

Referentenentwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes („EEG-Novelle 2027“)

Stellungnahme, THÜGA Aktiengesellschaft | 27. April 2026

Die Thüga Aktiengesellschaft begrüßt ausdrücklich das Ziel des Referentenentwurfs zur EEG-Novelle 2027, die Markt- und Systemintegration erneuerbarer Energien weiterzuentwickeln und die Förder- und Vermarktungsmechanismen stärker auf Systemdienlichkeit, Flexibilität und Kosteneffizienz auszurichten. Die dem Entwurf zugrunde liegende Problemlage – insbesondere die zunehmenden Anforderungen an die Markt- und Systemintegration erneuerbarer Energien, der steigende Bedarf an Flexibilität und Steuerbarkeit, die wachsende Komplexität in Vermarktung und Abwicklung sowie die Notwendigkeit verlässlicher Investitions- und Umsetzungsbedingungen – entspricht in weiten Teilen der praktischen Erfahrung unserer Partnerunternehmen.

Positiv bewerten wir insbesondere:

- die Beibehaltung des Ziels eines 80-%-Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch bis 2030,
- die stärkere Ausrichtung auf Direktvermarktung und Marktintegration,
- die systematische Weiterentwicklung von Speicher- und Flexibilitätsanreizen,
- sowie die grundsätzliche Absicht, das EEG-Fördersystem stärker an Systemnutzen und Wirtschaftlichkeit auszurichten.

Gleichzeitig sehen wir bei einzelnen Regelungskomplexen Anpassungsbedarf – insbesondere beim Systemwechsel der Veräußerungsformen, bei der praktischen Ausgestaltung der Direktvermarktungspflichten, bei der Abschöpfungslogik, bei den Resilienzausschreibungen sowie bei einzelnen Regelungen zur kommunalen Beteiligung. Aus Sicht der Thüga AG ist entscheidend, dass die Reform die notwendige Planungs- und Investitionssicherheit wahrt, operativ umsetzbar bleibt und mit den parallel laufenden Reformvorhaben – insbesondere Netzpaket und Netzentgeltreform – konsistent verzahnt wird.

I. Grundsätzliche Bewertung

Die Energiewende erfordert in den kommenden Jahren erhebliche Investitionen in erneuerbare Erzeugung, Netze, Speicher und Flexibilitätsoptionen. Gleichzeitig steigen die Anforderungen an die Markt- und Systemintegration von EE-Anlagen. Der Entwurf setzt hierfür an wichtigen Stellschrauben an. Insbesondere die stärkere Marktintegration kleinerer Anlagen, die Weiterentwicklung der Veräußerungsformen, die Einführung eines Abschöpfungsmechanismus sowie die stärkere Ausrichtung auf systemdienlichen Betrieb sind aus unserer Sicht grundsätzlich geeignete Ansatzpunkte, um das EEG weiterzuentwickeln.

Dabei darf jedoch die klimapolitische Zielsetzung der Energiewende nicht gefährdet werden. Eine Reform des EEG sollte nicht nur systemisch schlüssig sein, sondern auch für Anlagenbetreiber, Netzbetreiber, Direktvermarkter, Messstellenbetreiber und Finanzierer praktisch handhabbar bleiben. Gerade an der Schnittstelle zwischen EEG, EnWG, MsbG, Netzanschlussregeln und Netzentgeltsystematik bestehen enge Wechselwirkungen. Eine Reform ohne hinreichende Abstimmung mit diesen parallelen Regulierungsvorhaben würde aus unserer Sicht zwangsläufig zu Widersprüchen, Fehlanreizen und zusätzlicher Komplexität führen.

Aus Sicht der Thüga AG sollten folgende Leitprinzipien bei der weiteren Ausgestaltung maßgeblich sein:

1. Planungs- und Investitionssicherheit als Voraussetzung für die Finanzierung der Energiewende
2. Konsistenz mit den laufenden Reformen im Netz- und Messwesen
3. Technologieoffenheit und Verursachungsgerechtigkeit
4. Eine Reform, die neben mehr Marktintegration auch die praktische Umsetzbarkeit und den weiteren EE-Ausbau sicherstellt.

