



STELLUNGNAHME

Stuttgart, 13.02.2026

Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Synchronisierung des Anlagenzubaus mit dem Netzausbau sowie zur Verbesserung des Netzanschlussverfahrens mit Stand 30.01.2026

Inhaltsverzeichnis

1. Einleitung	3
2. Redispatch-Vorbehalt – Folgen für Investitionen in erneuerbare Energien	3
3. Eigenverbrauch, Speicher und unternehmerische Gestaltungsfreiheit.....	4
4. Baukostenzuschüsse und Verantwortung für den Netzausbau	5
5. Governance und Anreizstruktur	6
6. Synchronisierung von EnWG und EEG	7
7. Schlussbemerkung	8
8. Kurzposition des Solar Cluster Baden-Württemberg zum Referentenentwurf des Netzanschlusspakets (EnWG).....	9

Kontakt

Carolin Grieshop
Geschäftsführerin

Solar Cluster Baden-Württemberg e.V.

Meitnerstraße 1
70563 Stuttgart
Telefon: +49 (0) 711 9253619-8
Mobil: +49 (0) 155 6893 6530
carolin.grieshop@solarcluster-bw.de

1. Einleitung

Der vorliegende Referentenentwurf zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes adressiert Herausforderungen im Bereich Netzenspässe, Redispatch und Netzintegration erneuerbarer Energien. Die Sicherstellung von Systemstabilität und eine effizientere Nutzung vorhandener Netzinfrastruktur sind zentrale Anliegen der Energiewende.

Gleichzeitig greift der Entwurf in wesentliche Investitionsparameter für erneuerbare Erzeugungsanlagen ein. Er verändert die Verteilung von Risiken und Kosten zwischen Netz- und Erzeugerseite grundlegend und setzt damit energiepolitische Leitplanken, bevor die angekündigte EEG-Novelle vorliegt.

Aus Sicht des Solar Cluster Baden-Württemberg bedarf es daher einer sorgfältigen ordnungspolitischen und investitionsökonomischen Bewertung.

2. Redispatch-Vorbehalt – Folgen für Investitionen in erneuerbare Energien

Der Gesetzentwurf sieht vor, dass in bestimmten Netzgebieten neu angeschlossene Anlagen keinen finanziellen Ausgleich mehr erhalten sollen, wenn sie wegen Netzenspässen abgeschaltet werden. Voraussetzung ist, dass im Vorjahr mehr als drei Prozent der potenziellen Strommenge in diesem Gebiet abgeregelt werden mussten. Wird diese Schwelle überschritten, kann das Gebiet für bis zu zehn Jahre als „kapazitätslimitiert“ ausgewiesen werden.

Für neue Projekte bedeutet das:

- Betreiber müssen damit rechnen, dass ihre Anlagen zeitweise abgeschaltet werden.
- Für diese Abschaltungen erhalten sie keinen Ausgleich.
- Gleichzeitig gibt es keine klare Begrenzung, wie oft oder wie lange abgeschaltet werden darf.

Bisher war die Regelung anders:

Wenn eine Anlage aus Netzgründen nicht einspeisen durfte, wurde der entgangene Strom vergütet. Damit war das Risiko für Investoren kalkulierbar.

Mit der geplanten Änderung verschiebt sich dieses Risiko vollständig auf die Anlagenbetreiber. Das Problem dabei ist nicht, dass es Abschaltungen gibt – diese sind aus Gründen der Netzsicherheit notwendig. Problematisch ist vielmehr, dass die Häufigkeit und Dauer solcher Abschaltungen im Voraus nicht verlässlich kalkulierbar sind.

Für Investoren und finanzierende Banken ist Planbarkeit entscheidend. Wenn nicht klar ist, welche Erlöse erzielt werden können, werden Projekte schwerer finanzierbar – insbesondere für mittelständische Unternehmen, Bürgerenergieprojekte oder Stadtwerke.

Der Entwurf wird unter anderem mit dem Ziel begründet, Redispatchkosten zu senken und Netzenspässe effizienter zu bewältigen. Nach Veröffentlichungen der Bundesnetzagentur

und branchenöffentlichen Auswertungen sind die Redispatchkosten seit 2022 rückläufig. Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, ob die vorgeschlagene Risikoverlagerung in diesem Umfang erforderlich und vor allem verhältnismäßig ist.

Hinzu kommt:

Ein einzelnes Jahr mit einer höheren Abregelungsquote reicht aus, um ein Gebiet für zehn Jahre als kapazitätslimitiert auszuweisen. Damit entsteht eine langfristige Wirkung auf Investitionen, die auf einer vergleichsweise niedrigen Schwelle basiert.

