

Positionspapier

# zur Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) und zu einer Netzanschluss- und Flexibilitätsagenda

Dezember 2025



## Positionspapier

# zur Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) und zu einer Netzanschluss- und Flexibilitätsagenda

Dezember 2025

ARGE NETZ GmbH & Co. KG

Haus der Zukunftsenergien, Otto-Hahn-Straße 12-16, 25813 Husum  
Gendarmenmarkt, Jägerstraße 54/55, 10117 Berlin

Ansprechpartner: Björn Spiegel

[spiegel@arge-netz.de](mailto:spiegel@arge-netz.de)

[www.arge-netz.de](http://www.arge-netz.de)

Registrierter Interessenvertreter mit Registernummer: R003496

Geschäftsführung: Stephan Frense

Sitz der Gesellschaft: Husum

Amtsgericht Flensburg: HRA 6501 FL

USt.-ID Nr.: DE 26 727 1472

Für einen umweltschonenden Druck bitte ab Seite 2 drucken.

## Kernforderungen der Erneuerbaren Gruppe ARGE NETZ

<b>Executive Summary zum EEG .....</b>	<b>5</b>
<b>Executive Summary zur Netzanschluss- und Flexibilitätsagenda .....</b>	<b>9</b>
<b>Einleitung .....</b>	<b>12</b>
<b>zur Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG)</b>	
<b>Gesicherten Investitionsrahmen mit Marktwertkorridor einführen .....</b>	<b>13</b>
<b>PPA Absicherung implementieren .....</b>	<b>14</b>
<b>NZIA im EU-Verbund bürokratiearm umsetzen.....</b>	<b>14</b>
<b>Direktbelieferung der Industrie vereinfachen .....</b>	<b>15</b>
<b>Wind-Speicher-Kombinationen stärken .....</b>	<b>16</b>
<b>Bürgerwindprojekte prioritär bezuschlagen.....</b>	<b>Fehler! Textmarke nicht definiert.</b>
<b>Duldungspflichten auf private Flächen ausweiten .....</b>	<b>18</b>
<b>Kleine PV-Anlagen netzdienlich gestalten .....</b>	<b>18</b>
<b>Benachteiligte Gebiete für Solar öffnen.....</b>	<b>20</b>
<b>Pilotwindanlagen als Innovationsmotor sichern .....</b>	<b>20</b>
<b>Referenzertrag und Flächensteuerung reformieren.....</b>	<b>21</b>
<b>Bundeseinheitliche Bürgerbeteiligung praxisnah gestalten .....</b>	<b>22</b>
<b>Biomassepaket wirtschaftlich tragfähig machen .....</b>	<b>23</b>
<b>Bioenergie mit Speichern kombinieren .....</b>	<b>24</b>
<b>Netzanschlusspunkte der Bioenergie flexibilisieren.....</b>	<b>24</b>
<b>EE-Flächen steuerlich als landwirtschaftlich behandeln .....</b>	<b>25</b>
<b>PV+Speicher im Innenbereich vereinfachen .....</b>	<b>25</b>
<b>Naturschutzregelungen für PV vereinfachen.....</b>	<b>27</b>
<b>Schall- und Schattenregelung § 31k BImSchG verstetigen .....</b>	<b>29</b>

## Zur Netzanschluss- und Flexibilitätsagenda

<b>Investitionsgefahr „Redispatchvorbehalt“ verhindern .....</b>	<b>31</b>
<b>Transparenzpflichten für Verteilnetzbetreiber stärken .....</b>	<b>32</b>
<b>Digitalisierung der Stromnetze beschleunigen.....</b>	<b>33</b>
<b>Priorisiertes Netzanschlussverfahren einführen.....</b>	<b>34</b>
<b>NVP-Überbauung zum Standard erheben .....</b>	<b>34</b>
<b>Einheitliche Netzanschlussverfahren für Speicher schaffen .....</b>	<b>35</b>
<b>Nutzen statt Abregeln wirksam ausgestalten.....</b>	<b>36</b>
<b>Energy Sharing gezielt ermöglichen .....</b>	<b>39</b>
<b>Investitionssicherheit für Speicher sicherstellen.....</b>	<b>42</b>
<b>Wasserstoffregeln zu einem H<sub>2</sub>-Ermöglicher umbauen .....</b>	<b>42</b>
<b>Flexible Netzentgelte einführen.....</b>	<b>43</b>
<b>Flexiblen industriellen Strombezug ermöglichen .....</b>	<b>44</b>
<b>Dynamische Stromtarife breit ausrollen.....</b>	<b>44</b>
<b>Regionale Flexibilitätsmärkte einführen.....</b>	<b>45</b>
<b>Systemdienlichkeit im Fokus der neuen Netzentgeltsystematik .....</b>	<b>45</b>

## Executive Summary zum EEG

Zur Weiterentwicklung des gesetzlichen Rahmens für den Ausbau der Erneuerbaren Energien schlägt ARGE NETZ Maßnahmen für das EEG sowie eine Netzanschluss- und Flexibilitätsagenda vor. Zugleich müssen die Erfolge beschleunigter Genehmigungen der letzten Jahre jetzt umgesetzt und die Ausschreibungsmengen für Wind Onshore und PV-Freifläche erhöht werden. Mit Investitionssicherheit, Marktorientierung und Systemeffizienz schaffen wir eine resiliente und wettbewerbsfähige Energieversorgung für ein starkes Industrieland Deutschland.

### 1. Gesicherten Investitionsrahmen mit Marktwertkorridor einführen

Der bestehende Investitionsrahmen muss jetzt europarechtskonform und systemkostenoptimiert angepasst werden. Es gilt dabei, den Ausbau der Erneuerbaren Energien konsequent weiterzuführen und dabei unnötige Lasten für Betreiber, Projektierende und Finanzierende zu verhindern. Die gleitende Marktprämie kann dabei zu einem zweiseitigen CfD weiterentwickelt werden. Vorgeschlagen wird ein Marktwertkorridor von 10–15 % über dem anzulegenden Wert; Erlöse oberhalb dieses Bereichs werden abgeschöpft und entlasten den Bundeshaushalt. Zugleich soll eine einmalige Wechseloption in die freie Direktvermarktung geschaffen werden. Für Bestandsanlagen müssen die Bedingungen des jeweils gültigen EEG weiter gelten. Die Anpassungen sollten ab 1. Januar 2027 umgesetzt werden; weitergehende Änderungen bedürfen eines längeren zeitlichen Vorlaufs.

### 2. PPA-Absicherung implementieren

Eine staatliche PPA-Absicherung reduziert das Abnehmerrisiko, ermöglicht langfristige Finanzierungen für Erneuerbare-Energieanlagen und öffnet auch kleineren Abnehmern über Pooling den Zugang zu günstigem Grünstrom. Ein einmaliger Wechsel aus der gleitenden Marktprämie in dieses Modell sollte möglich sein, eine Rückkehr in die Förderung jedoch ausgeschlossen bleiben.

### 3. NZIA im EU-Verbund bürokratiearm umsetzen

Die nationale Umsetzung des NZIA sollte europaweit harmonisiert erfolgen, ohne zusätzliche Nachweispflichten. Damit eine Einführung erfolgen kann, müssen bestimmte Rahmenbedingungen erfüllt sein. Ausschreibungsvolumina sollten schrittweise erhöht werden, um Marktteilnehmenden Lernkurven zu ermöglichen. Zusätzliche bürokratische Anforderungen müssen verhindert werden. Für Bürgerenergiegesellschaften und KMU sind Ausnahmeregelungen, wie in der Verordnung vorgesehen, umzusetzen.

#### **4. Direktbelieferung der Industrie vereinfachen**

Das Kriterium der räumlichen Nähe in § 21b EEG muss entfallen, um physische Direktbelieferungen an Industrieunternehmen zu erleichtern und die Dekarbonisierung industrieller Wertschöpfungsketten zu fördern.

#### **5. Wind-Speicher-Kombinationen stärken**

Für die Kombination Wind und Speicher bedarf es eines eigenen Ausschreibungssegments. Eine Aufhebung des Ausschließlichkeitsprinzips und eine Anhebung des Höchstwertes sind zu prüfen, um Wirtschaftlichkeit und Innovation zu stärken.

#### **6. Bürgerwind mit eigenem Ausschreibungssegment unterstützen**

Aufgrund höherer Frühphasenrisiken und geringerem Eigenkapital können Bürgerwindprojekte in den Ausschreibungen nur schwer gegen größere Projektierer konkurrieren. Da die Ausschreibungsbefreiung praxisuntauglich ist und auch Bürgerwindparks sich stärker am Markt orientieren wollen, bedarf es eines Nachteilsausgleichs für Bürgerwindprojekte. Wir schlagen ein eigenes Ausschreibungssegment für Bürgerwind vor, um einen „Wettbewerb unter Gleichen“ zu ermöglichen.

#### **7. Duldungspflichten auf private Flächen ausweiten**

Die bestehenden Rechte zur Leitungsverlegung und Überfahrt sollten auf private Grundstückseigentümer ausgeweitet werden, um Projektverzögerungen und überhöhte Entschädigungsforderungen zu vermeiden.

#### **8. Kleine PV-Anlagen netzdienlich gestalten**

Die Steuerbarkeit kleiner PV-Anlagen sollte ausgeweitet werden, um Netzstabilität und faire Lastverteilung zu sichern – ohne zusätzliche Belastungen des Bundeshaushalts oder Einbrüche bei der Dach-PV.

