

Systemdienlichkeit stärken, Ausbauhemmnisse vermeiden

Positionspapier zu den Kabinettsbeschlüssen zum Netzananschlusspaket und EEG:

Der weitere Erneuerbaren-Ausbau ist entscheidend für Versorgungssicherheit und die Wettbewerbsfähigkeit Deutschlands. Die Kabinettsbeschlüsse zum Netzananschlusspaket und zur EEG-Novelle enthalten wichtige Weichenstellungen für die zukünftige Ausgestaltung des Stromsystems und die Integration erneuerbarer Energien.

Als Projektierer und Betreiber Erneuerbaren-Energien-Anlagen entlang der gesamten Wertschöpfungskette unterstützt Alterric das Ziel, die Systemdienlichkeit erneuerbarer Energien zu stärken und die Energiewende effizient weiterzuentwickeln. Positiv bewerten wir insbesondere das Bekenntnis zur Fortführung des Erneuerbare-Energien-Ausbaus, die zusätzliche Ausschreibungsmengen sowie Maßnahmen zur Verbesserung von Transparenz und Standardisierung im Netzanschluss.

Gleichzeitig sehen wir bei mehreren vorgesehenen Regelungen erheblichen Anpassungsbedarf. Insbesondere die gleichzeitige Einführung kapazitätslimitierter Gebiete, die kurzfristig geplante Einführung der systemdienlichen Anschlussleistung (SAL) sowie weitere parallellaufende Reformvorhaben gefährden den weiteren Ausbau der Windenergie massiv.

Darüber hinaus bedarf es für eine Weiterentwicklung des Investitionsrahmens für Erneuerbare einer marktlichen Ausgestaltung von zweiseitigen CfDs sowie einer Stärkung von PPAs. Ebenso sollten Anpassungen bestehender Steuerungsmechanismen so ausgestaltet werden, dass sie Planungssicherheit gewährleisten und funktionierende Marktprozesse nicht beeinträchtigen.

Insgesamt müssen derartig große Systemumstellungen mit ausreichenden Übergangsfristen, belastbaren Datengrundlagen und wirksamen Schutzmechanismen für bestehende Investitionen verbunden werden. Zudem müssen die Wechselwirkungen der Reformvorhaben umfassend geprüft werden. Die vorgesehenen Maßnahmen erhöhen in ihrer Gesamtheit die Investitions- und Stromgestehungskosten. Dass das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie vor diesem Hintergrund eine Länder- und Verbändebeteiligung mit einer Rückmeldefrist von nur drei Werktagen durchführte, ist unverständlich. Eine Bewertung etwaiger Wechselwirkungen braucht Zeit, um die Folgen und damit einhergehenden unternehmerischen Umstellungen einigermaßen antizipieren zu können. Alterric fordert für das parlamentarische Verfahren daher neben Transparenz hinsichtlich der zugrundeliegenden Annahmen und einer belastbaren Datengrundlage auch den notwendigen Einbezug der Expertise aus der Branche.

Zentrale Forderungen von Alterric

zum Netzanschlusspaket:

1. Anreize für systemdienliche Erzeugungsprofile setzen
2. Systemdienlichkeit fördern, ohne Investitionsunsicherheit zu gefährden
3. Steuerung in kapazitätslimitierten Gebieten ausschließlich als eng begrenztes Notfallinstrument ausgestalten
4. Informations- und Machtasymmetrie ausgleichen
5. Wirkung der unterschiedlichen Instrumente gründlich prüfen

zum EEG:

1. Zusätzliche Ausschreibungsmengen vollständig ausschöpfen
2. Mehr Markt ermöglichen, Investitionen absichern: CfD mit Marktwertkorridor einführen
3. Referenzertragsmodell weiterentwickeln: Planungssicherheit wahren und Wechselwirkungen berücksichtigen
4. Wettbewerb stärken statt zusätzlicher Bürokratie durch eine Pachtbegrenzung
5. § 6 EEG-Summen vollständig erstattungsfähig gestalten und bundesweite Obergrenze für Beteiligungszahlungen der Ländergesetze für einen fairen Wettbewerb

Netzananschlusspaket

1. Einführung von kapazitätslimitierten Gebieten und entsprechenden Maßgaben für den Netzananschluss (§ 14 Abs. 1d EnWG-E i.V.m. § 8 Abs. 4 EEG-E)

Der Kabinettsbeschluss des Netzpakets sieht vor, Umspannanlagen und verbindende Leitungsabschnitte als sog. „kapazitätslimitierte Gebiete“ auszuweisen, sofern die Wirkleistung der unmittelbar und mittelbar angeschlossenen Anlagen im Vorjahr um mehr als fünf Prozent reduziert wurde. Dies soll dafür sorgen, die entsprechenden Gebiete vorübergehend zu entlasten bis der Netzausbau erfolgt ist. Betreiber neuer Erneuerbaren-Anlagen sollen dort für bis zu sechs Jahre für maximal 18 (Wind an Land in Windvorranggebieten) bzw. 20 Prozent (Wind- und PV-Anlagen auf anderen Flächen) ihrer jährlich erzeugten Strommenge keinen redispatchbedingten finanziellen Ausgleich erhalten. Bestehen die Voraussetzungen der Ausweisung nach Ablauf der ursprünglichen sechs Jahre fort, kann der Verzicht auf finanzielle Ausgleichszahlungen einmalig um bis zu 18 Monate verlängert werden. Dies gilt jedoch nicht, wenn der Netzbetreiber den unzureichenden Netzausbau verschuldet hat.

