



Stellungnahme

ARGE NETZ GmbH & Co. KG

**Öffentliche Anhörung zu Vorlagen zum Erneuerbare-Energien-Gesetz
- EEG 2027 auf BT-Drucksachen 21/7867, 21/7819, 21/8108, 21/8119,
21/7907, 21/8298**

Dem Ausschuss ist das vorliegende Dokument in nicht barrierefreier Form zugeleitet worden.

Siehe Anlage

Stellungnahme

zu dem Kabinettsbeschluss des Erneuerbare-
Energien Gesetzes (EEG) und weiterer Gesetze

August 2026



Stellungnahme

zu dem Referentenentwurf des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) und weiterer Gesetze

August 2026

ARGE NETZ GmbH & Co. KG

Haus der Zukunftsenergien, Otto-Hahn-Straße 12-16, 25813 Husum
Gendarmenmarkt, Jägerstraße 54/55, 10117 Berlin

Ansprechpartner: Björn Spiegel

spiegel@arge-netz.de

www.arge-netz.de

Registrierter Interessenvertreter mit Registernummer: R003496

Geschäftsführung: Stephan Frense

Sitz der Gesellschaft: Husum

Amtsgericht Flensburg: HRA 6501 FL

USt.-ID Nr.: DE 26 727 1472

Für einen umweltschonenden Druck bitte ab Seite 2 drucken.

EEG-Stellungnahme der Erneuerbaren Gruppe ARGE NETZ

Executive Summary zum EEG	1
Einleitung	6
Zur Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) im Detail	8
§ 21d EEG: Zahlungspflicht im Rahmen der Marktprämie	8
§ 36h EEG: Anzulegender Wert für Windenergieanlagen an Land	9
Bürgerwind mit eigenem Ausschreibungssegment unterstützen	10
§ 21b EEG: Direktbelieferung der Industrie vereinfachen	11
PPA-Absicherung zur Stärkung marktbasierter Finanzierung einführen	11
§ 36d EEG: Begrenzung von Entgelten zur Nutzung von Grundstücken zur Errichtung und zum Betrieb von Windenergieanlagen an Land	13
§ 28c EEG, § 28d EEG: Ausschreibungsvolumen Biomasse, Ausschreibungsvolumen Biomethan	14
§ 6 EEG: Kommunale Beteiligung	14
§ 100 EEG: Übergangsbestimmungen	15
§§ 28, 28e EEG: Ausschreibungsvolumen Wind an Land, Ausschreibungsvolumen Resilienzausschreibung	17
§§ 28a, 28e EEG: Ausschreibungsvolumen Solaranlagen des ersten Segments, Ausschreibungsvolumen Resilienzausschreibung	18
§ 39n EEG: Resilienzausschreibungen	19
§ 21e EEG: Ausstieg aus der Förderung und Abschöpfung	20
§ 37 EEG: Benachteiligte Gebiete für Solar öffnen	20
§§ 37b, 37d EEG: Höchstwert besondere Solaranlagen, besonderes Zuschlagsverfahren für Solaranlagen des ersten Segments	21
§ 20 EEG: Zahlungsanspruch	21
§ 39n EEG: Entfall der Innovationsausschreibung	22
§§ 11a und 11b EEG: Recht zur Verlegung von Leitungen, Recht zur Überfahrt während der Errichtung und des Rückbaus	23
Schall- und Schattenregelung § 31k BImSchG verstetigen	24
EE-Flächen steuerlich als landwirtschaftlich behandeln	25
Bioenergie durch Speicherintegration flexibilisieren	25
Netzanschlusspunkte der Bioenergie flexibilisieren	26
Änderung der Erneuerbaren-Energien-Verordnung	26

Executive Summary zum EEG

Die anstehende EEG-Novelle stellt zahlreiche Weichen für die Energiewirtschaft neu. Dabei ist das Zusammenspiel mit anderen Gesetze- und Regulierungsvorhaben zentral. Gemeinsam legen sie den Grundstein für einen weiteren erfolgreichen Zubau und einen starken Wirtschaftsstandort Deutschland oder legen die Axt an dieses erfolgreiche Fundament.

Kohärenz bei Netzpaket, EEG und AgNes

Derzeit laufen mit dem „Netzanschlusspaket“, der Novellierung des EEG und dem Festlegungsverfahren der Bundesnetzagentur zur „Allgemeinen Netzentgeltsystematik“ (AgNes) drei parallele Verfahren, die jedes für sich tief in die aktuelle Marktsystematik beim Ausbau der Erneuerbaren eingreifen. Leider ist eine sinnvolle Verzahnung der drei Verfahren bisher nicht zu erkennen. ARGE NETZ regt daher dringend an, alle drei Reformprozesse gut aufeinander abzustimmen und nicht weiter getrennt voneinander voranzutreiben. Die nun vorgelegten Einzelmaßnahmen führen in deren aktueller Ausgestaltung zu wechselseitigen Blockaden und unerwünschten Nebeneffekten, die im Energiesystem zu massiven Verwerfungen führen werden.

Das Aufeinandertreffen von einem gedeckelten Redispatchvorbehalt, einer allgemeinen Wirkleistungsbegrenzung, der Regionalisierung im Referenzertragsmodell und den vorgelegten Anpassungen im Regulierungsrahmen von AgNes sind Gift für die Basis der Industrie, sind Gift für günstige und international wettbewerbsfähige Strompreise. Alle genannten Maßnahmen führen einzeln und erst recht in Summe zu einer Steigerung der Stromkosten. Den Erhöhungen auf Seiten der Stromkosten stehen keine höheren Entlastungen auf Seiten der Netze gegenüber. Damit werden die Systemkosten insgesamt ansteigen. Projekte in Milliardenhöhe werden nicht umgesetzt, diese Investitionen fehlen dem Wirtschaftsstandort Deutschland.

Marktwertkorridor einheitlich als Prozentsatz des anzulegenden Werts ausgestalten

Im Rahmen des § 21d EEG sollte ein Marktwertkorridor als fixer Prozentsatz (z. B. +15 % des anzulegenden Werts) definiert werden. Der Marktwertkorridor setzt Anreize für eine stärkere marktliche Ausrichtung der Fahrweise von Erneuerbaren Erzeugungsanlagen. Damit trägt er zur Systemintegration und letztlich zu einer Senkung der Systemkosten bei.

Referenzertragsmodell ohne weitere Regionalisierung fortführen

Die vorgesehene planwirtschaftliche Regionalisierung des Referenzertragsmodells lehnen wir ab, da sie besonders die ertragreichsten und volkswirtschaftlich kostengünstigsten Windstandorte benachteiligt und windschwache Standorte zusätzlich begünstigt. Ein Ausbau im Süden ist sinnvoll, darf aber nicht zulasten des deutschlandweiten Ausbaupfads und der Kosteneffizienz erfolgen. Die Regionalisierung über die Südregion hinaus sollte gestrichen, der Korrekturfaktor von 1,55 in der Südregion erhalten werden.

Eigenes Ausschreibungssegment für Bürgerwind einführen

Bürgerenergieprojekte leisten einen wichtigen Beitrag zur regionalen Wertschöpfung und Akzeptanz der Energiewende. Gleichzeitig stehen sie im Wettbewerb mit deutlich kapitalstärkeren Projektierern und tragen höhere strukturelle Risiken. Ein separates Segment für Bürgerwindprojekte schafft faire Wettbewerbsbedingungen gegenüber großen Projektierern. Dadurch wird regionale Wertschöpfung gestärkt und Akzeptanz vor Ort gesichert. Gleichzeitig bleibt der wettbewerbliche Mechanismus erhalten.

Direktbelieferung der Industrie vereinfachen

Viele Industrieunternehmen benötigen direkten Zugang zu erneuerbarem Strom, um Dekarbonisierungsvorgaben entlang internationaler Lieferketten zu erfüllen. Bestehende regulatorische Hürden erschweren jedoch wirtschaftlich sinnvolle Direktbelieferungsmodelle. Das Kriterium der räumlichen Nähe in § 21b EEG sollte gestrichen werden. Wirtschaftliche Faktoren begrenzen die Distanz ohnehin ausreichend. Der Abbau regulatorischer Hürden erleichtert die Dekarbonisierung der Industrie.

Staatliche PPA-Absicherung zur Marktintegration einführen

Zur Stärkung des marktlichen Ausbaus sollte das Abnehmerrisiko von PPAs staatlich abgesichert werden, ohne auf das EEG zurückzugreifen. Bei einem Ausfall des Abnehmers sollte für bis zu zwölf Monate ein Teil der Differenz zwischen PPA-Preis und Spotmarkterlös abgesichert werden, um die Finanzierung zu sichern und Zeit für neue PPAs zu schaffen. So bleiben PPA echte Marktverträge und können auch bei kürzeren Vertragslaufzeiten zur Finanzierung neuer Anlagen beitragen.

