des Zuschlags an die Gültigkeit der bundesimmissionsschutzrechtlichen Genehmigung zu binden. Sofern diese verfällt (in der Regel sind die Windenergieanlagen nach der Genehmigung innerhalb von 2 Jahren zu errichten, bevor die Genehmigung verfällt), sollte eine Mitteilung an die BNetzA ausreichend sein, dass keine immissionsschutzrechtliche Genehmigung mehr vorliegt und der Zuschlag zurückgegeben wird. Das befreit die Fläche und ermöglicht gegebenenfalls eine neue Projektierung. Davon unbenommen bleibt die Möglichkeit der Antragsstellenden, die Genehmigung zu verlängern und den Zuschlag zu behalten.

Sollte die Realisierungs- und Pönalefrist nicht ausgesetzt werden, muss diese deutlich verlängert werden. Wichtig ist hier, dass auch die Pönalefrist verlängert werden muss. Dies wurde bisher bei den EEG-Novellen versäumt, lediglich die Realisierungsfrist wurde angepasst. Dies hat unter anderem zu der Zurückhaltung in der Ausschreibungsrunde September geführt.

Ohne zeitweise Aussetzung oder zumindest Anpassung der Realisierungs- und Pönalefristen wird die Korrektur des Höchstwertes allein nicht den gewünschten Effekt der Entfesselung der genehmigten Projekte und der Steigerung der Teilnahme an den Ausschreibungen haben.

1.4 Zur Absicherung des Zinsniveaus: KfW-Zinsprogramm anpassen

Gleichzeitig zu den oben beschriebenen Preissteigerungen erleben wir, dass die - sicher richtige - Reaktion der Notenbanken zur Bekämpfung der Inflation, seit Jahresbeginn einen Zinsschub ausgelöst hat, der in vielen Projekten zu einer Neukalkulation führt.

Auftrag der KfW ist es, die Bundesregierung bei der Erreichung der Ziele für den Ausbau Erneuerbarer Energien zur Strom- und Wärmeerzeugung zu unterstützen. Dafür hat sie in den vergangenen Jahren zinsgünstige KfW-Förderkredite bereitgestellt. Um das Tempo der Energiewende zu dynamisieren und die Teilhabe aller Akteursgruppen zu sichern, sollte die KfW den Zinssatz im KfW-Programm Erneuerbare Energien "Standard" für die kommenden fünf Jahre auf dem Niveau vom 01.01.2022 festschreiben.

Kann dies nicht erreicht werden, sind die Auswirkungen auf die Gesamtinvestitionskosten bei steigendem Zins zu überprüfen.

1.5 Auch bereits bezuschlagte Projekte jetzt zur Realisierung bringen

Auch bereits bezuschlagte Projekte stehen momentan vor dem Problem, dass aufgrund der Lieferzeiten die Realisierungsfristen zu reißen drohen und die Kostensteigerungen Probleme bei der Wirtschaftlichkeit verursachen (vgl. oben unter 1.1).

Die Forderung nach einer Lösung für diese Projekte ist jetzt dringender denn je.

Die Projektierer*innen sollten hier die Wahl zwischen einer der beiden Optionen haben:

- entweder sie lassen den Zuschlag entwerten, ohne auf den Ablauf der Realisierungsfrist warten und Pönale zahlen zu müssen und nehmen stattdessen die neue Regelung in Anspruch, oder
- sie werden von der Realisierungsfrist und Pönale befreit.

2 § 11a – Duldungspflicht für Anschlussleitungen

Viele unserer Mitglieder berichten von laufenden Klageverfahren sowohl gegen Gemeinde als auch gegen private Grundstückseigentümer*innen zur Frage der Nutzung von Grundstücken für die Anschlussleitungen.

Der BWE begrüßt daher ausdrücklich, den ursprünglichen Vorstoß des Gesetzgebers, die Verlegung von Anschlussleitungen zu ermöglichen und der Blockade und Verteuerung der Projekte durch einzelne Grundstückseigentümer*innen entgegenzuwirken.