Bestandsschutz angemessen wahren und konkretisieren

Der Gesetzesentwurf der Bundesregierung sieht vor, „wenn der ermittelte Verknüpfungspunkt der Anlage zum Zeitpunkt von dessen Ermittlung in einem vom Netzbetreiber als die für den Anschluss begehrende Erzeugungstechnologie (...) kapazitätslimitiert ausgewiesenen Netzgebiet liegt“ von den Regelungen zum Verzicht des finanziellen Ausgleichs vorzunehmen, auch, wenn zum Zeitpunkt des Anschlusses der Anlage ein entsprechendes Gebiet vorliegen sollte (siehe auch Begründung).

Aus Sicht von Alterric ist diese Bestimmung nicht hinreichend konkret. Insbesondere können sowohl der Zeitpunkt der Ermittlung des Netzverknüpfungspunkts als auch die Verbindlichkeit der Mitteilung variieren. Stattdessen sollte vielmehr auf den Zeitpunkt abgestellt werden, zudem die wesentlichen Entscheidungen bereits getroffen werden; das stellt der eingereichte Antrag auf eine BImSchG-Genehmigung dar.

Zudem trägt die derzeitige Regelung, wonach kapazitätslimitierte Gebiete zum 31. März eines jeden Kalenderjahres ausgewiesen werden und unmittelbar Wirkung entfalten, den langen Planungsvorlaufzeiten nicht ausreichend Rechnung. Es sollte daher mindestens eine Übergangsfrist vorgesehen werden, damit Projektierer und Betreiber auf die Ausweisung reagieren können. Andernfalls drohen erhebliche Nachteile für bereits weit fortgeschrittene Projekte, die aufgrund fehlender Datentransparenz die Ausweisung eines solchen Gebiets nicht rechtzeitig antizipieren können.

Den Charakter eines Notfallinstruments wahren

Die vorgesehene Einführung von kapazitätslimitierten Gebieten und entsprechenden Maßgaben für den Netzananschluss lehnt Alterric in der vorliegenden Form generell ab! In seiner derzeitigen Ausgestaltung entspricht die Maßnahme nicht den sich aus Art. 6 Absatz 2 der Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie ergebenden unionsrechtlich vorgeschriebenen Anforderungen eines Einzelfallinstruments.

Zudem gehen die vorgesehenen Kriterien und Werte deutlich über eine reine Notfallregelung hinaus und schaffen ein weitreichendes Regulierungsinstrument. Für die Ausgestaltung ist von oberster Relevanz, dass es ausschließlich punktuell zur Anwendung kommen und nicht dauerhaft und flächendeckend die Standort- und Investitionsbedingungen für Erneuerbare

verändern darf. Insbesondere vor dem Hintergrund des Vorhabens der gleichzeitigen Einführung der systemdienlichen Anschlussleistung (SAL) muss ein potenzieller Redispatch-Vorbehalt so ausgestaltet sein, dass er dem Charakter eines Notfallinstruments entspricht.

Kriterien am tatsächlichen Redispatch ausrichten

Die vorgesehenen nicht zu entschädigenden 18 bzw. 20 Prozent der insgesamt erzeugten Stromjahresmenge, die hier als Deckelung des Redispatch-Vorbehalts vorgesehen werden, sind deutlich zu hoch. Gemessen an den tatsächlichen Erneuerbaren-Redispatch-Mengen (2025: durchschnittlich rund 3,5 Prozent deutschlandweit, BNetzA 2026) entsprechen diese Werte faktisch einem ungedeckelten Redispatch-Vorbehalt. Die vorgeschlagenen Werte sind daher keineswegs sachgerecht.

Alterric kritisiert zudem die Möglichkeit einer einmaligen Verlängerung der Ausweisung um 18 Monate. Ein Zeitraum von sechs Jahren sollte ausreichend sein, um die notwendigen Nachrüstungen in den betroffenen „Notfallgebieten“ umzusetzen. Eine weitere Verlängerung scheint daher nicht verhältnismäßig.

Belastbare Datengrundlage etablieren

Alterric kritisiert, dass die Datengrundlage weiterhin unzureichend und insbesondere aus Sicht der Anschlusspetenten nicht hinreichend transparent ist. Aus diesem Grund können zum jetzigen Zeitpunkt weiterhin weder das Auslösekriterium noch die tatsächlichen Auswirkungen belastbar bewertet werden. Es bleibt weiterhin unklar, welche Gebiete konkret von der Auslöseschwelle von fünf Prozent betroffen wären. Dadurch bestünden trotz „Deckelung“ der entschädigungsfreien Mengen weiterhin erhebliche Planungs- und auch Investitionsunsicherheiten.