Pachtbegrenzung praktikabel und investitionssicher

Eine Begrenzung der Pachthöhen für geförderte Projekte ist grundsätzlich sinnvoll. Die vorgeschlagene Regelung ist jedoch zu bürokratisch und führt durch den vorgesehenen Stichtag zu Unsicherheiten bei bestehenden Pachtverträgen. Wir schlagen daher das BWE-Modell mit einer Obergrenze von 7 % der Stromerlöse einschließlich vorab geleisteter Zahlungen vor.

Biomasse und Biomethan als flexible heimische Erzeugung stärken

Der vorgesehene absteigende Ausbaupfad für Biomasse sollte durch einen ansteigenden Pfad mit höheren Ausschreibungsvolumina ersetzt werden. Die Streichung der Biomethanausschreibungen lehnen wir ab, da der Verlust des geförderten Biomethanzaubaus nicht kompensiert wird. Biomasse und Biomethan stärken als steuerbare heimische erneuerbare Energien die Versorgungssicherheit insbesondere in Zeiten geringer Wind- und Solarproduktion.

Kommunale Beteiligung praktikabel ausgestalten

Die zahlbaren und erstattungsfähigen Mengen sowie die jeweiligen Beträge sollten einheitlich ausgestaltet werden, damit die kommunale Beteiligung nicht durch eine Mehrbelastung der Betreiber an Wirkung verliert. Zudem sollte die Zahlung erst nach der endgültigen Jahresabrechnung mit dem Netzbetreiber erfolgen, damit Betreiber nicht das Risiko rückwirkend nicht erstattungsfähiger Zahlungen tragen.

Bestandsschutz und Übergangsregelungen investitionssicher ausgestalten

Projekte mit bestehenden Zuschlägen müssen zu den ursprünglichen Bedingungen realisiert werden können. Auch parallel laufende Regulierungsverfahren wie Netzpaket und AgNes müssen ausreichende Übergangsfristen vorsehen, damit neue Kosten und Anforderungen vor der Ausschreibungsteilnahme kalkulierbar sind. Klare Übergangsregeln sichern Vertrauen und Projektpipeline.

Ausschreibungsvolumina kurzfristig erhöhen und verstetigen

Die zusätzlichen 12 GW für Wind an Land in den Jahren 2027 bis 2029 begrüßen wir ausdrücklich. Nicht bezuschlagte Mengen aus den Resilienzausschreibungen sollten noch im selben Jahr auf die regulären Ausschreibungstermine verteilt werden, damit der Ausbaupfad nicht schwankt.

Ausschreibungsvolumina für PV Freifläche sichern

Die Erhöhung des Ausschreibungsvolumens für Freiflächen-PV auf 14 GW jährlich bis 2032 begrüßen wir. Nicht bezuschlagte Mengen aus den Resilienzausschreibungen sollten noch im selben Jahr auf die folgenden regulären Ausschreibungstermine verteilt werden.

Praxistaugliche Ausgestaltung der Resilienzaanforderungen sicherstellen

Die Anforderungen aus den Resilienzausschreibungen müssen einfach, harmonisiert und bürokratiearm ausgestaltet werden. Zu komplexe Nachweispflichten würden Projekte verzögern oder verhindern. Eine schlanke Umsetzung sichert Teilnahme, Wettbewerb und Zielerreichung.

Wechselmöglichkeit aus der Förderung zeitlich entfristen

Die Begrenzung der Wechseloption nach § 21e EEG auf die ersten zehn Betriebsjahre sollte gestrichen werden. Ein späterer Wechsel in marktliche Modelle ist realistisch und kann das EEG-Konto zusätzlich entlasten. Gleichzeitig erhöht dies die Flexibilität für Betreiber und stärkt die Marktintegration.

Benachteiligte Gebiete gezielt für Solar öffnen

Förderausschlüsse sollten sich nur auf tatsächlich schutzwürdige Teilflächen beziehen. Nicht betroffene Flächen innerhalb eines Flurstücks müssen nutzbar bleiben. Dies erschließt zusätzliche Potenziale ohne Abstriche beim Naturschutz.

Besondere Solaranlagen gezielt fördern

Agri-PV, Floating-PV, Moor-PV und andere besondere Solaranlagen schaffen zusätzliche Flächenpotenziale und reduzieren Nutzungskonflikte, sie verursachen aber auch höhere Investitionskosten. Der vorgesehene Bonus von 0,5 Ct/kWh reicht hierfür nicht aus; insbesondere die eigene Ausschreibungsreihung sollte erhalten bleiben.

Flexiblere Vermarktungsmodelle für Teilmengen ermöglichen

Die Möglichkeit, Strommengen zwischen EEG-Förderung und marktlicher Vermarktung aufzuteilen, kann zusätzliche Vermarktungsmodelle ermöglichen. Die Ausgestaltung darf jedoch die Finanzierbarkeit nicht erschweren; in der aktuellen Form ist daher keine breite Anwendung zu erwarten.

Innovationsausschreibungen für Systemintegration weiterentwickeln

Innovationsausschreibungen sollten gezielt für neue Systemlösungen wie Sektorkopplung, Wärmeanwendungen und Systemdienstleistungen weiterentwickelt werden. Dadurch können erneuerbare Energien stärker zur Netzstabilität und Dekarbonisierung weiterer Sektoren beitragen.

Duldungspflichten für Leitungen auf private Grundstücke ausweiten

Die bestehenden Regelungen sollten auch auf private Grundstücke erweitert werden. Dies reduziert Verzögerungen und Kosten beim Netzanschluss erheblich. Schnellere Umsetzung senkt Gesamtkosten des Ausbaus.

Schall- und Schattenregelungen für Windenergie verstetigen

Die temporären Erleichterungen aus § 31k BImSchG sollten dauerhaft übernommen werden. Sie erhöhen die Stromerzeugung ohne zusätzliche Flächeninanspruchnahme. Das verbessert Effizienz und senkt Stromkosten.

Steuerliche Gleichstellung von EE-Flächen mit Landwirtschaft sicherstellen

Flächen für Wind- und PV-Anlagen sollten steuerlich weiterhin als landwirtschaftliche Flächen gelten. Da ein Rückbau möglich ist, handelt es sich nicht um eine dauerhafte Nutzungsänderung. Dies erhöht die Flächenverfügbarkeit und beseitigt Investitionshemmnisse für Flächeneigentümer.

Bioenergie gezielt als Flexibilitätsoption stärken

Biomasseanlagen sollten stärker als flexible steuerbare Erzeuger in das Energiesystem integriert werden. Dazu gehören höhere Ausschreibungsvolumina, die Kombination mit Speichern sowie flexiblere Netzanschlüsse. Dies stärkt Versorgungssicherheit, Netzstabilität und die Integration fluktuierender Erneuerbarer Energien.

Erneuerbare Energien Verordnung zur Reduzierung von negativen Stunden anpassen

Die Änderung der Vermarktungsregeln für ÜNB in der EEV geht leider nicht weit genug. Eine Reduzierung der Vermarktungsgrenze auf 0 €/MWh kann aus unserer Sicht zur Reduzierung von negativen Stunden durch hohe PV Einspeisung beitragen. Eine Vermarktung in den negativen Bereich hinein wird unweigerlich zu negativen Stunden führen.

Einleitung

Deutschland muss wachsen. Neue Investitionen, industrielle Wertschöpfung und wettbewerbsfähige Unternehmen sind die Grundlage dafür, unseren Wohlstand zu sichern und die wirtschaftlichen Herausforderungen der kommenden Jahre zu bewältigen. Dabei wird eine Frage immer wichtiger: Wie können wir in Deutschland ausreichend Energie zu international wettbewerbsfähigen Preisen bereitstellen? Gerade für die Industrie ist günstiger Strom ein entscheidender Standortfaktor. Erneuerbare Energien können hierfür die zentrale Grundlage schaffen, weil sie heimische Energie bereitstellen und langfristig zu den kostengünstigsten Formen der Stromerzeugung gehören.

