

Stellungnahme zum Entwurf eines Gesetzes für einen planbaren, kosteneffizienten, netzverträglichen und marktorientierten Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor

Statkraft bedankt sich für die Möglichkeit der Stellungnahme zum Regierungsentwurf des EEG 2027. Positiv hervorzuheben sind das hohe Ausschreibungsvolumen für Windenergieanlagen sowie die besseren Bedingungen für den Ausbau im Süden. Erheblichen Verbesserungsbedarf sehen wir bei der konkreten Ausgestaltung des CfD-Modells, insbesondere hinsichtlich der Vereinbarkeit mit PPAs. Äußerst kritisch bewerten wir die geplante Flächenpachtbegrenzung.

Grundsätzliches

Die Dekarbonisierung der deutschen Volkswirtschaft wird insbesondere durch die Verdrängung fossiler Brennstoffe mit Grünstrom gelingen. Das EEG 2027 wird daher einen entscheidenden Beitrag zur Erfüllung der Klimaziele 2030 und darüber hinaus leisten müssen. Mit den verbesserten Rahmenbedingungen bei Flächenbereitstellung und Genehmigungsverfahren sowie der höheren Akzeptanz in der Bevölkerung und bei den Kommunen wurden entscheidende Schritte für einen forcierten EE-Ausbau ergriffen. Dies belegen die hohen Genehmigungszahlen. Ob sich diese Genehmigungen aber auch im Zubau niederschlagen, hängt von entsprechenden Investitionsbedingungen ab. **Der vorliegende Entwurf ist nur ein Baustein.**

Die **Bedeutung von PPAs und der Grünstromvermarktung** für die industriepolitisch notwendige Nachfrage nach erneuerbarem Strom wird **im Entwurf bislang nicht ausreichend aufgegriffen**. Damit bleibt eine zentrale Chance ungenutzt, stabile und marktbasierte Investitionssignale für Erzeuger und industrielle Abnehmer zu setzen. Zusätzlich bergen der Redispatch-Vorbehalt (Netzpaket), aber auch Einschränkungen im Planungsrecht (BauGB-Novelle) und nicht zuletzt die Pläne der Bundesnetzagentur, dynamische und Einspeise-Entgelte einzuführen, erhebliche Risiken. Statkraft fordert die Bundesregierung und die BNetzA dazu auf, all diese Vorhaben so aufeinander abzustimmen, dass es weiterhin genügend wirtschaftlich tragfähige Projekte gibt, um die ambitionierten Ausbauziele auch realisieren zu können.

Zur Kommunalen Beteiligung (§§ 6, 22 b Abs. 6)

Die kommunale Beteiligung nach § 6 EEG hat sich als wirksames Akzeptanzinstrument etabliert und bewährt. Im Sinne von Bürokratieabbau und -vermeidung begrüßen wir die Herausnahme der fiktiven Strommengen aus der Berechnungsgrundlage.

Allerdings sollte auch **weiterhin auf die ins Netz eingespeiste statt auf die erzeugte Strommenge** abgestellt werden: Eigenverbrauchte oder direkt gelieferte Strommengen sorgen für lokale Wertschöpfung, sodass hier eine Ersatzlösung nicht notwendig ist. Aus diesem Grund werden Strommengen im Rahmen der Direktbelieferung in Bayern von der Beteiligung ausgenommen. Die gleiche Regelung ist in NRW eingeführt worden (§ 2 Abs. 3 BürgEnG-E), in Mecklenburg-Vorpommern soll die Beteiligungssumme in solchen Fällen reduziert werden (§ 3 Abs. 3 S. 3 BüGembeteilG M-V neu, s. [DS 9/6349](#)).

Dass die Erstattung nach Absatz 5 weiterhin auf die eingespeiste Strommenge abstellt, erscheint ist nicht logisch. Neben der Erhöhung auf 0,3 Cent/kWh sorgt dies für eine zusätzliche wirtschaftliche Belastung und unnötige Bürokratie bei Messung und Abrechnung. Es führt dazu, dass Anlagenbetreiber auf nicht eingespeiste Strommengen Zahlungen leisten müssen, hierfür aber keinen entsprechenden Erstattungsanspruch haben. Dadurch entsteht eine nicht sachgerechte Deckungslücke.

Die Erhöhung der Beteiligungssumme bei gleichbleibendem Erstattungsanspruch ist unnötig für die Akzeptanz und führt zu höheren Projektkosten. Dies gilt insbesondere in jenen Ländern, wo eine Verrechnung der Landesbeteiligung mit dem EEG nicht vorgesehen ist (z. B. Brandenburg) bzw. die Beteiligung vor allem auf die verpflichtende Anwendung von § 6 EEG abzielte (z. B. Bayern).

Als sehr nachteilig hat sich erwiesen, dass die Länder eigene und vor allem sehr verschiedene Beteiligungsgesetze erlassen dürfen. Dies führt zu einem regulatorischen Flickenteppich und einem Überbietungswettbewerb, der erhebliche wirtschaftliche und bürokratische Lasten verursacht. Die Länderöffnungsklausel steht zudem der Kosteneffizienz des EEG entgegen, da die Landesgesetze Gebotspreise treiben. Hier sollte zumindest eine bundesgesetzliche Deckelung eingezogen werden.