Optimierung von Erzeugungsprofilen anreizen

Zudem ergibt sich durch die Regelung, die sich auf die insgesamt erzeugte Strommenge bezieht, eine weitere Herausforderung: hiervon ist auch der erzeugte Strom umfasst, der zunächst gespeichert und erst zu einem späteren Zeitpunkt systemdienlich eingespeist wird. Diese Mengen dürfen keinesfalls für den entschädigungsfreien Anteil zugrunde gelegt werden, da so Fehlanreize bezüglich des Einsatzes von Co-Location-Speichern entstehen. Um hingegen den Einsatz von Co-Location-Speichern anzureizen, schlägt Alterric deshalb eine Ausgestaltung vor, aus der sich ein Anreiz ergibt und Projekte mit Co-Location-Speichern privilegiert.

Im Rahmen dessen fordern wir insbesondere auch die Anpassung des bestehenden Doppelvermarktungsverbots, welches derzeit die Speicherung und spätere Vermarktung redispatchbedingt abgeregelter Strommengen verhindert, da eine doppelte Vermarktung vermieden werden soll. Eine Klarstellung, dass erstattungsfreie Strommengen nicht als bereits vermarktet gelten, würde die Nutzung von Speichern im Redispatch-Fall erheblich erleichtern, Redispatch-Kosten senken und Flexibilitäten stärken.

Informations- und Machtasymmetrie ausgleichen

Das aktuelle Regime hat eine erhebliche Informations- und auch Machtasymmetrie zwischen Anlagen- und Netzbetreibern zur Folge. Aus diesem Grund ist es aus Sicht von Alterric keineswegs ausreichend, dass die Ausweisung kapazitätslimitierter Gebiete lediglich bei der BNetzA angezeigt werden muss.

Alterric fordert, dass stattdessen eine verpflichtende ex-ante Prüfung durch die Behörde erfolgen muss. Angesichts des erheblichen Markteingriffs ist eine unabhängige Kontrollinstanz zwingend erforderlich.

2. Einführung der Systemdienlichen Anschlussleistung (SAL) als neue Maßgabe für das Recht auf Netzanschluss (§ 8 Abs. 1 Satz 3-5 EEG-E)

Der Kabinettsbeschluss sieht zusätzlich die Einführung der systemdienlichen Anschlussleistung (SAL) vor, durch die Netzanschlüsse künftig systemdienlicher dimensioniert werden sollen. Ab 2027 soll demnach das Recht auf Netzanschluss für neue Windenergieanlagen auf eine Referenz von 280 Watt pro Quadratmeter (W/m²) Rotorfläche und für neue Solaranlagen auf 70 Prozent der installierten Leistung begrenzt werden.

Systemumstellungen nur mit ausreichender Umsetzungsfrist einführen

Grundsätzlich begrüßt Alterric den Wunsch der Bundesregierung systemdienliche Anreize für die zukünftige Energieerzeugung setzen zu wollen. Dieses Instrument muss jedoch in Einklang mit anderen Maßnahmen gebracht werden.

Alterric weist insgesamt darauf hin, dass das Inkrafttreten der vorgesehenen SAL-Einführung bereits zum 1. Januar 2027 inakzeptabel ist. Es braucht für eine Systemumstellung dieser Tragweite deutlich längere Vorlauf- und Umsetzungsfristen. Es handelt sich hierbei um technisch wie auch organisatorisch erhebliche Umstellungen. Zum einen muss hierbei dringend berücksichtigt werden, dass sich viele Projekte bereits in weit fortgeschrittenen Planungsstadien befinden. Zudem ist Alterric als Projektierer und Betreiber auch auf die Hersteller und deren Lieferkettensituation angewiesen.

Bestands- und Vertrauensschutz konsequent gewährleisten

Zudem muss auch hier der Bestands- bzw. Vertrauensschutz unbedingt gewahrt werden. Die kurzfristige Berücksichtigung des Vorhabens der SAL-Einführung hätte maßgebliche Auswirkungen auf bereits weit fortgeschrittene Projekte und auch auf Vorhaben, die sich bereits in der Bauphase befinden. Andernfalls könnten umfangreiche Anpassungen der Windparkplanung, der Anlagenauswahl, der Flächendimensionierung sowie der Finanzierungsstruktur erforderlich werden. Dies würde einen erheblichen Eingriff in bereits getroffene Entscheidungen und bereits getätigte Investitionen darstellen. Insbesondere für im Bau befindliche Projekte müssen die zum Zeitpunkt der Genehmigung und Investitionsentscheidung geltenden Rahmenbedingungen maßgeblich bleiben.

Aus Sicht von Alterric ist es daher unbedingt erforderlich, einen verlässlichen Bestandsschutz für sämtliche Projekte sicherzustellen, deren Planungen bereits einen fortgeschrittenen Stand erreicht haben und bei denen nachträgliche Änderungen mit erheblichem organisatorischem sowie wirtschaftlichem Aufwand verbunden wären. Vor diesem Hintergrund fordern wir einen Bestandsschutz für alle Vorhaben, für die bereits ein Genehmigungsantrag eingereicht wurde.