Damit dieser Vorteil tatsächlich bei Unternehmen und Verbrauchern ankommt, muss der Ausbau der Erneuerbaren dort ermöglicht werden, wo Strom besonders effizient und kostengünstig erzeugt werden kann. Der Norden und die Küstenregion verfügt über einige der besten Windstandorte Deutschlands. Gerade diese Standorte werden jedoch durch den gedeckelten Redispatchvorbehalt und die Wirkleistungsbegrenzung des Netzpakets sowie in deren Folgen durch die geplante weitere Regionalisierung des Referenzertragsmodells im EEG besonders stark belastet. Der Durchschnitt der Windgüte liegt beispielsweise in Schleswig-Holstein auf Höhe des oberen Viertels im zweitbesten Windland Niedersachsen. Die Herausforderung ist nicht, dass wir zu viel erneuerbaren Strom erzeugen. Die Herausforderung liegt darin, dass die Netze nicht schnell genug digitalisiert, optimiert und ausgebaut werden sowie die Nutzung vor Ort noch immer blockiert wird. Wer günstigen Strom für die Industrie will, darf deshalb nicht ausgerechnet die wirtschaftlich kostengünstigsten Erzeugungsstandorte ausbremsen.

Das ist zugleich eine Frage der Versorgungssicherheit. Deutschland wird seinen Energiebedarf zunehmend durch Elektrifizierung decken müssen – in der Industrie, bei Wärme, Verkehr und weiteren Sektoren. Dafür braucht es ausreichend heimische Stromerzeugung und ein leistungsfähiges, robustes Netz. Wer den Ausbau günstiger Erneuerbarer begrenzt, ohne gleichzeitig alternative Erzeugungs- und Transportkapazitäten zu schaffen, erhöht dagegen die Kosten und die Abhängigkeit von teureren oder importierten Energieträgern.

Auch klimapolitisch ist der weitere Ausbau der Erneuerbaren unverzichtbar. Die Transformation von Industrie und Energiesystem wird nur gelingen, wenn fossile Energieträger Schritt für Schritt durch erneuerbaren Strom ersetzt werden können. Klimaneutralität, Versorgungssicherheit und Bezahlbarkeit sind dabei keine Gegensätze: Ein schneller Ausbau der Erneuerbaren und ein entsprechend schneller Netzausbau können alle drei Ziele gleichzeitig unterstützen.

Dem EEG kommt dabei eine zentrale Rolle zu. Es setzt den Investitionsrahmen für einen wesentlichen Teil des weiteren Zubaus und beeinflusst damit unmittelbar Investitionsentscheidungen, Strompreise und Systemkosten. Gleichzeitig darf die Novelle nicht isoliert betrachtet werden. Mit dem Netzpaket und den Anpassungen der Allgemeinen Netzentgeltsystematik (AgNes) laufen derzeit weitere Reformprozesse, die tief in die Wirtschaftlichkeit erneuerbarer Erzeugungsanlagen und die Kostenstruktur des Energiesystems eingreifen.

Gerade deshalb ist Kohärenz entscheidend. Wenn der Staat den Ausbau der Erneuerbaren vorantreibt, gleichzeitig aber durch neue Förder- und Netzregelungen zusätzliche Kosten und Unsicherheiten schafft, können sich die einzelnen Maßnahmen gegenseitig abschwächen oder sogar blockieren. Die drei Prozesse müssen daher zusammengedacht werden: Investitionssicherheit, Netzausbau und effiziente Erzeugungsstandorte gehören zusammen.

Der vorliegende EEG-Entwurf setzt an vielen wichtigen Stellen an. Die Weiterentwicklung der gleitenden Marktprämie zu einem zweiseitigen Contract for Difference schafft einen neuen europarechtskonformen Rahmen für die Förderung. Wir halten jedoch eine Ergänzung um einen Marktwertkorridor für notwendig, um die Marktintegration der Erneuerbaren zu stärken. Auch bei Ausschreibungsvolumen, Bürgerenergie, PPAs, Biomasse, Solarenergie und der Systemintegration schlagen wir konkrete Anpassungen vor.

Dieses Papier verfolgt dabei ein klares Ziel: mehr günstigen erneuerbaren Strom für Deutschland – schnell, investitionssicher und systemeffizient. Dafür braucht es einen Förderrahmen, der Investitionen ermöglicht, einen Netzausbau, der mit dem Erzeugungsaufbau Schritt hält, und regulatorische Entscheidungen, die miteinander statt gegeneinander wirken.

Die kommenden Entscheidungen sind damit weit mehr als Detailfragen des EEG. Sie entscheiden mit darüber, ob Deutschland seine industrielle Basis stärken, seine Energieversorgung resilienter machen und die Transformation zu einem klimaneutralen Energiesystem zu wettbewerbsfähigen Kosten gestalten kann.

Zur Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) im Detail

§ 21d EEG: Zahlungspflicht im Rahmen der Marktprämie

Die gewählte Anpassung des gesicherten Investitionsrahmens für Erneuerbare auf das Modell des zweiseitigen Differenzvertrages ohne Marktwertkorridor bedauern wir ausdrücklich. Die dynamische Erlösabschöpfung ist hingegen sehr gut dafür geeignet, den Anreiz zur Einspeisung bei leicht positiven Preisen zu erhalten.

Die Einführung eines Marktwertkorridors ist aus unserer Sicht dringend geboten. Er wäre insbesondere für eine stärkere marktliche Ausrichtung der Erneuerbaren Erzeugungsanlagen geeignet. Der Marktwertkorridor ermöglicht Marktchancen. Im aktuellen CfD-Vorschlag verbleiben lediglich Marktrisiken. Mit einem Korridor würde ein Anreiz zur marktorientierten Optimierung bestehen und sich positiv auf das Gesamtsystem auswirken.

Unser Vorschlag ist daher ein Marktwertkorridor, der sich am anzulegenden Wert (AZW) orientiert und diesen um 15 Prozent erhöht. Das würde den verschiedenen AZW und den damit unterschiedlichen Finanzierungsanforderungen besser Rechnung tragen. Das Verhältnis von Korridor und AZW wäre damit zudem fixiert und nicht wie bei einem festen Centbetrag variabel. Sollte ein Marktwertkorridor nicht eingeführt werden, muss zumindest ein Inflationsausgleich erfolgen.

Marktwertkorridor im CfD-Modell zur besseren Marktintegration ergänzen

In § 21d EEG wird zunächst ein Refinanzierungsbeitrag (RB) beschrieben. Dieser wäre einfach um einen Marktwertkorridor zu ergänzen. Denkbar ist eine Umsetzung über die Berechnungsformel in Anlage 1. Demnach ist $RB = JW - (AW + \text{Marktwertkorridor (MWK)})$. RB ist der Refinanzierungsbeitrag, JW steht für den Jahresmarktwert, AW für Anzulegender Wert. Aus unserer Sicht ist ein Prozentwert für den MWK von 15 Prozent eine geeignete Größe. Ein fester Centbetrag ist aus unserer Sicht weniger geeignet. Bei verschieden hohen AW, besonders nach Anwendung des Referenzertragsmodells (REM) bei der Windenergie an Land, ist ein fester Centbetrag relativ zum AW sehr unterschiedlich hoch. Entsprechend bestünde für Projekte mit niedrigem AW anteilig ein größerer Korridor zur Optimierung und für Projekte mit hohem AW ein deutlich kleinerer Korridor. Daher würde ein Prozentwert für MWK alle Projekte gleich behandeln.

§ 36h EEG: Anzulegender Wert für Windenergieanlagen an Land

Die Regierungskoalition hat sich in ihrem Koalitionsvertrag die Überprüfung des Referenzertragsmodells mit einem besonderen Blick auf die Kosteneffizienz vorgenommen. Im Sinne dieser Aufgabenstellung ist die Anpassung des Referenzertragsmodells nicht nachvollziehbar. Mit einer weiteren Regionalisierung werden die besonders guten Standorte in ihrer Wirtschaftlichkeit stark benachteiligt, während windschwache Standorte in der Südregion besonders bevorzugt werden. Insbesondere die Wechselwirkungen mit weiteren Maßnahmen wie dem gedeckelten Redispatchvorbehalt und einer allgemeinen Wirkleistungsbegrenzung sind in der Anpassung des Referenzertragsmodells nicht ausreichend berücksichtigt. Das Referenzertragsmodell hat für den bundesweiten Zubau bisher sehr gut ohne die übermäßige Zerteilung gewirkt. Daher ist die vorgeschlagene Regionalisierung nicht sachgerecht. Außerdem sind Südstandorte nach wie vor mit den höchsten Förderkosten verbunden. Die Balance zwischen Kosten und volkswirtschaftlichem Nutzen bleibt daher wichtig.

