Stellungnahme EDP:
Das EEG 2027 und das Netzanschlusspaket sollten den Markt für erneuerbare Energien nicht schwächen, sondern vielmehr einen besseren Markt- und Netzzugang gewährleisten.

EDP plant, die Nutzung fossiler Energieträger bei der Stromerzeugung vollständig zu beenden und bis 2030 eine Stromerzeugung aus 100 % erneuerbaren Energien (Wind, Solarenergie, Wasserkraft, Pumpspeicherkraftwerke und Batteriespeichersysteme (BESS)) zu erreichen. Mit umfassenden Energielösungen für Industrie- und Gewerbekunden unterstützen wir die deutsche Energiewende aus verschiedenen Perspektiven.

Diese Stellungnahme bezieht sich auf die jüngsten Kabinettsbeschlüsse zum EEG 2027 (Stand: 29. Juli 2026) und zum Netzanschlusspaket (Stand: 29. Juli 2026) sowie auf die von der CDU/CSU Bundestagsfraktion vorgeschlagenen Änderungen am EEG (25. September 2026).

1. Reform des Fördermechanismus im EEG

Die Reform des Fördermechanismus ist zu begrüßen, da sie dazu beiträgt, das EEG an den europäischen Rechtsrahmen anzupassen. Die Einführung produktionsbasierter Contracts for Difference (CfDs) stellt ein wichtiges Instrument dar, um langfristige Erlösstabilität zu gewährleisten, die Projektfinanzierung zu erleichtern und die weiterhin erforderlichen Investitionen zur Erreichung der deutschen Ausbauziele für erneuerbare Energien zu unterstützen. Ein stabiles und verlässliches Fördersystem bleibt entscheidend, um Investitionen in dem für die Energiewende erforderlichen Umfang zu mobilisieren.

Gleichzeitig sollten CfDs und Power Purchase Agreements (PPAs) als sich ergänzende Instrumente betrachtet werden. Während CfDs die für Investitionen und die Projektfinanzierung erforderliche Erlössicherheit schaffen, stärken PPAs die Marktintegration, unterstützen die Dekarbonisierung der Industrie und ermöglichen es Unternehmen, sich langfristig mit erneuerbarem Strom zu versorgen. Der Rechtsrahmen des EEG sollte daher die komplementäre Nutzung beider Instrumente ermöglichen und es erneuerbaren Energieprojekten erlauben, die durch die öffentliche Förderung geschaffene Investitionssicherheit mit marktgestützten Abnahmevereinbarungen zu kombinieren, sofern dies sinnvoll ist.

Regulatorische Stabilität und Verlässlichkeit sind gleichermaßen von großer Bedeutung. Projekte im Bereich der erneuerbaren Energien sind auf langfristige Investitionszeiträume ausgelegt und benötigen von Beginn an verlässliche Rahmenbedingungen. Die Projektentwickler sehen sich bereits mit steigenden Kosten sowie zusätzlichen regulatorischen und netzbezogenen Risiken konfrontiert. Änderungen am Fördermechanismus sollten daher planbar und mit ausreichenden Übergangsfristen umgesetzt werden, um bereits getroffene Investitionsentscheidungen oder sich in der Entwicklung befindliche Projekte nicht zu gefährden. Die Aufrechterhaltung eines stabilen und investitionsfreundlichen EEG-Rahmens wird entscheidend sein, um den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien zu unterstützen und Deutschlands Ziel der Klimaneutralität bis 2045 zu erreichen.

Höhere Gebotspreise zu erwarten

Darüber hinaus ist zu berücksichtigen, dass durch die künftige Abschöpfung von Überschusserlösen und die eingeschränkten Möglichkeiten zur Flexibilisierung mit Erlöseinbußen auf Seiten der Betreiber erneuerbarer Energien zu rechnen ist. In der Folge sind höhere maximale Gebotspreise bei den Ausschreibungen zu erwarten.