Aus Sicht des Solar Cluster Baden-Württemberg sollte deshalb sorgfältig geprüft werden, ob die vorgesehene Regelung in ihrer jetzigen Form die notwendige Investitions- und Planungssicherheit für den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien gewährleistet.

3. Eigenverbrauch, Speicher und unternehmerische Gestaltungsfreiheit

In der Praxis wird Redispatch derzeit häufig an der Erzeugungsleistung am Wechselrichter umgesetzt. Dies führt dazu, dass auch Eigenverbrauch und Speicherbetrieb faktisch mit abgeregelt werden.

Die wirtschaftlichen Folgen sind erheblich:

- Wegfall von Eigenverbrauchsvorteilen,
- zusätzlicher Strombezug zu deutlich höheren Kosten,
- Netzentgelte auf diesen zusätzlichen Strombezug werden nicht kompensiert.

Solange ein finanzieller Ausgleich erfolgt, wird dieser Effekt teilweise abgefedert. Mit dem geplanten Wegfall des Ausgleichs verschärft sich diese Problematik deutlich.

Dabei ist anzuerkennen, dass aus Netzsicht eine möglichst einfache und wirksame Steuerung von Erzeugungsanlagen zur Engpassbewirtschaftung erforderlich sein kann. Gleichzeitig ist zu berücksichtigen, dass Energieerzeugung und -versorgung in Deutschland längst weitgehend in privater Hand organisiert sind und auf unternehmerischen Investitionsentscheidungen beruhen.

Wenn Eingriffe künftig nicht nur die Einspeisung ins Netz, sondern auch den innerbetrieblichen Eigenverbrauch und Speicherbetrieb betreffen – und dabei ohne finanziellen Ausgleich erfolgen –, entsteht aus Sicht vieler Unternehmen der Eindruck eines sehr weitgehenden staatlichen Steuerungsingriffs. Der Staat würde in diesem Fall nicht nur Rahmenbedingungen setzen, sondern operative Produktionsentscheidungen maßgeblich beeinflussen.

Dies berührt die unternehmerische Gestaltungsfreiheit insbesondere dort, wo Unternehmen gezielt in Speicher, Lastmanagement oder Wasserstofflösungen investieren, um systemdienlich zu agieren. Anlagen mit dauerhaft verbrauchsgekoppelter Erzeugung oder hohem Autarkiegrad wirken in der Praxis netzentlastend. Werden diese dennoch vollständig abgeregelt, kann ein Anreiz entstehen, weniger in solche netzdienlichen Konzepte zu investieren.

Zugleich stehen diese Effekte im Spannungsverhältnis zum europäischen Schutzgedanken des Eigenverbrauchs sowie zu industriepolitischen Zielsetzungen im Bereich Speicherintegration, Sektorkopplung und Wasserstoff.

Vor diesem Hintergrund ist eine Anpassung der Redispatch- und Anschlussregelungen erforderlich. Netzdienliche Eigenverbrauchs- und Speicherlösungen dürfen nicht faktisch entwertet werden. Eine differenzierte Behandlung verbrauchsgekoppelter Anlagen ist sachlich geboten.

4. Baukostenzuschüsse und Verantwortung für den Netzausbau

Der Gesetzentwurf sieht vor, dass Betreiber neuer Erzeugungsanlagen künftig stärker an den Kosten des Netzausbaus beteiligt werden können. Solche Baukostenzuschüsse stellen eine zusätzliche finanzielle Belastung für Projekte dar. In Kombination mit dem vorgesehenen Redispatch-Vorbehalt entsteht dadurch eine doppelte Verschiebung von Risiken auf die Anlagenbetreiber:

- Beteiligung an Netzausbaukosten.
- Übernahme netzbedingter Abschaltungsrisiken ohne finanziellen Ausgleich.

Damit stellt sich eine grundlegende Frage der Aufgabenverteilung im Energiesystem. Bisher gilt eine klare Logik:

- Netzbetreiber sind für Planung, Ausbau und Betrieb der Netze verantwortlich und erhalten hierfür eine regulierte Vergütung über die Netzentgelte.
- Erzeuger investieren in Kraftwerke oder erneuerbare Anlagen und tragen das Markt- und Preisrisiko.

Werden Netzausbaukosten und netzbedingte Abschaltungsrisiken zusätzlich auf die Erzeugerseite verlagert, verschiebt sich nicht nur diese Rollenverteilung – es verändert sich auch die Marktstruktur. Zusätzliche, schwer kalkulierbare Risiken können in der Regel nur von sehr großen und kapitalstarken Akteuren getragen werden.

Bisher war es möglich, dass auch mittelständische Unternehmen, Stadtwerke und Bürgerenergieprojekte am Markt für erneuerbare Energien agieren. Gerade diese Vielfalt der Akteure hat den Ausbau in den vergangenen Jahren getragen und regionale Wertschöpfung gesichert. Werden Investitionsrisiken deutlich erhöht, besteht das reale Risiko einer strukturellen Marktverengung.