#### **9. Benachteiligte Gebiete für Solar öffnen**

Benachteiligte Gebiete sollen besser nutzbar werden, indem § 37 EEG ergänzt wird, so dass nur tatsächlich schutzbedürftige Teilflächen von einer Förderung ausgeschlossen sind.

## **10. Pilotwindanlagen als Innovationsmotor sichern**

Zur Sicherung des Innovationsstandorts Deutschland sollen Pilotwindanlagen bevorzugt genehmigt, von Redispatchmaßnahmen ausgenommen und bei Forschungsarbeiten finanziell entlastet werden.

## **11. Referenzertrag und Flächensteuerung reformieren**

Eine Anpassung des § 36h EEG ist erforderlich, um die Effizienz des Fördersystems zu erhöhen. Der Entfall der Gütefaktoren 50 % und 60 % reduziert überhöhte Vergütungen an schwachen Standorten, senkt Förderkosten und schafft Anreize für die Ausweisung windstärkerer Flächen durch die Länder. Ziel ist es perspektivisch ein System mit höheren Vollaststunden anzureizen. Dies stärkt die Kosteneffizienz und Zielgenauigkeit des EEG insgesamt.

## **12. Bundeseinheitliche Bürgerbeteiligung praxisnah gestalten**

Ein bundeseinheitlicher Rahmen für Bürgerbeteiligung darf bestehende, erfolgreiche Modelle wie in Schleswig-Holstein nicht beschneiden. Dort ist die direkte finanzielle und gesellschaftliche Beteiligung von Bürgerinnen, Bürgern und Kommunen an EE-Projekten seit Jahrzehnten gelebte Praxis. Diese Vielfalt – von Miteigentümerschaften über lokale Finanzierungen bis zur Unterstützung des Gemeinwesens – muss bundesweit ausdrücklich erhalten bleiben.

## **13. Biomassepaket wirtschaftlich tragfähig ausgestalten**

Das aktuelle Biomassepaket ist für viele Bestandsanlagen wirtschaftlich nicht anwendbar. Die vorgesehene Förderdauer von zwölf Jahren reicht zur Refinanzierung der Investitionen nicht aus. Eine verlängerte Anschlussvergütung und Übergangsregelungen für Bestandsanlagen sind notwendig, um den Fortbetrieb zu sichern.

## **14. Bioenergie mit Speichern kombinieren**

Für die Flexibilisierung des Energiesystems sollten Biogasanlagen mit Batteriespeichern kombiniert werden können. Da die bestehenden Höchstwerte in den Innovationsausschreibungen hierfür nicht ausreichen, braucht die Bioenergie ein eigenes Ausschreibungssegment. Nur so lassen sich die höheren Investitionskosten wirtschaftlich abbilden und der Beitrag der Bioenergie zur Systemstabilität absichern.

### **15. Netzanschlusspunkte der Bioenergie flexibilisieren**

Flexibilisierte Biogasanlagen können zeitweise deutlich mehr Leistung einspeisen als ursprünglich genehmigt. Dafür müssen Netzanschlusspunkte technisch und rechtlich angepasst werden. Eine unbürokratische Anzeige- statt Genehmigungspflicht würde es den Anlagen ermöglichen, ihr Potenzial für mehr Systemstabilität voll auszuschöpfen.

### **16. EE-Flächen steuerlich als landwirtschaftlich behandeln**

Flächen, die vorübergehend für PV- oder Windanlagen genutzt werden, sollten steuerrechtlich weiterhin als Landwirtschaftsflächen gelten. Die Einstufung als Gewerbefläche erschwert insb. mit Blick auf hohe Erbschafts- und Schenkungssteuerbeträge Investitionen und die Bereitschaft der Eigentümer zur Flächenbereitstellung. Eine gesetzliche Klarstellung in den §§ 232 f. BewG würde Rechtssicherheit schaffen und Akzeptanz bei Landwirten erhöhen.

### **17. PV+Speicher im Innenbereich vereinfachen**

Der Bau von Speichern neben PV-Anlagen scheitert oft an veralteten Bebauungsplänen. Eine Ergänzung im Baugesetzbuch könnte kleine Batteriespeicher bis 100 m<sup>3</sup> umbauten Raums verfahrensfrei stellen. Das beschleunigt die Umsetzung und unterstützt die Systemintegration.

### **18. Naturschutzregelungen für PV vereinfachen**

Die Anforderungen an den naturschutzfachlichen Ausgleich bei PV-Freiflächen sind bislang uneinheitlich und übermäßig komplex. Nach dem Vorbild anderer Erneuerbarer-Technologien sollte das Bundesnaturschutzgesetz um klare, praxistaugliche und realitätsnahe Regelungen ergänzt werden. Dadurch lassen sich Verfahren beschleunigen und Flächenkonflikte reduzieren.

### **19. Schall- und Schattenregelung § 31k BImSchG verstetigen**

Die temporäre Aussetzung strenger Schall- und Schattenaufgaben nach § 31k BImSchG ermöglichte während der Energiekrise bis zu 5 % mehr Stromerzeugung aus Windenergie. Diese Regelung sollte dauerhaft verankert werden, um bestehende Erzeugungskapazitäten besser zu nutzen. So kann kurzfristig und ohne neue Flächen zusätzlicher Strom bereitgestellt werden.

## Executive Summary

### Netzanschluss und-Flexibilitätsagenda

Ein beschleunigter Netzausbau und die Verfügbarkeit der Anschlüsse sowie die konsequente Hebung aller Flexibilitätspotenziale sind die Grundlagen für die Systemeffizienz in einem Energiesystem auf Basis Erneuerbarer Energien. Daher schlägt ARGE NETZ parallel zu den Maßnahmen im EEG auch Sofortmaßnahmen für eine konsequente Netzanschluss- und Flexibilitäts-Agenda vor.

#### 1. Investitionsgefahr „Redispatchvorbehalt“ verhindern

Ein Redispatchvorbehalt würde den Ausbau der Erneuerbaren und die Finanzierung neuer Projekte massiv gefährden, da ungeplante und nicht vergütete Abregelungen kein tragfähiges Investitionsumfeld erlauben. Zudem steht ein verpflichtender Redispatchvorbehalt den Vorgaben aus Art. 13 der Elektrizitäts-Binnenmarkt-VO entgegen, weshalb seine Einführung voraussichtlich gegen EU-Recht verstößt. Statt Einschränkungen braucht es die konsequente Nutzung und den Ausbau von Flexibilitäten, die Digitalisierung der Netze sowie beschleunigten Netzausbau, um Netze zu entlasten und Systemkosten dauerhaft zu senken.

#### 2. Transparenzpflichten für Verteilnetzbetreiber stärken

Verteilnetzbetreiber müssen verpflichtet werden, verfügbare Kapazitäten und den Status von Netzanschlussbegehren vollständig und einheitlich offenzulegen. Die Vorgaben der Strombinnenmarkttrichtlinie sollten daher vollständig in nationales Recht übernommen werden, um Netzanschlüsse spürbar zu beschleunigen.

#### 3. Digitalisierung der Stromnetze beschleunigen

Ein schnellerer Smart-Meter-Roll-out und digitale Netzprozesse sind Voraussetzung für transparente Netzkapazitäten und flexible Tarife. Netzbetreiber müssen Anschlussprozesse und Kapazitätsinformationen vollständig digital bereitstellen. Der Entschließungsantrag zur EnWG-Novelle muss daher schnellstmöglich umgesetzt werden.

#### 4. Priorisiertes Netzanschlussverfahren einführen

Ein verbindliches, fristgebundenes Netzanschlussverfahren mit klaren Zuständigkeiten ist notwendig, um den Anschluss von Erzeugern, Speichern und Sektorkopplungstechnologien zu beschleunigen. Projektfortschrittsnachweise und hinterlegte Sicherheiten können Transparenz und Verbindlichkeit erhöhen.

## 5. NVP-Überbauung zum Standard erheben

Netzbetreiber sollen auf Wunsch der Anschlussnehmenden verpflichtet werden, flexible Netzanschlussvereinbarungen anzubieten. Dies erhöht die Netzeffizienz und ermöglicht die gleichzeitige Nutzung unterschiedlicher Einspeiseprofile am selben Netzverknüpfungspunkt.

## 6. Einheitliche Netzanschlussverfahren für Speicher schaffen

Energiespeicher müssen als einheitliche Anlagen behandelt und im Netzanschlussverfahren gegenüber anderen Anschlusspetenten privilegiert werden. Damit die notwendige Flexibilisierung des Energiesystems vorankommt, benötigt es jetzt ein Netzanschlussverfahren, das Batteriespeicher als einheitliche Anlage betrachtet.

## 7. Nutzen statt Abregeln wirksam ausgestalten

Das wichtige Instrument „Nutzen statt Abregeln“ greift bislang nicht, weil der Teilnehmerkreis zu eng ist und der §13k-Preis die Nutzung unwirtschaftlich macht. Deshalb sollten das Kriterium der Zusätzlichkeit gelockert, Bestands- und Neuanlagen einbezogen sowie der §13k-Preis kurzfristig auf 0 bzw. nahe 0 gesenkt und mittelfristig ein Auktionsmodell eingeführt werden. Für Investitionen in flexible Verbraucher braucht es zudem verlässliche Rahmenbedingungen und stabile Entlastungsregionen, damit ein wirksamer, netzentlastender Markt entstehen kann.

