

EEG 2027 und Netzpaket: Mehr Marktintegration und Investitionssicherheit erforderlich

ENGIE Deutschland bekennt sich klar zur Energiewende. Wir planen, bauen, betreiben und vermarkten Wind-, Photovoltaik- und Wasserkraftanlagen sowie Pumpspeicher und Batteriespeicher. Industriekunden, Kommunen und die Wohnungswirtschaft begleiten wir mit ganzheitlichen Energiekonzepten auf ihrem Weg zur Dekarbonisierung.

Die zwei vorliegenden Gesetzentwürfe

- Entwurf eines Gesetzes für einen planbaren, kosteneffizienten, netzverträglichen und marktorientierten Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor (Kabinett 29.7.26)
- Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Synchronisierung des Anlagenzubaues mit dem Netzausbau sowie zur Verbesserung des Netzanschlussverfahrens (Kabinett 29.7.26) #Netzpaket

enthalten mehrere Regelungen, die aus Sicht von ENGIE Deutschland die Investitions- und Planungssicherheit für den Ausbau und die weitere Marktintegration der Erneuerbaren Energien erheblich gefährden.

1. PPAs stärken - Prioritäre Korrekturen zur besseren Marktintegration der Erneuerbaren Energien

Grüne **Power Purchase Agreements (PPAs)** – z.B. Verträge für die Belieferung eines Chemieunternehmens mit Grünstrom aus einem Windpark - sind das primäre Finanzierungs- und Absicherungsinstrument für eine tiefere **Marktintegration** Erneuerbarer Energien (EE). ENGIE fordert einen Investitionsrahmen für Erneuerbare Energien, der die Rolle von PPAs stärkt. Denn PPAs sichern den wachsenden Grünstrombedarf für Unternehmen marktlich ab und reduzieren damit effektiv die staatlichen Förderkosten.

PPAs als Standort- und Industriefaktor

PPAs sind für Unternehmen der zentrale Schlüssel zur **Preisabsicherung und Dekarbonisierung ihres Strombedarfs**. Die durch PPAs entstehende langfristige Planungs- und Investitionssicherheit macht sie vor allem für neu wachsende Industriezweige mit hohem Energiebedarf wie Rechenzentren besonders attraktiv. Der einfache Zugang zu grünem Strom ist **Standortfaktor und Investitionsvoraussetzung**

sowie qualitatives Compliance-Erfordernis für Unternehmen in ihrer Finanz- und Nachhaltigkeitsberichterstattung. Grüne PPAs sind zudem für große Teile der Industrie Voraussetzung, maßgebliche Subventionsmittel wie die Strompreiskompensation (SPK) oder den Industriestrompreis in Anspruch nehmen zu können und damit internationale Wettbewerbsfähigkeit herzustellen.

EEG-Entwurf in seiner jetzigen Form gefährdet den PPA-Markt

Grüne PPAs werden heute hauptsächlich mit einer Laufzeit von 1 – 5 Jahren nachgefragt. Ein Großteil wird aus förderfähigen EE-Anlagen bereitgestellt, die aber keine Förderung in Anspruch nehmen und der „sonstigen Direktvermarktung“ im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) zugeordnet sind.

Im aktuellen Entwurf zur Änderung des EEG wird die „Marktprämie“ zu einem zweiseitigen Differenzvertrag (Contract for Difference - CfD) weiterentwickelt. Wenn die Strommarktpreise das in den Ausschreibungen ermittelte Absicherungsniveau („anzulegender Wert“) nicht erreichen, steht den Anlagen – wie bisher – eine „Marktprämie“ zu. Wenn die Strommarktpreise dieses Niveau jedoch überschreiten, fällt für die Anlagenbetreiber ein „Refinanzierungsbeitrag“ an, den sie an den Fördergeber zurückzahlen müssen. Der EEG-Entwurf sieht vor, dass dieser Refinanzierungsbeitrag auch in der „sonstigen Direktvermarktung“ anfällt (§ 21d).