Konkrete Rahmenbedingungen für die Systemumstellung schaffen

Des Weiteren ist es erforderlich, dass im Rahmen der vorgesehenen SAL-Einführung Konkretisierungen vorgenommen werden, um Planungs- und Rechtsunsicherheiten auszuräumen. Beispielsweise wird vorgesehen, dass sich die maximale Wirkleistungseinspeisung „auf die gesamte gleichzeitig am Netzverknüpfungspunkt eingespeiste Wirkleistung dieser Anlagen bezieht (...), soweit mehrere Anlagen am gleichen Netzverknüpfungspunkt angeschlossen sind“. Hieraus wird nicht klar, ob die Regelung bei einem gemeinsam genutzten Netzverknüpfungspunkt auch auf bereits bestehende Anlagen angewandt werden würde, sobald neue Anlagen angeschlossen werden. Auch die entsprechende Gesetzesbegründung gibt nicht ausreichend Aufschluss darüber und bedarf einer Nachbesserung.

3. Anpassungen in Bezug auf Energiespeicher (§ 17 Abs. 2a EnWG-E)

Der Kabinettsbeschluss sieht vor, den Anschluss von Co-Location-Speicherprojekten zu erleichtern. Künftig sollen Netzbetreiber diese nicht mehr mit Verweis auf fehlende Netzkapazitäten ablehnen dürfen. Eine Ablehnung soll nur noch aus Gründen der Zuverlässigkeit oder Sicherheit der Energieversorgung zulässig sein.

Potenziale für optimierte Auslastung bestehender Infrastruktur heben

Diese vorgesehene Verbesserung für Co-Location-Speicher-Projekte sehen wir positiv. Aus unserer Sicht sollte die geplante Anpassung darüber hinaus auch auf weitere systemdienliche Technologiekombinationen, wie beispielsweise Wind und PV, ausgeweitet werden.

4. Transparenz- und Standardisierungsmaßnahmen (§§ 14e, 17b, 17c, 17d, 17e, 17f EnWG-E)

Der Kabinettsbeschluss zum Netzpaket sieht darüber hinaus Änderungen im Netzanschlussverfahren vor, um Netzanschlüsse effizienter und transparenter zu gestalten. Dazu gehören insbesondere die Einführung eines Priorisierungsverfahrens anstelle des bisherigen Windhundprinzips, ein einheitliches Reservierungsverfahren sowie zusätzliche Transparenz- und Informationspflichten, etwa durch eine unverbindliche Netzanschlussanfrage und ein einheitliches Online-Tool für die Stellung von Netzanschlussbegehren.

Positive Maßnahmen standardisiert einführen

Die geplante Einführung eines Priorisierungsverfahrens für Netzbetreiber ist aus Alterric-Perspektive zwar folgerichtig, da das bestehende Windhundverfahren nicht mehr zeitgemäß ist und insofern einer Reform bedarf. Hier braucht es jedoch einheitliche Kriterien, nach deren Maßgabe die Priorisierung erfolgen darf. Ansonsten besteht die Gefahr einer missbräuchlichen Priorisierung, insbesondere dann, wenn Netzbetreiber bestimmte Technologien in ihren Gebieten nicht anschließen wollen.

Die avisierte Einführung von einheitlichen Reservierungsverfahren unter Berücksichtigung der Belange der Anschlussbegehrenden begrüßt Alterric ausdrücklich. Aus Alterric-Sicht sollte der Anwendungsbereich dieser Regelung jedoch auch Netzanschlussbelange auf der Hochspannungsebene umfassen. Insbesondere Windenergieprojekte werden zunehmend an diese Spannungsebene angeschlossen, sodass auch dort standardisierte und transparente Verfahren etabliert werden sollten. Darüber hinaus begrüßt Alterric die vorgesehenen erweiterten Transparenz- und Informationspflichten ausdrücklich, da diese zu einer höheren Planungssicherheit für alle Beteiligten beitragen können.

Wirksamkeit der Instrumente forcieren

Allerdings bleiben diese grundsätzlich begrüßenswerten Maßnahmen überwiegend ohne verbindliche Rechtsfolgen und verlieren dadurch erheblich an Wirksamkeit. Entsprechende Konsequenzen bei Verstößen sollten daher ergänzt werden.

5. Zusammenspiel kapazitätslimitierte Gebiete, SAL und Erzeuger-BKZ

Der Gesetzesentwurf der Bundesregierung sieht neben der Einführung spezieller Regelungen für kapazitätslimitierte Gebiete sowie der SAL auch die Möglichkeit vor, Erzeuger-Baukostenzuschüsse zu erheben und setzt damit weitere Rahmenbedingungen für den Netzanschluss neuer Erzeugungsanlagen.

Konsequenzen der gleichzeitigen Einführung tiefgehend bewerten

Grundsätzlich erhöhen die geplanten Vorhaben rund um kapazitätslimitierte Gebiete, SAL-Einführung und Erzeuger-Baukostenzuschüsse die Investitions- und damit auch Stromgestehungskosten. Entscheidend ist, dass neue Instrumente den Ausbau der Erneuerbaren nicht bremsen, keine Doppelbelastungen erzeugen und in ihrer Wirkung sauber ineinandergreifen.

EEG-Novelle:

1. Ausschreibungsvolumina und Resilienzausschreibung (§§ 28, 28e, 39n, 88d EEG-E)

In den Jahren 2027 und 2028 sollen jeweils fünf Gigawatt (GW) und 2029 zwei GW zusätzlich ausgeschrieben werden. Weiterhin wird der Ausbaupfad in den Jahren 2030 bis 2032 mit jährlich 10 GW verstetigt. Innerhalb der jeweiligen Ausschreibungsmenge sollen von 2027 bis 2032 jährlich 3,5 GW im Rahmen von Resilienzausschreibungen vergeben werden.