## 8. Energy Sharing gezielt ermöglichen

Bürgerenergiegesellschaften muss es klar möglich sein, ihren Mitgliedern und Anwohnern vergünstigten Strom bereitzustellen; Für eine effiziente Netznutzung muss Energy Sharing auf einen 25-km-Radius begrenzt sein, während Abgaben, Netzentgelte und Steuern gesenkt oder dynamisiert werden, um lokale Akzeptanz und wirtschaftliche Umsetzbarkeit zu sichern.

## 9. Investitionssicherheit für Speicher sicherstellen

Es benötigt dringend eine Nachfolgeregelung der Netzentgeltbefreiung für Batteriespeicher. Die Nachfolgeregelung sollte explizit die Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichern berücksichtigen und Systemdienlichkeit belohnen. Gleichzeitig bedarf es eine einheitliche Grundlage zur Erhebung der Baukostenzuschüsse, die sich an der Netz- und Systemdienlichkeit des Speichers orientiert. Die Umsetzung von MiSpeL muss praxisnah erfolgen, damit alle Erlösmöglichkeiten nutzbar sind.

## 10. Wasserstoffregeln zu einem H<sub>2</sub>-Ermöglicher umbauen

Der delegierte Rechtsakt zu RFNBO sollte 2026 zügig überarbeitet und die Anforderungen an Zusätzlichkeit, Gleichzeitigkeit und Lokalität gelockert werden. Damit können auch der Bestand am Wasserstoffhochlauf teilhaben und Kosten sinken.

## 11. Flexible Netzentgelte einführen

Flexible, lokal differenzierte Netzentgelte setzen Anreize für systemdienliches Verbrauchsverhalten und reduzieren Ausbaubedarf und Engpasskosten. Deshalb begrüßen wir, dass die BNetzA sich für dynamische Netzentgelte öffnet, und fordern die zeitnahe stufenweise Umsetzung. Modellregionen bspw. aus Schleswig-Holstein, Hamburg und Niedersachsen könnten als Plattform dienen, um flexible Netzentgelte zu erproben.

## 12. Flexiblen industriellen Strombezug ermöglichen

Industrieunternehmen brauchen mehr Möglichkeiten zur Flexibilisierung ihres Strombezugs, um Überangebote systemdienlich zu nutzen. Übergangsfristen sichern Investitionen, während flexible Verbraucher bereits ab dem Jahr 2026 profitieren können.

## 13. Dynamische Stromtarife breit ausrollen

Dynamische Stromtarife geben Preissignale der Erneuerbaren an Verbraucher weiter und fördern flexible Lasten. Preisabsicherungen und ein schneller Smart-Meter-Roll-out sind Voraussetzung für breite Akzeptanz.

## 14. Regionale Flexibilitätsmärkte einführen

Regionale Flexibilitätsmärkte nutzen günstige Stromüberschüsse effizient, fördern Sektorkopplung und senken systemische Kosten. Sie ergänzen Nutzen-statt-Abregeln und unterstützen die bestmögliche Ausnutzung regionaler Erzeugung.

## 15. Systemdienlichkeit im Fokus der neuen Netzentgeltsystematik

Die Einführung von Einspeiseentgelte ist strikt abzulehnen, da sie mit einer massiven Verschlechterung der Planbarkeit der Kosten einhergeht. Wenn dann, sollte ein BKZ als milderes Mittel eingeführt werden. Dabei sollte ein BKZ nicht prohibitiv hoch ausfallen und einen systemdienlichen Freibetrag erhalten, unterhalb dessen kein BKZ fällig ist. Zudem

muss die Erhebung eines BKZ frühzeitig planbar sein, damit mögliche Zusatz-Kosten in den Geboten berücksichtigt werden können.

## Einleitung

Die Grundlage für zahlreiche Anpassungen im EEG bildet der Monitoringbericht zur Energiewende im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Dieser unterstreicht zu Recht die Notwendigkeit eines beschleunigten Ausbaus der Erneuerbaren Energien und analysiert zugleich die bisherigen Fortschritte. Verschiedene Studien, darunter auch von Aurora Energy Research, zeigen, dass zur Erreichung der Klimaziele ein deutlich stärkerer Ausbau erforderlich ist. Insbesondere die Windenergie an Land muss ihren jährlichen Nettozubau von derzeit rund 3 GW auf etwa 7 GW steigern, um eine drohende Stromlücke zu vermeiden. Die jüngsten Genehmigungszahlen weisen bereits in diese Richtung. Die anstehende EEG-Novelle bietet die Gelegenheit, das Ausbauvolumen anzupassen und dabei die Marktausrichtung sowie die Systemeffizienz weiter zu stärken.

Nach aktuellem Kenntnisstand ist das parlamentarische Verfahren zur Verabschiedung der EEG-Novelle für das erste Halbjahr 2026 bis zur Sommerpause vorgesehen. Es ist richtig und notwendig, für einen so weitreichenden Reformprozess ausreichend Zeit einzuplanen, um ein tragfähiges, breites Fundament zu schaffen. Dazu gehört ausdrücklich die Einbindung aller relevanten Akteure – einschließlich der Opposition –, um die Akzeptanz und Beständigkeit des neuen Marktdesigns zu sichern. Insbesondere eine Anpassung des gesicherten Investitionsrahmens muss zur Bewertung und Planbarkeit in den Unternehmen und bei den Finanzierern ausreichend Zeit vorsehen.

Parallel zum nationalen Gesetzgebungsverfahren ist eine frühzeitige Abstimmung mit der Europäischen Kommission unerlässlich, um eine zügige beihilferechtliche Genehmigung zu gewährleisten. Nur so können europäische Anforderungen rechtzeitig berücksichtigt und langwierige Verzögerungen vermieden werden. Die Beispiele des Solarpakets I und des Solarspitzengesetzes zeigen, dass eine späte Einbindung Brüssels zu erheblichen Unsicherheiten führt. Um das Vertrauen in den Investitionsstandort Deutschland zu stärken, sollte die Bundesregierung daher eine enge, koordinierte Abstimmung mit der Kommission sicherstellen, damit das novellierte EEG planmäßig zum 1. Januar 2027 in Kraft treten kann.

## Zur Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG)

### Gesicherten Investitionsrahmen mit Marktwertkorridor einführen

Der gesicherte Investitionsrahmen für Erneuerbare ist europarechtskonform um eine Erlösabschöpfung zu ergänzen. Die gesetzliche Anpassung des EEGs sollte zudem die Systemkosten und die Beibehaltung der Akteursvielfalt im Blick behalten. Statt eines Bruchs im System, muss der beschleunigte Ausbau der Erneuerbaren verstetigt werden. Eine Umstellung des Investitionsrahmens muss für die Betreiber und Projektierer, die finanzierenden Institute und die Hersteller von EE-Technologie plan- und berechenbar sein. Idealerweise trägt ein reformierter Absicherungsrahmen zudem zu einem noch besseren marktdienlichen Betrieb der EE-Erzeugungsanlagen bei. Aus Sicht der Erneuerbaren-Gruppe ARGE NETZ ist daher eine Anpassung mit Augenmaß für die EEG-Periode ab dem 1.1.2027 der geeignete Weg. Weiterreichende Anpassungen müssen vorab intensiv mit der Branche beraten. Eine Erprobungsphase mit Pilotprojekten kann dabei zusätzlich hilfreich sein.

#### **CfD einführen - gleitende Marktprämie um Marktwertkorridor ergänzen**

1

Die derzeitige gleitende Marktprämie kann zu einem europarechtlich geforderten zweiseitigem CfD weiterentwickelt werden. Damit wird die geforderte Erlösabschöpfung umgesetzt.

Konkret schlagen wir vor, die gleitende Marktprämie um einen **Marktwertkorridor von 10-15 % des anzulegenden Wertes** zu ergänzen. Erlöse darüber werden abgeschöpft und entlasten so den Bundeshaushalt. **Einmalig** sollte der Wechsel aus der Förderung in die sonstige Direktvermarktung möglich sein. So können Anlagen sich beispielsweise über PPA frei am Markt finanzieren. **Eine Rückkehr** in den gesicherten Investitionsrahmen der gleitenden Marktprämie mit Marktwertkorridor **ist ausgeschlossen**. Der Ausschreibungshöchstwert und der Marktwertkorridor sollten einer Indexierung unterliegen. So können die Rahmen an Marktentwicklungen angepasst werden. **Eine rückwirkende Anpassung für Bestandsanlagen lehnen wir ausdrücklich ab**. Zur Umsetzung des Vorschlags sind **Anpassungen bzw. Ergänzungen in § 20 EEG** denkbar.

## PPA Absicherung implementieren

Zur Stärkung des marktlichen Segments beim Zubau ist eine staatliche Absicherung der PPAs notwendig. Nur so können die verschiedenen Bedarfe von Abnehmern und Anbietern übereinander gebracht werden. Außerdem würde eine Absicherung kleineren Abnehmern den Zugang zu großen Strommengen wie bei der Windenergie an Land ermöglichen. Allein reichen kleine Unternehmen oder Gewerbebetriebe nicht für die Abnahme der großen Strommengen aus. Durch Pooling wäre eine Teilhabe und damit die Möglichkeit zu einem günstigen grünen Strombezug eröffnet.

### PPA Absicherung einführen

# 2

Eine PPA Absicherung sollte das **Abnehmerrisiko** abdecken. Windenergieanlagen haben einen langfristigen Finanzierungsbedarf von 20 Jahren. Stromabnehmer hingegen wollen sich eher kurz- bis mittelfristig feste Strompreise sichern und für einen entsprechenden Zeitraum die Abnahme der Strommengen garantieren. Um die Lücke zwischen den zeitlichen Bedarfen zu decken, kann eine **PPA Absicherung der Abnahme** einspringen.