(1) Refinanzierungsbeitrag (§ 21d EEG) – Abschöpfung in der „sonstigen Direktvermarktung“ senkt das PPA-Angebot

- PPAs sind Risikomanagementinstrumente, bei denen die Vertragspartner während der Vertragslaufzeit Erlös- und Mengenrisiken vollständig selbst tragen – hier ein staatliches Abschöpfungsinstrument zu integrieren konterkariert jeglichen marktwirtschaftlichen Anreiz. Das Angebot an PPAs wird in der Folge erheblich abnehmen.
- Anbieter von PPAs würden sich einem **asymmetrischen Risiko** aussetzen. Sie würden bei niedrigen Spotmarktpreisen auf die staatliche Marktprämie verzichten. Bei hohen Spotmarktpreisen müssten PPA-Anbieter jedoch zusätzlich mit einer Abschöpfung über die Zahlung des Refinanzierungsbeitrags rechnen.

Formulierungshilfe:

§ 21d Satz 2 sollte um folgenden Satz 3 ergänzt werden:

*Die Pflicht zur Zahlung des Refinanzierungsbeitrags nach Satz 1 besteht für Strom, den der Anlagenbetreiber im Rahmen der Direktvermarktung mit Marktprämie nach § 20 oder der sonstigen Direktvermarktung nach § 21a veräußert. **Beträgt die Verweildauer in der sonstigen Direktvermarktung nach § 21a mindestens ein Jahr, reduziert sich der Refinanzierungsbeitrag um 50 Prozent.***

(2) Wechsel zwischen CfD und PPA flexibler gestalten (§ 21e)

- Ein PPA ohne Abschöpfung ist nach Gesetzentwurf nur dann möglich, wenn die EE-Anlagenbetreiber sich innerhalb der ersten zehn Betriebsjahre dauerhaft für einen Verzicht auf die EEG-Zahlungen (also Marktprämie und Refinanzierungsbeitrag) ohne Möglichkeit zur Rückkehr in die Förderung entscheiden. Diese einmalige, frühe, unwiderrufliche Wechseloption aus dem CfD verstärkt für Anlagenbetreiber bzw. PPA-Anbieter die Unsicherheit, da Marktpreise über drei Jahre hinaus nur sehr schwer absehbar sind. Für eine sichere Projektfinanzierung wäre ein PPA mit einer Laufzeit von mindestens zehn Jahren erforderlich. Nachgefragt werden aber hauptsächlich PPAs mit kürzeren Laufzeiten. In der Folge wäre es rational im CfD zu verbleiben.
 - ➔ Flexiblere Wechselmöglichkeiten in Bezug auf Häufigkeit (mehrfacher Wechsel zwischen CfD und PPA) und Dauer würden PPAs stärken.
 - ➔ Insbesondere sollten Anlagen die Möglichkeit haben, zunächst für eine gewisse Anzahl von Jahren nach der Inbetriebnahme (z.B. 1 - 5 Jahre) mit PPAs frei vermarktet zu werden, bevor sie einen CfD in Anspruch nehmen.

Formulierungshilfe:

§ 21e Satz 2 sollte daher wie folgt geändert und ergänzt werden: *Die Mitteilung kann **einmalig** bis zum Ablauf des **neunzehnten** Kalenderjahres nach Inbetriebnahme der Anlage erfolgen und jeweils nach einer Verweildauer von drei Kalenderjahren zurückgenommen werden. Erfolgt die Mitteilung mindestens einen Kalendermonat vor Inbetriebnahme der Anlage, tritt die Rechtsfolge nach Satz 1 unmittelbar mit der Inbetriebnahme ein.*

(3) Schwächung von PPAs europarechtlich nicht zulässig

- Deutschland und die Mitgliedstaaten der EU sind europarechtlich dazu verpflichtet, die Verbreitung von PPAs als zentrales Element zur Marktintegration zu unterstützen ([EU Verordnung 2024/1747](#) und [Kommunikation 2026/917](#)). Marktwirtschaftliche Elemente müssen daher auch im neuen EEG konsequent gestärkt und dürfen nicht geschwächt werden.