Eine solche Duldungspflicht existiert für die Verlegung von Elektrizitätsleitungen der Elektrizitätsversorgungsunternehmen zur örtlichen Versorgung nach § 12 NAV sowie für Telekommunikationsleitungen nach TKG bereits und stellt keine Enteignung, sondern eine Inhaltsbestimmung des Eigentums dar. Verfassungsrechtliche Bedenken bestehen an dieser Stelle nicht.⁸

§ 11a EEG-RefE sollte daher unbedingt in das zu beschließende EEG mit folgenden Anpassungen aufgenommen werden (neuer Text in **fett** / Alternativvorschläge sind gekennzeichnet):

§ 11a Duldungspflicht für Anschlussleitungen

Absatz 1:

(1) Der Eigentümer und der Nutzungsberechtigte eines Grundstückes haben auf dem Grundstück die Errichtung, **Verlegung**, Instandhaltung, **Instandsetzung**, **Erneuerung** und den Betrieb [mindestens: das Anbringen und Verlegen von Leitungen] von **elektrischen** Leitungen **sowie Steuer- und Kommunikationsleitungen (Leitungen)** und sonstigen Einrichtungen zum Anschluss von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien an den Verknüpfungspunkt nach § 8 Absatz 1 bis 3 zu dulden. Der Betreiber **dieser Leitungen sowie vom Betreiber beauftragte Dritte sind** ~~ist~~ **berechtigt**, das Grundstück zu diesem Zweck zu betreten und zu befahren. Der Betreiber darf in der Regel nur die Grundstücke nutzen, die erforderlich sind, um den wirtschaftlich günstigsten Anschluss zu errichten. Die **Duldungs**~~Pflicht~~ besteht nicht, wenn dadurch die Nutzung des Grundstückes unzumutbar beeinträchtigt wird. Bei Leitungen zum Anschluss von Anlagen nach § 8 Absatz 1 Satz 2 gilt die Pflicht nur gegenüber Gemeinden. Die Leitungen und sonstigen Einrichtungen werden keine wesentlichen Bestandteile des Grundstückes im Sinne des § ~~95~~ **94** Absatz 1 des Bürgerlichen Gesetzbuches, **sondern sind Scheinbestandteil im Sinne des § 95 Absatz 1 des**

⁸ So auch: Gutachten im Auftrag des bne von der Kanzlei bbh:
https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/entwurf-eines-gesetzes-zur-einfuehrung-einer-strompreisbremse-und-zur-anderung-weiterer-energierechtlicher-bestimmungen.pdf?__blob=publicationFile&v=6 (zuletzt aufgerufen 28.11.2022, 22:21 Uhr)

Bürgerlichen Gesetzbuchs.

- (2) Hat der Grundstückseigentümer die Nutzung des Grundstücks nach Absatz 1 zu dulden, zahlt der Betreiber dem Grundstückseigentümer bei Inbetriebnahme der Leitung einmalig 5 Prozent des Verkehrswertes der **von der Leitungsverlegung in Anspruch genommenen Schutzstreifenfläche, welche von einer Bebauung freizuhalten sind. Der Betreiber hat dem Eigentümer einen Bestandsplan zur Verfügung stellen, aus dem sich der Verlauf und die Schutzstreifen der verlegten Leitungen ergeben. Die Schutzstreifenfläche darf maximal [X m] auf jeder Seite der Leitungsachse in Anspruch nehmen.** Schadensersatzansprüche des Grundstückseigentümers und des Nutzungsberechtigten bleiben unberührt.
- (3) Der Grundstückseigentümer und der Nutzungsberechtigte sind verpflichtet, alle Maßnahmen zu unterlassen, die den Bestand oder den Betrieb der Leitungen **und sonstigen Einrichtungen** gefährden oder beeinträchtigen. Der Grundstückseigentümer kann, **ohne dass die Duldungspflicht nach Absatz 1 Satz 4 entfällt, die Umverlegung** ~~Verlegung~~ der Leitung verlangen, wenn die **Lage der Leitungen** an der bisherigen Stelle für ihn **oder den nach Beginn der Grundstücksnutzung nach Absatz 1 hinzutretenden Nutzungsberechtigten** nicht mehr zumutbar ist **und er dies nachweist**. [alternative Neuformulierung des Satzes: Wird die Nutzung der Grundstücke durch die Lage der Leitungen zu einem späteren Zeitpunkt unzumutbar beeinträchtigt, so können der Eigentümer oder der Nutzungsberechtigte die Umverlegung der Leitungen verlangen.] ~~Der Betreiber~~ **und der Grundstückseigentümer tragen** ~~trägt~~ die Kosten der **Umverlegung** ~~Verlegung~~ **häftig**.
- (4) Wird der Betrieb der Leitungen **dauerhaft** eingestellt, so ~~hat haben~~ der Eigentümer und der Nutzungsberechtigte die auf dem Grundstück befindlichen Einrichtungen noch drei Jahre unentgeltlich zu dulden, es sei denn, dass ~~ihm~~ **ihnen** dies nicht zugemutet werden kann. Der Betreiber hat dem Grundstückseigentümer die dauerhafte Betriebseinstellung unverzüglich anzuzeigen. **Dauerhaft eingestellt ist der Betrieb insbesondere, wenn der Betrieb der Anlage zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien dauerhaft eingestellt und diese auch nicht immer Sinne einer Repowerings ersetzt wurde. Der Betreiber hat die Leitungen und sonstigen Einrichtungen nach der dauerhaften Einstellung des Betriebs auf seine Kosten zu beseitigen.**
- (5) Für die Durchsetzung des Anspruches des Betreibers findet § 83 Absatz 2 entsprechende Anwendung.