Dazu sollte die Übernahme der Abnahmeverpflichtung für die Insolvenz des Abnehmers staatlich garantiert werden. Für die finanzierenden Banken wird so das Ausfallrisiko des Zahlungszuflusses für den Anlagenbetreiber abgedeckt und eine günstige Finanzierung mit hohen Fremdkapitalquoten gesichert. Das ermöglicht den Betreibern das Angebot von attraktiven Strompreisen für die PPAs. Ein **einmaliger Wechsel** aus der gleitenden Marktprämie mit Marktwertkorridor **in die PPA Absicherung** sollte möglich sein. Eine **Rückkehr** in das Förderregime ist hingegen **ausgeschlossen**

## NZIA im EU-Verbund bürokratiarm umsetzen

Der NZIA war aus der Branche angetrieben worden, um Sicherheitsinteressen bei kritischen Infrastrukturen zu berücksichtigen und die europäischen Hersteller von Klimaschutz-Technologien gegen unfaire Wettbewerbspraktiken von internationalen, insbesondere staatlich subventionierten Mitbewerbern zu stärken und ein level-playing-field zu schaffen. Dieses ursprüngliche Ziel erreicht die Umsetzung nun leider nicht, sondern lediglich eine Diversifizierung der Lieferketten. Diese sieht dabei nicht zwangsläufig eine europäische Herstellung vor.

**NZIA europaweit harmonisieren, ohne neue Nachweispflichten; Mittelstand entlasten.**

# 3

Für die nationale Umsetzung im EEG ist eine **Harmonisierung mit anderen Mitgliedsstaaten der Europäischen Union** nötig. Der einheitliche europäische Markt für EE-Technologien muss gewahrt bleiben. Damit eine Anwendung des NZIA erfolgen kann, müssen die Rahmenbedingungen und Anforderungen so einfach wie möglich sein. Außerdem sollten die Volumina eines NZIA konformen **Ausschreibungssegments zusätzlich sein und schrittweise erhöht** werden, damit die Bietenden Erfahrungen sammeln können. Da im deutschen Genehmigungsverfahren bereits umfangreiche Anforderungen zu erfüllen sind, **bedarf es nur sehr geringer weiterer Prüfungsschritte oder Nachweispflichten**. Diese müssen möglichst einfach umgesetzt werden. Im Sinne der Reduktion von bürokratischen Anforderungen ist das für die Bietenden und die Bundesnetzagentur als zuständige Behörde zentral. Für die einzelnen EE-Technologien sollte es wie bisher jeweils eigene, NZIA konforme Ausschreibungssegmente geben. Je nach Anforderungsgrad vonseiten der Politik, muss hierbei ggf. auch über eine **Anpassung des Höchstwertes** entschieden werden.

Das **NZIA Volumen** sollte in der **gleichen Gebotsrunde auf die reguläre Ausschreibung** übertragbar sein, angelehnt an § 37d EEG. So wie in der Durchführungsverordnung des NZIA vorgesehen, sind **Bürgerenergiegesellschaften** als nationale Ausformung der europäisch definierten Erneuerbare-Energien-Gemeinschaft **und KMU von einigen der Regelungen auszunehmen**.

## Direktbelieferung der Industrie vereinfachen

Die Direktbelieferung mit erneuerbaren Energien stellt für Industrieunternehmen eine große Chance dar. Viele Unternehmen aus dem industriellen Mittelstand sind in Lieferketten eingebunden sind, in denen CO<sub>2</sub>-Minderungsziele verbindlich definiert sind. Die Firmen brauchen eine einfache Möglichkeit zur Dekarbonisierung. Obwohl die Industriestrombelieferung einige Vorteile hat, gibt es nach wie vor wenig Direktbelieferung in der Praxis.

**Kriterium der räumlichen Nähe streichen, um physische Direktbelieferung der Industrie zu erleichtern.**

4

Die Direktbelieferung der Industrie, die eine direkte physische (und nicht nur eine bilanzielle) Stromlieferung ohne Nutzung des öffentlichen Stromnetzes meint, hat ihre rechtliche Grundlage im EEG. Ein maximaler räumlicher Abstand zwischen Erzeugungsanlage und Abnehmer ergibt sich aufgrund der mit zunehmender Distanz abnehmenden Wirtschaftlichkeit. Gesetzliche Vorgaben sind dahingehend somit nicht notwendig und schränken die Direktbelieferung ein. Zur Vereinfachung sollte das Kriterium der räumlichen Nähe in § 21b EEG gestrichen werden.

## Wind-Speicher-Kombinationen stärken

Durch Innovationsausschreibungen sollen Kombinationen oder Zusammenschlüsse verschiedener erneuerbarer Energien gefördert werden, darunter Erneuerbare-Energien-Anlagen mit Speichern. Derzeit werden PV-Projekte, vor allem Freiflächen, immer mit einem Speicher zusammen geplant und umgesetzt. Die bisherige Innovationsausschreibung war von dieser Technologiekombination dominiert. Für Wind an Land und Speicherlösungen ist diese Durchdringung noch nicht gegeben. In allen bisherigen Ausschreibungsrunden wurde nur eine Kombination aus Wind und Speicher bezuschlagt. Die übrigen Zuschläge fallen überwiegend in die Anlagenkombination Solar und Speicher.

**Eigenes Ausschreibungssegment für Wind-Speicher-Projekte schaffen.**

5

Für die Kombination Wind und Speicher bedarf es einer eigenen Innovationsausschreibung im EEG. Zudem ist es erforderlich, ähnlich wie bei stationären Batteriespeichern, das Ausschließlichkeitsprinzip aufzuheben. Eine Anhebung des Höchstwertes für Wind-Speicher Anlagenkombination sollte aufgrund der höheren Kosten für solche Projekte geprüft werden. Als Innovative Lösungen helfen Wind und Speicher Kombinationen bei einer verbesserten Systemintegration.

## Bürgerwind mit eigenem Ausschreibungssegment unterstützen

Bürgerenergie schafft regionale Wertschöpfung, stärkt die Akteursvielfalt und sichert Akzeptanz für den Zubau weit über das Einzelprojekt hinaus. Allerdings ist die Frühphase der Projektentwicklung mit überdurchschnittlich hohen Risiken und Aufwendungen verbunden.

Bürgerwindprojekte weisen eine deutlich andere Kostenstruktur auf: Sie benötigen einen hohen Anteil an Fremdkapital, können aufgrund ihrer oft geringeren Größe meist nicht von verbesserten Liefer- und Einkaufskonditionen profitieren und sich nur selten durch weitere Projekte querfinanzieren. Nicht zuletzt tragen sie auch eine besondere Verantwortung, da sie mit privatem Kapital von Bürgerinnen und Bürgern wirtschaften. Damit haben Bürgerwindprojekte gegenüber großen Projektierern einen entscheidenden Wettbewerbsnachteil. Die existierende Möglichkeit zur Ausschreibungsbefreiung ist dabei aufgrund der Begrenzung auf 18MW und der unklaren Festlegung des Vorvorjahres-Zeitpunktes zur Bestimmung der Förderhöhe nicht praxistauglich.

Zur Abmilderung dieser strukturellen Nachteile und für mehr Marktlogik schlägt ARGE NETZ die Einführung eines **eigenen Ausschreibungssegments für Bürgerwindprojekte** in den Ausschreibungen für Wind an Land vor. Hierdurch wird ein „Wettbewerb unter Gleichen“ ermöglicht, der einerseits die wettbewerbliche Ermittlung des Zuschlagswerts wahrt und andererseits eine zielgerichtete und effiziente Absicherung von Bürgerwindprojekten sicherstellt.

**Eigenes Ausschreibungssegment für Bürgerwind – faire Wettbewerbsbedingungen sichern.**

6

### Eckpunkte für ein eigenes „Bürgerwindsegment“

Ausschreibungsvolumen: 2 GW / Jahr verteilt auf zwei Ausschreibungsrunden (01.03. und 01.09.)

Teilnahmeberechtigung: Bürgerenergiegesellschaften nach § 3 Nr. 15 EEG

- Nicht-verauktionierte Volumina verbleiben im Bürgerwindsegment – mit der Möglichkeit zur Anpassung des Ausschreibungsvolumens durch die BNetzA
- Verauktionierte Volumina werden im Jahr nach der Inbetriebnahme der bezuschlagten Projekte vom regulären Ausschreibungsvolumen „Windenergie an Land“ abgezogen
- Der Höchstwert entspricht dem des „regulären“ Segments

→ Damit bleibt die bisherige EEG-Systematik zur Anrechnung von Bürgerwindvolumina auf das Gesamtvolumen bestehen. Lediglich innerhalb des Bürgerwindsegments soll das bisherige System der Ausschreibungsbefreiung in eine marktliche Ausschreibungssystematik überführt werden.

## Duldungspflichten auf private Flächen ausweiten

Betreiber von Erneuerbaren-Anlagen müssen die Leitung zum Anschluss ihrer Anlage an den Netzverknüpfungspunkt selbst planen, errichten und finanzieren. Jedoch sind Betreiber im Vergleich zu Netzbetreibern mit deutlich schwächeren Rechten ausgestattet. Es kommt daher oft zu längeren Verhandlungen mit Grundstücks-Eigentümern, die oftmals sehr hohe Einmalentschädigungen, aber auch jährliche Durchleitungsgebühren verlangen. Dadurch steigen die volkswirtschaftlichen Kosten, Projekte werden erheblich verzögert und teilweise sogar aufgegeben

**Duldungspflichten auf private Grundstücke ausweiten, um Verzögerungen und Kosten zu senken.**

7

In den §§ 11a und 11b EEG ist das Recht zur Verlegung von Leitungen und das Recht zur Überfahrt während der Errichtung und des Rückbaus von EE-Anlagen in einem ersten Schritt geregelt. Diese Regelung gilt nur für die öffentliche Hand. Die beiden vorgenannten Rechte sollten auf private Eigentümer und sonstige Nutzungsrechte erweitert werden.