Vorschlag: § 6 sollte weiter 0,2 Cent für tatsächlich eingespeiste Strommengen vorsehen. Die Länderöffnungsklausel sollte abgeschafft werden. Sollte dies nicht möglich sein, muss zumindest eine Verrechnung mit Zahlungen nach § 6 EEG sichergestellt sein und zusätzliche Zahlungen nach Landesbeteiligungsgesetzen gedeckelt werden, bspw. auf 0,1 Cent/kWh.

Anpassung § 6 Absatz 2

*„Bei Windenergieanlagen an Land dürfen den betroffenen Gemeinden Beträge von insgesamt ~~0,32~~ Cent pro Kilowattstunde für die tatsächlich ~~erzeugte~~ **eingespeiste** Strommenge angeboten werden, wenn die Anlage eine installierte Leistung von mehr als 1 000 Kilowatt hat.“*

Alternativ, wenn es bei 0,3 ct/kWh bleiben sollte – Anpassung in § 6 Abs. 5:

(5) Für die tatsächlich eingespeiste Strommenge, für die Betreiber von Windenergieanlagen an Land oder Freiflächenanlagen nach diesem Gesetz oder einer auf Grund dieses Gesetzes erlassenen Rechtsverordnung eine Zahlung als Förderung erhalten haben oder einen Refinanzierungsbeitrag an den Netzbetreiber geleistet haben und für die sie Zahlungen nach diesem Paragraphen an eine Gemeinde oder einen Landkreis geleistet haben, können sie bis zur Höhe von insgesamt ~~0,23~~ Cent pro Kilowattstunde die Erstattung dieses im Vorjahr an die Gemeinde oder den Landkreis geleisteten Betrages im Rahmen der Endabrechnung vom Netzbetreiber verlangen.“

Streichung § 22b Absatz 6 – alternativ: Anpassung

*„Die Länder können weitergehende Bestimmungen zur Bürgerbeteiligung und zur Steigerung der Akzeptanz für den Bau von neuen Anlagen erlassen, wenn § 80a nicht beeinträchtigt ist. **Die Summe der Zahlungen nach § 6 dieses Gesetzes und der jeweiligen landesrechtlichen Bestimmung darf den Wert von 0,3 Cent pro Kilowattstunde tatsächlich eingespeister Strommenge nicht überschreiten.**“*

Einstiegsoption für bestehende Innovations-Anlagen in Netzstrombezug (§ 19 Abs. 3b)

Die Innovationsausschreibungen haben einen erheblichen Zubau von Speicherkapazitäten ermöglicht, mind. 850 MW seit 2020. Auch Statkraft hat mit seinem PV-Batteriespeicher-Hybridkraftwerk in Zerbst, dem größten seiner Art in Deutschland, in diesem Rahmen ein Projekt realisiert. Für diese Anlagen gilt weiter das sog. Ausschließlichkeitsprinzip: Die Batterie darf nur Strom aus der verbundenen EE-Anlage einspeichern. Bei der Abschaffung des Ausschließlichkeitsprinzips durch das Solarpaket wurden Innovationsanlagen ausdrücklich ausgenommen.

Dadurch können viele im Betrieb befindliche und noch in Betrieb gehende Batteriespeicher ihr volkswirtschaftliches Potenzial nicht ausschöpfen. Insbesondere in den Wintermonaten könnten diese dazu beitragen, zusätzliche Mengen von EE-Strom ins Energiesystem zu integrieren. Stattdessen müssen für die Integration dieser Strommenge nun Speicher an anderen Stellen gebaut werden. Dies ist volkswirtschaftlich nicht sinnvoll. Zudem verhindert das Ausschließlichkeitsprinzip eine Entlastung der Stromnetze, die den Bedarf an zusätzlichem Netzausbau verringern und somit die Gesamtsystemkosten nachhaltig senken würden.

Vorschlag: Anlagen mit einem gültigen Zuschlag aus der Innovationsausschreibung sollten der Netzstrombezug gemäß der Abgrenzungsoption nach § 19 Abs. 3b und des MiSpel-Festlegungsentwurfs der BNetzA ermöglicht werden, bspw. durch eine entsprechende Übergangsvorschrift in § 100.

Ergänzung § 100 Absatz 7 (neu)

„(7) Anlagen, die einen Zuschlag für ein Gebot in den Innovationsausschreibungen in der am 31. Dezember 2026 geltenden Fassung oder nach einer entsprechenden Bestimmung einer früheren Fassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes erhalten haben, steht die Abgrenzungsoption nach § 19 Absatz 3b offen.“

Abschaffung der Ausfallvergütung (§ 21 Abs. 1 Nr. 3 EEG 2023)

Die geplante Abschaffung der Ausfallvergütung sehen wir kritisch. In der Praxis ist die Direktvermarktung unmittelbar nach der Inbetriebnahme oft mit organisatorischen und technischen Risiken verbunden. Die Ausfallvergütung hat sich bewährt, um diesen Übergang abzusichern, bis der Verteilnetzbetreiber die Anlage vollständig in seine Marktprozesse integriert hat (z. B. MaLo-/MeLo-Zuordnung).

