Stellungnahme des

BSW – Bundesverbandes Solarwirtschaft

zum Gesetzentwurf

zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Synchronisierung des Anlagenzubaus mit dem Netzausbau sowie zur Verbesserung des Netzanschlussverfahrens

Stand: 22. Juli 2026

Inhalt

1. Zusammenfassung 3
2. Redispatch-Vorbehalt (§§ 13a Abs. 6, 14 Abs. 1d EnWG-E, § 8 Abs. 4, 6 EEG-E) 4
3. Steuerung von der Erzeugungsanlage an den Netzverknüpfungspunkt verlagern 7
4. Wirkleistungsbegrenzung (§8 Abs. 1 Satz 4-5 EEG-E) 8
5. Baukostenzuschüsse (§ 17 EEG-E) 9
6. Neuregelung der Netzanschlussverfahren (§ 17a, §17b EnWG-E) 10
7. Einspeisenetz (§ 3 Nr. 18 EEG-E, § 8 Abs. 1 EEG-E, § 14d Abs. 4 EnWG-E): 12
8. Reservierungsmechanismus (§ 17f EnWG-E) 12
9. Datentransparenz, Informationspflichten und Digitalisierung der Netzanschlussprozesse (§ 17c Abs. 1, Abs. 2, § 17d, § 17e, § 14e EnWG-E) 13
10. Änderungen für Co-Location von Speichern (§ 17 Abs. 2a EnWG-E) 15

1. Zusammenfassung

Der Bundesverband Solarwirtschaft bedankt sich für die Möglichkeit zur Stellungnahme zum Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Synchronisierung des Anlagenzubaus mit dem Netzausbau sowie zur Verbesserung des Netzanschlussverfahrens.

Der BSW-Solar lehnt die Einführung des Instruments „Redispatch-Vorbehalt“, als „entschädigungsfreier Redispatch“ umbenannt, ab. Dieses würde in großen Teilen Deutschlands neuen Solarprojekten die Planbarkeit und Finanzierbarkeit entziehen oder zu erheblichen Risikoaufschlägen führen.

Der Referentenentwurf sägt an einem tragenden Pfeiler der Energiewende, dem unverzüglichen und vorrangigen Anschluss von EE-Anlagen für die Netzengpassgebiete signifikant ein.

Nach dem EEG sind Netzbetreiber dazu verpflichtet, ihre Netze unverzüglich zu optimieren, zu verstärken oder auszubauen, um die Abnahme, Übertragung und Verteilung der Energie zu gewährleisten (vgl. §§ 8 und 12 EEG). Leider ist dieser Ausbau in der Vergangenheit häufig zu langsam erfolgt.

Maßnahmen zur dringend erforderlichen Beschleunigung des Netzausbaus fehlen im Netzpaket hingegen gänzlich. Diese wären neben einer beschleunigten Digitalisierung und Flexibilisierung die wichtigste Maßnahme, um einen Volumen- und Kostenanstieg von Entschädigungszahlungen im Falle temporärer Netzengpässe entgegenzuwirken.

Die geplante Wirkleistungsbegrenzung für Freifläche-Anlagen als zusätzliche Belastung der Erzeugerseite wird vom BSW-Solar ebenfalls kritisiert. Schon ohne diese Regelung machen die Netzbetreiber von der Spitzenkappungsregelung, wonach sie ihre Netze nicht bis zu letzten kWh ausbauen müssen, sondern unter Berücksichtigung einer bis zu 3% Abregelung der Erzeugung, kein Gebrauch.

Der BSW-Solar begrüßt, dass mit dem Gesetzentwurf lange erwünschte und schon im Branchendialog 2024-2025 in einem breiten Stakeholder-Dialog erarbeitete Änderungen zur Transparenz und Reservierung knapper Netzanschlusskapazitäten eingeführt werden sollen. Es ist jedoch zu befürchten, dass diese Informationspflichten und Maßnahmen für mehr Transparenz sowie eine beschleunigte Digitalisierung nur unzureichend von den Netzbetreibern umgesetzt werden, da eine angemessene Pönalisierung im Referentenentwurf fehlt.

Änderungsbedarf am Gesetzesentwurf ergibt auch daraus, dass Besonderheiten der PV-Technologie und -Branche nur unzureichend berücksichtigt wurden. Zudem wurden richtige Ansätze in Richtung Standardisierung und Digitalisierung wie z. B. bei den digitalen Netzanschlussportalen und beim Reservierungsmechanismus nicht konsequent bei allem relevanten Prozessen durchdekliniert.

Auf besondere Kritik in der Solarbranche stoßen geplante Änderungen beim Netzanschlussverfahren, die zur individuellen Ausgestaltung statt Standardisierung bei den Verteilnetzbetreiber führen würden.

Schließlich wird aktuell von der BNetzA eine vollständig neue Netzentgeltsystematik (AgNes) erarbeitet, um neue Instrumente mit Anreizfunktion (geographische Lenkungswirkung, zeitliche Lenkungswirkung und sparsamere Nutzung der Netzanschlusskapazitäten) für Erzeuger und Speicher zu entwickeln, die ab 1.1.2029 greifen muss. Die Einführung mehrerer Instrumente zum gleichen Zweck droht wiederum Fehlanreize zu generieren und die Projekte gar nicht mehr finanzierbar und realisierbar zu machen.