## Kleine PV-Anlagen netzdienlich gestalten

Der PV-Zubau hat in den vergangenen Jahren Rekordwerte erreicht. Für einen netzdienlichen Betrieb des weiteren Zubaus sollte die Schwelle für die Steuerbarkeit solcher Kleinstanlagen im EEG abgesenkt werden. Die gewählte Grenze der Steuerbarkeit darf nicht zu einem weiteren Einbruch bei der Aufdach-PV führen. Gleichzeitig sind die Anforderungen für die Direktvermarkter attraktiv zu setzen. Andernfalls wird keine Vermarktung und damit Marktintegration erfolgen.



## Mehr Netzstabilität durch Steuerbarkeit kleiner PV-Anlagen

# 8

Mit einer **Ausweitung der Steuerbarkeit** würden alle EE-Erzeuger stärker in die Systemverantwortung genommen. Für die Finanzierung größerer Projekte der PV-Freifläche ist das besonders wichtig, damit die Kosten der Abschaltungen gleichmäßig verteilt werden. Eine zusätzliche Belastung für den Bundeshaushalt entsteht nicht.

## Benachteiligte Gebiete für Solar öffnen

Benachteiligte Gebiete müssen für den Ausbau der Solarenergie besser nutzbar werden. Dafür braucht es eine Klarstellung im EEG, dass Flurstücke nur insoweit von einer finanziellen Förderung ausgeschlossen werden, wie diese tatsächlich schutzbedürftig sind.

## Benachteiligte Gebiete für Solar nutzbar machen, nur tatsächlich schutzbedürftige Flächen ausnehmen.

# 9

Für bestimmte Gebietskategorien ist die Nutzung nachvollziehbar ausgeschlossen, wie etwa für Natura 2000 Flächen. Der **nicht unter Schutz stehende Teil eines Flurstückes sollte nutzbar sein**. Dafür muss § 37 Abs. 1 Nr. 2 lit. h ergänzt werden.

## Pilotwindanlagen als Innovationsmotor sichern

Deutschland ist weiterhin der zentrale Innovationsstandort für die Windenergie. Neue Anlagenmodelle werden hier regelmäßig an der Wirklichkeit erprobt und erforderliche Zertifikate erstellt. Das führt zu Innovation und erfolgreicher Leistungssteigerung bei neuen Anlagengenerationen. Diese Führungsrolle gilt es über das EEG auszubauen.

### **Schnellere Genehmigungen und Forschungsförderung für Pilotwindanlagen.**

10

Zur **Stärkung von Pilotwindenergieanlagen** braucht es schnellere Genehmigungen, eine Befreiung von Redispatch Maßnahmen und Unterstützung bei Studienarbeiten. In Genehmigungsverfahren sollten **Pilotwindanlagen vorzugsweise beschieden** werden. Um zuverlässige Messprogramme zu durchlaufen, bedarf es der Ausnahme von Redispatchmaßnahmen, um erzwungene Abschaltungen zu verhindern. Nach Zertifizierung können die Pilotwindanlagen für Studienzwecke genutzt werden. Allerdings liegen die Kosten für die Abschaltung von Anlagen zur Installation von Messeinrichtungen bei den Betreibenden oder den Hochschulprojekten. Aufgrund der hohen Leistung moderner Anlagen sind diese Kosten so hoch, dass immer weniger Studienprojekte möglich werden. Hier sollte die Forschung gefördert werden.

## **Referenzertrag und Flächensteuerung reformieren**

Um die Energiewende zum Erfolg zu führen, muss der Ausbau aller EE-Technologien bundesweit und in allen Bundesländern vorangebracht werden. Für die Systemeffizienz gilt es aber weiterhin, die Ressourceneffizienz im Fokus zu halten. Konkret: Windenergie baut man in allen Bundesländern verstärkt dort, wo viel Wind herrscht, so wie Wasserkraftwerke an Flüsse gebaut werden. Die Ressource bestimmt den Standort.

Im Koalitionsvertrag sind Anpassungen des Referenzertragsmodells des EEG mit Blick auf die Schwachwindstandorte vorgesehen. Hierbei ist der Fokus auf die Vergütungsfaktoren des Referenzertragsmodells am unteren Ende der Skala zu richten. Neben einer kurzfristigen Anpassung ist ein grundsätzlicher Branchendialog zur Ausrichtung der Windenergieanlagen auf höhere Vollaststunden sinnvoll. Dies ist insbesondere mit Blick auf die Reformation des gesicherten Investitionsrahmens ein geeigneter Zeitpunkt. Die derzeitige Diskussion über den Parkwirkungsgrad ist dabei zu einseitig. Eingriffe in die Planung von Windparks, etwa über pauschale Abstandsvorgaben, lehnen wir klar ab.

Darüber hinaus stehen wir als ARGE NETZ für einen systemischen Ansatz, der die Gesamtkosten im Blick hat. Wir werben – auch mit Blick auf BKZ und Netzentgelte, wo windreiche Standorte einseitig belastet werden – um eine Betrachtung des Gesamtsystems. Bei weiter steigenden Kosten für den Netzausbau ist die Frage um die besten Standorte für eine Kostenoptimierung im Gesamtsystem neu zu stellen. Mit Blick auf die Förderkosten kann es sinnvoll sein, den Zubau stärker an besonders ertragreichen Standorten zu fokussieren und den Netzausbau zu den Verbrauchszentren zu stärken.

**Gütefaktoren 50 %/60 % streichen, um Effizienz zu erhöhen und Länder zu besserer Flächenausweisung anzuregen.**

11

Eine Anpassung des Referenzertragsmodells des § 36h EEG muss mehrere Faktoren berücksichtigen. Zunächst bietet sich bei den **unteren Vergütungsklassen**, den Gütefaktoren für einen 50- und 60-prozentigen Standort, das **größte Einsparpotential**. Durch die Korrekturfaktoren ist hier ein anzulegender Wert von derzeit bis zu 11,39 ct/kWh möglich.

Neben den Einsparungen bei der Förderung würde der **Entfall der Gütefaktoren 50 und 60** die **Bundesländer** bei der Flächenausweisung dazu **anregen**, möglichst **wirtschaftliche und mit guten Windbedingungen ausgestattete Flächen auszuweisen**. Das resultiert zusätzlich in einem verringerten Förderbedarf.

## Bundeseinheitliche Bürgerbeteiligung praxisnah gestalten

Zahlreiche Bundesländer haben sich in Anlehnung an der kommunalen Beteiligung des § 6 EEG und auf Basis des § 22b Abs 6 EEG eigene Beteiligungsgesetze gegeben. Diese gehen teils über die Ambitionen des § 6 EEG hinaus. Grundsätzlich ist die Beteiligung der Menschen und der lokalen Gebietskörperschaften zu begrüßen. In Schleswig-Holstein, aber auch in vielen weiteren Teilen Deutschlands ist das seit Jahrzehnten, seit der Inbetriebnahme der ersten Erneuerbaren-Energien-Anlagen, gelebte Praxis.

**Einheitliche Bürgerbeteiligung zulassen, aber regionale Vielfalt und Miteigentum wahren.**

12

Zahlreiche Gesellschaften der ARGE NETZ sind der **Bürgerenergie** zuzurechnen. In deren Fall ist die **Beteiligung** der Menschen und Kommunen nicht nur eine feste Zahlung in den gemeindlichen Haushalt, sondern oftmals **eine tatsächliche Miteigentümerschaft an den EE-Projekten**. Darüberhinausgehend stärken die Gesellschaften mit weiteren finanziellen Mittel Vereine und das soziale Engagement vor Ort.

Bei der Projektumsetzung werden lokale Akteure mit einbezogen, beispielsweise bei der Finanzierung über regionale Banken. Sollte sich der Bundesgeber zu einer Vereinheitlichung des gesetzlichen Rahmens entschließen, müssen diese diversen Formen der direkten Beteiligung eine besondere Berücksichtigung finden und möglich bleiben. **Sie stärken die Akzeptanz vor Ort besonders langfristig.**

## **Biomassepaket wirtschaftlich tragfähig machen**

Das Biomassepaket ist in der jetzigen Form nicht wirtschaftlich anwendbar für zahlreiche Bestandanlagen. Für eine Anwendbarkeit müssen die Dauer der Anschlussvergütung erhöht und eine Übergangslösung für Bestandanlagen, die nicht mehr vom Biomassepaket profitieren könne, geschaffen werden.

**Längere Förderdauer und Übergangsregelung für Biomasse**

13

Die **vorgesehene Förderdauer von 12 Jahren reicht für Bestandsanlagen nicht aus**. Investitionen in die Anlagen lassen sich nicht über diesen Zeitraum refinanzieren. Eine Übergangslösung für Bestandsanlagen, die ältere Konditionen länger behalten können, würde das Biomassepaket für diese zugänglich machen.

## Bioenergie mit Speichern kombinieren

Für die Flexibilisierung werden Biogasanlagen derzeit mehrfach überbaut. Das bedeutet die Installation von zusätzlichen Motoren, die Bereitstellung von mehr Lagerfläche für die Biomasse und weitere bauliche Erweiterungen und Änderungen an den Anlagen und den zugehörigen Höfen.