Vorschlag: Daher sollte die Ausfallvergütung nicht vollständig entfallen, sondern zumindest für die Phase der erstmaligen Inbetriebnahme erhalten bleiben.

Zum CfD-Modell und PPAs (§§ 21d, 21e, Anlage 1)

Statkraft begrüßt die minimalinvasive Umsetzung der EU-rechtlichen Anforderung zur Einführung zweiseitiger CfD. Die bisherige produktionsabhängige Förderlogik hat sich bewährt. Positiv ist, dass sich im Bereich der Marktpremie und ihrer Berechnung nichts ändern soll. Äußerst kritisch bewerten wir die Nicht-Integration von PPAs in das Fördersystem.

Refinanzierungsbeitrag (§ 21d, Anlage 1)

Der Refinanzierungsbeitrag als Differenz aus Jahresmarktwert und anzulegendem Wert spiegelt die Marktpremie wider. **Bedauerlich ist, dass es keinen Marktwertkorridor geben** soll, in dem weder gefördert noch abgeschöpft wird. Dies steht dem Gedanken der Marktintegration massiv entgegen und ist ordnungspolitisch verfehlt. Markterlöse oberhalb des anzulegenden Wertes begründen nicht unmittelbar eine Überförderung oder stellen „Übergewinne“ dar, sondern sind ein natürliches Ergebnis marktrationalen Verhaltens im Rahmen des Fördersystems.

Aufgrund des intensiven Wettbewerbs werden Ausschreibungsgebote sehr knapp kalkuliert, enthalten aber natürlich Prognoseunsicherheiten. Ein Preiskorridor böte eine Sicherheitsmarge für die Wirtschaftlichkeit der Projekte, ohne Fehlanreize zu setzen. Zudem bleibt die Allokationsfunktion der Preise im Strommarkt besser erhalten. Ein Korridor reduziert den Abrechnungs- und Verwaltungsaufwand, da bei geringfügigen Überschreitungen des anzulegenden Wertes keine Abschöpfung für marginale Beträge erfolgen müsste. Hinzu kommt, dass bei hohen Strompreisen auch Vermarktungs- und Betriebskosten steigen, die bei der dann hohen Abschöpfung nicht mehr gedeckt würden.

Zudem kann der Marktwertkorridor deutlich effektiver vermeiden, dass Anlagen bei niedrig-positiven Strompreisen abgeregelt werden als die vorgesehene Anpassung des Refinanzierungsbeitrages um einen technologiespezifischen Mindesterlös. Diese dynamische Abschöpfung ist außerordentlich bürokratisch und aus Direktvermarktungssicht praktisch nicht umsetzbar.

Vorschlag: Statkraft spricht sich für die Einführung eines Korridors aus, in dem weder über die Marktpremie gefördert noch über einen Refinanzierungsbeitrag abgeschöpft wird. Denkbar wäre eine Orientierung an den Regelungen des erprobten Strompreisbremsengesetzes: Dort wurden Überschusserlöse abgeschöpft, wenn der Marktwert den anzulegenden Wert um 3 Cent, zuzüglich einem Aufschlag von 6% des Marktwertes, überstieg (§ 16 StroPBG). Die Anpassung des Refinanzierungsbeitrages in Abschnitt 4.2. der Anlage kann dann entfallen (s. Formulierungsvorschlag zu Anlage 1 im nächsten Abschnitt).

Vereinbarkeit CfD und PPA (§§ 21d, 21e EEG)

Als einer der führenden deutschen PPA-Anbieter stellen wir fest, dass der Gesetzentwurf es grundlegend **verfehlt, staatliche Förderung mit einem tragfähigen marktwirtschaftlichen Ausbau** zu verbinden. Damit bleibt ein zentrales Ziel moderner Energiepolitik unerreicht und es wird die Chance vertan, die Belastung des Staatshaushaltes in Phasen niedriger Strompreise zu reduzieren.

Sollen auch Anlagen in der sonstigen Direktvermarktung einen Refinanzierungsbeitrag leisten, wie dies derzeit vorgesehen ist, darf sich dieser **nicht anhand des anzulegenden Wertes berechnen, sondern anhand des vereinbarten PPA-Preises**. Nur so wird der marktwirtschaftlichen Realität von PPAs Rechnung getragen. Anderenfalls droht die sonstige Direktvermarktung vollkommen unattraktiv zu werden.

Die Befürchtung sehr kurzfristiger Optimierungen (Cherry-picking) zulasten der Steuerzahler entspricht nicht der Realität des PPA-Marktes: Die Wechselentscheidung wird unter Unsicherheit über die zukünftige Entwicklung von Spotmarktpreisen und damit über mögliche Förder- oder Rückzahlungsansprüche getroffen. Mit dem Wechsel verzichtet der Anlagenbetreiber bewusst auf die Vorteile des Förderregimes und übernimmt stattdessen die Chancen und Risiken einer marktlichen Vermarktung.

