

Deutscher Bundestag

16. Oktober 2026

Platz der Republik 1

11011 Berlin

per E-Mail:

Betreff: Politisches Positionsschreiben – *Investitionssicherheit, Akteursvielfalt* und *regionale Wertschöpfung* bei der Reform des Energiemarktdesigns sichern

Sehr geehrter Herr Abgeordneter

die Gesellschaft für kommunale Kooperation mbH, Eschwege sowie die Norddeutsche Allianz, Lübeck stellen eine Kooperation von mehr als 50 kleinen und mittelgroßen Energieversorgungsunternehmen in Schleswig-Holstein, Niedersachsen, Mecklenburg-Vorpommern, Hessen und Nordrhein-Westfalen dar. Wir repräsentieren in aller Bescheidenheit einen durchaus bedeutsamen Teil der Energiewirtschaft in Nord- und Westdeutschland und somit von einer Region, die ganz wesentlich zum Gelingen der Energiewende beiträgt.

Vor diesem Hintergrund beobachten wir mit großer Sorge die derzeit diskutierten Reformvorhaben. Wir haben in den vergangenen Jahren erhebliche Mittel in die Entwicklung von **Windenergie-, Solar- und Speicherprojekten** investiert. Ohne verlässliche Übergangs- und Investitionsbedingungen drohen diese Vorleistungen in „**Stranded Investments**“ zu enden.

Dies betrifft nicht nur unsere Unternehmen, sondern alle mittelständische Energieversorgungsunternehmen (EVUs), Projektentwickler, Bürgerenergiegesellschaften, Finanzierer und regionale Akteure in der gesamten Branche.

Unsere zentrale politische Botschaft:

Deutschland weist im Kreis der G20-Staaten besonders hohe Strompreise auf, insbesondere für Endkundinnen und Endkunden (siehe Jahresbericht 2025 der IEA). Eine Reform des Energiemarktdesigns muss deshalb konsequent auf **sinkende Systemkosten, verlässliche Investitionsbedingungen** und **bezahlbare Energiepreise** ausgerichtet sein.

Die angekündigten Reformen verfolgen zwar das Ziel einer Strompreissenkung. In ihrer derzeitigen Ausgestaltung drohen sie jedoch eine gegenläufige Entwicklung zu verfestigen: **steigende Stromgestehungskosten**, einen wachsenden Finanzierungsbedarf und langfristig höhere Belastungen für Wirtschaft sowie Verbraucherinnen und Verbraucher. Wir bitten Sie daher, die nachfolgenden Punkte im parlamentarischen Verfahren besonders zu berücksichtigen.

Erlauben Sie uns daher vier wesentliche Punkte hervorzuheben, die aus unserer Sicht für mittelständische Energieversorgungsunternehmen, Projektentwickler, Finanzierer, Bürgerenergiegesellschaften und regionale Akteure von zentraler Bedeutung sind:

1. CfD / Mehrerlösabschöpfung: Marktwertkorridor verbindlich vorsehen

Mit dem EEG 2027 soll die bisherige Marktprämie durch einen zweiseitigen Differenzvertrag (CfD) mit Refinanzierungsbeitrag ersetzt werden. Der aktuelle Entwurf sieht vor, dass Mehrerlöse oberhalb des anzulegenden Werts (also der EEG Vergütung) ab dem ersten Cent vollständig abgeschöpft werden. Ein Marktwertkorridor wurde einmal diskutiert, ist aber nunmehr nicht mehr vorgesehen.

Warum ist das kritisch?

Die **EEG-Förderung ist nicht inflationsgekoppelt**. Baukosten, Finanzierungskosten, Versicherungen, Pachten und sämtliche Betriebskosten steigen dagegen kontinuierlich weiter an.

Wenn also gleichzeitig sämtliche Mehrerlöse abgeschöpft werden, entsteht eine erhebliche wirtschaftliche Schieflage bei den Projekten:

- * Kostensteigerungen verbleiben vollständig beim Betreiber.
- * Mehr-Erlöschancen werden quasi eliminiert.

Die wirtschaftliche Resilienz der Projekte wird dadurch massiv geschädigt.

Damit wird ausgerechnet jener Markt geschwächt, der künftig einen immer größeren Beitrag zum Ausbau der Erneuerbaren leisten soll.

Diese Erlöse fehlen und sind entscheidend für die Wirtschaftlichkeit und damit für den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien, die heute wirtschaftlich wettbewerbsfähig sind und - richtig integriert - die Systemkosten senken werden!