**Eigene Innovationsausschreibung für Bioenergie + Speicher schaffen.**

14

Für eine Flexibilisierung, also die Verschiebung erzeugter Energiemengen in andere Stunden des Tages, **kommen für Biogasanlagen ebenso BESS in Betracht.** Um die höheren Kosten bei der Finanzierung abzusichern, reichen die Höchstwerte der regulären Ausschreibung nicht aus. In den Innovationsausschreibungen des EEG ist der maximale Höchstwert ebenso zu gering. Hier würden andere Technologiekombinationen Bioenergie verdrängen. Daher benötigt die Bioenergie **eine eigene Innovationsausschreibung für Bioenergie plus Speicher.**

## Netzanschlusspunkte der Bioenergie flexibilisieren

Viele Biogasanlagen haben sich bereits flexibilisiert. Sie sind in der Lage, ihre Energieeinspeisung nach den Bedarfen nach Grünstrom auszurichten. Nun müssen die Netzanschlusspunkte flexibel werden. Damit können Biogasanlagen die Flexibilisierung zum Nutzen des Energiesystems optimal einsetzen.

**Netzanschlusspunkte für Biogasanlagen flexibilisieren, um Systemdienlichkeit zu erhöhen.**

15

Die **maximale Einspeiseleistung** an den Netzanschlusspunkten ist auf die ursprüngliche Grundlastfahrweise der Biogasanlagen **begrenzt.** **Flexibilisierte Anlagen** können nun **ein Vielfaches** der ursprünglichen Leistung **einspeisen.** Die Netzanschlusspunkte sind darauf aber physikalisch nicht ausgelegt. Den **Biogasanlagenbetreibern** muss es daher **unbürokratisch möglich gemacht werden, die Leistung an ihrem Netzanschlusspunkt nach Anzeige bei ihrem Netzbetreiber zu erhöhen** und Grünstrom flexibel einzuspeisen. Damit entsprechen die Biogasanlagen den gesetzlichen Vorgaben zur Flexibilisierung und stärken ihren Beitrag zum System.

## EE-Flächen steuerlich als landwirtschaftlich behandeln

Nach aktueller Rechtslage verlieren landwirtschaftliche Flächen durch die Nutzung für PV- oder Windenergieanlagen ihren Status als landwirtschaftliche Fläche und werden stattdessen steuerrechtlich als Gewerbefläche kategorisiert. Während landwirtschaftliche Flächen im Erbfall von Erbschafts- und Schenkungssteuer größtenteils befreit sind, fallen bei der Vererbung von Gewerbeflächen teils erhebliche Steuerzahlungen an. Aus diesem Grund sinkt bei vielen Landwirten die Bereitschaft, ihre Flächen für die Errichtung von EE-Anlagen zur Verfügung zu stellen.

**PV- und Windflächen steuerlich weiter als landwirtschaftlich behandeln, da Rückbau möglich.**

16

Um auch weiterhin genügend Flächen für den EE-Ausbau mobilisieren zu können, dürfen **landwirtschaftliche Flächen** durch die Errichtung von EE-Anlagen steuerrechtlich **nicht weiter als Gewerbeflächen kategorisiert** werden. Die Anlagen können nach Ablauf ihrer Lebensdauer komplett zurückgebaut und die Flächen wieder der landwirtschaftlichen Nutzung zugeführt werden. Die steuerrechtliche Zuordnung als Gewerbefläche sollte nur bei dauerhaft landwirtschaftsfremder Nutzung greifen. **Es bedarf einer entsprechenden Klarstellung zum vorübergehenden Nutzungscharakter von EE-Anlagen** und dem Verbleib der entsprechenden Flächen im land- und forstwirtschaftlichen Vermögen in den §§ 232 und 233 des Bewertungsgesetzes.

## PV+Speicher im Innenbereich vereinfachen

Für die Kombination von PV und Speichern im Innenbereich von Gebietskörperschaften sind die dortigen Bebauungspläne maßgeblich. Aktuelle Bebauungspläne sehen in der Regel den Bau von Speichern neben PV-Anlagen vor. Mitunter ist das bei älteren Plänen aber nicht der Fall. Hier ist ein aufwendiger Prozess erforderlich, der eine Änderung des Bebauungsplanes erfordert oder über die Errichtung der Speicher als Nebenanlage zur PV-Anlage möglich macht. Für das Energiesystem wäre die einfache Errichtung von Speichern angebracht. Hierfür bedarf es einer Ergänzung im Baugesetzbuch.

**Bau von PV+Speicher im Innenbereich vereinfachen, neue BauGB-Regelung ergänzen.**

# 17

Zur Umsetzung eines vereinfachten Verfahrens zur Errichtung von PV-Anlagen mit Speichern im Innenbereich könnte der folgende Paragraf im BauGB ergänzt werden.

## **§ X Verfahrensfreiheit von Batteriestromspeicheranlagen**

(1) Bauliche Anlagen zum Betrieb von Batteriestromspeichern (einschließlich zugehöriger Technik- und Betriebsräume) mit einem umbauten Bruttorauminhalt von **bis zu 100 m<sup>3</sup>** sind verfahrensfrei, sofern folgende Voraussetzungen erfüllt sind:

1. Die Anlage dient der Speicherung von Strom oder der System- bzw. Netzintegration von Stromerzeugungsanlagen und befindet sich innerhalb eines im Bebauungsplan (§ 30 BauGB) festgesetzten Bereichs (nicht im Außenbereich im Sinne des § 35 BauGB),
2. Die Errichtung und der Betrieb der Anlage erfüllen die öffentlich-rechtlichen Vorschriften einschließlich der Anforderungen an Abstandsflächen, Brandschutz, Lärmschutz, Bodenschutz, Artenschutz sowie Sicherheitstechnik.
3. Die Anlage wird gegenüber der zuständigen Bauaufsichtsbehörde mindestens **14 Tage vor Baubeginn** angezeigt; eine Prüfpflicht der Behörde auf Genehmigung entfällt, wenn keine sonstigen öffentlich-rechtlichen Belange entgegenstehen.

(2) Für Anlagen mit einem umbauten Bruttorauminhalt über 100 m<sup>3</sup> gilt das ordentliche bauaufsichtsrechtliche Verfahren.

(3) Die Gemeinde kann durch Satzung Ausnahmen bestimmen oder die Verfahrensfreiheit auf bestimmte Teilbereiche beschränken (z. B. durch Gestaltungsvorgaben, besondere Erschließungsanforderungen oder technische Sicherheitsstandards).

## Naturschutzregelungen für PV vereinfachen

Der naturschutzfachliche Ausgleich, insbesondere die Anforderungen an Ausgleichsflächen stellen die Projekte für PV-Freiflächenanlagen vor große Herausforderungen. Für andere EE-Technologien gab es hier in der Vergangenheit bereits Vereinfachungen. Diese sind einfach für die PV-Freifläche zu übertragen.

### **Naturschutzrechtliche Ausgleichsregeln für PV vereinfachen und standardisieren.**

18

Aus unserer Sicht wäre eine Umsetzung in einem neuen § 45e Bundesnaturschutzgesetz möglich.

#### **§ 45e BNatSchG neu:**

(1) Für Photovoltaikanlagen, die im Außenbereich gemäß § 35 Absatz 8 BauGB privilegiert sind, gilt die Voraussetzung des § 45 Absatz 7 Satz 1 Nr. 2 (zumutbare alternative Standortwahl) als erfüllt. Die in § 35 Abs. 8 BauGB genannten Flächen entlang von Autobahnen und Schienenwegen gelten als vorbelastete Standorte, bei denen regelmäßig keine zumutbare alternative Standortwahl besteht. Eine weitere Alternativprüfung ist in diesen Fällen nicht erforderlich, soweit keine außergewöhnlichen artenschutzfachlichen Gründe entgegenstehen.

(2) Für Photovoltaikanlagen, deren Standorte auf Grundlage eines gemeindlichen Standortkonzepts oder einer Bauleitplanung nach den §§ 1 bis 10 BauGB ausgewiesen oder zugelassen worden sind, gilt die Voraussetzung des § 45 Abs. 7 Satz 1 Nr. 2 als erfüllt. Die gemeindliche Standortplanung stellt eine planerische Vorbewertung der Flächeneignung dar, durch die die Standortwahl im öffentlichen Interesse bereits erfolgt ist. Eine gesonderte Alternativprüfung ist in diesen Fällen nicht erforderlich, soweit die Planung auf einer fachlich fundierten Standortbewertung unter Berücksichtigung artenschutzfachlicher Belange beruht.

(3) Die Absätze 1 und 2 finden keine Anwendung, wenn außergewöhnliche artenschutzfachliche Gründe vorliegen, insbesondere wenn durch das Vorhaben der Erhaltungszustand einer landesweit oder bundesweit bedeutsamen Population einer besonders geschützten Art erheblich beeinträchtigt würde.