Vor dem Hintergrund industriepolitischer Zielsetzungen – etwa der Stärkung energieintensiver Branchen wie der Stahl- oder Grundstoffindustrie – ist jedoch eine breite, wettbewerbliche und regionale Erzeugungsstruktur von Vorteil. Industrie profitiert von verlässlicher, regional verfügbarer und kostengünstiger erneuerbarer Energie – nicht von einer Marktverengung, die Investitionen hemmt und Wettbewerb reduziert.

In der Praxis zeigt sich bereits heute, dass Projektierer zum Teil selbst Netzinfrastuktur – beispielsweise Umspannwerke – errichten müssen, um Anschlussfähigkeit herzustellen. Solche Lösungen können im Einzelfall sachgerecht sein. Problematisch wird es jedoch, wenn sich daraus ein strukturelles Modell entwickelt, bei dem private Investoren zunehmend Aufgaben übernehmen, die originär in die Verantwortung des regulierten Netzbereichs fallen.

Netzinfrastuktur ist Teil der öffentlichen Daseinsvorsorge. Fragen des Netzausbaus sollten daher systemisch, planbar und anreizkompatibel gelöst werden – und nicht primär über individuelle Risikoverlagerungen auf einzelne Projekte.

5. Governance und Anreizstruktur

Die vorgesehene Möglichkeit, Netzgebiete für einen Zeitraum von bis zu zehn Jahren als „kapazitätslimitiert“ auszuweisen, stellt einen erheblichen Eingriff in Investitionsentscheidungen dar. Ein einzelnes Jahr mit einer Abregelungsquote von mehr als drei Prozent genügt, um langfristige Einschränkungen für neue Projekte auszulösen. Damit entsteht eine zehnjährige Rechtsfolge auf Basis einer einmaligen Jahresbetrachtung. Die Folge ist eine Regelung mit weitreichender Wirkung, die auf einer vergleichsweise niedrigen Schwelle basiert.

Zugleich würde mit dem Wegfall der Entschädigung für netzbedingte Abschaltungen ein zentraler Mechanismus entfallen, der bislang sicherstellt, dass Netzengpässe nicht einseitig zulasten einzelner Anlagenbetreiber gehen. Werden Abregelungen für neue Anlagen kostenneutral für Netzbetreiber, stellt sich die Frage, welche Anreize künftig bestehen, Engpässe effizient zu reduzieren oder Netzausbau zu beschleunigen.

Es geht daher nicht nur um Transparenz, sondern um die grundsätzliche Ausgestaltung der Anreizstruktur im Netzbetrieb.

Aus Sicht des Solar Cluster Baden-Württemberg ist zu prüfen, ob eine derart langfristige und pauschale Gebietsausweisung mit den im Koalitionsvertrag formulierten Zielen eines beschleunigten, planbaren und investitionsfreundlichen Ausbaus erneuerbarer Energien vereinbar ist. Der Koalitionsvertrag betont ausdrücklich Netzausbau, Netzoptimierung, Flexibilisierung und die Kontinuität beim Ausbau erneuerbarer Energien. Eine Regelung, die Investitionsrisiken deutlich erhöht, ohne klare Begrenzungen, überprüfbare Kriterien und wirksame Anreize für Engpassreduktion vorzusehen, steht in einem Spannungsverhältnis zu diesen Zielsetzungen.

Netzengpässe sind in erster Linie Infrastrukturfragen. Sie sollten strukturell durch Ausbau, Optimierung und bessere Synchronisierung von Netz und Erzeugung gelöst werden – nicht primär durch eine langfristige Verlagerung von Risiken auf neue Investoren.

6. Synchronisierung von EnWG und EEG

Das Netzanschlusspaket greift tief in zentrale Investitionsparameter für erneuerbare Energien ein, bevor die angekündigte EEG-Novelle vorliegt. Gleichzeitig unterliegt eine EEG-Reform der beihilferechtlichen Prüfung auf europäischer Ebene und benötigt daher zusätzliche zeitliche Planung.

Für Investitionsentscheidungen ist jedoch nicht ein einzelnes Gesetz maßgeblich, sondern die Gesamtsystemarchitektur aus Netzrecht, Förderrecht und Marktmechanismen. Projektentwickler und finanzierende Banken bewerten Vorhaben stets im Zusammenspiel folgender Faktoren:

- Anschluss- und Netzkrisen (EnWG),
- Vergütungs- bzw. Marktprämienmechanismen (EEG),
- Strommarktdesign und Preisentwicklung,
- regulatorische Planbarkeit über mehrere Jahre.