Aus unserer Sicht ist deshalb ein **belastbarer Marktwertkorridor von mindestens 3 ct/kWh** im CfD-System zwingend erforderlich. Er wäre keine zusätzliche Förderung, sondern ein sachgerechter Ausgleich für die fehlende Inflationsanpassung und die langfristigen Kostenrisiken der Projekte.

2. Kapazitätspreise und Netzentgelte: Erzeugungsanlagen und Speicher nicht zusätzlich belasten

Parallel wird über zusätzliche Kapazitätspreise bzw. Netzentgelte für Erzeuger im Rahmen des aktuellen AgNES Prozesses der BNetzA diskutiert. Für die Wirtschaftlichkeit vieler Projekte hätte dies erhebliche, negative Auswirkungen.

Nehmen wir eine 10-MW-PV-Freiflächenanlage als Beispiel:

Bei einem Kapazitätspreis von **7 €/kW/a** ergäben sich für eine 10-MW-PV-Freiflächenanlage zusätzliche Kosten von **70.000 € pro Jahr**. Bei einer Windenergieanlage mit 7 MW wären dies jährlich rund **49.000 €**.

Die geplanten Erzeugernetzentgelte würden so zur größten operativen Kostenkomponente.

Warum ist das kritisch?

Diese Kosten verschwinden nicht, sondern werden zwangsläufig:

- a. in Ausschreibungsgebote eingepreist,
- b. in PPA-Preise eingepreist,
- c. in Finanzierungsmodelle eingepreist.

Das Ergebnis wären **höhere Stromgestehungskosten** und damit am Ende **höhere Energiepreise**.

Noch schwerer wiegt jedoch die Finanzierungswirkung. Höhere laufende Kosten verschlechtern die Kapitaldienstfähigkeit von Projekten. Banken verlangen folglich mehr Eigenkapital. Genau dieses langfristige Eigenkapital ist derzeit besonders knapp und teuer!

Große Konzerne mögen solche Belastungen womöglich durch ihre Bilanzstärke abfedern können. Für mittelständische Energieversorgungsunternehmen, Projektentwickler und Finanzierer stellt dies hingegen einen erheblichen Wettbewerbsnachteil dar!

Wir fordern daher: keine variablen und nicht planbaren Kapazitätspreise oder zusätzlichen Netzentgelte für Erneuerbare-Energien-Erzeugungsanlagen und Speicher sondern stattdessen ***maximal auf 1.000,00 €/MW jährlich begrenzte, planbare Einspeisenetzentgelte.***

3. Redispatch-Vorbehalt: *Netzrisiken nicht einseitig auf Betreiber verlagern*

Besondere Sorge bereitet uns das Netzanschlusspaket. Danach sollen Netzbetreiber für bis zu zehn Jahre sog. kapazitätslimitierte Netzgebiete ausweisen können. Dort wären für neue Anlagen Abregelungen von bis zu 20 % des Jahresstromertrags ohne vollständigen finanziellen Ausgleich möglich.

Warum ist das kritisch?

Investitionen in Erneuerbare Energien beruhen wie alle Infrastrukturprojekte auf ***planbaren Einnahmen über 20 bis 30 Jahre.***

Wenn künftig erhebliche Teile des erzeugbaren Stroms aufgrund von Netzengpässen nicht vermarktet werden können und die Erlösausfälle beim Betreiber verbleiben, entsteht ein Risiko, das:

- der Betreiber nicht verursacht,
- der Betreiber nicht beeinflussen kann,
- sich nicht belastbar prognostizieren lässt,
- praktisch nicht absicherbar ist.

Für Banken und Investoren verschlechtert sich dadurch die Planbarkeit massiv. Die Folge sind höhere Risikoaufschläge, höhere Fremdkapitalkosten und ein weiter steigender Eigenkapitalbedarf. Gerade mittelständische Akteure werden dadurch aus dem Markt gedrängt.

Akteursvielfalt ist ein Standortvorteil für den ländlichen Raum.

Gerade im ländlichen Raum leisten mittelständische Energieunternehmen einen wichtigen wirtschaftlichen Beitrag:

- Sie schaffen regionale Wertschöpfung.
- Sie ermöglichen kommunale Einnahmen.
- Sie generieren Pachteinahmen für Landwirte/Landbesitzer und ermöglichen örtliche Bürger-Beteiligungsmodelle.
- Sie schaffen lokale Aufträge und entsprechend neue Arbeitsplätze bzw. Arbeitsplatzsicherung.
- Sie sorgen für Akzeptanz vor Ort.