2. Zu den wesentlichen Regelungskomplexen

2.1 Abschaffung der klassischen Einspeisevergütung und verpflichtende Direktvermarktung (§ 21 EEG; i. V. m. § 29 Abs. 1 Nr. 2b MsbG)

Die Abschaffung der klassischen Einspeisevergütung für Neuanlagen und die vorgesehene verpflichtende Direktvermarktung stellen einen grundlegenden Systemwechsel dar. Eine stärkere Marktintegration auch kleinerer Anlagen ist aus unserer Sicht im Grundsatz sachgerecht. Ebenso ist nachvollziehbar, dass eine Streichung der EEG-Vergütung für PV-Dachanlagen mit hohem Eigenverbrauchsanteil erwogen wird, da diese häufig auch ohne Förderung der Überschusseinspeisung wirtschaftlich betrieben werden können.

Voraussetzung hierfür ist jedoch die Etablierung von massengeschäftstauglichen Marktprozessen sowie die Erfüllung der erforderlichen technischen Anforderungen. Genau daran bestehen derzeit erhebliche Zweifel. Der Entwurf sieht vor, dass Betreiber von Anlagen bis 7 kW, die Strom in das Netz einspeisen, spätestens bis zum 31.12.2028 ein intelligentes Messsystem (iMSys) anfordern müssen. Diese Anlagen fallen zugleich nicht unter den Pflichtrollout nach § 29 Abs. 1 Nr. 2b MsbG, der auf Anlagen über 7 kW abstellt. Eine solche Regelung würde den strukturierten Rollout aus unserer Sicht erschweren. Die vergleichsweise geringe Systemrelevanz dieser Anlagen rechtfertigt den verursachten Aufwand nicht.

Hinzu kommt, dass der flächendeckende Ein- und Ausbau intelligenter Messsysteme und der zugehörigen Steuerungsprozesse für eine breit angelegte Direktvermarktung derzeit noch nicht umgesetzt ist. Die vorgesehene Übergangsfrist für kleinere Anlagen ist daher nur dann sinnvoll, wenn die tatsächliche Umsetzbarkeit realistisch bewertet wird. Wir regen daher an, die Direktvermarktungspflicht nur insoweit auszuweiten, wie Messinfrastruktur, IT-Ökosysteme und Marktprozesse massengeschäftstauglich verfügbar sind.

2.2 Wegfall der Ausfallvergütung (§ 21 EEG)

Der vorgesehene Wegfall der bisherigen Ausfallvergütung ist aus unserer Sicht kritisch. Bei fehlendem Direktvermarkter zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme ergibt sich insbesondere für Anlagen ab 100 kW ein erhebliches Handling-Problem der eingespeisten Strommengen; faktisch wäre dann nur noch eine Nulleinspeisung möglich. Dies erschwert die Inbetriebnahme von Anlagen, schwächt die Einhaltung von Realisierungsfristen und verschlechtert die Investitionssicherheit.

Wir regen daher an, die Ausfallvergütung für Anlagen über 100 kW zumindest in engem zeitlichem Umfang beizubehalten – etwa für den Kalendermonat der Inbetriebnahme und den darauffolgenden Monat in Höhe des Marktwerts der Anlage. Danach kann die Direktvermarktungspflicht greifen und, sofern sie nicht umgesetzt wird, eine Unterbindung der Einspeisung erfolgen. Damit würden typische Praxisfälle wie das Fehlen eines Direktvermarkters zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme oder die Insolvenz eines Direktvermarkters sachgerecht aufgefangen.

2.3 Refinanzierungsbeitrag / Abschöpfungslogik (§ 20a EEG, § 23a EEG, Anlage I EEG 2027)

Die im Entwurf vorgesehene Abschöpfungslogik in Form eines Refinanzierungsbeitrags ist gegenüber anderen diskutierten Modellen aus unserer Sicht grundsätzlich als das pragmatischere Instrument zu bewerten. Ein produktionsabhängiger Ansatz greift weniger stark in die Erlössicherheit ein als ein referenzmengenbasiertes oder produktionsunabhängiges Modell und ist administrativ grundsätzlich einfacher handhabbar. Positiv ist insofern, dass nur tatsächlich realisierte Erträge abgeschöpft werden sollen.

Gleichzeitig enthält der Entwurf hierzu erhebliche Unklarheiten. In § 20a EEG wird eine Abschöpfung ohne Marktwertkorridor nahegelegt, während in Anlage I EEG 2027 und in der Begründung von einem Marktwertkorridor ausgegangen wird. Zudem ist die dort verwendete Variable „ASW“ nicht hinreichend definiert. Diese Inkonsistenzen sollten im weiteren Verfahren zwingend bereinigt werden, um Auslegungsunsicherheiten für Projektierer, Finanzierer, Anlagenbetreiber und Netzbetreiber zu vermeiden. Kritisch sehen wir zudem die vorgesehene viertelstündliche Prüfung eines angepassten Refinanzierungsbeitrags. Für die Netzbetreiber bedeutet dies einen erheblichen Umsetzungsaufwand in Abrechnung, Datenverarbeitung und IT. Es sollte daher auf eine unkomplizierte und operativ schlanke Umsetzung des Abschöpfungsmechanismus geachtet werden. Unnötige administrative Komplexität erhöht die Transaktionskosten für alle Beteiligten und steht dem erklärten Ziel des Bürokratieabbaus entgegen.