Zu den geplanten Regelungen des Gesetzentwurfs sowie zu weiteren Maßnahmen, die jetzt umgehend umgesetzt werden sollten, nimmt der BSW-Solar wie folgt Stellung:

2. Redispatch-Vorbehalt (§§ 13a Abs. 6, 14 Abs. 1d EnWG-E, § 8 Abs. 4, 6 EEG-E)

Für neu ans Netz angeschlossene EE-Anlagen soll für bis zu 6 Jahre ein Teil der finanziellen Entschädigung für Abregelungen durch den Netzbetreiber im Rahmen von Redispatch wegfallen, wenn das Netzgebiet als kapazitätslimitiert für die jeweilige Erzeugungstechnologie ausgewiesen ist. Eine Strommenge, die [10-20%] des tatsächlich erzeugten Stroms entspricht, soll dann nicht entschädigt werden. Diese Ausweisung der Netzengpassgebiete kann ab einer netzseitigen Abregelung von insgesamt mehr als 5 Prozent der Wirkleistungserzeugung erfolgen. Zur Bemessung wird das vergangene Kalenderjahr herangezogen. Die Ausweisung erfolgt jährlich zum 31. März bei der BNetzA.

Damit entfällt für den Netzbetreiber der bisher verpflichtende Netzanschluss von EE-Anlagen in Netzengpassgebieten. Stattdessen ist der Netzbetreiber nun verpflichtet, dem Anlagenbetreiber einen Vertrag mit dem entsprechenden anteiligen Verzicht auf Redispatch-Entschädigung anzubieten.

➔ BSW-BEWERTUNG

Durch einen Redispatch-Vorbehalt bestünde für EE-Anlagenplaner massive Planungsunsicherheit, da die Netzdaten nicht in einer ausreichenden Qualität, nicht flächendeckend und auch nicht zeitgleich mit der Projektplanung zur Verfügung stehen. Von der Planung und dem Beginn der Projektierung von Freiflächen-Anlagen bis zum Netzanschlussbegehren vergehen deutlich mehr als ein Jahr. In dieser Zeit wird es eine gravierende Unsicherheit geben, ob der Standort zu einem kapazitätslimitierten Gebiet wird, sodass die Projektierer immer vom Worstcase Szenario ausgehen müssen, wonach [10-20%] des erzeugten Stroms ohne Entschädigung abgeregelt werden können.

Zusätzliche Unsicherheit schafft, dass nicht der Zeitpunkt des Netzanschlussbegehrens ausschlaggebend ist, sondern der Zeitpunkt der Ermittlung des Netzanschlusspunktes durch den Netzbetreiber. Durch den Wegfall der Plicht zum Netzanschluss, gelten für diese Anlagen folglich die Fristen in § 8 EEG nicht mehr. Der Netzbetreiber kann somit durch gezielte Verzögerung bei der Ermittlung des Netzverknüpfungspunktes ein zusätzliches Risiko für Planer und Projektierer schaffen.

Fällt die Anlage in einen kapazitätslimitierten Bereich, ist eine betriebswirtschaftliche Kalkulation der abgeregelten Mengen nicht möglich. Für Anlagenbetreiber, die unter den Redispatch-Vorbehalt fallen, besteht zudem das Risiko, dass ihre Anlagen immer zuerst abgeregelt werden, da hier ein Teil der abgeregelten Strommengen anders als bei Bestandsanlagen nicht entschädigt werden muss.

Auch die Dauer der Ausweisung ist nicht abschätzbar, bzw. eine frühzeitige Aufhebung sehr unwahrscheinlich, denn die Abregelung müsste dafür unter die 5-Prozent-Schwelle in drei aufeinanderfolgenden Jahren fallen. Deshalb ist hier vom Worst-Case von 6 Jahren auszugehen.

Damit dürfte ist die Finanzierbarkeit dieser EE-Projekte in bestehenden oder absehbar entstehenden Netzengpassgebieten nicht mehr gegeben und ein Ausbaustopp aller Anlagen in diesen Regionen wahrscheinlich. Selbst Gebäudeanlagen ab 7 kWp (bzw. sogar 2 kWp, sofern die geplanten Änderungen des MsbG umgesetzt werden), die sich über einen hohen Selbstverbrauch refinanzieren, dürfte deutlich an Attraktivität verlieren, da bis heute der Schutz des Eigenverbrauchs und der Zwischenspeicherung im Redispatch 2.0 nicht funktionieren. Auch Grünstromspeicher helfen dabei nicht, die Abregelungen zu reduzieren, da sie, laut vorliegender flexibler Netzanschlussvereinbarungen (verkürzt „FCA“ – für Flexible Connection Agreement) von Netzbetreibern, im Redispatchfall aus nicht nachvollziehbaren Gründen nicht geladen werden dürfen.

Ohne grundlegende Nachbesserungen werden die Regelungen rund um den entschädigungsfreien Redispatch zu einem massiven Marktrückgang bei ebenerdigen Solarparks und bei der Gebäude-Photovoltaik führen.

➔ **Es droht durch den Redispatch-Vorbehalt (entschädigungsfreier Redispatch) ein Ausbaustopp für EE-Anlagen aufgrund von hoher Planungsunsicherheit und erschwerter Finanzierbarkeit. Außerdem werden die Projekte deutlich teurer, was sich in Gebotswerten widerspiegeln wird.**

Die Netzengpassgebiete werden zwar technologiespezifisch ausgewiesen, was die sinnvolle Kombination von PV-Anlagen in Windregionen und umgekehrt ermöglicht. Dennoch ist diese technologie-spezifische Ausweisung bisher lediglich als „Soll-Vorschrift“ im Referentenentwurf formuliert, so dass Netzbetreiber hier leicht von der Regelung abweichen können, bspw. wenn sich der Aufwand dafür für sie als zu hoch erweist.

Auf der anderen Seite bleiben die Netzbetreiber gesetzlich verpflichtet, in diesen Regionen das Netz vollständig auszubauen. Sind die 6 Jahre für die Ausweisung als kapazitätslimitiert ausgelaufen, wird somit sofort wieder ein Ansturm auf dieses Regionen beginnen. Dauerhaft wird somit kein Netzausbau vermieden.