Referenzertragsmodell zur Verbesserung der Kosteneffizienz weiter- entwickeln

2

Eine Anpassung des Referenzertragsmodells des § 36h EEG in der vorgelegten Form lehnen wir klar ab. Die Wirtschaftlichkeit besonders geeigneter Windenergiestandorte wird dadurch gefährdet. In dem als Küstenregion definierten Schleswig-Holstein soll zukünftig ein Gütefaktor von mindestens 80 % gelten. Bereits heute liegt jedes vierte Projekt unterhalb dieses Wertes. Mit der besonderen Benachteiligung starker Standorte durch den gedeckelten Redispatchvorbehalt und die Wirkleistungsbegrenzung aus dem sogenannten Netzpaket wird der Anteil von Standorten unterhalb des Gütefaktors von 80 % noch ansteigen. Die Regionalisierung über eine Südregion hinaus ist ersatzlos zu streichen.

Eine Erhöhung des Korrekturfaktors in der Südregion wird zudem Mehrkosten für den Zubau der Windenergie in der Südregion verursachen. Damit werden die Systemkosten, entgegen den Zielen der Bundesregierung, steigen. Sachgerecht wäre eine Streichung der weiteren Regionalisierung und eine Beibehaltung des Korrekturfaktors von 1,55 in der Südregion.

Bürgerwind mit eigenem Ausschreibungssegment unterstützen

Bürgerenergie schafft regionale Wertschöpfung, stärkt die Akteursvielfalt und sichert Akzeptanz für den Zubau weit über das Einzelprojekt hinaus. Allerdings ist die Frühphase der Projektentwicklung mit überdurchschnittlich hohen Risiken und Aufwendungen verbunden.

Bürgerwindprojekte weisen eine deutlich andere Kostenstruktur auf: Sie benötigen einen hohen Anteil an Fremdkapital, können aufgrund ihrer oft geringeren Größe meist nicht von verbesserten Liefer- und Einkaufskonditionen profitieren und sich nur selten durch weitere Projekte querfinanzieren. Nicht zuletzt tragen sie auch eine besondere Verantwortung, da sie mit privatem Kapital von Bürgerinnen und Bürgern wirtschaften.

Damit haben Bürgerwindprojekte gegenüber großen Projektierern einen entscheidenden Wettbewerbsnachteil. Die existierende Möglichkeit zur Ausschreibungsbefreiung ist dabei aufgrund der Begrenzung auf 18 MW und der unklaren Festlegung des Vorvorjahres-Zeitpunktes zur Bestimmung der Förderhöhe nicht praxistauglich.

Zur Abmilderung dieser strukturellen Nachteile und für mehr Marktlogik schlägt ARGE NETZ in Anlehnung an das Modell des Bundesverband Windenergie (BWE) die Einführung eines eigenen Ausschreibungssegments für Bürgerwindprojekte in den Ausschreibungen für Wind an Land vor. Hierdurch wird ein „Wettbewerb unter Gleichen“ ermöglicht, der einerseits die wettbewerbliche Ermittlung des Zuschlagswerts wahrt und andererseits eine zielgerichtete und effiziente Absicherung von Bürgerwindprojekten sicherstellt.

Eigenes Ausschreibungssegment zur Stärkung von Bürgerwindprojekten einführen

3

Eckpunkte für ein eigenes „Bürgerwindsegment“

Ausschreibungsvolumen: 2 GW / Jahr verteilt auf zwei Ausschreibungsrunden (01.03. und 01.09.)

Teilnahmeberechtigung: Bürgerenergiegesellschaften nach § 3 Nr. 15 EEG

- Nicht-verauktionierte Volumina verbleiben im Bürgerwindsegment – mit der Möglichkeit zur Anpassung des Ausschreibungsvolumens durch die BNetzA
- Verauktionierte Volumina werden im Jahr nach der Inbetriebnahme der bezuschlagten Projekte vom regulären Ausschreibungsvolumen „Windenergie an Land“ abgezogen
- Der Höchstwert entspricht dem des „regulären“ Segments

➔ Damit bleibt die bisherige EEG-Systematik zur Anrechnung von Bürgerwindvolumina auf das Gesamtvolumen bestehen. Lediglich innerhalb des Bürgerwindsegments soll das bisherige System der Ausschreibungsbefreiung in eine marktliche Ausschreibungssystematik überführt werden.

Der Bundesverband Windenergie (BWE) hat dazu einen konkreten Vorschlag vorgelegt, den wir unterstützen¹.

§ 21b EEG: Direktbelieferung der Industrie vereinfachen

Die Direktbelieferung mit erneuerbaren Energien stellt für Industrieunternehmen eine große Chance dar. Viele Industrieunternehmen benötigen direkten Zugang zu erneuerbarem Strom, um Dekarbonisierungsvorgaben entlang internationaler Lieferketten zu erfüllen. Bestehende regulatorische Hürden erschweren jedoch wirtschaftlich sinnvolle Direktbelieferungsmodelle. Obwohl die Industriestrombelieferung einige Vorteile hat, gibt es nach wie vor wenig Direktbelieferung in der Praxis.

Direktbelieferung der Industrie durch Abbau räumlicher Vorgaben vereinfachen

4

Die Direktbelieferung der Industrie, die eine direkte physische (und nicht nur eine bilanzielle) Stromlieferung ohne Nutzung des öffentlichen Stromnetzes meint, hat ihre rechtliche Grundlage im EEG. Ein maximaler räumlicher Abstand zwischen Erzeugungsanlage und Abnehmer ergibt sich aufgrund der mit zunehmender Distanz abnehmenden Wirtschaftlichkeit. Gesetzliche Vorgaben sind nicht notwendig und schränken die Direktbelieferung ein. Zur Vereinfachung sollte das Kriterium der **räumlichen Nähe** in § 21b Abs. 4 Nr. 2 lit a EEG gestrichen werden.

PPA-Absicherung zur Stärkung marktbasierter Finanzierung einführen

Zur Stärkung des marktlichen Segments beim Zubau ist eine staatliche Absicherung der PPAs notwendig. Die einmalige Wechselmöglichkeit aus der Förderung und Abschöp-

¹ Stellungnahme des BWE zum EEG 2027 vom 17.07.26 – Kapitel 3.6.3 (https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/04-politische-arbeit/01-gesetzgebung/20260723_BWE_Stellungnahme_EEG_Novelle.pdf)

fung verstärkt den Bedarf nach einer Stärkung der PPA noch. Nur so können die verschiedenen Bedarfe von Abnehmern und Anbietern übereinander gebracht werden. Außerdem würde eine Absicherung kleineren Abnehmern den Zugang zu großen Strommengen wie bei der Windenergie an Land ermöglichen.

Durch Pooling auf Abnehmer- wie Anbieterseite wären eine Teilhabe und damit die Möglichkeit zu einem günstigen grünen Strombezug eröffnet.

Die Absicherung von PPA sollte dabei ohne Rückgriff auf das EEG erfolgen. Damit wird eine Vermischung der beiden Märkte vermieden, das EEG Konto entlastet und zugleich Klarheit für die investiven Rahmenbedingungen geschaffen. Der PPA bleibt ein echter Marktvertrag. Der Staat versichert lediglich ein definiertes Ausfallrisiko und ermöglicht damit bankfähige Langfristverträge.

PPA-Absicherung zur Verbesserung langfristiger Finanzierungen einführen

5

Eine PPA Absicherung sollte das **Abnehmerrisiko** abdecken. Windenergieanlagen haben einen langfristigen Finanzierungsbedarf von 20 Jahren. Stromabnehmer hingegen wollen sich eher kurz- bis mittelfristig feste Strompreise sichern und für einen entsprechenden Zeitraum die Abnahme der Strommengen garantieren. Um die Lücke zwischen den zeitlichen Bedarfen zu decken, kann eine **PPA Absicherung der Abnahme** einspringen.

Dazu sollte die Übernahme der Abnahmeverpflichtung für die Insolvenz des Abnehmers staatlich garantiert werden. Für die finanzierenden Banken wird so das Ausfallrisiko des Zahlungsflusses für den Anlagenbetreiber abgedeckt und eine günstige Finanzierung mit hohen Fremdkapitalquoten gesichert. Das ermöglicht den Betreibern das Angebot von attraktiven Strompreisen für die PPAs.

Denkbar wäre ein Modell, indem bei einem Abnehmerausfall der Staat 80 % der Differenz aus dem vereinbarten PPA Preis und dem Spotmarkterlös übernimmt. Sollte am Spotmarkt ein Erlös oberhalb des PPA Preises erzielt werden, werden die Mehrerlöse zur Finanzierung des Instruments abgeschöpft. Dieses Instrument läuft für 12 Monate. In dieser Zeit muss der Anbieter einen neuen PPA Abnehmer finden.

Ein **einmaliger Wechsel** aus dem CfD in die **PPA Absicherung** sollte möglich sein. Eine **Rückkehr** in das Förderregime ist hingegen **ausgeschlossen**.