2.4 Sonstige Direktvermarktung, Marktprämie und PPA-Fähigkeit (§ 21a Abs. 2 EEG; § 19 Abs. 2 EEG)

Grundsätzlich sollte die sonstige Direktvermarktung gestärkt und attraktiver gemacht werden. Anlagen in der sonstigen Direktvermarktung verursachen keine EEG-Förderkosten und tragen damit zur Senkung der Systemkosten bei. Dass bei einem Wechsel aus einer grundsätzlich marktpremienfähigen Konstellation in die sonstige Direktvermarktung die Abschöpfungspflicht nach § 21a Abs. 2 EEG fortbesteht, ist mit Blick auf die Vermeidung von „Rosinenpicken“ nachvollziehbar. Gleichwohl sollte geprüft werden, ob die gesetzten Anreize ausreichen, damit ein solcher Wechsel für eine breite Gruppe von Anlagenbetreibern tatsächlich wirtschaftlich attraktiv bleibt.

Positiv ist, dass der Entwurf eine endgültige Wechselmöglichkeit aus dem zweiseitigen CfD in die sonstige Vermarktung vorsieht und damit PPAs – ohne Abschöpfungspflicht - grundsätzlich ermöglicht. Allerdings fehlt es weiterhin an einer hinreichenden Besicherung von PPAs für EE-Projekte. Ohne verlässliche regulatorische Flankierung wird die PPA-Fähigkeit vieler Projekte auf wenige besonders attraktive Standorte beschränkt bleiben.

Zudem geht aus § 19 Abs. 2 EEG nicht eindeutig hervor, wie in den ersten sechs Monaten nach Inbetriebnahme mit Anlagen umzugehen ist, die noch keine Erklärung zur Inanspruchnahme der Marktprämie abgegeben haben. Für Netzbetreiber entstehen hier Unsicherheiten in der praktischen Abwicklung. Wir regen daher eine gesetzliche Klarstellung an.

2.5 Netzbetreiberabnahme und Einschränkung der unentgeltlichen Abnahme (§ 19 EEG; § 21 Abs. 1 Nr. 1, 2 und 4 EEG)

Die neue Veräußerungsform der Netzbetreiberabnahme ist im Grundsatz positiv zu bewerten. Die Bündelung verschiedener Abnahmeformen kann zu größerer Systematik und Rechtsklarheit beitragen. Auch die einheitliche 100-kW-Schwelle schafft Konsistenz im Regelwerk, insbesondere im Zusammenspiel mit der ab 100 kW greifenden Abschöpfungspflicht.

Die Begrenzung der unentgeltlichen Abnahme auf kleine Anlagen erscheint aus unserer Sicht grundsätzlich sachgerecht. Für Anlagen ab 100 kW sollte die Direktvermarktung mittlerweile etabliert sein. Gleichwohl sollten Übergangs- und Abwicklungskonstellationen im Gesetz klar geregelt werden, um Vollzugsfragen zwischen Netzbetreibern und Anlagenbetreibern zu vermeiden.

2.6 Resilienzausschreibungen (§ 39n EEG)

Die vorgesehene Einführung von Resilienzausschreibungen ist industriepolitisch grundsätzlich nachvollziehbar. Die Stärkung europäischer Lieferketten sowie die Berücksichtigung von Resilienz-, ESG- und Cybersecurity-Kriterien können einen wichtigen Beitrag zur strategischen Robustheit des Energiesystems leisten.

Kritisch ist jedoch, dass die vorgesehenen Volumina – insbesondere im Bereich Wind an Land – nach dem Entwurf offenbar nicht zusätzlich, sondern innerhalb des bestehenden Ausschreibungsvolumens berücksichtigt werden sollen. Damit würde ein Teil des regulären Ausschreibungsvolumens mit verschärften Zugangsvoraussetzungen belegt. Dies erhöht das Risiko, dass das hierfür vorgesehene Volumen mangels geeigneter Projekte nicht vollständig ausgeschöpft wird. Wir unterstützen daher die Forderung, das Volumen der Resilienzausschreibungen zusätzlich zu den bestehenden regulären Ausschreibungsmengen festzulegen.