Sinnvoller wäre es, den Redispatchbedarf durch intelligente Anreize und durch eine vorausschauende regionale Lenkungswirkung marktlich im Rahmen der neuen Netzentgeltsystematik (AgNes) zu verringern. Wiederum droht bei der Einführung mehrerer Instrumente zum gleichen Zweck, der Entlastung von Netzengpässen, Fehlanreize zu schaffen und das Gegenteil zu erreichen.

Statt intelligente marktliche Steuerungsinstrumente zur Verringerung von Redispatch-Kosten, zur Vermeidung unnötigen Netzausbaus und für mehr Netzeffizienz zu wählen, wird der Netzanschluss durch den Referentenentwurf stark beschränkt.

Anders als im Stromspitzengesetz, mit dem eingeführt wurde, dass während negativer Börsenstrompreise die EEG-Förderung auf null gesetzt wird. Dies führt bei zu hoher Solareinspeisung bereits heute zu einer signifikanten marktlichen Begrenzung der Solareinspeisung. Laut Fraunhofer ISE betrugen im Zeitraum Januar bis September 2025 die marktlichen Abregelungen bereits die Hälfte der gesamten abgeregelten Menge (marktlich und netzseitig).

Der BSW-Solar verweist zusätzlich darauf, dass nach Gutachten der Kanzlei Raue[1] ein entschädigungsfreier Redispatch europarechtswidrig ist.

➔ BSW-EMPFEHLUNG

1. **Der Redispatch-Vorbehalt sollte auf keinen Fall eingeführt werden**. Das Instrument hätte gravierende Auswirkungen auf Projektkosten, Rentabilität und Planungssicherheit. Solaranlagen werden in großen Teilen Deutschlands nicht mehr finanzierbar und realisierbar sein oder aber deutlich teurer.
2. **Eine Übergangsfrist von mindestens 36 Monaten** ab Inkrafttreten für alle neuen Einschränkungen muss gewährleistet werden.
3. **Der Druck zum Netzausbau muss erhöht werden**. Netzausbaupläne im Verteilnetz (nach §14d EnWG) müssen verbindlich werden und von den Netzbetreibern zügig umgesetzt werden. Das sollte im EnWG verankert werden.
4. **Netzausbau entbürokratisieren und beschleunigen.** Für unwesentliche Ertüchtigungsmaßnahmen und Neubauten müssen schlankere und schnellere Verfahren zur Anwendung kommen. Für konkrete Vorschläge dazu verweist der BSW-Solar auf das gemeinsame Papier von BWE und VKU.[2]
5. **Die Speicheranlagen, insbesondere Grünstrom- und Co-Located Graustromspeicher, müssen ohne Einschränkungen ans Netz angeschlossen werden können**. Für flexible Netzanschlussvereinbarungen („FCA“) muss in §8a EEG klargestellt werden, dass ein FCA lediglich die Einspeise- und Bezugsleistung zeitlich begrenzen darf und der Netzbetreiber keine weitergehenden technischen Anforderungen stellen darf, die über die allgemein anerkannten Regeln der Technik (vgl. §49 Abs. 2 EnWG) hinausgehen.

[1] Raue-Gutachten zur unionsrechtlichen Zulässigkeit eines Redispatchvorbehalts - Raue Rechtsanwälte

[2] https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/Aktuelles/Bundestagswahlen/20250314_BWE_VKU_Ertuechtigung_von_Verteilnetzen.pdf

6. **Der AgNes-Prozess der BNetzA sollte als Alternative für die regionale Lenkungswirkung genutzt werden.** Besonders der Baukostenzuschuss im Rahmen der Netzentgelte scheint hierfür bei angemessener Ausgestaltung geeignet.
7. **Die Digitalisierung der Netzleitsysteme und Umspannwerke muss beschleunigt werden**. Insbesondere für die Verringerung des Redispatchvolumens reicht als „Digitalisierung des Stromsystems“ bei weitem nicht der Smart-Meter-Rollout, sondern vor allem müssen die Netzbetreiber die Netzzustände auf allen Netzebenen in Echtzeit kennen können.

3. Steuerung von der Erzeugungsanlage an den Netzverknüpfungspunkt verlagern

Der lokale Selbstverbrauch muss vollständig geschützt werden und die sinnvolle Zwischenspeicherung in Batterien muss ermöglicht werden. Hierfür muss die Steuerung beim Redispatch am Netzverknüpfungspunkt greifen und nicht wie aktuell an der Erzeugungsanlage.

Dann könnten die Anlagenbetreiber den Strom im absehbaren Engpassfall (Mittagsspitze) anstatt abzuregeln zwischenspeichern oder selbst verbrauchen und damit auch die finanzielle Entschädigung für Redispatch deutlich reduzieren.

Für neue Anlagen mit einem virtuellen Summenzähler sollte es die Möglichkeit geben, die Steuerung an der Anlage beizubehalten.

Zusätzlich muss der „Redispatch 2.0“-Prozess dringend überarbeitet werden. Mangels Digitalisierung und Überwachung der Netze steuern die Verteilnetzbetreiber präventiv und es kommt dadurch zu unnötig hohen Abregelungsmengen.

Neben der Steuerung am Netzverknüpfungspunkt muss die finanzielle Entschädigung beim Einsatz von Batteriespeichern im Rahmen des Redispatch sowohl für Bezug wie für Einspeisung neu, umfassend und für beide Energieflussrichtungen geregelt werden. Diese bisher fehlende Regelung führt dazu, dass im Redispatchfall vom Netzbetreiber die Batterieladung unterbunden wird und die Erzeugung abgeregelt wird. Auch dadurch steigen Redispatch-Mengen und -Kosten unnötig an.