2. Investitionsunsicherheit für neue Erneuerbare-Energie-Projekte verhindern

Aus Betreiber- und Projektierer-Sicht von Erneuerbare-Energien-Anlagen haben wir als ENGIE Deutschland noch weitere Hinweise, die wir mitgeben möchten.

(1) Redispatchvorbehalt entzieht Erneuerbare-Energien-Projekten Planungsgrundlage

Das Ziel einer stärkeren Synchronisierung des Erneuerbare-Energien-Ausbaus mit dem Netzausbau, um Netzengpässe zu reduzieren, unterstützen wir grundsätzlich. Der im **Netzpaket** vorgesehene **Redispatchvorbehalt** (Änderung u.a. von § 8 EEG) setzt jedoch entscheidende Fehlanreize. Die entschädigungslose Abregelung bei Netzengpässen von bis zu 20 Prozent der Jahresstromerzeugung birgt eine **hohe Unsicherheit über die zukünftigen Erlöse**, entzieht Projekten somit die notwendige Planungsgrundlage und erhöht die Finanzierungskosten. Eine solche Regelung ist außerdem europarechtlich fragwürdig, da die EU-Strombinnenmarktverordnung 2019/943 einen finanziellen Ausgleich für Abregelungen vorsieht.

Die Regelungen zum Redispatch-Vorbehalt sind aus unserer Perspektiv vollständig zu streichen.

(2) Wirkleistungsbegrenzung (§ 8 EEG): Kappung der Einspeisung unabhängig von Netzengpässen

Eine weitere Verschlechterung der Wirtschaftlichkeit neuer Erneuerbare-Energien-Anlagen bewirkt die vorgesehene Einführung einer **Wirkleistungsbegrenzung** (§ 8 EEG, Netzpaket). Die **Einspeisung** von Strom aus Windenergieanlagen an Land und aus Solarfreiflächenanlagen **soll pauschal gekappt werden** – also ganz unabhängig von tatsächlichen Netzengpässen wird produzierbarer Strom abregelt. Das kann besonders Projekte an Standorten im Norden unter Druck setzen, die ggf. bereits durch die Änderung des Referenzertragsmodells Erlösminderungen zu erwarten haben. Zusätzlich verursacht die viel **zu kurz bemessene Übergangsfrist** (Netzanschluss ab 2027), dass weit fortgeschrittene Projekte umgeplant (z.B. Ausstattung mit neuen Turbinentypen) oder eventuell sogar gänzlich aufgegeben werden.

(3) Konglomerat an Instrumenten einseitig zu Lasten von EE-Betreibern und -Projektierern

Neben den bereits aufgeführten Maßnahmen sollen zusätzlich **Baukostenzuschüsse** (Änderung von § 17 EEG) durch das Netzpaket eingeführt werden. Dadurch würden die Erneuerbaren Energien an den Kosten für Netzverstärkungsmaßnahmen beteiligt.

Die Bundesnetzagentur plant außerdem **Einspeisenentgelte** (i. H. v. ca. 4 - 7 Euro/kW) für Stromerzeugungsanlagen ab 2029 zu erheben. Ausgenommen für 20 Jahre ab Inbetriebnahme sollen nur Bestandsanlagen und solche mit

Ausschreibungsteilnahme bis voraussichtlich Ende 2026 sein. Die zusätzliche Erhebung von dynamischen Einspeisenentgelten für Neu- und Bestandsanlagen plant die Bundesnetzagentur ab 2032.

Wir erkennen an, dass lokale und regionale Netzengpässe bei der Ansiedlung neuer Erneuerbare-Energien-Projekte mitbetrachtet werden müssen. Die hier vorgeschlagenen Mittel gehen jedoch **unverhältnismäßig zu Lasten der Projektierer und Betreiber** solcher Anlagen, ohne einen zusätzlichen Anreiz für einen beschleunigten Netzausbau auf Seiten der Netzbetreiber zu setzen. Die Gleichzeitigkeit von mehreren Maßnahmen mit dem gleichen Ziel (Beteiligung an den Netzausbaukosten durch EE-Anlagen-Betreiber), deren Wechselwirkungen noch nicht absehbar sind, machen die zukünftige Projektplanung nahezu unmöglich.