§ 36d EEG: Begrenzung von Entgelten zur Nutzung von Grundstücken zur Errichtung und zum Betrieb von Windenergieanlagen an Land

Das vorgeschlagene Modell einer Pachtbegrenzung lehnen wir klar ab. Die intendierte Wirkung einer Begrenzung der Kosten für die Errichtung einer Windenergieanlage sind nachvollziehbar. Die ARGE NETZ unterstützt eine Pachthöhenbegrenzung grundsätzlich. Für staatlich geförderte Projekte ist die Beschränkung der Pachten verständlich. Allerdings ist das vorgeschlagene Modell zu bürokratisch und passt nicht zur Realität der Projekte. Der Stichtag ist nicht praktikabel und würde zu erheblichen Unsicherheiten für bereits bestehende Flächenpachten führen. Der vorgeschlagene Grenzwert ist zu erhöhen. Der Bundesverband WindEnergie hat einen geeigneten Vorschlag vorgelegt. Diesen unterstützen wir.

Pachthöhenbegrenzung streichen

6

Die Einführung einer Pachthöhenbegrenzung ist sinnvoll. Wir regen den Rückgriff auf das Modell des Bundesverband WindEnergie an. Hier ist eine Pachtobergrenze von 7 % auf die gesamten Stromerlöse unter Einbezug von Zahlungen vor Inbetriebnahme der Projekte vorgesehen. Für die Ausschreibungsteilnahme und die Zuschlagserteilung wird die Begrenzung Voraussetzung. Die Sanktionsmöglichkeiten sind wie im Kabinettsbeschluss zur Einhaltung der Pachthöhenbegrenzung geeignet.

Unser Vorschlag:

- Eigenerklärung bei Gebotsabgabe
- Dauerhaft nicht mehr als 7 % des Stromerlöses beträgt
- Vorab geleistete Zahlungen werden berücksichtigt
- Die Einhaltung wird damit Auflage für den Zuschlag und muss durch die Bundesnetzagentur prüfbar sein
- Bei Verstoß startet ein dreistufiges Verfahren:
 - Die Bietenden werden innerhalb von drei Monaten durch die BNetzA angehört
 - Wird der Verstoß nicht behoben, verhängt die BNetzA eine Pönale
 - Wird der Verstoß nicht behoben, kann eine angemessene Erhöhung zur Beseitigung des Verstoßes erfolgen.

§ 28c EEG, § 28d EEG: Ausschreibungsvolumen Biomasse, Ausschreibungsvolumen Biomethan

Das Ausschreibungsvolumen für Biomasseanlagen wird im Entwurf des EEG 2027 nun unterschiedlich auf die Jahre bis 2032 verteilt. Der absteigende Pfad zeigt dabei in die falsche Richtung. Er müsste ansteigen und zudem erhöht werden aufgrund des Entfalls der Biomethanausschreibungen. Die leichte Anhebung des Ausbauspades auf nun insgesamt 9.500 MW kompensiert den kompletten Verlust der Biomethanausschreibungen nicht. Die Streichung der Biomethanausschreibung und damit der Entfall des geförder-ten Zubaus lehnen wir klar ab.

Das Volumen der Biomasseausschreibungen reicht weiterhin nicht aus, um die notwen-dige Leistung der Biomasse für ihren systemischen Beitrag im Energiesystem zu sichern. Biomasse kann insbesondere in Zeiten geringer Wind- und Solarproduktion flexibel und systemdienlich einspringen. Für die Versorgungssicherheit gewinnt diese steuerbare er-neuerbare Erzeugung daher zunehmend an Bedeutung.

Biomasse zur Stärkung flexibler Erzeugungskapazitäten ausbauen

7

Das Ausschreibungsvolumen der Biomasseanlagen sollte noch weiter angehoben werden. Als Flexibilitätserbringer sind Bio-masseanlagen besonders geeignet und haben eine hohe syste-mische Relevanz. Zugleich sind sie eine heimische Erzeugungs-form, die nicht auf importierte Brennstoffe aus Krisenregionen der Welt angewiesen ist.

§ 6 EEG: Kommunale Beteiligung

Kommunale Beteiligung über § 6 EEG ist gelebte Praxis der Erneuerbaren Energien ge-worden. In Schleswig-Holstein gab es zudem schon immer eine direkte Beteiligung der Menschen vor Ort. Diese geht weit über eine bloße Zahlung an die Gemeinden hinaus und schafft eine starke Identifikation mit der Energiewende. Zur Erfassung der Mengen unter der kommunalen Beteiligung hat sich das Bundesministerium zu einer Klarstellung entschlossen. 0,3 Cent sind nach dem Kabinettsbeschluss für jede erzeugte kWh zahl-bar. Gleichzeitig bleiben nur die tatsächlich eingespeisten kWh in Höhe von 0,2 Cent er-stattungsfähig.

Ohne eine Angleichung der erzeugten und erstattungsfähigen Strommengen und des gezahlten Betrages droht die kommunale Beteiligung in der Praxis erheblich an Wirkung zu verlieren. Zudem würde die Mehrbelastung für die Betreiber direkt in deren Gebote für die Ausschreibungen eingepreist. Damit würde der Strompreis steigen.

Durch die Abrechnung auf Basis des Jahresmarktwerts steht der endgültige Förderanspruch erst nach Jahresende fest. Nach § 6 EEG muss die Zahlung an die Gemeinde jedoch bereits vorher erfolgen. Dadurch entsteht für Betreiber das Risiko rückwirkend nicht erstattungsfähiger Zahlungen. Die Fälligkeit der kommunalen Beteiligung sollte daher an die endgültige Jahresabrechnung mit dem Netzbetreiber gekoppelt werden.

Kommunale Beteiligung praktikabel ausgestalten

8

Damit die erzeugte Menge den Kommunen tatsächlich angeboten wird, ist eine Angleichung von zahlbarem und erstattungsfähigem Betrag erforderlich. Zudem ist in einer Klarstellung der Ausschluss von Querlieferungen, Eigenverbrauch und sonstigen Strommengen nötig. Es sollten alle Mengen ausgeschlossen werden, welche nicht eingespeist werden und keiner anderen Nutzung, wie etwa der Sektorenkopplung zugeführt werden.

§ 6 Abs. 5 EEG sollte ebenfalls auf die erzeugte Strommenge angeglichen werden

(5) Für die tatsächlich ~~eingespeiste~~ **erzeugte** Strommenge [...]

Die gesetzliche Regelung sollte so angepasst werden, dass die Zahlung nach § 6 EEG erst nach Vorliegen der endgültigen Jahresabrechnung mit dem Netzbetreiber erfolgen muss. Alternativ sollte klargestellt werden, dass eine auf Basis der vorläufig eingespeisten Strommenge geleistete Zahlung auch dann vollständig erstattungsfähig bleibt, wenn sich nachträglich eine geringere förderfähige Strommenge ergibt.

§ 100 EEG: Übergangsbestimmungen

Der Bestandsschutz ist für den Industriestandort Deutschland von zentraler Bedeutung. Die richtige Wahl der Übergangsbestimmungen ist für das weitere Investitionsvertrauen zentral. Die Projekte für die Errichtung haben dabei nach Technologie unterschiedliche, doch immer mehrjährige Vorlaufzeiten. Projekte, die sich im kommenden Jahr in den Ausschreibungen für einen Zuschlag bewerben, haben bereits mehrere Jahre der Entwicklung und des finanziellen Mitteleinsatzes hinter sich.

Es wäre fatal, diese Projekte kurz vor dem Ziel der Realisierung durch suboptimale Übergangsbestimmungen aus dem dringend benötigten Hochlauf der Erneuerbaren Pipeline auszuschließen.

Parallellaufende Prozesse wie das Netzpaket oder AgNes bei der Bundesnetzagentur müssen in eigenen Übergangsbestimmungen die Investitionssicherheit gewährleisten. Gerade im AgNes Prozess ist dies bei der Einführung von Kapazitätsentgelten nicht ausreichend gewährleistet. Projekte, die 2027 in die Ausschreibung gehen können unmöglich erste Ende 2026 festgelegte Kosten einkalkulieren, die ab 2029 gelten sollen. Hier muss die Bundesnetzagentur dringend nachbessern.

Im Netzpaket ist für die Einführung einer Wirkleistungsbegrenzung dringend eine passgenaue Übergangsvorschrift vorzusehen. Anlagen mit einem Anschluss 2027, also einem Zuschlag von vor bis zu zwei Jahren, konnten eine Wirkleistungsbegrenzung in der wirtschaftlichen Kalkulation nicht berücksichtigen. Hierfür muss dringend eine Lösung gefunden werden, um grundgesetzliche Bedenken zu adressieren.