➔ BSW-EMPFEHLUNG

1. **Im „Redispatch 2.0“-Prozess muss der Bezugspunkt der Steuerung wieder an den Netzverknüpfungspunkt verlegt werden.**
   Hierfür muss in § 13 a Abs.1, §13 Abs.1 und in §14 Abs.1c EnWG und §34 Abs. 1 MsbG der Begriff Wirkleistungserzeugung durch den Begriff Wirkleistungseinspeisung ersetzt werden, wie es bis 2019 bereits galt.
2. **Es sollte klargestellt werden, dass Nulleinspeiseanlagen in Redispatch nicht einzubinden sind.** Hierfür muss in §13a Abs. 1 EnWG den Nebensatz „*die Strom in das*

Netz der öffentlichen Versorgung einspeisen,“ nach den Wörtern „*100 Kilowatt*“ eingefügt werden.

3. **Die Beladung der Batteriespeicher im Fall von Redispatch muss ermöglicht werden**. Der finanzielle Ausgleich insbesondere für Batteriespeicher muss durch die Bundesnetzagentur dringend neu geregelt werden und ein passendes Messkonzept für Co-Located Speicher angeboten werden. Es könnten hierfür pauschale Entschädigungszahlungen gewählt werden, die sich beispielsweise am mittleren Marktwert zu Hochlastzeiten orientieren.

4. Wirkleistungsbegrenzung (§8 Abs. 1 Satz 4-5 EEG-E)

Ab 2027 soll es für Solar- und Windanlagen nur noch einen Anspruch auf Netzanschluss geben, wenn eine technische Wirkleistungsbegrenzung am Netzanschlusspunkt vorgenommen wird, die für Solaranlagen des ersten Segments maximal 70 Prozent der installierten Photovoltaikleistung und für Windanlagen ein Verhältnis Generatorleistung zur Rotorfläche von maximal 280 W/m^2 entspricht. Wenn mehrere Anlagen einen gemeinsamen Netzanschlusspunkt nutzen (Überbauung), ist die Wirkleistungsbegrenzung bezogen auf die einzelnen Anlagen und in der Summe der Anlagen unklar geregelt.

➔ BSW-BEWERTUNG

Eine Wirkleistungsbegrenzung bundesweit – nicht nur in Netzengpassgebieten – würde die Erlösmöglichkeiten zusätzlich einschränken. Schon heute reduzieren mehrere Faktoren die Solarspitzen der Freifläche-Anlagen, nämlich die marktliche Abregelung in Zeiten von negativen Strompreisen und die Beladung der Grünstromspeicher hinter dem Netzanschlusspunkt. Eine zusätzliche Pflicht zur Begrenzung braucht es in diesem Sinn nicht.

Zudem erhöht das Instrument die Komplexität im Fall einer Überbauung, insbesondere wenn mehrere Technologien hinter einem gemeinsamen Netzanschlusspunkt angeschlossen sind. Da gemeinsam genutzte Netzverknüpfungspunkte die verfügbaren Netzanschlusskapazitäten effizienter nutzen als individuelle Netzanschlüsse pro Anlage, darf das Instrument nicht weniger attraktiv gemacht werden. Die im Referentenentwurf genannte Formulierung (§8 Abs. 1 Satz 5) ist jedoch sowohl unklar wie auch nach unserem Verständnis fehlanreizend. Die Einhaltung der Wirkleistungsbegrenzung sollte stattdessen im Verhältnis der Netzanschlussleistung des NVP zur Summe der installierten Leistung der wirkleistungsbegrenzten Anlagen ermittelt werden (Prinzipbeispiel: 10 MW Photovoltaik und 10 MW Windenergieanlage an einem NVP mit 10 MW Anschlussleistung; 10 MW NVP / (10 MW PV + 10 MW Wind = 50 Prozent; Quote erfüllt).

Außerdem fehlen Übergangsfristen für die Einführung der Wirkleistungsbegrenzung, die schon ab Januar 2027 gelten soll. Große Solaranlagen (erstes Segment) sind schon mindestens 12 Monate vor ihrem Netzanschlussbegehren in Planung. Um aber Ertragsverluste aus einer Wirkleistungsbegrenzung zu minimieren, beispielsweise mit dem Zubau von Co-Located Bat-

teriespeicher, müssen diese von Anfang an mitgeplant werden. Ohne Vertrauensschutz droht daher ein „Aus“ für die Projekte, die schon in der Planung sind.

Statt neuer nicht zielführender Pflichten für Anlagenbetreiber müssen die Verteilnetzbetreiber endlich von der Spitzenkappungsregelung (§11 Abs. 2 EnWG) Gebrauch machen. Demnach dürfen Netzbetreiber ihre Netze unter Berücksichtigung einer bis zu 3prozentigen Abregelung der Erzeugung dimensionieren. Laut BNetzA-Bericht über die Auslastung und den Betrieb des Verteilernetzes[3] wandten 2025 nur 6 von den 82 größten Verteilernetzbetreibern (mehr als 100.000 Kunden) die Spitzenkappung in ihrer Netzplanung an. Flächendeckend angewendet könnte diese Maßnahme jedoch die Netzausbaukosten um bis zu 40 Prozent[4] senken. Zudem empfehlen wir die Spitzenkappung von 3 auf 5 Prozent zu erhöhen, was die Elektrizitätsbinnenmarktverordnung der Europäischen Union (Art. 13 EU-Verordnung 2019/943) ab einem Anteil der Stromerzeugung aus EE- und KWK-Anlagen von mindestens 50 Prozent am jährlichen Bruttoendstromverbrauch erlaubt.

➔ **BSW-EMPFEHLUNG**

1. Die bundesweite Wirkleistungsbegrenzung sollte nicht eingeführt werden.
2. Eine Übergangsfrist von mindestens 36 Monaten ab Inkrafttreten für alle neuen Einschränkungen muss gewährleistet werden.
3. Die Spitzenkappungsregelung nach §11 Abs. (2) EnWG gemäß der Möglichkeit im EU-Recht von 3 auf 5 Prozent erweitern und die Netzbetreiber zu deren Anwendung verpflichten. In §11 Abs. 2 Satz 1 EnWG sollte hierfür der Begriff „können“ mit „müssen“ und die Zahl „3“ mit „5“ ersetzt werden.