(4) Begrenzung der Flächenpachtzahlung (Pachtdeckel) unverhältnismäßiger Eingriff in Vertragsfreiheit

In diesem Zusammenhang erschließt sich auch die vorgesehene **Begrenzung der Flächenpachtzahlung** (§ 36d EEG) (Pachtdeckel) für Windenergieanlagen an Land nicht. Diese stellt einen erheblichen **Eingriff in die Eigentumsrechte der Flächeneigentümer und die Vertragsfreiheit** der Beteiligten dar, der nicht erforderlich ist. Der hohe Wettbewerb in den EEG-Ausschreibungen führt bereits dazu, dass Vereinbarungen über Pachtzahlungen geringer ausfallen bzw. nach unten angepasst werden. Ein staatliches Eingreifen ist aus unserer Sicht daher weder erforderlich noch zielführend und damit nicht verhältnismäßig.

Hingegen kann ein Pachtdeckel dazu führen, dass **die notwendigen Flächen** für den Ausbau der Erneuerbaren Energien **nicht mehr bereitgestellt werden**. Dies betrifft zusätzlich neben der Fläche für die Erzeugungsanlage die Flächen für Leitungen, Zuwegung und ggf. Umspannwerke. Hier sind nicht selten eine Vielzahl an Grundstückseigentümern involviert, was dazu führt, dass der Pachtdeckel **Vertragsabschlüsse** und ggf. Nachverhandlungen deutlich erschwert und **die Umsetzung von Projekten gefährdet**.

Nach unseren Erfahrungen fordern insbesondere staatliche Akteure überdurchschnittlich hohe Pachten für ihre Flächen. Davon geht eine Signalwirkung für private Flächeneigentümer aus. Wenn staatliche Akteure sich selbst dazu verpflichten würden, geringere Pachten zu verlangen, könnte dies insgesamt einen dämpfenden Effekt auf die Pachtpreise haben.

Zusammenfassend bewerten wir als ENGIE Deutschland die vorgestellten EEG-Änderungen mehr als kritisch aufgrund folgender Punkte:

- **Planungs- und Investitionsunsicherheit**
 - *Die geplanten Änderungen gefährden in ihrer Gesamtheit die Planungs- und Investitionssicherheit für den dringend erforderlichen Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland – sowohl auf Erzeugerseite als auch für Unternehmen, die auf PPAs zur Dekarbonisierung und Preisabsicherung angewiesen sind.*
- **Unverhältnismäßige Auswirkungen zu Lasten von EE-Projektierern und -Betreibern**
 - *Sowohl die Vielzahl der vorgeschlagenen Maßnahmen (Redispatch-Vorbehalt, Pachtdeckel, Wirkleistungsbegrenzung, Einspeisenentgelte, Baukostenzuschüsse) als auch die deutlich zu kurz angesetzten Übergangsvorschriften (insb. in Bezug auf die Wirkleistungsbegrenzung) bringen in der Planung weit fortgeschrittene Projekte in Schwierigkeiten.*
- **Höhere EEG-Kosten als nicht intendierte Konsequenz**
 - *Auch Projekte, die unter den veränderten Rahmenbedingungen weiterhin wirtschaftlich realisierbar sind, müssen vielfach grundlegend neu geplant werden und müssen höhere Kosten und Unsicherheiten in den EEG-Ausschreibungen einpreisen.*

Die Maßnahmen stehen damit im Widerspruch zu dem gesamtwirtschaftlichen Ziel, eine bezahlbare Energieversorgung sicherzustellen, die Strompreise langfristig zu senken und die Wettbewerbsfähigkeit des Wirtschaftsstandorts Deutschland zu stärken.