Zusätzliche Ausschreibungsmenge vollständig ausschöpfen

Alterric begrüßt ausdrücklich, dass die Forderung der Branche von 12 GW zusätzlicher Ausschreibungsmenge im Kabinettsbeschluss aufgegriffen wurde. Die Verteilung der zusätzlichen Mengen über den Zeitraum von 2027 bis 2029 ist angemessen und trägt dazu bei, den Ausbau der Windenergie an Land entsprechend den politischen Zielen voranzubringen. Auch die Festlegung der weiteren Ausschreibungsmengen bis in das Jahr 2032 ist zu begrüßen.

Vorgaben für Resilienzausschreibungen konkretisieren:

Gleichzeitig besteht Konkretisierungsbedarf bei den qualitativen Kriterien der neuen Resilienzausschreibungen gemäß Art. 26 des Net-Zero Industry Act (NZIA). Die hierfür maßgeblichen Vorgaben liegen bislang nicht vor. Damit die für das Jahr 2027 vorgesehenen Ausschreibungsmengen in Höhe von insgesamt 15 GW, einschließlich 3,5 GW im Rahmen der Resilienzausschreibungen, vollumfänglich ausgeschöpft werden können, braucht es hier zeitnah Klarheit.

Daher sollte die konkrete Ausgestaltung der Kriterien in der vorgesehenen Verordnung in Abstimmung mit der Branche transparent und parallel zum EEG-Entwurf beraten werden. Andernfalls besteht das Risiko, dass Projekte die qualitativen Anforderungen für die erste Resilienzausschreibung am 01. August 2027 nicht rechtzeitig erfüllen können, somit Mengen vorerst ungenutzt blieben und erst wieder im nächsten Jahr verfügbar wären.

Langfristige Ausbauperspektiven sichern

Darüber hinaus sollte das EEG 2027 bereits die Weichen für die Zeit nach 2032 stellen und einen klaren Orientierungsrahmen für die weitere Entwicklung der Erneuerbaren festlegen. Angesichts des geplanten Auslaufens der EEG-Förderung spätestens mit dem Kohleausstieg im Jahr 2038 ist es entscheidend, hierzu frühzeitig Konzepte vorzulegen, welche konkrete Maßnahmen für diesen Transformationspfad vorsehen. Im Zentrum sollte dabei die Schaffung langfristig verlässlicher Investitionsbedingungen stehen, die den weiteren Erneuerbaren-Ausbau mit marktnahen Absicherungsinstrumenten ermöglichen.

2. Einführung von zweiseitigen CfDs (§§ 21c, 21d, 21e, 23a, 25 EEG-E)

Zur Umsetzung der europarechtlich vorgegebenen Erlösabschöpfung sieht der Kabinettsbeschluss die Einführung zweiseitiger Differenzverträge (Contracts for Difference, CfDs) vor. Diese sind als produktionsabhängiges Modell ohne Marktwertkorridor ausgestaltet. Künftig sollen Anlagenbetreiber einen sogenannten Refinanzierungsbeitrag (RB) an die Netzbetreiber für Kalenderjahre entrichten, in denen der Jahresmarktwert den anzulegenden Wert übersteigt. Umgekehrt erhält der Anlagenbetreiber eine Ausgleichszahlung in den Kalenderjahren, in denen der anzulegende Wert höher als der Jahresmarktwert ist. Der RB ist je eingespeister kWh zu leisten. Ergänzend können Anlagenbetreiber unter denselben

Abschöpfungsregelungen in die sonstige Direktvermarktung wechseln. Weiterhin besteht die Möglichkeit einmalig innerhalb der ersten zehn Betriebsjahre aus dem Förderregime vollständig auszusteigen.

Mehr Markt ermöglichen, Investitionen absichern: CfD mit Marktwertkorridor einführen

Alterric begrüßt, dass die Bundesregierung mit der Einführung von zweiseitigen Differenzverträgen (CfDs) die europäischen Vorgaben zur weiteren Erneuerbaren-Förderung umsetzt. Dass der CfD allerdings ohne Marktwertkorridor umgesetzt werden soll, verspielt eine Chance. Denn ein CfD mit Marktwertkorridor schafft einen verlässlichen Investitionsrahmen für den Ausbau der Windenergie an Land, erhält gleichzeitig Marktanreize und bereitet die Branche auf die schrittweise Finanzierung außerhalb staatlicher Förderung vor.

Voraussetzung hierfür sind jedoch geeignete regulatorische Rahmenbedingungen, die Investitionssicherheit mit Marktanreizen verbinden. Vor diesem Hintergrund kritisiert Alterric, dass der Kabinettsbeschluss keine zusätzlichen Impulse zur Stärkung von PPAs enthält. Wenn der Gesetzgeber erwartet, dass sich Erneuerbare künftig zunehmend eigenständig am Markt finanzieren, müssen Betreiber die Möglichkeit erhalten, entsprechende wirtschaftlich tragfähige Geschäftsmodelle umzusetzen: Dafür braucht es innerhalb des geplanten CfD-Regimes grundsätzlich flexiblere und praxistaugliche Wechsellmöglichkeiten in marktliche Vermarktungsformen. Insbesondere die derzeit vorgesehene Ausgestaltung der sonstigen Direktvermarktung innerhalb des CfD-Systems setzt aus Alterric-Perspektive nur unzureichende Anreize für den Abschluss neuer PPAs. Durch die vorgesehene Abschöpfung verbleibt neben der Vermarktung der grünen Eigenschaft des Stroms in Form von Herkunftsnachweisen kein wirtschaftlicher Mehrerlös für Betreiber.