5. Baukostenzuschüsse (§ 17 EEG-E)

Es soll ein Recht eingeführt werden, das Netzbetreiber Baukostenzuschüsse (BKZ) für Erzeuger erheben dürfen. Die Ausgestaltung kann durch die BNetzA erfolgen und darf örtlich differenzierende Beträge enthalten.

Wie bereits oben ausgeführt steht der BSW-Solar diesem Instrument vergleichsweise positiv gegenüber, vorausgesetzt BKZ werden angemessen ausgestaltet und nicht zusätzlich zum Redispatch-Vorbehalt sondern an ihrer Stelle installiert.

[3] Zustand und Ausbau 2024, Auslastung und Betrieb des Verteilernetzes, Smard: https://www.smard.de/page/home/topic-article/444/217828/auslastung-und-betrieb-des-verteilernetzes

[4] „Moderne Verteilernetze für Deutschland“ (Verteilernetzstudie) im Auftrag des BMWI, Sep. 2024, Forschungsprojekt Nr. 44/12

➔ **BSW-EMPFEHLUNG**

Wie bereits in seiner Stellungnahme[5] im Rahmen des AgNes-Prozesses genannt, schlägt der BSW-Solar einen gut ausdifferenzierten Baukostenzuschuss (BKZ) vor. Dabei muss dieser bundeseinheitlich ausgestaltet sein, die Kosten müssen die Netzengpasskosten der Regionen widerspiegeln und er muss für die Einspeise- und Bezugsleistung am Netzverknüpfungspunkt gemeinsam gelten, statt für die Erzeugungs- oder Verbrauchsleistung separat und mehrfach. Auch sind dort einige Sondertatbestände genannt, die bei der Ausgestaltung berücksichtigt werden sollten.

Die kleinteilige Ausgestaltung der Baukostenzuschüsse durch jeden Netzbetreiber lehnt der BSW-Solar ab, da hierdurch jegliche Standardisierung ausgeschlossen wird. Der §17 EEG-E muss daher so umformuliert werden, dass die BNetzA Baukostenzuschüsse einheitlich regulieren soll und in diesem Fall der Netzbetreiber diese auch erheben muss.

Ein gesetzlicher Rahmen für die Festlegung der maximalen Höhe, die Gültigkeit am Netzverknüpfungspunkt und ein Verbot für einen doppelten BKZ für Bezug- und Einspeiseleistung ist zusätzlich notwendig.

Der BSW-Solar lehnt daher die aktuelle Formulierung der Sätze 2 und 3 ab des §17 EEG-E ab.

➔ **BSW-EMPFEHLUNG**

Der BSW-Solar empfiehlt, in § 17 EEG-E die Erhebung von BKZ nach dem § 21 EnWG für EE-Anlagen zu ermöglichen und den Rahmen für die BNetzA vorzugeben. Auf Einschränkungen bei Entschädigungszahlungen im Falle temporärer Netzengpässe ist im Gegenzug vollständig zu verzichten.

6. Neuregelung der Netzanschlussverfahren (§ 17a, §17b EnWG-E)

Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) sollen gemeinsam neue einheitliche Netzanschlussverfahren für Verbraucher und Speicher entwickeln und als Ersatz zum „Windhundprinzip“ festlegen. Diese müssen bis 1. Januar 2027 bei der Bundesnetzagentur vorliegen. Dabei besteht die Möglichkeit zur Priorisierung aller Netzanschlussbegehren (Erzeugungs-, Energiespeicher und Verbraucheranalagen) nach transparenten und diskriminierungsfreien Kriterien.

Bei unzureichenden Netzkapazität dürfen die ÜNB den Anschluss von einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung abhängig machen, soweit die Bundesnetzagentur der Begrenzung der Anschlussleistung zugestimmt hat. Eine weitere Ausnahme ist, dass der Anschlussnehmer den notwendigen Netzausbau zahlt.

Auch Verteilnetzbetreiber (VNB) dürfen diese Priorisierungskriterien übernehmen und können zusätzlich die Regionalszenarien berücksichtigen (§ 17b Abs. 2 EnWG-E).

[5] 20260327_BSW_Stellungnahme_BNetzA_Einspeisenetzentgelte

➔ BSW-BEWERTUNG

Der BSW-Solar begrüßt für die Übertragungsnetze die Einführung eines einheitlichen transparenten und effizienten Verfahrens für den diskriminierungsfreien Netzanschluss.

Allerdings sollte ein Verweis auf §8 EEG erfolgen, der klarstellt, dass §17a nicht §8 EEG einschränkt.

Die Übertragung dieses Verfahrens auf die sehr viel heterogenere Landschaft der VNB ohne weitere Einschränkungen halten wir für nicht angebracht. Auch ist der Aufwand für eine transparente und diskriminierungsfreie Priorisierung deutlich höher als für das heutige Windhundprinzip. Eine davon abweichende Priorisierung bei Verteilnetzbetreibern sollte daher erst für Anlagen mit einer Anschlussleistung größer 10 MW zulässig sein.

Die VNB sollten die Grundsätze der Priorisierung nur übernehmen dürfen, wenn sie gemeinsam ein einheitliches Verfahren definiert haben, dieses mit der EE-Branche konsultiert wurde und von der Bundesnetzagentur genehmigt worden ist. Dabei sollten die Regionalszenarien der Netzausbaupläne nicht als Kriterien miteinbezogen werden, da sie anders als die Netzentwicklungspläne der ÜNB weder konsultiert noch von der BNetzA genehmigt werden.

Langfristig ist die Regionalisierung der gesetzlichen Zielvorgaben unverzichtbar, um darauf basierend effizientere Netzanschlussverfahren und Reservierungsmechanismus zu definieren. Deshalb muss die Erstellung der Regionalszenarien der Netzausbaupläne künftig mit der EE-Branche und den Netzbetreibern gemeinsam konsultiert werden.