Die vorgeschlagenen Restriktionen sollen ein Problem vermeiden, das gar nicht zu befürchten steht, und sind gleichzeitig so strikt, dass sie den PPA-Markt abwürgen. Dabei hat die Bundesregierung selbst die Bedeutung von PPAs hervorgehoben und forciert, dass diese genutzt werden, bspw. in der Rechenzentrumsstrategie oder der Chemie-Agenda. Dies ist jedoch mit der jetzt vorliegenden Novelle des EEG 2027 gar nicht mehr möglich. **Mit dem lediglich einmaligen Wechsel aus dem CfD heraus ohne Rückkehroption wird der Abschluss von PPAs mit Laufzeiten bis zu zehn Jahren zum Erliegen kommen.** Gerade dieses flexible Marktsegment ist jedoch für einen stärker marktbasierten Erneuerbaren-Ausbau unerlässlich. PPAs mit langen Laufzeiten zwischen fünfzehn und zwanzig Jahren sind kaum zu realisieren und setzen eine sehr hohe Bonität auf Seiten der Anlagenbetreiber und Abnehmer voraus. Die Regelung ist EU-rechtlich fragwürdig.

Die Vereinbarkeit CfD und PPA lässt sich mit unterschiedlichen, gut begründbaren alternativen Anpassungen deutlich verbessern.

Vorschläge:

- Ein Herausoptieren aus dem EEG nach § 21e EEG nur bis zum Ende des 10. Betriebsjahres ist nicht sachgerecht und sollte auf die komplette Förderdauer ausgedehnt werden.
- Es sollte mindestens eine einmalige Rückkehrmöglichkeit ins EEG nach einem Wechsel in ein PPA zugelassen werden.
- Alternativ ist auch eine mehrmalige Rückkehrmöglichkeit ins EEG während der gesamten Förderdauer vorstellbar, kombiniert mit einer Mindest-Vertragslaufzeit von 3 Jahren für das PPA. Damit würde die Gefahr des kurzfristigen Cherry-Pickings vermieden.
- Eine weitere Alternative wäre das **Agora-Modell**. Darin bieten die Auktionsteilnehmer sowohl einen Preis als auch eine variable Förderdauer unter 20 Jahren. Bei einem Gebot über 18 Jahre würde die Anlage nach Inbetriebnahme z. B. 2 Jahre über einen PPA vermarktet und anschließend mit dem bezuschlagten Wert in den CfD wechseln.
- Um PPAs marktkonform abzubilden, sollte ein Refinanzierungsbeitrag in der sonstigen Direktvermarktung am PPA-Preis ansetzen.

Anpassung § 21e Satz 2

~~„(...) (...) Die Mitteilung kann einmalig bis zum Ablauf des zehnten Kalenderjahres nach Inbetriebnahme der Anlage erfolgen. Der Anlagenbetreiber kann dem Netzbetreiber einmalig~~
mitteilen, dass er für den in der Anlage erzeugten Strom wieder Förderung nach § 19 Absatz 1

Nummer 1 in Anspruch nehmen wird. Der Anspruch auf Zahlung der Marktprämie nach § 19 Absatz 1 Nummer 1 und die Pflicht zur Zahlung des Refinanzierungsbeitrages nach 21d Absatz 1 gelten ab dem ersten Kalendertag des Folgejahres der Mitteilung. Im Fall von § 40 Absatz 3 kann die Mitteilung nach Satz 1 auf den Leistungsanteil der Wasserkraftanlagen beschränkt werden, der der Leistungserhöhung nach § 40 Absatz 2 Satz 1 oder Satz 2 zuzurechnen ist“

ODER

~~„(...) Die Mitteilung kann einmalig bis zum Ablauf des zehnten Kalenderjahres nach Inbetriebnahme der Anlage erfolgen. Der Anlagenbetreiber kann dem Netzbetreiber mitteilen, dass er für den in der Anlage erzeugten Strom wieder Förderung nach § 19 Absatz 1 Nummer 1 in Anspruch nehmen wird, wenn der Zeitraum des Verzichts nach Satz 1 mindestens 36 Monate umfasst. Der Anspruch auf Zahlung der Marktprämie nach § 19 Absatz 1 Nummer 1 und die Pflicht zur Zahlung des Refinanzierungsbeitrages nach 21d Absatz 1 gelten ab dem ersten Kalendertag des Folgejahres der Mitteilung.~~ Im Fall von § 40 Absatz 3 kann die Mitteilung nach Satz 1 auf den Leistungsanteil der Wasserkraftanlagen beschränkt werden, der der Leistungserhöhung nach § 40 Absatz 2 Satz 1 oder Satz 2 zuzurechnen ist“