Für die Begründung der Anpassungen verweisen wir auf unsere [Stellungnahme im Rahmen der Verbändeanhörung](#), Punkt 2.

3 § 51 - Negative Preise

Seit der ursprünglichen Einführung der 6h-Regelung mit dem EEG 2014 (§ 24) und der aktuell gültigen 4-h-Regelung erhalten Anlagenbetreibende keinerlei Marktprämie für Zeiträume bei negativen Preisen am Spotmarkt, wenn der Spotmarktpreis für die Dauer von mindestens vier (EEG 2014: sechs) aufeinanderfolgenden Stunden negativ ist.

Der BWE hat nicht nur in seiner letzten, sondern auch in den vorherigen Stellungnahmen⁹ dazu deutlich gemacht, dass hierdurch die Wirtschaftlichkeit vieler Windenergieprojekte stark gefährdet ist. Auch das bisherige Marktgeschehen seit der Einführung beweist, dass zum einen durch diese Regelung negative Preise nicht verhindert werden und zum andern, dass seit Bestehen der Regelung die Zeiten negativer Preise noch weiter zugenommen haben. Durch den geplanten massiven Zubau der Erneuerbaren wird sich das Problem weiter verschärfen, insb. in den Mittagsstunden mit hoher PV Einspeisung. Auch im Herbst 2022 hat es trotz grundsätzlich hoher Strompreise Momente mit negativen Spotmarktpreisen gegeben. Diese Volatilität des Marktgeschehens wird weiter zunehmen.

Bereits in der zitierten letzten [Stellungnahme des BWE zum sog. Osterpaket](#) hat der BWE konzediert, dass die grundsätzliche Förderung bei negativen Preisen durch europäische Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen („KUEBLL“) schwer vereinbar ist. Daher hatte der BWE gefordert, dass strukturell das zukünftige Marktdesign und der entsprechende Förderrahmen dieser Herausforderung für die Betreibenden Rechnung tragen muss, bevor die Regelung zur Verringerung des Zahlungsanspruches aus dem EEG bei negativen Strompreisen weiter verschärft wird.

Im Rahmen der BEE-Studie¹⁰ zum zukünftigen klimaneutralen Strommarktsystem wurden zahlreiche Vorschläge zur Flexibilisierung und zur Senkung von Systemkosten unterbreitet. Insbesondere könnte kurzfristig durch eine Reform von Abgaben und Umlagen ein Rahmen für die anderweitige Nutzung von Grünstrom geschaffen und somit der Markt entlastet werden. Der BWE bedauert, dass im vorliegenden Entwurf die Chance verpasst wurde, Grünstrom wirtschaftlich sinnvoll aus diesen temporär ungeforderten Anlagen in den betreffenden, zukünftig noch häufiger auftretenden Zeiträumen abgaben- und umlagefrei sowie standortnah zwischenzuspeichern oder in andere Energieträger umwandeln zu können. So kann das Potential der installierten Erzeugungsleistung Erneuerbarer Energien weiterhin nicht vollständig genutzt werden.

Mit dem im EEG-RefE angedachten zukünftigen sukzessiven generellen Wegfall der Förderung bei negativen Strompreisen nach § 51 Absatz 1 am Spotmarkt ohne gleichzeitig die sinnvollen oben genannten Anpassungen vorgenommen zu haben, bleiben leider weiterhin systemnotwendige Flexibilitäten von Erneuerbaren Energieanlagen ungenutzt. An dieser Einschätzung ändert sich auch nichts durch die Anpassungen im RegE Kabinettsbeschluss, wonach es für die Absenkung der negativen Stunden, nun nicht mehr auf die Inbetriebnahme sondern den Zuschlagszeitpunkt ankommt.