(4) Eine erheblich nachteilige Beeinträchtigung auf den Erhaltungszustand einer lokalen Population, insbesondere der Feldlerche (*Alauda arvensis*) und des Kiebitz (*Vanellus vanellus*), liegt regelmäßig nicht vor, wenn durch geeignete Vermeidungsmaßnahmen sichergestellt ist, dass die ökologische Funktion der betroffenen Fortpflanzungs- oder Ruhestätten im räumlichen Zusammenhang erhalten bleibt. Zu den geeigneten Vermeidungsmaßnahmen gehören insbesondere:

1. die Anpassung der Bauzeiten zur Vermeidung von Störungen während der Brut- und Aufzuchtzeit,
2. die Einrichtung von Ruhezeiten, extensiv bewirtschafteten Streifen im Randbereich und begrünten Zwischenmodulflächen (3,50 m Abstand),
3. die ökologische Aufwertung von Rand- und Saumstrukturen,
4. die Bewirtschaftung nach ökologischen Standards

(5) Bei Beeinträchtigungen von Brutvogelarten des Offenlandes, insbesondere der Feldlerche (*Alauda arvensis*) und des Kiebitz (*Vanellus vanellus*), kann die ökologische Funktion durch die Anlage oder durch die Schaffung von Ersatzbrutflächen im räumlichen Zusammenhang gewahrt werden. Als räumlicher Zusammenhang gilt in der Regel ein Umkreis von bis zu zwei Kilometern um den Vorhabenstandort.

Kann keine geeignete Fläche in diesem Umkreis bereitgestellt werden, genügt es, wenn nachgewiesen wird, dass die Schaffung von Ersatzhabitaten im erweiterten Umfeld fachlich und rechtlich nicht möglich oder unverhältnismäßig ist und zugleich Maßnahmen zur Förderung der betreffenden Arten im regionalen Kontext gemäß Punkt (3) erfolgen.

## Schall- und Schattenregelung § 31k BImSchG verstetigen

Um die Strompreise dauerhaft zu senken, müssen neben dem beherzten Zubau alle vorhandenen Erzeugungspotenziale effizienter ausgenutzt werden. Die Regelung des § 31k Bundes-Immissionsschutzgesetzes hat es Windenergieanlagen ermöglicht, während der Gasnotlage in den Wintermonaten deutlich mehr Strom zu produzieren. Dazu wurden die Auflagen im Schallschutz und zum Schutz vor Schattenschlag ausgesetzt. Jede zusätzliche Kilowattstunde aus Windenergie kann zur Senkung der Strompreise und zur Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit beitragen. Die Möglichkeit aus §31k sollte nun verstetigt werden.

**§ 31k BImSchG dauerhaft anwenden, um Windstromertrag zu erhöhen.**

19

Mit dieser Maßnahme konnten durchschnittlich **2,8 Prozent** mehr Strom erzeugt werden, an **vielen Standorten bis zu 5 Prozent**. Um den Output bei Windenergieanlagen zu erhöhen, muss eine **Wiederaufnahme und dauerhafte Verstetigung** der am 15. April 2024 entfallenen Regelung in **§ 31k BImSchG** zügig umgesetzt werden.

## Netzanschluss- und Flexibilitätsagenda

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien wurde in den letzten Jahren systemisch beschleunigt. Auch der Ausbau der Netze hat Fahrt aufgenommen und der Hochlauf der Flexibilitäten ist im politischen Fokus. Ziel muss es jetzt sein, den beschleunigten Ausbau der Erneuerbaren und der Flexibilitäten durch einen schnelleren und effizienteren Netzausbau zu flankieren und gleichzeitig die Netze zu digitalisieren, anstatt Erneuerbare und Flexibilitäten einseitig auszubremesen.

Ein beschleunigter Netzausbau und die Verfügbarkeit der Anschlüsse sowie die konsequente Hebung aller Flexibilitätpotenziale sind die Grundlagen für die Systemeffizienz in einem Energiesystem auf Basis Erneuerbarer Energien. Daher schlägt ARGE NETZ parallel zu den Maßnahmen im EEG auch Sofortmaßnahmen für eine konsequente Netzanschluss- und Flexibilitäts-Agenda vor.

Im Koalitionsvertrag haben sich die Regierungsparteien die bessere Abstimmung des beschleunigten Ausbaus der Erneuerbaren Energien mit dem Netzausbau vorgenommen. Die engere Verzahnung kann aus Sicht der Erneuerbaren-Unternehmensgruppe ARGE NETZ zu systemdienlichen Synergieeffekten führen, welche die Gesamtkosten dämpfen können.

Daneben gibt es netzentlastende Nutzungspotenziale für Strom aus Erneuerbaren Energien. Hier geht es vor allem um Konzepte wie Energy Sharing oder „Nutzen statt Abregeln“. Zur besseren Netzauslastung kommen die Einführung flexibler Netzentgelte und dynamischer Stromtarife in Betracht. Dadurch werden die Marktsignale direkt an die Verbraucherinnen und Verbraucher sowie die gewerblichen und industriellen Stromabnehmer weitergeleitet.

Gleichzeitig mangelt es an einem einheitlichen, transparenten und digitalisierten Netzanschlussverfahren. Lösungsvorschläge scheitern bisher an fehlender Transparenz auf Seiten der Netzbetreiber und fehlender Abstimmung zwischen den Netzbetreibern. ARGE NETZ hat in seiner Flexibilitätsagenda bereits zahlreiche Punkte genauer ausgeführt und mit konkreten Umsetzungsvorschlägen unterlegt. Flexibilisierung in der Breite sorgt für eine effiziente Auslastung der Netzkapazitäten. Die im nachfolgenden vorgestellte Netzanschlussagenda greift einige Punkte aus der Flexibilitätsagenda auf und trägt mit ihren Vorschlägen im Zusammenspiel mit den Verbesserungsvorschlägen aus dem Teil zum EEG wesentlich zur Erreichung des energiepolitischen Zieldreiecks bei.

## Investitionsgefahr „Redispatchvorbehalt“ verhindern

Der Netzanschlussvorrang inklusive des Redispatch ist eine Grundlage für den Ausbau der Erneuerbaren und muss deshalb unbedingt erhalten bleiben. Grundsätzlich sollte weiter gelten, das Netz muss dem Ausbau der Erzeugung bzw. dem Verbrauch dienen.

### Redispatchvorbehalt verhindern

1

Der zuletzt von Mecklenburg-Vorpommern **vorgeschlagener Redispatchvorbehalt** würde zahlreiche **Projekte Erneuerbarer** und die Energiewende als Ganzes **akut gefährden**. Sollte der Redispatch nicht mehr vergütet werden, sind viele Projekte nicht mehr finanzierbar. **Redispatchzeiten sind ein nicht planbares Risiko**. Keine Bank würde unter diesen Bedingungen eine Finanzierung zusagen. Zudem verstößt der Redispatch-Vorbehalt gegen EU-Recht: Nach EU-VO (Elektrizitäts-Binnenmarkt-VO Art. 13) muss Redispatch entschädigt werden. Statt Einsparungen zu generieren, würden sich aller Voraussicht die Kosten erhöhen, einerseits durch Aufschläge in den Geboten als auch durch höhere Risikoaufschläge durch Banken.

Die Erneuerbaren erkennen an, dass die **Netzbetreiber durch steigende Netzanschlussfragen** bei gleichzeitig langwieriger Planungs- und Genehmigungsprozessen für den Netzausbau, **an ihre Grenzen kommen**. Statt den Erfolg der Energiewende auf Spiel zu setzen, raten wir zu weniger invasive Maßnahmen. **An erster Stelle sollten Flexibilisierungspotenziale gehoben** werden. Diese werden im vorgelegten Papier aufgezeigt. Damit lassen sich mittelfristig die Auslastung des Netzes verbessern und so Systemkosten einsparen und zugleich der dringend benötigte weitere Netzausbau fortsetzen. Ergänzend schlagen wir die Einführung eines Reifegradprozesses vor, um so Netzanschlussfragen zu priorisieren.

Zudem sollten Netzbetreiber in einem transparenten Verfahren dazu angereizt werden, Netzengpassgebiete und die erwarteten Redispatch-Mengen transparent zu veröffentlichen. Flexible Netzanschlussvereinbarungen können in besonders stark ausgelasteten Netzgebieten geprüft werden.

## Transparenzpflichten für Verteilnetzbetreiber stärken

Derzeit stellen langwierige und intransparente Vergabe- und Auskunftsprozesse für Netzanschlüsse eines der größten Hemmnisse bei der Transformation unseres Energiesystems dar. So müssen Netzanschlussanfragen in der Regel mehrfach für einzelne Netzverknüpfungspunkte gestellt werden, da Auskünfte nur zum jeweils angefragten Netzverknüpfungspunkt erteilt werden und nicht über darüber hinaus verfügbare, alternative Kapazitäten. Auch erhält der Anschlussnehmer zumeist nur eine Auskunft in Bezug auf die angefragte Kapazität und nicht darüber, wie viel Kapazität am jeweiligen Netzverknüpfungspunkt tatsächlich verfügbar wäre. Dies führt nicht nur zu langen und komplizierten Planungsprozessen, sondern auch zu einer ineffizienten Netznutzung.

### Umsetzung der Transparenz- und Auskunftsvorgaben für Verteilnetzbetreiber

# 2

Die Vorgaben aus der novellierten Strombinnenmarktrichtlinie (RL (EU) 2024/1711) zur Auskunftspflicht von VNB über den Status von Netzanschlussbegehren und zu verfügbaren Netzanschlusskapazitäten sind aus den o.g. Gründen zentral für die Beschleunigung von Netzanschlüssen. Der aus der letzten Legislaturperiode stammende „Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts im Bereich der Endkundenmärkte, des Netzausbaus und der Netzregulierung“ ([BT.Drs. 20/14199](#)) sah in den **§§ 17a-c EnWG-E** eine umfassende Umsetzung dieser Regelungen vor. Im kürzlich beschlossenen „Gesetz zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Stärkung des Verbraucherschutzes im Energiebereich sowie zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften“ ist eine entsprechende Regelung nicht mehr enthalten.