Darüber hinaus ist zu erwarten, dass zusätzliche Anforderungen an Lieferketten, ESG-Nachweise, Cybersecurity und Dokumentation die Investitionskosten erhöhen. In Kombination mit weiteren Anpassungen im EEG zu Ungunsten einer wirtschaftlichen und finanzierbaren Umsetzung von EE-Projekten ist fraglich, ob dies in der vorgesehenen Form realistisch umsetzbar ist. Aus unserer Sicht sollten die Nachweispflichten daher möglichst weitgehend bei den Herstellern liegen.

2.7 Anpassung der Ausschreibungsmengen für PV (§ 28a EEG, § 28b EEG)

Die vorgesehene Verschiebung der Ausschreibungsmengen zugunsten des ersten Segments, insbesondere von Freiflächenanlagen, folgt dem Ziel einer kostengünstigeren Zielerreichung. Gleichwohl sollte dies nicht zu einer strukturellen Benachteiligung des zweiten Segments, insbesondere von Dachanlagen, führen. Diese leisten einen wichtigen Beitrag zu Dezentralität, Eigenverbrauch, Flächeneffizienz und gesellschaftlicher Akzeptanz.

Soweit im Folgejahr Minderzubau im zweiten Segment über das erste Segment kompensiert werden soll, ist zu prüfen, ob dies dem Ziel eines diversifizierten Ausbaus der Solarenergie tatsächlich gerecht wird. Ein wesentlicher Erfolgsfaktor für den Ausbau der Solarenergie bleibt zudem ein ausreichender Zugang zu

geeigneten Flächen. Hemmnisse außerhalb des EEG – etwa bei der steuerlichen Behandlung landwirtschaftlicher Flächen – sollten in diesem Zusammenhang mit in den Blick genommen werden.

2.8 Biomasse, Biomethan und Anschlussförderung (§§ 28c, 28d, 39d, 39g, 39h, 39i, 39j, 44, 44a EEG)

Die geplanten Änderungen bei Biomasse und Biomethan sind aus unserer Sicht überwiegend positiv zu bewerten. Die Festlegung von Ausschreibungsvolumina, die Absenkung der Degression der Höchstwerte, die Anpassungen beim Maisdeckel und die Klarstellungen in der Anschlussförderung erhöhen die Planungssicherheit und stärken die Rolle der Bioenergie im flexibilisierten Energiesystem.

Auch die Verlängerung der Anschlussförderung für bestimmte Anlagen und die Streichung einzelner wirtschaftlich problematischer Begrenzungen erscheinen sachgerecht. Zugleich sollte bei aus der Förderung fallenden Bestandsanlagen geprüft werden, ob unter bestimmten Rahmenbedingungen eine Aufbereitung von Biogas zu Biomethan und dessen Einspeisung in das Gasnetz wirtschaftlich sinnvoller sein kann.

2.9 Speicherintegration / systemdienlicher Betrieb (§ 9 EEG, § 51 EEG, § 94 EEG)

Die stärkere Ausrichtung auf systemdienlichen Anlagenbetrieb und die im Entwurf angelegten indirekten Speicheranreize bewerten wir grundsätzlich positiv. Die Kombination von EE-Anlagen mit Speichern kann eine bedarfsgerechtere Stromeinspeisung ermöglichen, Erzeugungsspitzen abfangen und zusätzliche Flexibilitätsoptionen schaffen. Auch vor dem Hintergrund neuer Vermarktungsmöglichkeiten kann daraus künftig ein relevantes Potenzial entstehen.

Kritisch zu sehen ist jedoch auch hier die praktische Umsetzbarkeit. Die Kombination aus iMSys-Anforderungen, Steuerbarkeit und zusätzlichen Einspeisebegrenzungen – etwa der 50%-Wirkleistungsbegrenzung nach § 9 Abs. 2b EEG für bestimmte PV-Anlagen – setzt funktionierende technische und prozessuale Voraussetzungen voraus. Diese sind derzeit noch nicht flächendeckend gegeben. Der Entwurf sollte daher sicherstellen, dass neue Steuerungs- und Speicheranforderungen nur insoweit eingeführt werden, wie sie tatsächlich belastbar umgesetzt werden können.