Anpassung Anlage 1 Abschnitt 4

4	Berechnung des Refinanzierungsbeitrags anhand des energieträgerspezifischen Jahresmarktwerts
4.1	Berechnungsgrundsätze
	Die Höhe des Refinanzierungsbeitrags wird jährlich berechnet. Die Berechnung erfolgt rückwirkend anhand des für das jeweilige Kalenderjahr tatsächlich berechneten Jahresmarktwerts.
	Die Höhe des Refinanzierungsbeitrages in Cent pro Kilowattstunde direkt vermarkteten und tatsächlich eingespeisten Stroms wird nach der folgenden Formel berechnet: $RB = JW - AW - (3 \text{ Cent} + 0,06 \cdot JW)$
	<u>Für Strommengen im Rahmen der sonstigen Direktvermarktung, die auf Grundlage eines Stromlieferungsvertrages mit einer festen oder bestimmbaren Vergütung vermarkten werden, ist anstelle des anzulegenden Werts die vertraglich vereinbarte Vergütung als „AW“ anzusetzen. Der Anlagenbetreiber hat dem Netzbetreiber die notwendigen Nachweise vorzulegen.</u>
	Ergibt sich ein Wert kleiner null, wird der Wert „RB“ mit dem Wert null festgesetzt.
4.2	Anpassung des Refinanzierungsbeitrages in Zeiten geringer Markterlöse
	Für Viertelstunden eines Kalenderjahres, in denen der Spotmarktpreis gleich oder kleiner der Summe aus dem nach Nummer 4.1 berechneten Refinanzierungsbeitrag und dem Mindesterlös ist, wird der nach Nummer 4.1 errechnete Refinanzierungsbeitrag in Cent pro Kilowattstunde direkt vermarkteten und tatsächlich eingespeisten Stroms abweichend von Nummer 4.1 nach folgender Formel berechnet: $RB_{\text{angepasst}} = \text{Spotmarktpreis} - \text{Mindesterlös}$
	Als Wert „Mindesterlös“ in Cent pro Kilowattstunde ist anzulegen bei direktvermarktetem Strom aus
	- Windenergieanlagen auf See der Wert 1,5 Cent pro Kilowattstunde,
	- Solaranlagen der Wert 0,5 Cent pro Kilowattstunde und
	- Sonstige Anlagen 1 Cent pro Kilowattstunde.
	Ergibt sich bei der Berechnung ein Wert kleiner null, wird der Wert „RB_{angepasst}“ mit dem Wert null festgesetzt.

Ausschreibungsvolumen Wind (§ 28 Abs. 2 und 3)

Statkraft **begrüßt das weiterhin hohe Ambitionsniveau beim Windenergieausbau** und dass die im Klimaschutzprogramm angekündigten zusätzlichen 12 GW Wind an Land in den Ausschreibungsmengen abgebildet wurden. Die vorgeschlagene Verteilung (je 5 GW in 2027 und 2028 gleichmäßig verteilt + 2 GW in der ersten Ausschreibungsrunde 2029) ist nach unserer Einschätzung ein guter Vorschlag, um der hohen Zahl heute genehmigter Projekte eine Perspektive zu bieten, Klumpenrisiken zu vermeiden und eine Inbetriebnahme möglichst bis 2030 zu gewährleisten.

Ausschreibungsvolumen PV-Freiflächen (§ 28a)

Statkraft begrüßt die Anhebung der Ausschreibungsvolumina im 1. Segment. Eine größere Schwerpunktsetzung auf Freiflächenanlagen bei der Erreichung der gesetzlichen Ausbauziele birgt spürbares Potenzial für eine Steigerung der Kosteneffizienz der Energiewende und für einen effizienteren Netzausbau. Die Realisierung solcher Volumina ist jedoch nur bei entsprechenden Rahmenbedingungen möglich. Hier bestehen aus Investorensicht derzeit erhebliche Risiken. Insbesondere die Einführung eines Redispatch-Vorbehalts oder dynamischer Netzentgelte würden für viele Projekte kaum zu kalkulierende Risiken darstellen. Insofern muss die Bundesregierung im engen Austausch mit der BNetzA dafür sorgen, dass höhere Ausschreibungsmengen auch auf eine ausreichend große Projektpipeline treffen.

Resilienzausschreibungen (§§ 28e, 39n, 88d)

Statkraft begrüßt die Ziele des Net Zero Industry Acts und steht auch deren Umsetzung im EEG grundsätzlich positiv gegenüber. Die Ziele des NZIA sind dabei mit der Notwendigkeit eines schnellen, kosteneffizienten Ausbaus in Einklang zu bringen und abzuwägen. Dabei müssen die gegenwärtigen Lieferfähigkeiten der europäischen Hersteller der Maßstab sein. Wichtig ist sicherzustellen, dass kein Zubau verlorengeht, wenn kurzfristig NZIA-Ausschreibungen nicht erfolgreich sind. Die Übertragung nicht-bezuschlagter NZIA-Mengen auf die regulären Ausschreibungen (§ 28 Abs. 3 Nr. 1) ist daher positiv.

Positiv ist aus unserer Sicht, dass nur ein Teil der Ausschreibungen mit NZIA-Kriterien versehen werden soll. Soll es schon 2027 NZIA-Ausschreibungen geben, bedarf es möglichst schneller Klarheit über die Ausgestaltung der entsprechenden Rahmenbedingungen (Anforderungen, Zuschlagsverfahren, Höchstwert etc.). Die Bundesregierung muss die entsprechende Verordnung möglichst zeitnah vorlegen, damit diese mit der Branche erörtert und schnellstmöglich nach Inkrafttreten des EEG 2027 erlassen werden kann.