Die von der CDU/CSU-Bundestagsfraktion vorgeschlagenen Änderungen sehen vor, die Höchstwerte für Photovoltaik (4,4 ct/kWh) und Onshore-Windenergie (5,5 ct/kWh) zu begrenzen. Dies wird der Realität der Projekte nicht gerecht. Hinzu kommen weitere Finanzierungsunsicherheiten, etwa durch die Redispatch-Beschränkungen, die Reduzierung der Einspeisekapazitäten sowie zusätzliche Kosten für Baukostenzuschüsse (BKZ) und Einspeisenetzentgelte, die von der Bundesnetzagentur (BNetzA) ab 2029 vorgesehen sind. Die Betreiber werden diese Kosten nicht vollständig auffangen können. Sie müssen daher in Form höherer Gebotspreise bei den EEG-Ausschreibungen berücksichtigt werden.

Zusätzliche Anreize schaffen

Die Aufhebung der Größenbegrenzung für Photovoltaikanlagen – derzeit auf eine maximal installierte Leistung von 50 MW begrenzt – ermöglicht Skaleneffekte und senkt die Stromgestehungskosten großer Freiflächenanlagen. Bei Projekten ab 20 MW ist bereits mit höheren Kosten aufgrund der erforderlichen Errichtung eines Umspannwerks zu rechnen. Ab einer Größenordnung von etwa 50 MW kommen zunehmend Skaleneffekte zum Tragen, wodurch Projekte kostengünstiger umgesetzt werden können. Dies würde dazu beitragen, die Kosten der CfDs zu senken.

Große Projekte stehen zudem vor der Herausforderung, PPAs abzuschließen, da hierfür entsprechend große Abnehmer erforderlich sind. Die Aufhebung der Größenbegrenzung würde dazu beitragen, diese Projekte mit niedrigen Investitionskosten (Low-Capex-Projekte) zu erschließen. Alternativ könnte ihnen ermöglicht werden, nur mit einem Teil ihrer Kapazität bis zur festgelegten Obergrenze an den Ausschreibungen teilzunehmen.

PPAs als Standort- und Industriefaktor

PPAs sind ein wichtiges Instrument für Unternehmen, die sich gegen Strompreisschwankungen absichern und ihren Stromverbrauch dekarbonisieren wollen. Sie schaffen Planungssicherheit für neue stromintensive Industrien, darunter auch Rechenzentren, und tragen dazu bei, Deutschland als attraktiven Standort für industrielle Investitionen zu stärken. Darüber hinaus unterstützen PPAs die wachsende Nachfrage nach Grünstrom über marktbasierte Mechanismen und können dazu beitragen, die Gesamtkosten der Energiewende einschließlich der Förderkosten im EEG zu senken.

Flexiblen Übergang von PPA zu CfD ermöglichen

Nach dem aktuellen Gesetzentwurf ist die Vermarktung von Grünstrom über ein PPA ohne Abgaben nur möglich, wenn innerhalb der ersten zehn Jahre einmalig von der Förderung auf ein PPA-Modell gewechselt wird. Demgegenüber sehen die von der CDU/CSU-Bundestagsfraktion vorgeschlagenen Änderungen einen strikt einzuhaltenden Ansatz ohne jegliche Flexibilität vor.

Planbare Vertragslaufzeiten von mindestens sieben bis zehn Jahren sind für die langfristige Projektfinanzierung über die reine Direktvermarktung von entscheidender Bedeutung. In der aktuellen Marktsituation besteht jedoch vor allem Nachfrage nach kurzfristigen PPAs mit Laufzeiten von ein bis drei Jahren. Damit bleibt das Investitionsrisiko zumindest vorerst bestehen, und zusätzliche Förderungen sind erforderlich, um den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien abzusichern.

Auch die Preise von PPAs können erheblichen Schwankungen unterliegen, wodurch eine belastbare Kalkulation über einen Zeitraum von zwei bis drei Jahren erschwert wird. Um dieses Risiko zumindest abzumildern, wäre die Möglichkeit eines Wechsels von einem kurzfristigen PPA zurück in einen CfD sinnvoll, um Investitionen abzusichern.