Die Energiewende lebt von Bürgerenergie, kommunalen Projekten und mittelständischen Unternehmen. Werden regulatorische Risiken immer weiter erhöht, profitieren vor allem große, kapitalstarke Akteure. Die Folge wäre eine zunehmende Konzentration des Marktes und ein Verlust regionaler Wertschöpfung.

Wir fordern daher: kein unentschädigten Redispatch-Vorbehalt in kapazitätslimitierten Netzgebieten. Ein fairer Mittelweg wäre hier ***max. 2,5 % unvergütete Redispatch-Energie.***

4. Versorgungssicherheit: Batteriespeicher und flexible Biogasanlagen als kostengünstige Alternativen berücksichtigen

Neben den strompreissteigernden Reformvorhaben setzt die derzeitige Kraftwerksstrategie vorrangig auf neue Gaskraftwerke. Aus unserer Sicht müssen jedoch auch ***kostengünstigere und schneller verfügbare Alternativen*** technologieoffen geprüft und gleichberechtigt berücksichtigt werden.

Dies ist bereits sichtbar:

So wurde in der finalen Fassung des StromVKG noch die Höchstgrenze für Kapazitätsprämien für neue Gaskraftwerke von im vorherigen Entwurf geplanten 177.000 EUR auf bis zu 244.000 EUR pro Megawatt pro Jahr (+38%) erhöht, und das ohne jegliche Beschränkungen auf 15 Jahre.

Es drohen deshalb massive Lock-in-Effekte von unnötig hohen Förderkosten, die letztendlich von allen Stromkunden wieder über eine Umlage zu tragen sein werden, d. h. es muss mit weiter steigenden Verbraucherpreisen gerechnet werden.

Wir sind davon überzeugt, dass es (nachweislich) günstigere Alternativen gibt: Ein Teil des Bedarfs an sicherlich notwendiger steuerbarer Leistung ließe sich ganz ohne staatliche Förderung durch Batteriespeicher abdecken, ein weiterer großer Teil durch die Flexibilisierung bestehender Biogasanlagen, wofür eine aktuelle Studie der Universität Erlangen-Nürnberg einen Förderbedarf von lediglich 100.000 EUR pro Megawatt pro Jahr schätzt, d.h. deutlich weniger als die Hälfte der Kapazitätsprämien von bis 244.000 EUR pro Megawatt! für neue Gas-Kraftwerke.

Wir fordern daher: ein ***dynamisches, standortbezogenes Netzentgeltsignal***, das netzdienliches Laden belohnt, ohne Doppelbelastung durch starre Arbeitspreise, zusätzliche Einspeiseentgelte oder einen Baukostenzuschuss nach Verbraucherlogik. Dazu braucht es einen verlässlichen Rechtsrahmen mit gesetzlicher Definition von Speichern. *Speicher sind systemdienlich einzusetzen, statt Erzeugung abzuregeln.*

Unsere politischen Handlungsempfehlungen:

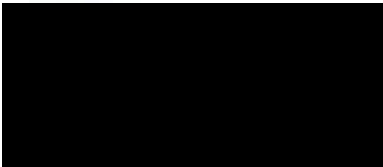
Wir bitten Sie, sich im parlamentarischen Verfahren nachdrücklich für die folgenden Punkte einzusetzen und diese in den weiteren Beratungen zu unterstützen:

1. Einführung eines belastbaren ***Marktwertkorridors von mindestens 3 ct/kWh*** im CfD-System.
2. Erhalt einer ***verlässlichen Wechselmöglichkeit*** zwischen EEG-Förderung und sonstiger Direktvermarktung – ***mindestens fünfmal während der Förderlaufzeit.***
3. ***Keine variablen und nicht planbaren Kapazitätspreise oder zusätzlichen Netzentgelte*** für Erneuerbare-Energien-Erzeugungsanlagen und Speicher sondern stattdessen ***maximal auf 1.000,00 €/MW jährlich begrenzte, planbare Einspeisenentgelte.***
4. ***Kein unentschädigter Redispatch-Vorbehalt*** in kapazitätslimitierten Netzgebieten. Ein fairer Mittelweg wäre hier ***max. 2,5 % unvergütete Redispatch-Energie.***

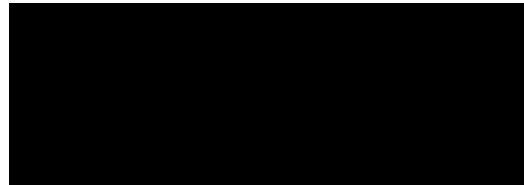
5. ***Dynamische, standortbezogene Netzentgeltsignale*** im Rahmen des AgNes Prozesses, um ***Speicher systemdienlich einzusetzen, statt Erzeugung abzuregeln.***

6. ***Schutz von Bürgerenergie, Mittelstand und regionaler Wertschöpfung*** als ausdrückliches energiepolitisches Ziel für den ländlichen Raum.