Verlässliche Übergangsregelungen zur Sicherung bestehender Investitionen schaffen

9

Die Regelung für eine Fortgeltung des jeweils gültigen EEG für Anlagen mit einem Zuschlag, mit Inbetriebnahme oder mit Stromlieferung vor dem 1.1.2027 begrüßen wir ausdrücklich. Projekte, welche bereits einen Zuschlag unter den Regelungen eines vorherigen EEGs erhalten haben, müssen unbedingt zu den damals gültigen Konditionen realisiert werden. Wo bereits ein Zuschlag in den Ausschreibungen erfolgt ist, kann die Finanzierung nachträglich nicht mehr angepasst werden.

Für Bürgerwindenergieprojekte ist dringend eine Ergänzung notwendig. Diese haben bereits in mehrjähriger Vorlaufzeit Gelder investiert, die Abschöpfung des neuen EEG konnte aufgrund Unkenntnis der genauen Entwicklung nicht eingeplant werden. Damit diese Projekte nicht kurz vor der Umsetzung scheitern, sollte für sie die Meldung bei der Bundesnetzagentur vor dem 1.1.2027 die Konditionen des zu dem Zeitpunkt gültigen EEG sichern.

Vorschlag eines § 100 Abs. 1 lit. d):

d) die vor dem 1. Januar 2027 nach § 22b Abs. 1 Nr. 1 der Bundesnetzagentur mitgeteilt haben, dass die Windenergieanlagen an Land Anlagen einer Bürgerenergiegesellschaft sind,

Projekte müssen eventuell zusätzlich entstehende Anforderungen lang genug vor der Teilnahme an Ausschreibungen einplanen können. Aus diesem Grund ist die Ausgestaltung der Verordnung zu Resilienzausschreibungen elementar. In den Übergangsbestimmungen des EEG könnte daher geregelt werden, dass die Resilienzausschreibungen 2027 für Projekte geöffnet werden, welche die Resilienzkriterien nicht erfüllen. Damit würde das Ausschreibungsvolumen für das Jahr 2027 gesichert, sollte eine unterjährige Verrechnung nicht umgesetzt werden.

Für Biomasseanlagen wurde der Maisdeckel in den Ausschreibungen des Jahres 2026 auf 25 % festgelegt und mit dem EEG 2027 wieder auf 30 % erhöht. Bei Anlagenbündelungen mit Anlagen aus dem Ausschreibungsjahr 2026 ist nun immer die untere Grenze von 25% einzuhalten, selbst wenn Neuanlagen nach 2027 mit einem Maisdeckel von 30 % in Betrieb gehen. Aus Gründen des Bürokratieabbaus wäre eine Ergänzung der Übergangsbestimmungen um eine rückwirkende Anhebung des Maisdeckels auf 30 % sinnvoll. Der Maisdeckel kann alternativ aus dem EEG gestrichen werden. Über die THG Minderungsvorgaben der RED III ist der Einsatz bei Bestands- und Neuanlagen bereits entsprechend begrenzt.

§§ 28, 28e EEG: Ausschreibungsvolumen Wind an Land, Ausschreibungsvolumen Resilienzausschreibung

Die Festschreibung des weiteren Ausbauvolumens für die Windenergie an Land auf jährlich 10 GW bis zum Jahr 2032 begrüßen wir ausdrücklich. Das zusätzliche Sondervolumen von 12 GW Wind an Land ist geeignet, die bestehende Lücke im Ausschreibungsvolumen für die Zielerreichung von einem Zubau von 115 GW für das Jahr 2030 zu schließen. Dazu trägt die ambitionierte Umsetzung der zusätzlichen 12 GW in den Jahren 2027 bis 2029 bei.

Durch die Umsetzung des europäischen Net-Zero-Industry-Act (NZIA) in den Resilienzausschreibungen ergibt sich eine Verschiebung des Ausbauvolumens. Das Volumen der Resilienzausschreibungen wird dem Volumen des jeweiligen Jahres abgezogen.

Die 3,5 GW der Resilienzausschreibungen werden erst im Folgejahr wieder dem Kontingent gutgeschrieben, sollten sie nicht bezuschlagt worden sein. Das setzt das Zubauziel für 2030 zusätzlich unter Druck und kann zu starken Schwankungen im regulären Ausbavolumen führen.

Resilienzausschreibungen ohne Ausbauhemmnisse ausgestalten, Volumen jährlich anheben

10

Aus den oben genannten Gründen sollten die NZIA Mengen nicht erst im Folgejahr dem regulären Ausschreibungsvolumen zugeführt werden. Nicht bezuschlagte Mengen aus dem einmaligen Termin der Resilienzausschreibung ab dem Jahr 2027 sollten unterjährig auf die folgenden regulären Ausschreibungstermine verteilt werden.

Aktuell sind durch die Beschleunigungsbemühungen der Politik zahlreiche Projekte genehmigt. Die Umsetzung eines Sondervolumens ist angesichts dieser Genehmigungslage folgerichtig: Die Branche ist für die Befüllung und Umsetzung dieses Sondervolumens gut aufgestellt.

§§ 28a, 28e EEG: Ausschreibungsvolumen Solaranlagen des ersten Segments, Ausschreibungsvolumen Resilienzausschreibung

Die Erhöhung des Ausschreibungsvolumens für Solaranlagen des ersten Segments auf jährlich 14 GW bis zum Jahr 2032 begrüßen wir ausdrücklich. Durch die Umsetzung des europäischen Net-Zero-Industry-Act (NZIA) in den Resilienzausschreibungen ergibt sich eine Verschiebung des Ausbavolumens. Das Volumen der Resilienzausschreibungen wird dem Ausschreibungsvolumen von 14 GW abgezogen. Die 500 MW der Resilienzausschreibungen werden erst im Folgejahr wieder dem Kontingent von 14 GW gutgeschrieben, sollten sie nicht bezuschlagt worden sein.

Resilienzausschreibungen zur Sicherung des Solarzubaues flexibilisieren

11

Die Anhebung der Ausschreibungsvolumen für die PV-Freifläche begrüßen wir.

Aus den oben genannten Gründen sollten die NZIA Mengen nicht erst im Folgejahr dem regulären Ausschreibungsvolumen zugeführt werden. Nicht bezuschlagte Mengen aus dem einmaligen Termin der Resilienzausschreibung ab dem Jahr 2027 sollten unterjährig auf die folgenden regulären Ausschreibungstermine verteilt werden.

§ 39n EEG: Resilienzausschreibungen

Mit den Resilienzausschreibungen des EEG-Entwurfs werden die europäischen Vorgaben des Net-Zero-Industry-Act in das EEG überführt. Der NZIA war aus der Branche angetrieben worden, um Sicherheitsinteressen bei kritischen Infrastrukturen zu berücksichtigen und ein level-playing-field zu schaffen. Dieses ursprüngliche Ziel erreicht die Umsetzung nun leider nicht.

Im EEG werden nun 3,5 GW Volumen jährlich für die Windenergie an Land und 500 MW jährlich für Solaranlagen des ersten Segments vorgesehen. Diese Volumina werden vom regulären Volumen der Ausschreibungen im gleichen Jahr abgezogen. Nicht-bezuschlagte Mengen werden aber erst im Folgejahr dem regulären Segment zugerechnet. Wie bereits dargestellt sollte diese Verrechnung aufgehoben werden. Das Volumen der Resilienzausschreibungen sollte im gleichen Jahr auf die übrigen regulären Ausschreibungstermine übertragbar werden. Genaueres zur Ausgestaltung der Resilienzausschreibung soll eine noch unbekannte Verordnung regeln. Für die Umsetzbarkeit ist diese Verordnung entscheidend.

Resilienzaanforderungen praxistauglich und bürokratiearm ausgestalten

12

Für die nationale Umsetzung im EEG ist eine **Harmonisierung** mit anderen **Mitgliedsstaaten der Europäischen Union** nötig. Der einheitliche europäische Markt für EE-Technologien muss gewahrt bleiben. Damit eine Anwendung der Resilienzausschreibung erfolgen kann, müssen die Rahmenbedingungen und Anforderungen so einfach wie möglich sein.

Da im deutschen Genehmigungsverfahren bereits umfangreiche Anforderungen zu erfüllen sind, **bedarf es nur sehr geringer weiterer Prüfungsschritte oder Nachweispflichten**. Diese müssen möglichst einfach umgesetzt werden. Im Sinne der Reduktion von bürokratischen Anforderungen ist das für die Bietenden und die Bundesnetzagentur als zuständige Behörde zentral.