Um mehr Markt zu ermöglichen, schlägt Alterric daher die Einführung eines Marktwertkorridors im vorgesehenen CfD-Modell in der sonstigen Direktvermarktung vor: Ein Marktwertkorridor von 1,5-2 Cent pro Kilowattstunde (ct/kWh) über dem Höchstabschöpfungswert würde einen Anreiz schaffen, PPAs abzuschließen. Gleichzeitig ließe sich durch eine Mindestverweildauer von bis zu zwei Jahren verhindern, dass Akteure unerwünschtes „cherry picking“ innerhalb des Systems betreiben.

Ein solcher Ansatz verbindet somit Risikoabsicherung mit Marktverantwortung. Wer von Marktakteuren erwartet, künftig einen größeren Teil des Marktrisikos zu tragen, muss ihnen auch ermöglichen, die potenziellen Chancen in den entsprechenden Märkten aufzugreifen. Die weitere Entwicklung der PPA-Vermarktung ist eine notwendige Voraussetzung für die erfolgreiche Weiterentwicklung des Absicherungsrahmens in den kommenden Jahren.

Betriebskostenindexierung als Mindestausgestaltung bei CfD ohne Marktwertkorridor

Falls der Gesetzgeber an einem CfD-Modell ohne Marktwertkorridor festhalten sollte, müsste dieses zumindest eine angemessene Indexierung der Betriebskosten vorsehen. Das Beispiel Frankreich zeigt, dass eine solche Indexierung sowohl Investitionssicherheit als auch Kosteneffizienz gewährleisten kann. Ohne eine Indexierung und ohne zusätzliche Marktanreize würden die Risiken hauptsächlich auf den Bieter verlagert. Dies dürfte sich in höheren Gebotswerten widerspiegeln und könnte damit letztlich auch zu höheren Förderkosten für den Staat führen.

Flexibilisierung der Wechselmöglichkeiten innerhalb des CfD-Systems forcieren

Auch die vorgesehene einmalige Ausstiegsoption innerhalb der ersten zehn Betriebsjahre aus dem CfD-Modell ist aus Alterric-Perspektive zu restriktiv. Damit der Übergang zu einem Marktmodell erfolgreich gestaltet werden kann, braucht es die genannten flexibleren Wechselmöglichkeiten. Entsprechende Vorschläge, wie das von Agora Energiewende entwickelte Modell mit einer frei wählbaren vorgelagerten PPA-Phase und anschließendem Wechsel in die staatlich abgesicherte CfD-Förderung, liegen vor und sollten im weiteren Verfahren berücksichtigt werden

3. Anpassung des Referenzertragsmodell (§ 36h EEG-E)

Die vorgesehene Anpassung des Referenzertragsmodells im Kabinettsbeschluss zum EEG soll die Förderbedingungen für Windenergieanlagen regional stärker differenzieren. Hierzu werden bundesweit vier Regionen definiert (Küstenregion, Mitte-Nord-Region, Südregion, sonstige Region), die landkreisscharf abgegrenzt sind. Für jede dieser Regionen werden spezifische Stützwerte festgelegt, die künftig den jeweils maßgeblichen Gütefaktoren entsprechen: Die Stützwerte betragen in der Küstenregion 80 Prozent, in der Region Mitte-Nord 70 Prozent, in der Südregion 50 Prozent und in der sonstigen Region 60 Prozent. Auf Grundlage dieser regionalen Stützwerte sind die jeweiligen Korrekturfaktoren anzuwenden. Darüber hinaus wurde der Korrekturfaktor der Südregion gegenüber dem EEG 2023 von 1,55 auf 1,65 erhöht. Für Projekte, die bis Ende 2028 einen Zuschlag erhalten, gelten Übergangsregelungen mit niedrigeren Schwellenwerten in Küsten- und Mitte-Nord-Regionen.

Referenzertragsmodell weiterentwickeln

Alterric begrüßt grundsätzlich den Ansatz des Gesetzgebers, das Referenzertragsmodell weiterzuentwickeln und an veränderte Rahmenbedingungen anzupassen. Gleichzeitig betreffen die vorgesehenen Änderungen einen zentralen Baustein der Planung und Finanzierung von Windparks. Angesichts der Auswirkungen auf Projektentwicklung, Investitionsentscheidungen und Finanzierungsprämissen ist eine ausgewogene und mit ausreichend Vorlaufzeit bedachte Änderung angebracht.