Vorschlag: Statkraft fordert eine möglichst schlanke und bürokratiearme Umsetzung der Vorgaben zu verantwortungsvoller Unternehmensführung und Cybersicherheit, da diese bereits durch andere Richtlinien umfassend reguliert und in deutsches Recht umgesetzt sind. Die Verordnungsermächtigung sollte eine Frist für die Bundesregierung zur Vorlage der Verordnung enthalten, bspw. den 01.02.2027.

Höchstwert Wind (§§ 36b, 85a neu)

Die Anhebung des gesetzlichen Höchstwerts auf 7,1 Cent/kWh reflektiert, dass seit dem Osterpaket die Kosten strukturell und dauerhaft gestiegen sind. Der Schritt verschafft Planungssicherheit und wird begrüßt. Aufgrund der Vielzahl von Projekten und dem weiter intensiven Wettbewerb in den Ausschreibungen ist nicht mit Mitnahmeeffekten zu rechnen. Insbesondere durch den AgNes-Prozess drohen aber erhebliche Kostenrisiken. Dies gilt sowohl für die angekündigten Kapazitätsszahlungen, vor allem aber für die dynamischen Netzentgelte, die ab Mitte der 2030er Jahre für Einspeiser ohne Bestandsschutz gelten könnten. Auch durch die Erlösabschöpfung ist mit steigenden Geboten zu rechnen. Insofern ist es entscheidend, dass die BNetzA weiterhin die Möglichkeit zur Anpassung der Höchstwerte erhält. Diese Vorschrift sollte im Hinblick auf den AgNes-Prozess und das Netzpaket jedoch ergänzt werden:

Ergänzung § 85a Absatz 1:

*„Die Bundesnetzagentur kann durch Festlegung nach § 29 des Energiewirtschaftsgesetzes die Höchstwerte nach § 36b, § 37b oder § 38e, § 39b, § 39l dieses Gesetzes oder § 10 der Innovationsausschreibungsverordnung für die Ausschreibungen mit einem Gebotstermin in den jeweils darauffolgenden zwölf Kalendermonaten neu bestimmen, wenn sich bei den letzten drei vor Einleitung des Festlegungsverfahrens durchgeführten Ausschreibungen gemeinsam oder jeweils für sich betrachtet Anhaltspunkte dafür ergeben haben, dass der Höchstwert unter Berücksichtigung des § 1 zu hoch oder zu niedrig ist. **Die Bundesnetzagentur prüft die Angemessenheit des Höchstwertes, sobald Anlagen, die ein Zuschlag in Ausschreibungen nach diesem Gesetz erhalten, zur Zahlung von Netzentgelten oder Baukostenzuschüssen verpflichtet werden.** Dabei darf der neue Höchstwert um nicht mehr als 15 Prozent von dem zum Zeitpunkt der Neufestlegung geltenden Höchstwert abweichen.“*

Begrenzung der Flächenpachten (§ 36d EEG)

Statkraft lehnt die Einführung einer Flächenpachtbegrenzung klar ab. Es gibt hierfür keine Notwendigkeit. Der intensive Wettbewerb in den Ausschreibungen, der dank der erfolgreichen Maßnahmen bei Planungs- und Genehmigungsbeschleunigung entstanden ist, führt zu einem erheblichen Kostendruck für alle Projekte. Dies hat auch Auswirkungen darauf, welche Pachten Grundstückseigentümern noch angeboten werden können, ohne die Wettbewerbsfähigkeit und Wirtschaftlichkeit des Projekts zu gefährden. In der Praxis ist bereits eine erhebliche Reduktion der vereinbarten Pachten, teils sogar Nachverhandlungen bestehender Verträge, zu beobachten. Ob eine Pacht „überhöht“ ist, ist projektspezifisch und nicht objektiv per Gesetz feststellbar.

Der vorgeschlagene Deckel von 3,5% des Produkts aus anzulegendem Wert und prognostiziertem Ertrag ist außerordentlich niedrig. Statkraft sieht in der Vorschrift eine große **Gefahr für die Bereitschaft von Eigentümern, ihre Flächen für den Windenergieausbau bereitzustellen**, wenn sie aus ihrer Sicht keine angemessene Gegenleistung mehr erhalten. Die durch das WindBG spürbar verbesserte Flächenverfügbarkeit würde empfindlich leiden. Im schlimmsten Fall kann sogar eine Unterzeichnung der aufgestockten Ausschreibungsvolumina ab 2028 Jahren drohen, wenn Pachtverträge nicht angepasst werden können.