Je nach Anforderungsgrad vonseiten der Politik, muss hierbei ggf. auch über eine **Anpassung des Höchstwertes** entschieden werden. So wie in der Durchführungsverordnung des NZIA vorgesehen, sind **Bürgerenergiegesellschaften** als nationale Ausformung der europäisch definierten Erneuerbare-Energien-Gemeinschaft und **KMU von einigen der Regelungen auszunehmen**.

§ 21e EEG: Ausstieg aus der Förderung und Abschöpfung

Eine einmalige Wechselmöglichkeit aus der Förderung und Abschöpfung ist richtig. Allerdings ist die Beschränkung auf die ersten zehn Betriebsjahre einer Erneuerbaren Erzeugungsanlage nicht nachvollziehbar. Diese zeitliche Beschränkung sollte gestrichen werden. Aus unserer Sicht ist es für eine Anlage deutlich wahrscheinlicher, mit fortlaufender Betriebsdauer aus der Förderung und damit der Abschöpfung auszusteigen.

Beleg dafür ist der aktuelle PPA Rahmen von maximal fünf Jahren. Ein später Ausstieg aus Förderung und Abschöpfung, beispielsweise im 15. Betriebsjahr würde ebenso zu einer Entlastung des EEG-Kontos und damit des Bundeshaushaltes führen. Sollte ein Anlagenbetreiber früher in der Betriebsphase eine dauerhafte Erlösoption außerhalb der Förderung des EEG finden, würde er entsprechend früher von der Wechselmöglichkeit Gebrauch machen.

Wechselmöglichkeit aus der Förderung zur Stärkung marktlicher Modelle entfristen

13

Wenn Anlagenbetreiber dem Netzbetreiber in Textform mitteilen, dass sie für den in der Anlage erzeugten Strom keine Förderung nach § 19 Absatz 1 Nummer 1 mehr in Anspruch nehmen wollen, entfällt

1. der Anspruch nach § 19 Absatz 1 Nummer 1 und 2.
2. die Zahlungspflicht nach § 21d Absatz 1

für die Zukunft ab dem ersten Kalendertag des Folgejahres der Mitteilung. Diese Mitteilung kann einmalig ~~bis zum Ablauf des zehnten Kalenderjahres nach Inbetriebnahme der Anlage~~ erfolgen.

§ 37 EEG: Benachteiligte Gebiete für Solar öffnen

Benachteiligte Gebiete müssen für den Ausbau der Solarenergie besser nutzbar werden. Dafür braucht es eine Klarstellung im EEG, dass Flurstücke nur insoweit von einer finanziellen Förderung ausgeschlossen werden, wie diese tatsächlich schutzbedürftig sind.

Benachteiligte Gebiete zur Erschließung zu- sätzlicher Solarpotenzi- ale öffnen

14

Für bestimmte Gebietskategorien ist die Nutzung nachvollziehbar ausgeschlossen, wie etwa für Natura 2000 Flächen. Der **nicht unter Schutz stehende Teil eines Flurstückes sollte nutzbar sein**. Dafür muss § 37 Abs. 1 Nr. 2 lit. h ergänzt werden.

§§ 37b, 37d EEG: Höchstwert besondere Solaranlagen, besonderes Zuschlagsverfahren für Solaranlagen des ersten Segments

Für besondere Solaranlagen gelten besondere Anforderungen an die Installation oder den Standort. Diese sind sinnvoll, um die Doppelnutzung von Flächen zu ermöglichen und so Flächenkonflikte zu reduzieren. Die Anforderungen sorgen für maßgeschneiderte Lösungen, welche Mehrkosten im Vergleich zu Standardlösungen aus dem Bereich der PV-Freifläche verursachen.

Besondere Solaranlagen stärken

15

Um maßgeschneiderte Lösungen umzusetzen, ist der Einsatz höherer finanzieller Mittel erforderlich. Hier geht es vor allem um Agri-PV, Parkplatz-PV, Moor-PV, Floating-PV und Biodiversitäts-PV. Die Kosten für die Errichtung und den Betrieb dieser Flächendoppelnutzungsanlagen liegt dabei höher als die für Standard Freiflächen-PV. Der vorgesehene Bonus in Höhe von 0,5 Ct/kWh macht die Umsetzung nicht wirtschaftlich. Eine eigene Ausschreibungsreihung nach § 37d verbessert die Erfolgsaussichten deutlich und sollte daher nicht gestrichen werden.

§ 20 EEG: Zahlungsanspruch

Durch die Änderungen in § 20 EEG müssen bestimmte Anlagen zukünftig ausdrücklich die Inanspruchnahme der Förderung nach dem EEG erklären und sich damit zugleich dem Refinanzierungsbetrag zuordnen. Für Anlagen, welche an Ausschreibungen teilnehmen, gilt diese Pflicht nicht. Sie haben zudem keine Möglichkeit, nur eine Teilmenge der im Zuschlag bestimmten Leistung der Förderung und Abschöpfung zuzuordnen.

Diese Aufteilung können sie nur erreichen, indem ihr Zuschlag nicht die gesamte Leistung abdeckt. Für Anlagen außerhalb der Zuschlagspflicht, bei Wind an Land vor allem Bürgerenergie und Pilotwindanlagen, kann eine Erklärung innerhalb der ersten sechs Monate abgegeben werden.

Flexible Vermarktungsmodelle für Teilmengen ermöglichen

16

Die Anlagen mit einem gesetzlich festgelegten Höchstwert müssen für eine Inanspruchnahme ausdrücklich gegenüber dem Netzbetreiber den Willen dazu erklären. Die Möglichkeit zur Aufteilung in unterschiedliche Strukturen kann dabei eine Option für eine Vermarktung außerhalb des EEG sein.

In der Finanzierbarkeit stellt dies allerdings ein erhebliches Risiko dar. Mit einer breiten Anwendung ist daher aus unserer Sicht nicht zu rechnen.

§ 39n EEG: Entfall der Innovationsausschreibung

Die Innovationsausschreibungen sollten aus unserer Sicht nicht restlos entfallen. Denkbar wären diese für neue innovative Konzepte jenseits der Kombination von Erzeugungsanlage und Speichern. Beispiele dafür sind die Kombination von erneuerbarer Strom- mit Wärmeerzeugung. Außerdem ist ein Modell zur Stärkung von Systemdienstleistungen aus Erneuerbaren denkbar.

Sektorenkopplung über Innovationsausschreibungen stärken

17

Eine Förderung für Projekte, bei denen Wind- oder Photovoltaikanlagen mit Großwärmepumpen, Power-to-Heat-Anlagen, Wärmespeichern oder industrieller Prozesswärme verbunden werden ist unser Vorschlag. Entscheidend ist, dass ein verbindlicher Anteil des erzeugten Stroms tatsächlich zur Dekarbonisierung des Wärmesektors beiträgt und systemdienlich eingesetzt wird, etwa 25 Prozent Mindestschwelle zzgl. einer weiteren Anreizung zur Erhöhung der Erzeugung je Jahresstromerzeugung (Bonusstufe).

Die Förderung kann dabei auf zwei Wegen erfolgen. Zum einen über ein CfD, bei dem eine Marktpremie nur für denjenigen Stromanteil gezahlt wird, der nachweislich in Wärme überführt wird. Der übrige Strom wird regulär vermarktet. So entsteht ein gezielter Anreiz für echte Sektorenkopplung, ohne Projekte zu fördern, die sich ohnehin am Markt tragen.

**Systemdienstleistungen
erneuerbarer Energien
gezielt fördern**

18

Zum anderen halten wir eine Flexibilitätsprämie für sinnvoll. Diese soll Projekte unterstützen, die Strom vor allem dann in Wärme umwandeln, wenn viel erneuerbare Energie im Netz ist oder Abregelungen drohen. Auf diese Weise werden Netze entlastet und erneuerbare Überschüsse sinnvoll genutzt.

Bisher werden zahlreiche Systemdienstleistungen noch nicht durch Erneuerbare Energien erbracht. Eine Innovationsausschreibung kann diese zusätzlich anregen. Denkbar sind hier Kombinationen von Erzeugungsanlagen und Speichern mit Aufgaben zur Schwarzstartfähigkeit. In einem Black Out muss das Netz aus einzelnen Inseln erneut angefahren werden. EE-Erzeugungsanlagen können das, haben dafür aber bisher keinen Marktzugang.