Die vorgesehene Anpassung des Korrekturfaktors für 50-Prozent-Standorte auf 1,65 bewertet Alterric positiv. Auch die neu definierten Regionen „Küste“ und „Mitte-Nord“ könnten dazu beitragen, regionale Unterschiede bei den Windbedingungen und Ertragsstrukturen systemdienlicher abzubilden. Ob diese Anpassung jedoch tatsächlich die gewünschte Wirkung einer regionalen Differenzierung und eine höhere Zuschlagswahrscheinlichkeit von Südprojekten in den Ausschreibungen entfaltet, hängt maßgeblich von den Auswirkungen der weiteren Änderungen in EEG 2027 und Netzpaket ab. Eine isolierte Betrachtung einzelner Parameter des Referenzertragsmodells greift daher zu kurz. Erst das Zusammenspiel aller vorgesehenen Anpassungen ermöglicht eine belastbare Einschätzung der tatsächlichen Auswirkungen auf Wirtschaftlichkeit, Flächenkulissen und Ausbaupfade. Die vorgesehene Einführung der neu definierten Regionen „Küste“ und „Mitte-Nord“ kann dazu beitragen, regionale Unterschiede bei den Windbedingungen und Ertragsstrukturen systemdienlicher abzubilden.

Planungssicherheit wahren und Wechselwirkungen berücksichtigen

Die beabsichtigte Kappung des Korrekturfaktors in der Küstenregion sowie Mitte-Nord-Region ist dabei aus systemischer Perspektive grundsätzlich nachvollziehbar, um ein möglichst effizientes Parklayout und optimiertes Einspeiseprofil anzureizen. Damit der Ausbau der Windenergie im gesamten Bundesgebiet weiter erfolgen kann, sind jedoch auch die

potenziellen Auswirkungen auf die Finanzierbarkeit künftiger Projekte, beispielsweise mit niedrigeren Standortgütern in der Küstenregion vor dem Hintergrund eines möglichen zusätzlichen Eigenkapitalbedarf zu betrachten und bewerten. Grundsätzlich braucht es in der Politik eine stärkere Diskussion um neue Lösungen zur Finanzierung der Energiewende.

Darüber hinaus ist prinzipiell zu berücksichtigen, dass grundlegende Änderungen des Referenzertragsmodells ausreichende Vorlaufzeiten erfordern. Projektentwicklungen in der Windenergie erfolgen über mehrere Jahre hinweg und basieren auf langfristigen Annahmen zur Wirtschaftlichkeit. Es ist daher positiv, dass eine Übergangsregelung eingeführt werden soll, um Investitionsentscheidungen nicht nachträglich zu entwerten und die notwendige Planungs- und Finanzierungssicherheit weitestgehend zu gewährleisten.

4. Einführung einer Pachtbegrenzung (§§ 36d, 53a EEG-E)

Weiterhin ist im EEG-Entwurf die Einführung einer Pachtbegrenzung vorgesehen. Künftig sollen Pachtzahlungen auf 3,5 Prozent der jährlichen Erlöse einer Anlage mit dem jeweils geltenden anzulegenden Wert begrenzt werden, maßgeblich sind alle Flächen innerhalb eines Radius von 2.500 Metern um die jeweilige Anlage. Bereits vor der Inbetriebnahme geleistete Zahlungen an Grundstückseigentümer sollen dabei mit eingerechnet werden. Die Regelung gilt für alle Anlagen, die nach dem 1. Januar 2028 einen Zuschlag in einer Ausschreibung erhalten. Bei einem nachgewiesenen Verstoß gegen die Pachtbegrenzung ist vom Anlagenbetreiber ab dem Kalenderjahr der erstmaligen Feststellung des Verstoßes so lange eine jährliche Zahlung in Höhe von 50 Euro je Kilowatt installierter Leistung zu leisten, bis die Begrenzung wieder eingehalten wird.

Wettbewerb erhalten und Investitionen sichern

Alterric lehnt die Einführung einer Pachtbegrenzung im EEG entschieden ab. Derzeit besteht kein Marktdefizit, welches einen solchen regulatorischen Eingriff erforderlich machen würde. Vielmehr hat der dynamische Wettbewerb die Entwicklung der Pachtpreise bereits wirksam korrigiert. Infolge der seit Ende 2024 deutlich gesunkenen Zuschlagswerte in den Ausschreibungen haben sich die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für Windenergieprojekte spürbar verändert. Die zuvor stark gestiegenen Pachtpreinsniveaus werden dadurch bereits marktgetrieben angepasst. In vielen Fällen finden derzeit Nachverhandlungen bestehender Pachtverträge statt, sodass sich die Marktteilnehmer eigenständig auf die veränderten wirtschaftlichen Realitäten einstellen.

Durch die gesetzliche Einführung einer Pachtbegrenzung würde der Gesetzgeber somit versuchen, ein vom Markt bereits ausreichend adressiertes Problem regulatorisch zu lösen.

Funktionierende Marktmechanismen beibehalten

Hinzu kommt, dass eine rechtssichere und zugleich praktikable Ausgestaltung einer Pachtbegrenzung mit erheblichen Herausforderungen verbunden wäre. Es bleibt unklar, wie mögliche Verstöße wirksam kontrolliert und nachgewiesen werden können. Zudem ist nicht geregelt, anhand welcher Kriterien Netzbetreiber die Einhaltung entsprechender Vorgaben überprüfen sollen und wie der Begriff der „tatsächlichen Anhaltspunkte“ im Gesetz auszulegen ist. Die Regelung würde daher erhebliche Rechtsunsicherheit schaffen und den bürokratischen Aufwand erheblich erhöhen. Laut Regelungsvorschlag notwendige Wirtschaftsprüferatteste zum Nachweis der Einhaltung der Pachtbegrenzung würden zusätzliche Kosten für die Anlagenbetreiber verursachen.