Bis grundsätzliche Fragen hinsichtlich der Schaffung notwendiger Flexibilitäten geklärt sind, fordert der BWE, dass Neuanlagen von der gleichen Regelung wie im EEG 2023 profitieren können – einer 4-h-Regelung – damit die Betriebswirtschaftlichkeit nicht noch stärker gefährdet wird. Zusätzlich sollte eine

⁹ BWE (2022): Stellungnahme zum RefE des BMWK zum sog. Osterpaket – [LINK](#).

¹⁰ BEE (2021): Strommarktdesignstudie – [LINK](#).

weitere Aufteilung der Regelung in verschiedene Inbetriebnahmejahre auch aus bürokratischen Gründen vermieden werden. **Die Anpassungen des § 51 im RegE sind daher zu streichen und die Ergebnisse der Plattform Strommarktdesign abzuwarten.**

Artikel 1: Strompreisbremse

Die aktuelle Hochpreissituation am Strommarkt ist in erster Linie eine Krise der fossilen Energieträger. Im Zusammenhang mit dem völkerrechtswidrigen russischen Angriff auf die Ukraine sind die Kosten für Gas aber auch andere fossile Energieträger signifikant angestiegen und belasten Wirtschaft und Gesellschaft. Dies beeinträchtigt das Vertrauen in eine moderate und vorhersehbare Preisentwicklung und führt zu wirtschaftlichen Verwerfungen. Noch ist der Ausbau der Erneuerbaren in Deutschland nicht weit genug fortgeschritten, um die Auswirkungen dieser Importabhängigkeit abzufedern.

Trotz Krisensituation sollten jedoch keine kurzfristig motivierten Maßnahmen ergriffen werden, die die öffentlichen Haushalte zwar bei der Finanzierung der Strompreisbremse unterstützen, aber durch substanzielle Eingriffe das Vertrauen in den Strommarkt und die Sicherheit von Investitionen gefährden. Dies ist für den gesamtgesellschaftlich getragenen und erwünschten schnellen Ausbau der Windenergie kontraproduktiv. Die geplante Abschöpfung von Zufallserlösen direkt am Strommarkt in der im Gesetz zur Einführung einer Strompreisbremse und zur Änderung weiterer Energierechtlicher Bestimmungen ausgeführten Form ist daher nicht zielführend.

Die Erneuerbaren Energien sehen sich jedoch in der Verantwortung, in der aktuellen Situation zur Abfederung negativer Auswirkungen der Hochpreissituation auf Wirtschaft und Privathaushalte beizutragen. BWE und BEE sprechen sich daher grundsätzlich für eine steuerliche Abschöpfung eines Teils der Gewinne aus, die aufgrund der unvorhersehbaren Marktentwicklung realisiert wurden. Eine Abschöpfung über realisierte Gewinne lässt der Branche Raum für Investitionen in Erneuerbare Energien und schafft die Grundlage für einen schnelleren Ausbau in den kommenden Jahren. Zudem blieben hierdurch PPAs und Terminmarktgeschäfte unberührt und der Umfang der Markverwerfungen könnte reduziert werden.

Für die detaillierte BWE-Position zur Umsetzung der Abschöpfung von Zufallserlösen auf dem Strommarkt, über den im Gesetzentwurf zur Strompreisbremse beschriebenen Ansatz, verweisen wir auf die gemeinsame Position der Erneuerbaren Verbände, die in der Stellungnahme des BEE zu finden ist.



Bundesverband WindEnergie

Impressum

Bundesverband WindEnergie e.V.
EUREF-Campus 16
10829 Berlin
030 21234121 0
info@wind-energie.de
www.wind-energie.de
V.i.S.d.P. Wolfram Axthelm

Foto

Pixabay/betexion

Haftungsausschluss

Die in diesem Papier enthaltenen Angaben und Informationen sind nach bestem Wissen erhoben, geprüft und zusammengestellt. Eine Haftung für unvollständige oder unrichtige Angaben, Informationen und Empfehlungen ist ausgeschlossen, sofern diese nicht grob fahrlässig oder vorsätzlich verbreitet wurden.

Der Bundesverband WindEnergie e.V. ist als registrierter Interessenvertreter im Lobbyregister des Deutschen Bundestages unter der Registernummer R002154 eingetragen.

Den Eintrag des BWE finden Sie [hier](#).

Ansprechpartner*innen

Philine Derouiche
Leiterin Justiziariat
p.derouiche@wind-energie.de

Mirko Moser-Abt
Head of European Affairs
Teamleiter Politik
m.moser-abt@wind-energie.de

Ron Schumann
Referent Politik
r.schumann@wind-energie.de

Datum

01. Dezember 2022