➔ BSW-EMPFEHLUNG

1. Die einbezogenen Kriterien für eine Priorisierung in §17b dürfen nicht in Widerspruch mit dem EE-Vorrang in §8 EEG kommen. Um rechtliche Risiken zu vermeiden, könnte diese Formulierung im §17b eingefügt werden: *„Die Regelungen zu Netzanschluss und -zugang in § 8 und §11 EEG bleiben von dieser Regelung unberührt.“*

2. Ein Priorisierungsverfahren bei Verteilnetzbetreibern muss für alle Verteilnetzbetreiber einheitliche Kriterien schaffen, mit der Branche konsultiert und von der BNetzA genehmigt werden. Auch sollte es erst ab einer Netzanschlussleistung über 10 MW angewendet werden.

3. Die Formulierung könnte in §17b Abs. 2 Satz 1 lauten: *„Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen sind berechtigt, die von der Bundesnetzagentur bestätigten Grundsätze zur Priorisierung* ***in einem einheitlich entwickelten Prozess und unter Einbindung der Branche für*** ~~*von*~~ *Netzanschlussbegehren entsprechend in ihrem Netzgebiet* ***für Anlagen größer 10 MW*** *anzuwenden. Ergänzend zu den Kriterien nach Absatz 1 Satz 3 sind die* ~~*Angaben und Annahmen der nach § 14d Absatz 3 erstellten Regionalszenarien sowie die*~~ *Bedarfe vorgelagerter Elektrizitätsversorgungsnetze als Kriterien zulässig. Die Anwendung nach Satz 1 und 2 ist der jeweils zuständigen Regulierungsbe-*

*hörde anzuzeigen **und genehmigen zu lassen** und auf der gemeinsamen Internetplattform nach § 14e sowie auf der jeweiligen Internetseite zu veröffentlichen. "*

7. Einspeisenetz (§ 3 Nr. 18 EEG-E, § 8 Abs. 1 EEG-E, § 14d Abs. 4 EnWG-E):

Im EEG werden erstmals Einspeisenetze eigenständig definiert. Diese werden hauptsächlich für den Anschluss von EE-Anlagen errichtet. Die VNB dürfen dabei nicht nur gestellte Netzanschlussbegehren, sondern auch erwartete Anschlüsse in der Planung berücksichtigen. Durch die anteilige Anrechnung der Investitionskosten an die jeweils beantragte Anschlusskapazität könnte der Anschluss an ein Einspeisenetz zum wirtschaftlich günstigsten Netzverknüpfungspunkt werden.

➔ BSW-BEWERTUNG

Der BSW-Solar begrüßt eine verstärke vorausschauende Planung von Netzbetriebsmitteln für die Einspeisung der EE-Anlagen als Teil der Netzausbaupläne, mit dem Ziel eines kostenoptimierten und mit dem EE-Ausbau harmonisierten Netzausbau.

➔ BSW-EMPFEHLUNG

Der BSW-Solar empfiehlt, die gemeinsame von Verteilnetzbetreibern und der EE-Branche konsultierte Entwicklung von regionalen Szenarien, woraus eine sinnvolle Verlegung von Einspeisenetzen abgeleitet werden kann.

8. Reservierungsmechanismus (§ 17f EnWG-E)

Die Verteilnetzbetreiber sollen einen gemeinsamen Reservierungsmechanismus mit optionaler Gebühr einführen, der ab einer Nennleistung von 135 kW und ab der Umspannebene von Nieder- zu Mittelspannung greifen soll. Besonderes Augenmerk soll dabei der Projektfortschritt bekommen. Die Vorgaben müssen von der Bundesnetzagentur genehmigt werden.

➔ BSW-BEWERTUNG

Der BSW-Solar begrüßt die Einführung eines Reservierungsmechanismus. Damit kann eine schnellere Nutzung der Netzkapazitäten erzielt werden. Dabei darf die Reservierung nur für neue Netzanschlüsse greifen und sollte neue Gebäude-Photovoltaikanlagen an bestehenden Netzverknüpfungspunkten nicht betreffen. Daher wäre eine höhere Leistungsschwelle von einem MW sinnvoll. Zudem sollten die Vorgaben für einen Reservierungsmechanismus genauer gesetzlich geregelt werden.

Die EE-Branche hat bereits 2024 einen Reservierungsmechanismus basierend auf Projektfortschritt erarbeitet und im Juni 2025 sehr konkrete Handlungsempfehlungen mit Härtefallregelungen und detaillierten Meilensteinen sowie Reservierungsfristen je Technologie veröffentlicht.[6]

Es sollte daher nicht allein den Netzbetreibern überlassen werden, diese Kriterien zu erarbeiten, sondern die Branche muss hier mit eingebunden werden. Ein Reservierungsmechanismus ist für beide Anlagenbetreiber und Netzbetreiber mit einem zusätzlichen bürokratischen Aufwand verbunden. Konkret fordert der BSW-Solar die Einführung eines Reservierungsmechanismus erst ab 1 MW, statt der 135 kW.

Der BSW-Solar spricht sich gegen die Einführung einer Gebühr aus. Die Ernsthaftigkeit soll allein durch die erforderlichen Unterlagen ausreichend bestätigt werden. Zudem erhöht eine Gebühr die Einstiegshürden für kleine Akteure und Projektentwickler.

➔ BSW-EMPFEHLUNG

1. Die Einführung eines Reservierungsmechanismus soll erst ab 1 MW greifen.
2. Für die Reservierung darf keine Gebühr verlangt werden.
3. Die EE-Branche muss konsultiert werden und wichtige Rahmenpunkte müssen gesetzlich geregelt sein.