Kritisch sieht Alterric zudem die vorgesehene räumliche Abgrenzung durch einen Pachtbegrenzungsradius von 2.500 Metern. Eine solche Regelung könnte zu einer Ungleichbehandlung von Projekten führen. Während innerhalb des Radius Pachtbegrenzungen gelten würden, könnten außerhalb dieser Zone weiterhin unbegrenzte Pachtzahlungen vereinbart werden. Dies birgt die Gefahr erheblicher Ausweichreaktionen und Fehlanreize. Statt der angestrebten Pachtpreissenkung könnte die Regelung sogar die Steigerung von Pachtpreisforderungen für Flächen außerhalb des Begrenzungsradius zur Folge haben, wodurch sich die Wettbewerbsnachteile bestimmter Projekte weiter verschärfen würden.

Eine solcher staatlicher Preiseingriff droht die Flächenbereitstellung von Grundstückseigentümern insgesamt zu erschweren und somit den Zubau der Windenergie an Land zu verlangsamen.

5. Anpassung der finanziellen Beteiligung von Kommunen (§ 6 EEG-E)

Die Beteiligung der Kommunen nach § 6 EEG soll von 0,2 ct/kWh auf 0,3 ct/kWh erhöht werden. Vorgesehen ist, dass die Erstattung der finanziellen Beteiligung der Kommunen hierbei aber auf 0,2 ct/kWh begrenzt bleibt. Ein bundeseinheitlicher Rahmen oder eine verpflichtende Umsetzung der Bundesregelung sind nicht vorgesehen.

Kommunale Beteiligung effizient und verhältnismäßig ausgestalten

Alterric begrüßt die Beteiligung der Kommunen nach § 6 EEG ausdrücklich, da sie die lokale Wertschöpfung steigert und damit die Akzeptanz für Windenergieprojekte vor Ort stärkt.

Alterric lehnt jedoch die im Kabinettsbeschluss vorgesehene Anpassung als nicht sachgerecht ab: Angesichts des dynamischen Wettbewerbs in den Ausschreibungen mit sinkenden Zuschlagswerten haben sich die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für neue Windenergie- und PV-Projekte in den letzten Jahren deutlich verändert und beeinflussen zum Teil bereits heute deren Wirtschaftlichkeit. Vor diesem Hintergrund erscheinen zusätzliche finanzielle Mehraufwände nicht verhältnismäßig. Weiterhin würde die vorgeschlagene Regelung zu einem spürbaren Anstieg des administrativen Aufwands führen. Künftig müssten voraussichtlich mit jeder betroffenen Kommune neue individuelle Vereinbarungen über Art und Umfang der Zahlungen getroffen werden. Diese würden die Umsetzung von Projekten erschweren und ggf. die Planungszeiträume verlängern.

Bundesweit einheitlichen Beteiligungsrahmen schaffen

Hinzu kommt, dass in den Bundesländern eine Vielzahl an unterschiedlichen Beteiligungsvorgaben in den jeweiligen Landesgesetzgebungen existiert. Durch den regulatorischen Flickenteppich ergeben sich unterschiedliche Rahmenbedingungen und erhöhen somit wiederum den administrativen Aufwand für bundesweit tätige Projektierer. Positiv an der vorgesehenen Anpassung des § 6 EEG ist insbesondere die Streichung der bislang berücksichtigten fiktiven Strommengen. Ebenfalls zu begrüßen ist die avisierte Anpassung der Berechnungsgrundlage durch die Umstellung von erzeugten auf eingespeiste Strommengen (bzw. umgekehrt), die zu einer sachgerechteren Erfassung beiträgt.

Ungeachtet dessen fordert Alterric die Schaffung einer bundesweit einheitlichen Regelung für die maximal zulässige Höhe von Zahlungen aus Landesbeteiligungsgesetzen. Ein solcher Rahmen würde für mehr Transparenz, Investitionssicherheit und Chancengleichheit sorgen.

Über Alterric:

Alterric trägt dazu bei, die Energiewende in unserem Land umzusetzen. Nur durch den konsequenten Ausbau von Wind- und Solarenergie stellen wir eine wettbewerbsfähige und klimaverträgliche Energieversorgung sicher. In Deutschland entwickeln wir an unseren 15 Standorten allein oder mit Partner:innen Windenergieprojekte mit einer Gesamtleistung von mehr als 10.000 Megawatt. Wir möchten unseren Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten und mit unseren ambitionierten Ausbauzielen eine neue Preisstabilität im Strommarkt sicherstellen.

Ihr Kontakt für Rückfragen:

Mara Marthe Kleiner, Leiterin Politik

Mobil: +49 151 2215 6264 | E-Mail: maramarthe.kleiner@alterric.com

Alte Leipziger Str. 4 | 10117 Berlin | www.alterric.com

Alterric Deutschland GmbH | Sitz: Holzweg 87, 26605 Aurich | Registergericht: Amtsgericht Aurich, HRB 203538 | Lobbyregister des Deutschen Bundestages: R003178

Geschäftsführung: Dr. Frank May, Dieter Aden, Holger Boxnick



Alterric Deutschland GmbH