Es besteht die Gefahr, dass **Umgehungsstrategien** entwickelt werden. Ein großes Problem ist außerdem die mangelnde Verbindlichkeit: Die Regelung ist explizit nicht als Verbot höherer Pachten oder als Fördervoraussetzung gedacht. Es wird auch nicht überprüft, ob die geforderte Eigenerklärung bei der Gebotsabgabe wahrheitsgemäß ist. Die Kontrollbefugnisse des Netzbetreibers greifen nur dann, wenn er konkrete Anhaltspunkte hat, ohne dies näher auszuführen. Zudem wird die angedrohte Pönale nur ab dem Zeitpunkt fällig, ab dem eine Verletzung des Deckels festgestellt wird, nicht rückwirkend. Diese Kombination aus „weichen“ Vorschriften kann einige Marktteilnehmer dazu verleiten, die Regelung bewusst zu verletzen und das (geringe) Risiko einer Pönale in Kauf zu nehmen. Dadurch würden **Unternehmen mit hohen Compliance-Standards benachteiligt**, was einem fairen Wettbewerb entgegensteht.

Hinzu kommt, dass viele **Flächen von öffentlichen Eigentümern im Rahmen entsprechender Vergabeverfahren** bereitgestellt werden (bspw. Forstbetriebe). Diese müssen die einschlägigen vergaberechtlichen Vorschriften beachten, für die das Preiskriterium in der Regel zentral ist. Es bleibt offen, wie ohne alternative Differenzierungskriterien eine rechtssichere Flächenvergabe in der Zukunft durchgeführt werden kann, wenn mehrere Bieter Pachten auf dem Niveau des EEG-Deckels anbieten.

Die Regelung hat außerdem **Auswirkungen auf die Finanzen der öffentlichen Hand**, da viele Flächen von kommunalen Gebietskörperschaften oder Betrieben im öffentlichen Eigentum bereitgestellt werden. Hierzu zählen bspw. die Landesforstanstalten, denen Einnahmen aus Windenergieprojekten helfen können, die notwendigen Mittel für den Umgang mit Waldschäden und den Folgen des Klimawandels aufzubringen. Insofern ist es falsch, dass in der Gesetzesfolgenabschätzung keine Auswirkungen auf die Haushalte der Länder und Kommunen erwartet werden.

Probleme drohen auch bei der **lokalen Akzeptanz**: Derzeit werden vielfach Pooling-Lösungen angeboten, bei denen die Pacht zwischen allen Flächeneigentümern einer planerisch ausgewiesenen Fläche aufgeteilt

wird. Dies vermeidet Konflikte vor Ort. Bei einer niedrig-gedeckelten Pacht werden solche Pooling-Konzepte häufig nicht mehr tragfähig sein.

Zuletzt kann dieser Deckel das **Repowering hemmen**. Pachtverträge für Bestandswindparks liegen in den meisten Fällen oberhalb der 3,5%. Für ein Repowering müssten Verträge neu aufgesetzt werden. Grundstückseigentümer könnten sich entsprechenden Anschlussregelungen verweigern, wenn ihnen dadurch erhebliche finanzielle Einbußen drohen.

Hinzu kommt, dass unweigerlich **notwendige Nachverhandlungen** viel Zeit in Anspruch nehmen werden. Für Projekte, die 2028 in die Ausschreibung gehen, sind schon viele Pachtverträge geschlossen worden. **Die Übergangsfrist bis 2028 ist daher unzureichend.**

Vorschlag: Statkraft schlägt vor, den § 36d vollständig zu streichen. Im Mindesten sollte die Übergangsfrist in § 36d Absatz 2 Nummer 4 bis zum 1. Januar 2029 verlängert werden.

Regionale Steuerung Wind (§ 36h, Anlage 2)

Statkraft begrüßt, dass das Referenzertragsmodell im Sinne eines stärkeren Ausbaus in Süddeutschland weiterentwickelt werden soll. Derzeit sind 13% der Windenergie-Leistung in den Ländern Bayern, Baden-Württemberg und Rheinland-Pfalz installiert. Der NEP-Entwurf der ÜNB geht davon aus, dass 2037 rund 20% der Wind-Leistung in diesen Ländern angesiedelt ist. 2024 und 2025 gingen jedoch nur rund 10% der Zuschläge in diese Länder.

Es ist nicht zu erwarten, dass unter den derzeitigen Marktbedingungen kurzfristig ein verstärkter Zubau im Süden stattfindet, wie eine Studie der FfE¹ herausgearbeitet hat. Dies liegt nicht zuletzt am anspruchsvolleren Terrain und damit verbunden höheren Baukosten. Ein weiterhin nordlastiger Ausbau führt tendenziell zu höheren Redispatch- und Förderkosten, da mehr Winderzeugung von Nord nach Süd transportiert werden müsste, die ÜNB-Planungen dies aber nicht abbilden.

Die **Erhöhung des Korrekturfaktors für 50%-Standorte geht in die richtige Richtung**. Auch die neuen Vorgaben für die Regionen „Küste“ und „Mitte-Nord“ führen voraussichtlich zu einer relativen Besserstellung von Süd-Standorten. Um einen ausreichenden Ausbau in der Südregion sicherzustellen, halten wir jedoch weiterhin **eine Südquote für erforderlich**.