Wenn netzrechtliche Risiken – etwa durch den Wegfall von Entschädigungen oder neue Baukostenzuschüsse – deutlich erhöht werden, ohne dass gleichzeitig Klarheit über die zukünftige EEG-Systematik besteht, entsteht ein asymmetrisches Reformumfeld: Risiken werden unmittelbar verschärft, während mögliche Kompensationsmechanismen noch unklar sind.

Hinzu kommt, dass eine EEG-Reform beihilferechtlich bei der Europäischen Kommission notifiziert werden muss. Änderungen im Netzrecht können daher faktisch früher wirksam werden als Anpassungen im Förder- oder Marktregime. Dies verstärkt die Unsicherheit in einer Phase, in der Investitionsentscheidungen für mehrere Jahre im Voraus getroffen werden.

Für Unternehmen und Kapitalgeber ist jedoch entscheidend, ob das Gesamtsystem:

- kalkulierbar,
- konsistent
- und langfristig stabil ist.

Eine isolierte Verschärfung netzrechtlicher Risiken ohne gleichzeitige Klarstellung der EEG-Architektur führt zu Planungsunsicherheit – insbesondere bei mittelständischen Akteuren, Bürgerenergieprojekten und regionalen Versorgern.

Vor diesem Hintergrund ist eine kohärente und zeitlich abgestimmte Reform von EnWG und EEG sachgerecht. Netz- und Förderrecht sollten gemeinsam gedacht und kommuniziert werden, damit Investoren die langfristige Tragfähigkeit ihrer Projekte bewerten können.

Die Energiewende erfordert Verlässlichkeit im Gesamtsystem.

7. Schlussbemerkung

Der Solar Cluster Baden-Württemberg unterstützt das Ziel einer systemdienlichen und effizienten Netzintegration erneuerbarer Energien ausdrücklich. Die Energiewende benötigt jedoch einen stabilen, kohärenten und investitionsfreundlichen Rechtsrahmen.

Eine Weiterentwicklung des Energiewirtschaftsrechts sollte daher nicht zu einer strukturellen Verlagerung systemischer Risiken auf einzelne Projekte führen, sondern die Balance zwischen Netzstabilität, Wirtschaftlichkeit und Ausbaupfad wahren.

Der Solar Cluster Baden-Württemberg steht für einen konstruktiven Dialog zur Verfügung.

8. Kurzposition des Solar Cluster Baden-Württemberg zum Referentenentwurf des Netzanchlusspakets (EnWG)

Das geplante Netzanchlusspaket greift tief in die Investitionsbedingungen für erneuerbare Energien ein. Aus Sicht des Solar Cluster Baden-Württemberg sind folgende Punkte entscheidend:

1. Netzenspässe sind Infrastrukturprobleme

Sie sollten primär durch Netzausbau, Netzoptimierung und bessere Synchronisierung von Netz und Erzeugung gelöst werden – nicht durch eine dauerhafte Verlagerung von Risiken auf neue Investoren.

2. Rollenverteilung wahren

Netzinfrastuktur ist eine regulierte Aufgabe. Marktrisiken gehören in die unternehmerische Sphäre. Diese Balance darf nicht verschoben werden.

3. Eine einmalige 3 %-Schwelle darf keine zehnjährige Wirkung entfalten

Ein einzelnes Jahr mit erhöhter Abregelung genügt, um ein Gebiet langfristig einzuschränken. Dies steht in keinem angemessenen Verhältnis zur Dauer der Rechtsfolge.

4. Anreize zur Engpassreduzierung müssen erhalten bleiben

Werden Abregelungen für Netzbetreiber kostenneutral, sinkt der wirtschaftliche Anreiz zur schnellen Engpassbeseitigung.

5. Eigenverbrauch und Speicher dürfen nicht entwertet werden

Netzdienliche Eigenverbrauchs- und Speicherkonzepte werden in der Praxis häufig mit abgeregelt. Eine Reform darf diese Investitionen nicht unterlaufen.

6. Marktvielfalt sichern

Erhöhte regulatorische Risiken treffen vor allem Mittelstand, Stadtwerke und Bürgerenergie. Eine Reform darf nicht zu einer strukturellen Marktverengung führen.

7. EnWG und EEG gemeinsam denken

Netzrecht und Förderrecht bilden ein Gesamtsystem. Änderungen im EnWG sollten mit der EEG-Novelle abgestimmt werden, um Planungssicherheit zu gewährleisten.

8. Investitionssicherheit darf nicht untergraben werden

Der Wegfall der Entschädigung bei netzbedingten Abschaltungen und die zehnjährige Ausweisung kapazitätslimittierter Netzgebiete führen zu erheblichen und schwer kalkulierbaren Investitionsrisiken.