2.10 Negative Preise / Zahlungsmechanik (§ 51 EEG, § 51a EEG, § 53 EEG)

Die Folgeanpassungen bei negativen Preisen und in der Zahlungsmechanik erscheinen systematisch nachvollziehbar. Dass in Zeiten negativer Preise sowohl der Förderanspruch als auch die Abschöpfung entfallen, ist im Grundsatz konsistent. Positiv zu sehen ist zudem, dass künftig stärker auf die jeweilige Veräußerungsform und nicht mehr ausschließlich auf die installierte Leistung abgestellt werden soll.

Gleichzeitig führen diese Regelungen zu erhöhten Anforderungen an Vermarktung, Steuerung, IT und Bilanzierung. Auch hier sollte aus unserer Sicht auf praktikable und möglichst standardisierte Umsetzungsregeln geachtet werden.

2.11 Kommunale Beteiligung (§ 6 EEG)

Positiv zu bewerten ist die Abschaffung der fiktiven Strommengen bei der Windenergie an Land. Die Umstellung der beteiligungsfähigen Strommengen von der eingespeisten auf die erzeugte Strommenge ist hingegen kritisch zu bewerten.

Der zentrale Widerspruch liegt in der Diskrepanz zwischen Zahlungspflicht und Erstattungsanspruch. Während sich die kommunale Beteiligung nach § 6 Abs. 2 und 3 EEG auf die erzeugte Strommenge beziehen soll, bleibt der Erstattungsanspruch des Anlagenbetreibers nach § 6 Abs. 5 EEG auf tatsächlich eingespeiste und nach dem EEG geförderte Strommengen beschränkt. Damit trägt der Anlagenbetreiber die Kosten für die Differenz.

Problematisch ist dies insbesondere in Konstellationen des Redispatch, der Eigenversorgung, der Direktbelieferung außerhalb des Netzes oder bei negativen Strompreisen. In solchen Fällen kann eine Zahlungspflicht gegenüber der Kommune entstehen, ohne dass dem Anlagenbetreiber entsprechende Erlöse oder ein Erstattungsanspruch zufließen. Wir regen daher an, weiterhin die eingespeiste Strommenge als Bemessungsgrundlage zu verwenden.

2.12 Bürokratieabbau / Anlagenzusammenfassung (§ 24 EEG sowie Berichtspflichten Teil 5 EEG)

Grundsätzlich ist es richtig, den Bürokratieaufwand auf das notwendige Maß zu begrenzen, Berichtspflichten zu reduzieren, Rechtsunklarheiten zu beseitigen und die Regeln zur Anlagenzusammenfassung zu vereinheitlichen. Auch die Gleichbehandlung klassischer Freiflächenanlagen und sonstiger baulicher Anlagen ist nachvollziehbar.

Positiv zu bewerten ist zudem die neue Schutzregelung für nicht privilegierte Freiflächenanlagen in § 24 Abs. 2 Satz 3 EEG. Anlagenbetreiber, die ihre Investitionsentscheidung ohne Kenntnis späterer Nachbarprojekte getroffen haben, werden damit nicht nachträglich durch eine Anlagenzusammenfassung mit privilegierten Anlagen Dritter benachteiligt. Diese Vertrauensschutzregelung ist aus unserer Sicht sachgerecht.

Entscheidend ist jedoch, dass der Bürokratieabbau nicht durch neue Komplexität an anderer Stelle wieder aufgehoben wird. Zusätzliche Nachweise, unklare Übergangsregeln und komplexe Abrechnungsmechanismen dürfen die beabsichtigte Entlastung nicht konterkarieren.

3. Schlussbemerkung

Der Entwurf zur EEG-Novelle 2027 enthält zahlreiche sinnvolle und notwendige Reformansätze. Die Thüga AG unterstützt das Ziel, das Förder- und Vermarktungsregime erneuerbarer Energien stärker auf Marktintegration, Systemnutzen und Flexibilität auszurichten.

Für den weiteren Gesetzgebungsprozess ist es jedoch entscheidend, dass die Regelungen so ausgestaltet werden, dass sie:

- die Investitions- und Planungssicherheit nicht beeinträchtigen,
- mit den laufenden Reformen im Netz- und Messwesen konsistent verzahnt sind,
- keine unnötigen finanziellen, administrativen und IT-seitigen Aufwände erzeugen,
- und neben der Steuerung der Vermarktung auch den verlässlichen und wirtschaftlichen Ausbau erneuerbarer Energien sicherstellen.

Gerne stehen wir für einen weiterführenden fachlichen Austausch zur Verfügung.

Ansprechpartner:

Martin Bäumer

Energiepolitik

T: 089-38197-1429

martin.baeumer@thuega.de

Markus Wörz

Leiter Stabstelle Energiepolitik

T: 089-38197-1201

markus.woerz@thuega.de