Daher schlagen wir vor, eine flexiblere Kombination von CfDs und PPAs zu ermöglichen, mit einer einmaligen Option, in das jeweilige Instrument hinein- bzw. aus ihm herauszuwechseln:

- **Opt-in:** Einmaliger Wechsel von einem PPA in einen CfD.
- **Opt-out:** Einmaliger und unwiderruflicher Wechsel aus einem CfD.

2. Netzanschlusspaket: Flexibilität ausbauen statt einschränken

Ein Redispatch-Vorbehalt in Verbindung mit einer Begrenzung der Einspeisung am Netzverknüpfungspunkt (Systemdienliche Anschlussleistung) stellt ein erhebliches Hemmnis für den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien dar. Es bleibt unklar, ob die Begrenzung auf 5 % in überlasteten Gebieten über einen Zeitraum von sechs Jahren sowie der kapazitätsbegrenzte Netzzugang für Photovoltaik und Onshore-Wind überhaupt einen positiven Effekt auf den weiteren Ausbau haben werden.

EDP lehnt die Einführung eines Redispatch-Vorbehalts entschieden ab. Derzeit liegen keine umfassenden Daten vor, anhand derer sich abschätzen lässt, in welchem Umfang Projektpipelines davon betroffen wären. Solange auf Übertragungs- und Verteilnetzebene keine transparenten und regelmäßig aktualisierten Daten verfügbar sind, stellen sowohl ein Redispatch-Vorbehalt als auch eine systemdienliche Anschlussleistung (SAL) Investitionsrisiken dar, die auf die Projektkosten umgelegt werden. Dies gilt insbesondere für Windprojekte, deren Planung sich über mehrere Jahre erstreckt. Der endgültige Netzanschluss und die verfügbare Anschlusskapazität stehen in der Anfangsphase häufig noch nicht fest. Projekte, die nachträglich von einem Engpassgebiet betroffen sind und infolgedessen eine geringere Vergütung erhalten, müssen ihre Projektkosten neu kalkulieren und damit auch ihre Finanzierungsentscheidungen überprüfen – und das trotz bereits getätigter Investitionen.

Nutzen statt Abregeln

- Vorrangig sollten Maßnahmen ergriffen werden, um die Flexibilität zu erhöhen und den Netzausbau durch die Vereinfachung bürokratischer Verfahren zu beschleunigen. Darüber hinaus sollte sichergestellt werden, dass Redispatch am Netzverknüpfungspunkt erfolgt, sodass Betreiber erneuerbarer Energien hinter diesem Punkt den erzeugten Strom weiterhin nutzen können, beispielsweise zum Laden von Speichern. Für viele Netzbetreiber ist dies bislang nicht umsetzbar. Dadurch können Betreiber erneuerbarer Energien die Auswirkungen

von Redispatch nicht dadurch abmildern, dass sie den erzeugten Grünstrom weiterhin selbst nutzen.

- Sollte der Redispatch-Vorbehalt dennoch eingeführt werden, sollte die Schwelle für die Feststellung eines Engpasses auf mindestens 10 % angehoben werden. Die vom BMWE vorgelegte Datengrundlage (E-Bridge, August 2026) basiert ausschließlich auf Redispatch-Daten aus dem Jahr 2024. Seitdem wurden mehr als 50 GW an Kapazität aus erneuerbaren Energien hinzugebaut. Vor dem Hintergrund bereits erteilter Genehmigungen und getroffener Finanzierungsentscheidungen könnten die Engpässe bei Onshore-Wind und Photovoltaik daher bereits heute deutlich höher ausfallen.
- Darüber hinaus sieht das Netzanschlusspaket eine Obergrenze von 20 % für Entschädigungszahlungen im Rahmen des Redispatch vor. Das bedeutet, dass Betreiber erst für den nicht eingespeisten Strom entschädigt werden, wenn die Einspeisung um 20 % reduziert wurde. Dieser Wert sollte angehoben werden, um steigenden Kosten für CAPEX, Baukostenzuschüsse und künftige Netzentgelte Rechnung zu tragen.