9. Datentransparenz, Informationspflichten und Digitalisierung der Netzanschlussprozesse (§ 17c Abs. 1, Abs. 2, § 17d, § 17e, § 14e EnWG-E)

Die Verteilnetzbetreiber sollen für die Umspannebene von Höchstspannung zu Hochspannung sowie für die Umspannebene von Hochspannung zu Mittelspannung verpflichtet werden, die verfügbaren Netzanschlusskapazitäten sowohl einspeise- als auch lastseitig auf ihrer jeweiligen Internetseite auf einer geografischen Karte zu veröffentlichen und die Veröffentlichung monatlich zu aktualisieren.

Die Verteilnetzbetreiber sollen verpflichtet werden, ab Anfang 2028 unverbindliche Netzanschlussauskünfte für alle Anlagen (Erzeugung, Verbrauch, Speicher) von mindestens 135 kW über die VNB-Portale zu ermöglichen. Die Auskunft ist für Netzanschlüsse an einem Ortsnetztrafo (Netzebene 6) bis hin zu Umspannwerken (Netzebene 4) zu erteilen.

Die Netzbetreiber sollen verpflichtet werden, innerhalb von drei Monaten Informationen zum Status und zur weiteren Bearbeitung der Netzanschlussbegehren zu übermitteln (Erzeuger,

[6] https://www.bee-ev.de/fileadmin/Redaktion/Dokumente/Meldungen/Pressemitteilungen/2025/2025_06_19_Handlungsempfehlungen_ResMech_final.pdf

Verbraucher, Speicher). Die bestehenden, spezielleren Regelungen für den Anschluss von EE-Anlagen (vgl. § 8 EEG) haben jedoch Vorrang.

Die Netzbetreiber werden verpflichtet, ab Anfang 2028 sämtliche Kommunikationsprozesse von der Einreichung des Netzanschlussbegehrens bis zur Inbetriebnahme für alle Arten von Anlagen (Erzeuger, Verbraucher, Speicher) vollständig über ein digitales Netzanschlussportal zu ermöglichen. Die VNB werden dabei dazu verpflichtet, die Netzanschlussportale zu vereinheitlichen.

Das Internetportal nach § 14e EnWG soll für alle Technologien (Erzeuger, Verbraucher, Speicher) erweitert werden. So können laut Gesetzesbegründung alle Netzanschlussbegehrenden über die gemeinsame Internetplattform auf die Seite des zuständigen Verteilernetzbetreibers gelangen, um dort den Netzanschlussprozess über ein digitales Netzanschlussportal durchzuführen.

➔ BSW-BEWERTUNG

Der BSW-Solar begrüßt ausdrücklich diese Maßnahmen, die Standardisierung und Digitalisierung zu fördern und eine bessere Information für die Anschlusspetenten zu ermöglichen. Auch die Übernahme der im Branchendialog „Beschleunigung von Netzanschlüssen“ diskutierten Vorschläge zur unverbindlichen Netzanschlussauskunft (§17c EnWG-E) wird begrüßt.

Allerdings fordert der BSW-Solar bereits seit längerem eine Vereinheitlichung der verwendeten Tools und Prozesse der Netzbetreiber, was für den § 17c Abs. 1 EnWG-E bisher fehlt. Die VNB sollen zumindest gemeinsame, objektive, transparente und diskriminierungsfreie Vorgaben hierfür entwickeln, die durch die BNetzA genehmigungspflichtig werden.

Die unverbindliche Netzanschlussauskunft sollte über die gemeinsame Internetplattform nach § 14e EnWG zu finden sein. Ist die angefragte Nennleistung nicht möglich, muss angegeben werden, auf welche Leistung und für welchen Zeitraum eine realisierbare Einspeiseleistung begrenzt werden muss.

Da immer häufiger auch Anschlussbegehren für die Hochspannung notwendig werden, empfehlt der BSW-Solar zudem, sowohl die Hochspannung als auch die Umspannebene Höchstspannung und Hochspannung in die Neuregelung zur unverbindlichen Netzanschlussauskunft (§ 17c Abs. 2 EnWG-E) aufzunehmen. Auch für Anlagen ab 30 kW sollte dies nutzbar sein. Zusätzlich ist der bereits geplante Netzausbau in der Berechnung der verfügbaren Kapazitäten (§ 17c Abs. 1 EnWG-E) und der unverbindlichen Netzanschlussauskunft (§ 17c Abs. 2 EnWG-E) unbedingt zu berücksichtigen.

Der BSW-Solar begrüßt die Maßnahme, klarere Regeln und Informationspflichten an die Netzbetreiber für Netzanschlussbegehren von Verbrauchern und Graustromspeichern zu richten (§ 17d EnWG-E). Dennoch sind die Informationspflichten schwach im Vergleich zu denjenigen in der KraftNAV (für Erzeuger ab 100 MW) und in §8 EEG (für EE-Anlagen). Auch die notwendige Erweiterung des gemeinsamen Internetportals der Verteilnetzbetreiber (§ 14e Abs. 2 EnWG) auf alle Anlagentypen (Erzeugungsanlagen, Verbrauchseinrichtungen und Energiespeicheranlagen) sowie alle Spannungsebenen des Elektrizitätsverteilernetzes ist positiv.

Aus der Vergangenheit ist bekannt, dass die Netzbetreiber bereits häufiger gesetzliche Auflagen nicht erfüllt haben. Der BSW-Solar empfiehlt daher alle Maßnahmen mit Pönalen bei Nicht-Einhaltung zu belegen.

➔ **BSW-EMPFEHLUNG**

1. Systematische Vereinheitlichung der verwendeten Tools und Prozesse der Netzbetreiber
2. Erweiterte Nutzung der gemeinsamen Internetplattform nach § 14e EnWG
3. Den geplanten Netzausbau in der Berechnung der verfügbaren Kapazitäten (§ 17c Abs. 1 EnWG-E) und der unverbindlichen Netzanschlussauskunft (§ 17c Abs. 2 EnWG-E) berücksichtigen.
4. Informationspflichten bei Netzanschlussbegehren von Batteriespeichern stärken.
5. Die gesetzlichen Regelungen um Pönalen bei Nicht-Einhaltung der Vorgaben ergänzen.