Mit freundlichen Grüßen



Gesellschaft für kommunale
Kooperation mbH, Eschwege



Norddeutsche Allianz, Lübeck

Anlage

Übersicht der Mitgliedsunternehmen

Anlage I – Übersicht der Mitgliedsunternehmen

Gesellschaft für kommunale Kooperation mbH, Eschwege

- Stadtwerke Bad Sooden-Allendorf, Bad Sooden-Allendorf
- SWB Stadtwerke Biedenkopf GmbH, Biedenkopf a. d. Lahn
- Stadtwerke Einbeck GmbH, Einbeck
- Stadtwerke Eschwege GmbH, Eschwege
- Stadtwerke Haiger, Haiger
- Versorgungsbetriebe Hann. Münden GmbH, Hann. Münden
- Stadtwerke Herborn GmbH, Herborn
- KBG Kraftstrom-Bezugsgenossenschaft Homberg eG, Homberg (Efze)
- SWN Stadtwerke Northeim GmbH, Northeim
- Stadtwerke Uslar GmbH, Uslar
- Elektrizitätswerk Wanfried von Scharfenberg KG, Wanfried
- Stadtwerke Witzenhausen GmbH, Witzenhausen
- Stadtwerke Wolfhagen GmbH, Wolfhagen
- Stadtwerke Hünfeld GmbH, Hünfeld
- EVB Energie und Versorgung Butzbach GmbH, Butzbach
- Stadt Schlitz, Stadtwerke Schlitz
- Eichsfelder Energie- und Wasserversorgungsgesellschaft

Norddeutsche Allianz, Lübeck

- Elektrizitätsgenossenschaft für Wittmund eG
- Energieversorgung Dahlenburg-Bleckede AG
- EVE Netz GmbH
- Gemeindewerke Halstenbek
- Gemeindewerke Stockelsdorf GmbH
- Gemeindewerke Trappenkamp
- GWB-NETZ GmbH
- Netzgesellschaft Lübecke mbH
- Nordseeheilbad Borkum GmbH
- Regionalwerke Wolfhager Land GmbH
- Stadtwerke Bad Bramstedt Netz GmbH
- Stadtwerke Bad Sooden-Allendorf
- Stadtwerke Böhmetal GmbH
- Stadtwerke Clausthal-Zellerfeld GmbH

- Stadtwerke Delmenhorst GmbH
- Stadtwerke Eckernförde GmbH
- Stadtwerke Einbeck GmbH
- Stadtwerke Emden GmbH
- Stadtwerke Eschwege GmbH
- Stadtwerke Geesthacht GmbH
- Stadtwerke Husum Netz GmbH
- Stadtwerke Kaltenkirchen GmbH
- Stadtwerke Neustadt in Holstein
- Stadtwerke Norderney GmbH
- Stadtwerke Nordfriesland - Netz GmbH
- Stadtwerke Nortorf AöR
- Stadtwerke Quickborn GmbH
- Stadtwerke Rendsburg GmbH
- Stadtwerke Schneverdingen-Neuenkirchen GmbH
- Stadtwerke Uelzen GmbH
- Stadtwerke Uslar GmbH
- Stadtwerke Witzenhausen GmbH
- SWB Stadtwerke Biedenkopf GmbH
- Versorgungsbetriebe Bordschholm GmbH
- Versorgungsbetriebe Hann. Münden GmbH

Wer ist die Kooperation „Norddeutsche Allianz“:

Um den regulatorischen Herausforderungen auch als kleines und mittelgroßes kommunales Energieversorgungsunternehmen begegnen zu können, wurde im Jahr 2005 die „Norddeutsche Allianz“ ins Leben gerufen. Die Kooperation setzt sich aus 35 kleineren und mittelgroßen Versorgungsbetrieben aus Schleswig-Holstein, Niedersachsen, Mecklenburg-Vorpommern, Hessen und Nordrhein-Westfalen zusammen.