Die Anpassung für die Regionen „Küste“ und „Mitte-Nord“ führen jedoch sehr kurzfristig zu einer deutlichen Verschlechterung der Wirtschaftlichkeit von Projekten. Vorhandene Planungen können bis zum 1.1.2027 nicht mehr angepasst werden. Das Ziel, höhere Standortgüten zu erzielen, unterstützen wir. Allerdings sollte es hier auch Übergangsregelungen geben.

Vorschlag: Ein Mindestanteil der Ausschreibungen sollte für die Südregion reserviert werden (Südquote), z.B. 30% in den regulären und den Resilienzausschreibungen. Für Projekte in den Regionen „Küste“ und „Mitte-Nord“ sollte in 2027 noch das heute geltende Referenzertragsmodell angewendet werden.

Formulierungsvorschlag § 32 Absatz 3 EEG (neu) (basierend auf der Südquote im EEG 2021):

„(3) Abweichend von Absatz 1 führt die Bundesnetzagentur für Ausschreibungen für Windenergie an Land ab dem Jahr 2027 folgendes Zuschlagsverfahren durch: Sie öffnet die fristgerecht eingegangenen Gebote nach dem Gebotstermin. Sie prüft die Zulässigkeit der Gebote nach den §§ 33 und 34. Sie separiert die zugelassenen Gebote, die für Projekte in der Südregion abgegeben wurden, und sortiert diese Gebote entsprechend Absatz 1 Satz 3. Sodann erteilt die Bundesnetzagentur allen nach Satz 2 separierten Geboten einen Zuschlag im Umfang ihres Gebots, bis eine Zuschlagsmenge von 30 Prozent des an diesem Gebotstermin zu vergebenden Ausschreibungsvolumens durch einen Zuschlag erreicht oder erstmalig überschritten ist. Sodann sortiert die Bundesnetzagentur sämtliche zugelassenen

¹ Kurzstudie-Potenzial-zur-Einsparung-von-Redispatch-durch-Windenergie-in-Sueddeutschland.pdf

Gebote, die nicht bereits nach Satz 4 einen Zuschlag erhalten haben, entsprechend § 32 Absatz 1 Satz 3 und erteilt allen Geboten einen Zuschlag im Umfang ihres Gebots, bis das gesamte Ausschreibungsvolumen erstmals durch den Zuschlag zu einem Gebot erreicht oder überschritten ist (Zuschlagsgrenze). Geboten oberhalb der Zuschlagsgrenze wird kein Zuschlag erteilt.

Gebotsgröße PV-Freiflächen (§ 37 Abs. 3)

Die letztmalige Anhebung der maximalen Gebotsgröße erfolgte mit dem Osterpaket. Für größere Anlagen schien es seinerzeit keinen Förderbedarf zu geben. Größere Anlagen haben spezifisch niedrigere Kosten und führen zu niedrigerem Netzausbaubedarf. Inzwischen hat sich die Marktlage gewandelt und zusätzliche Belastungen (AgNes, Redispatch-Vorbehalt) haben die Kalkulationsbasis geändert. Es ist nicht davon auszugehen, dass Anlagen > 50 MW außerhalb des EEG in signifikantem Umfang zugebaut werden. Im Gegenzug ist eher damit zu rechnen, dass Projekte wegen dieser Schwelle nur bis 50 MW realisiert werden, obwohl am jeweiligen Standort flächen- und netztechnisch Potenzial für weitere Leistung bestünde. Da das EEG 2027 einen besonderen Fokus auf Kosteneffizienz legen soll, sollte die Gebotsgröße angepasst werden.

Vorschlag: Die maximale Gebotsgröße bei Solaranlagen des 1. Segments sollte wieder auf 100 MW angehoben werden.

Herkunftsnachweise (§ 79)

Es ist nicht nachvollziehbar, dass für Anlagen in der geförderten Direktvermarktung in Abschöpfungsjahren keine Herkunftsnachweise ausgestellt werden dürfen. Die Gesetzesbegründung argumentiert, dass auch in solchen Jahren die Anlagen von der Absicherung des EEG profitieren. Allerdings ist es etablierte Praxis, Herkunftsnachweise in der sonstigen Direktvermarktung auszustellen. Diese Strommengen werden nicht gefördert, sind aber formell weiter Teil des EEG-Fördersystems, zumal eine Rückkehr in die geförderte Direktvermarktung erlaubt und üblich ist. An diese sinnvolle Praxis sollte angeknüpft werden.

Vorschlag: Im zweiseitigen CfD sollten immer dann Herkunftsnachweise ausgestellt werden, wenn keine Marktprämie gezahlt wird.

Über uns

Statkraft ist international führend in Wasserkraft und Europas größter Erzeuger erneuerbarer Energie. Der Konzern erzeugt Strom aus Wasser, Wind, Sonne und Gas, liefert Fernwärme und ist weltweit ein bedeutender Akteur im Energiehandel. Statkraft beschäftigt über 6.000 Mitarbeiter in mehr als 20 Ländern.

Kontakt

Claudia Gellert

Head of Political Affairs Germany
claudia.gellert@statkraft.com

Michael Koch

Manager Political Affairs
michael.koch@statkraft.com