§§ 11a und 11b EEG: Recht zur Verlegung von Leitungen, Recht zur Überfahrt während der Errichtung und des Rückbaus

Betreiber von Erneuerbaren-Anlagen müssen die Leitung zum Anschluss ihrer Anlage an den Netzverknüpfungspunkt selbst planen, errichten und finanzieren. Jedoch sind Betreiber im Vergleich zu Netzbetreibern mit deutlich schwächeren Rechten ausgestattet. Es kommt daher oft zu längeren Verhandlungen mit Grundstücks-Eigentümern, die oftmals sehr hohe Einmalentschädigungen, aber auch jährliche Durchleitungsgebühren verlangen. Dadurch steigen die volkswirtschaftlichen Kosten, Projekte werden erheblich verzögert und teilweise sogar aufgegeben.

Eine beschleunigte Erschließung von Erneuerbare-Energien-Anlagen erleichtert auch den Aufbau von Direktleitungen zu Industrieunternehmen. Dadurch können Unternehmen schneller von günstigem erneuerbarem Strom profitieren und ihre internationale Wettbewerbsfähigkeit stärken.

Duldungspflichten zur Beschleunigung von Netzanschlüssen ausweiten

19

In den §§ 11a und 11b EEG ist das Recht zur Verlegung von Leitungen und das Recht zur Überfahrt während der Errichtung und des Rückbaus von EE-Anlagen in einem ersten Schritt geregelt. Diese Regelung gilt nur für die öffentliche Hand. Die beiden vorgenannten Rechte sollten auf private Eigentümer und sonstige Nutzungsberechtigte erweitert werden.

Schall- und Schattenregelung § 31k BImSchG verstetigen

Um die Strompreise dauerhaft zu senken, müssen neben dem beherzten Zubau alle vorhandenen Erzeugungspotenziale effizienter ausgenutzt werden. Die Regelung des § 31k Bundes-Immissionsschutzgesetzes hat es Windenergieanlagen ermöglicht, während der Gasnotlage in den Wintermonaten deutlich mehr Strom zu produzieren.

Mit einer länger andauernden Energiekrise durch die Sperrung der Straße von Hormus sollte diese Regelung erneut möglich gemacht werden. Dazu wurden die Auflagen im Schallschutz und zum Schutz vor Schattenschlag ausgesetzt. Jede zusätzliche Kilowattstunde aus Windenergie kann zur Senkung der Strompreise und zur Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit beitragen. Die Möglichkeit aus § 31 k sollte nun wieder eingeführt und in der Folge verstetigt werden.

Sonderregelungen für Windenergie zur Steigerung der Stromerzeugung verstetigen

20

Mit dieser Maßnahme konnten durchschnittlich 2,8 Prozent mehr Strom erzeugt werden, an vielen Standorten bis zu 5 Prozent. Um den Output bei Windenergieanlagen zu erhöhen, muss eine Wiederaufnahme und dauerhafte Verstetigung der am 15. April 2024 entfallenen Regelung in § 31k BImSchG zügig umgesetzt werden.

EE-Flächen steuerlich als landwirtschaftlich behandeln

Nach aktueller Rechtslage verlieren landwirtschaftliche Flächen durch die Nutzung für PV- oder Windenergieanlagen ihren Status als landwirtschaftliche Fläche und werden stattdessen steuerrechtlich als Gewerbefläche kategorisiert. Während landwirtschaftliche Flächen im Erbfall von Erbschafts- und Schenkungssteuer größtenteils befreit sind, fallen bei der Vererbung von Gewerbeflächen teils erhebliche Steuerzahlungen an. Aus diesem Grund sinkt bei vielen Landwirten die Bereitschaft, ihre Flächen für die Errichtung von EE-Anlagen zur Verfügung zu stellen.

Steuerliche Gleichstellung von EE-Flächen zur Verbesserung der Flächenverfügbarkeit sichern

21

Um auch weiterhin genügend Flächen für den EE-Ausbau mobilisieren zu können, dürfen **landwirtschaftliche Flächen** durch die Errichtung von EE-Anlagen steuerrechtlich **nicht weiter als Gewerbeflächen kategorisiert** werden. Die Anlagen können nach Ablauf ihrer Lebensdauer komplett zurückgebaut und die Flächen wieder der landwirtschaftlichen Nutzung zugeführt werden. Die steuerrechtliche Zuordnung als Gewerbefläche sollte nur bei dauerhaft landwirtschaftsfremder Nutzung greifen.

Es bedarf einer entsprechenden **Klarstellung zum vorübergehenden Nutzungscharakter von EE-Anlagen** und dem Verbleib der entsprechenden Flächen im land- und forstwirtschaftlichen Vermögen in den §§ 232 und 233 des Bewertungsgesetzes.

Bioenergie durch Speicherintegration flexibilisieren

Für die Flexibilisierung werden Biogasanlagen derzeit mehrfach überbaut. Das bedeutet die Installation von zusätzlichen Motoren, die Bereitstellung von mehr Lagerfläche für die Biomasse und weitere bauliche Erweiterungen und Änderungen an den Anlagen und den zugehörigen Höfen.

Bioenergie durch Speicherintegration und eigene Ausschreibungen flexibilisieren

Für eine Flexibilisierung, also die Verschiebung erzeugter Energiemengen in andere Stunden des Tages, **kommen für Biogasanlagen ebenso BESS in Betracht**. Um die höheren Kosten bei der Finanzierung abzusichern, reichen die Höchstwerte der regulären Ausschreibung nicht aus. In den Innovationsausschreibungen des EEG ist der maximale Höchstwert ebenso zu gering. Hier würden andere Technologiekombinationen Bioenergie verdrängen.

22

Daher benötigt die Bioenergie **eine eigene Innovationsausschreibung für Bioenergie plus Speicher**.

Netzanschlusspunkte der Bioenergie flexibilisieren

Viele Biogasanlagen haben sich bereits flexibilisiert. Sie sind in der Lage, ihre Energieeinspeisung nach den Bedarfen nach Grünstrom auszurichten. Nun müssen die Netzanschlusspunkte flexibel werden. Damit können Biogasanlagen die Flexibilisierung zum Nutzen des Energiesystems optimal einsetzen.

Flexible Netzanschlüsse zur besseren Systemintegration von Bioenergie ermöglichen

23

Die **maximale Einspeiseleistung** an den Netzanschlusspunkten **ist** auf die ursprüngliche Grundlastfahrweise der Biogasanlagen **begrenzt**. **Flexibilisierte Anlagen** können nun **ein Vielfaches** der ursprünglichen Leistung **einspeisen**. Die Netzanschlusspunkte sind darauf aber physikalisch nicht ausgelegt. Den **Biogasanlagenbetreibern** muss es daher **unbürokratisch möglich gemacht werden**, die Leistung an ihrem Netzanschlusspunkt **nach Anzeige bei ihrem Netzbetreiber zu erhöhen** und Grünstrom flexibel einzuspeisen. Damit entsprechen die Biogasanlagen den gesetzlichen Vorgaben zur Flexibilisierung und stärken ihren Beitrag zum System.

Änderung der Erneuerbaren-Energien-Verordnung

In der Erneuerbaren Energien Verordnung wird § 5 angepasst. Die Übertragungsnetzbetreiber müssen Anlagen, die über sie vermarktet werden, nur noch bis zu einem Preis von - 10 €/MWh anbieten. Zuvor war eine Vermarktung im Band von -100 bis -200 €/MWh vorgesehen.

**Negative Strompreise
durch angepasste Ver-
marktungsgrenzen re-
duzieren**

24

Diese Änderung reicht nicht aus. Eine Absenkung der Vermarktungsschwelle auf 0 €/MWh wäre für eine effektive Reduzierung der negativen Stunden erforderlich.

Aufgrund des über die ÜNB vermarkteten Volumens wird die Begrenzung auf bis - 10 €/MWh sehr wahrscheinlich zu negativen Stunden führen. Stark negative Stunden aufgrund hoher PV-Einspeisung könnten dennoch leicht abgemildert werden.

Erneuerbaren-Unternehmensgruppe ARGE NETZ

ARGE NETZ gehört zu den führenden Unternehmensgruppen der erneuerbaren Energieversorgung. Wir bündeln mit 499 Gesellschaften rund 5.300 Megawatt installierte Leistung aus Wind, Photovoltaik, Biomasse und bieten Lösungen zur Speicherung und Umwandlung von erneuerbaren Energien.

Für Rückfragen und konkrete Beispiele aus der Praxis stehen wir Ihnen gern zur Verfügung.

Ansprechpartner



Björn Spiegel

Leiter Strategie & Politik

spiegel@arge-netz.de



Lisa Christian

Referentin Politik

christian@arge-netz.de



Ron Schumann

Senior Referent Politik

schumann@arge-netz.de



Hauke Broecker

Senior Referent Energiesystem & neue Märkte

broecker@arge-netz.de