10. Änderungen für Co-Location von Speichern (§ 17 Abs. 2a EnWG-E)

Bereits im geltenden EnWG werden Energiespeicher mit Bezugsleistung aus dem Netz („Graustromspeicher“) so gestellt, dass EE-Anlagen und KWK-Anlagen ihnen gegenüber nicht vorrangig angeschlossen werden. Erweitert wird die Regelung nun um einen Vorrang für Speicher, die einen Netzanschlusspunkt mit anderen Anlagen teilen (sogenannte „Co-Location“). Sofern diese am Netzverknüpfungspunkt keine zusätzliche Entnahme- oder Einspeiseleistung beanspruchen, darf der Netzbetreiber den Anschluss nicht mehr mit mangelnder Netzkapazität ablehnen.

➔ **BSW-BEWERTUNG**

Die Regelung ist zu begrüßen, greift aber zu kurz. Zum einem sollte sie nicht nur bei bestehenden Netzverknüpfungspunkten gelten, sondern auch für neue EE-Erzeugungsanlagen in Kombination mit Co-Location Speichern.

In beiden Fällen muss zwischen den folgenden Arten von Speicher in Co-Location unterschieden werden:

- Reine Grünstromspeicher, die per Definition nicht aus dem Netz beziehen (laden) und die Einspeiseleistung nicht erhöhen, dürfen nicht mehr von den Netzbetreibern abgelehnt werden. Hier muss der §8 EEG konkretisiert werden, damit die Anschlussverpflichtung von Speichern wie in §17 Abs. 2a EnWG-E neu geregelt, auch für Grünstromspeicher wirksam wird. Die Grünstromspeicher ermöglichen die Speicherung von Solarspitzen, die marktlich oder netzseitig abgeregelt werden, und verschieben die Einspeisung in die Abendstunden.

- Co-Located Multi-Use-Speicher, die sich die Einspeiseleistung mit der EE-Anlagen teilen, aber außerdem Strom aus dem Netz beziehen (Bezugskapazität). Bei solchen Speichern sollte der Netzbetreiber dazu verpflichtet werden, eine zumutbare Mindestbezugsleistung anzubieten. Vorgeschlagen wird, eine Vermutungsregelung zu ergänzen, dass mindestens 50 Prozent der Einspeiseleistung als zumutbare Bezugsleistung zur Verfügung zu stellen ist. Weist der Netzbetreiber nach, dass dies aus netztechnischen Gründen nicht möglich ist, muss er eine andere zumutbare Bezugsleistung im Rahmen eines FCA anbieten, was zu befristen ist, bis der Netzbetreiber die höhere Bezugsleistung realisiert hat, maximal 5 Jahre. Somit könnten diese Speicheranlagen in Kombination mit PV-Anlagen auch im Winter einen systemischen Beitrag leisten. Auch für einen zukünftigen Einsatz der Großbatteriespeicher anstatt des Hochfahrens von Kraftwerken (Aufwärts-Redispatch Volumen) oder im Rahmen eines kurativen Redispatchs (vgl. Entwurf 2026 des Netzentwicklungsplans), was die Redispatch-Kosten stark reduzieren könnte, muss den Batteriespeichern eine Bezugskapazität gesichert werden. Auf diese Weise wird auch Netzkapazität effizienter genutzt, nämlich nicht nur in Einspeise- sondern auch in Bezugsrichtung.

Darüber hinaus darf der Verweis auf die Notwendigkeit einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung nicht dazu führen, dass diese missbräuchlich zur Beschränkung des Speichereinsatzes genutzt wird.

➔ BSW-EMPFEHLUNG

1. Folgende Wörter soll gestrichen werden: *„unter Abschluss einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung nach Absatz 2b oder § 8a des Erneuerbare-Energien-Gesetzes“*, damit die Umsetzung der Regelung nicht von der Zustimmung der jeweiligen Netzbetreiber abhängig gemacht wird.

2. In der Gesetzbegründung zur Regelung soll zudem der folgende Punkt klargestellt werden: *„Wird ein Batteriespeicher am gleichen Netzverknüpfungspunkt errichtet, ohne dass die bestehende netzwirksame Maximalleistung verändert wird, können dem begehrten Anschluss seitens des Netzbetreibers im Rahmen der Netzanschlussprüfung keine bestehenden oder erwarteten Kapazitätsmängel entgegengehalten werden.“*

3. Grünstromspeicher, die die Einspeiseleistung eines bestehenden Netzanschlusspunktes nicht erhöhen, müssen unverzüglich angeschlossen werden können (Präzisierung im §8 EEG notwendig).

4. Für Co-Located-Multi-Use-Speicher, die sich die Einspeiseleistung mit der EE-Anlage teilen und eine Bezugskapazität beantragen, muss der Netzbetreiber eine zumutbare Bezugsleistung bereitstellen. Vermutet wird, dass 50 Prozent der Einspeiseleistung zumutbar sind. Weist der Netzbetreiber netztechnische Limitierungen nach, darf er befristet eine geringere Bezugsleistung bereitstellen.

Rückfragen:

Bundesverband Solarwirtschaft e. V. (BSW-Solar)

Carsten Körnig, Hauptgeschäftsführer, geschaeftsleitung@bsw-solar.de

Martin Rothert, Koordinator Netz- und Elektrotechnik, rothert@bsw-solar.de,
Tel. 030 2977788-41

Marine Joos, Referentin Netzfragen, joos@bsw-solar.de,
Tel. 030 2977788-22

Thomas Seltmann, Referent Speicher, seltmann@bsw-solar.de,
Tel. 030 2977788-28

Eingetragen im Lobby-Register des Bundestages: R 002438