Um die angesprochenen Herausforderungen beim Netzanschluss zu beheben, muss die **nationale Umsetzung der Vorgaben aus der novellierten Strombinnenmarktrichtlinie** im Zuge der aktuellen Novellierung des EnWG dringend vorgenommen werden. Möglich wäre die **erneute Aufnahme der §§ 17a-c EnWG-E** aus dem o.g. EnWG-Entwurf ([BT.Drs. 20/14199](#)) oder die Aufnahme einer neuen Formulierung. Entscheidend ist die schnelle Umsetzbarkeit auf Seiten der Netzbetreiber und die damit verbundene Transparenz für Projektierer und Betreiber.

## Digitalisierung der Stromnetze beschleunigen

Die Netze müssen insgesamt digitaler werden, um Lastflüsse besser zu erkennen und zu managen. Die Forderung nach transparenten und digitalisierten Stromnetzen wird auch von einem branchenübergreifenden Appell, bestehend aus 16 Verbänden, unterstützt. Es muss transparent offengelegt werden, wie es um die Netzkapazitäten steht. Eine Onlineplattform ist aus Sicht der ARGE NETZ geeignet, die Transparenzanforderungen einfach umzusetzen. Der Smart-Meter Roll-out ist die Voraussetzung für die Umsetzung zukünftiger Modelle flexibler Netzentgelte und dynamischer Stromtarife.

### Digitalisierung der Netze endlich umsetzen

# 3

Die Netze werden heute **weitgehend blind gefahren**. Grund dafür ist der **fehlende flächendeckende Rollout intelligenter Messsysteme**. Der lang angekündigte Smart Meter Rollout stockt weiterhin und damit bleibt die flächendeckende Umsetzung dynamischer Stromtarife und Netzentgelte Zukunftsmusik. Gleichzeitig mangelt es an Transparenz über die regional verfügbaren Netzanschlusskapazitäten und wie sich diese mit dem weiteren Zubau von Lasten und Erzeugern entwickeln.

Der **Entschließungsantrag der EnWG Novelle** benennt dabei richtige **Maßnahmen zur Beschleunigung** des Smart-Meter Rollouts, etwa durch Netzbetreiberkooperation, sowie Sanktionsmechanismen für säumige Netzbetreiber. Zudem sollten unabhängige wettbewerbliche Messstellenbetreiber als wichtige Treiber der Digitalisierung des Energiesystems verstanden werden. Sie können – ergänzend zu oder in Kooperation mit den regionalen Netzbetreibern – eine flächendeckende Einführung intelligenter Messsysteme entscheidend voranbringen.

Zugleich müssen die Netzbetreiber dazu angereizt werden, ihre Leistungen digital anzubieten, sei es die Anschlussanfrage oder die Anschlusskapazitäten im bestehenden Netz.

## Priorisiertes Netzanschlussverfahren einführen

Das Nadelöhr der Energiewende sind derzeit die Netzanschlüsse von Erzeugern, Speichern und Sektorkopplungstechnologien. Daneben gibt es auf der Lastseite eine Vielzahl an Petenten, die Kapazitäten der Netzbetreiber binden. Zudem verändern sich durch Speicher und die Kombination von Erzeugern mit Speichern und Verbrauchern mit Speichern die bisher gängigen Profile, welche die Grundlage für den Netzbetrieb sind. Das alles stellt die Netzbetreiber vor neue Herausforderungen. Diesen müssen sie sich stellen. Eine Verlangsamung der Ausbaudynamik der Erneuerbaren oder des Speicherhochlaufs sind nicht die passenden Antworten.

### Transparentes Netzanschlussverfahren für alle Akteure einführen

4

In verschiedenen Verbänden werden derzeit Ideen für ein Netzanschlussverfahren gesammelt. Dabei geht es um einen **fairen und transparenten Zugang verschiedener Akteure**. Ziel ist ein transparentes und für alle einsehbares Netzanschlussverfahren, das die verfügbaren Netzkapazitäten fair unter allen Akteuren verteilt. Ein erster Schritt zur Priorisierung von Netzanschlussfragen, ist die Einführung einer verbindlichen Fristenlogik für jede Phase des Netzanschlussverfahrens. Konkret können das verbindliche Projektfortschrittnachweise für jede Phase verbunden mit hinterlegten Sicherheiten sein.

## NVP-Überbauung zum Standard erheben

Die Überbauung von Netzverknüpfungspunkten (NVP) ist ein wichtiger Hebel zur Flexibilisierung und effizienteren Nutzung von Netzkapazitäten, indem bspw. Windenergie- und Solaranlagen mit unterschiedlichen Einspeiseprofilen am selben NVP angeschlossen werden. Bisher liegt die Entscheidung bei den Netzbetreibern, ob eine flexible Netzanschlussvereinbarung angeboten wird oder nicht. Aus diesem Grund wird die Überbauung von NVP bisher nicht flächendeckend vorgenommen, auch wenn durchaus großes Interesse vorhanden ist.

### Verpflichtung zur NVP-Überbauung auf Wunsch der Anschlussnehmer

Aus den genannten Gründen muss die bisherige Kann-Regelung in **§ 17 Abs. 2b EnWG** und **§ 8a EEG** dahingehend ange-

# 5

passt werden, dass Netzbetreiber auf Verlangen des Anschlussnehmers eine flexible Netzanschlussvereinbarung anbieten **müssen**.

## Formulierungsvorschläge

### § 17 Abs. 2b EnWG

(2b) Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen ~~können~~ **müssen** Anschlussnehmern **auf deren Verlangen** den Abschluss einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung anbieten.

### § 8a Abs. 1 EEG

(1) Der Netzbetreiber und der Anlagenbetreiber ~~können~~ **vereinbaren auf Verlangen des Anlagenbetreibers** eine anschlussseitige Begrenzung der maximalen Wirkleistungseinspeisung in das Netz ~~vereinbaren~~ (flexible Netzanschlussvereinbarung).

## Einheitliche Netzanschlussverfahren für Speicher schaffen

Die Einführung des überragenden öffentlichen Interesses für Energiespeicher im EnWG ist richtig und wichtig. Damit die notwendige Flexibilisierung des Energiesystems vorankommt, benötigt es dringend ein Netzanschlussverfahren, das Batteriespeicher als Einheitliche Anlage betrachtet.

### Einheitliches Netzanschlussverfahren für Batteriespeicher umsetzen

# 6

Zur Ausgestaltung des überragenden öffentlichen Interesses, sollte der in **§ 17 Abs. 2a EnWG** **geregelt** Netzanschlussvorrang zumindest **gegenüber anderen Netzanschlusspetenten** nach § 17 EnWG **geregelt werden**. Es ist grundsätzlich richtig, dass **Batteriespeicher aus der KraftNAV herausgenommen werden** sollen. Das „first ready, first served“-Prinzip hat sich in der Praxis nicht bewährt. Umso dringender wird jetzt allerdings eine **Nachfolgeregelung für Netzanschlussverfahren** benötigt, welche Batteriespeicher als einheitliche Anlage betrachten und nicht wie bisher ein separates Netzanschlussverfahren für die Erzeugungs- und Bezugsseite von Batteriespeichern.

Ergänzt werden kann ein neues Netzanschlussverfahren durch Ernsthaftigkeitsnachweise, um so spekulative von seriösen Netzanschlussanfragen zu differenzieren.

**Gleiches gilt** auch für jegliche **Co-Location-Konstellation**. Derzeit ergeben sich **aktuell drei Netzanschlussverfahren** mit unterschiedlichen Anforderungen und Fristen für Co-location Projekte, die zu weiterer Bürokratie führen und den Hochlauf ausbremsen. Um hier **Abhilfe** zu schaffen, braucht es eine **Umsetzung der Netzanschlussrangfolge**.

## Nutzen statt Abregeln wirksam ausgestalten

Allein im vergangenen Jahr mussten aufgrund von Netzengpässen rund 9,4 Milliarden Kilowattstunden abgeregelt werden. Mit der Einführung des Instruments „Nutzen statt Abregeln“ ging der Gesetzgeber in der letzten Legislaturperiode daher einen wichtigen Schritt, um diese Strommengen nutzbar zu machen und um Redispatchkosten erheblich zu reduzieren sowie für mehr Akzeptanz beim Ausbau der Erneuerbaren Energien zu sorgen.

Die konkrete Ausgestaltung des Instruments obliegt im Wesentlichen den vier Übertragungsnetzbetreibern und der Bundesnetzagentur. Seit Oktober 2024 läuft die zweijährige Erprobungsphase, in der das Instrument in ausgewiesenen Entlastungsregionen getestet wird. Von den über 13 Millionen MW abgeregelter Strommenge, die seitdem ausgewiesen wurden, wurde jedoch kaum etwas zur Nutzung zugeteilt<sup>1</sup>. Dies zeigt sehr deutlich, dass dieses wichtige Instrument in seiner jetzigen Ausgestaltung nicht greift und dringend angepasst werden muss. Unabhängig davon muss der Netzausbau weiterhin auf allen Spannungsebenen zügig voranschreiten.

### **Kriterium der „Zusätzlichkeit“ lockern und den Teilnehmerkreis ausweiten**

Adressaten des Instruments sind vorrangig zusätzliche Lasten, die über eine flexible Fahrweise verfügen und für den Wandel hin zu einem treibhausgasneutralen Energiesystem von hoher Bedeutung sind. Dreh- und Angelpunkt ist die **Definition der Zusätzlichkeit nach § 13k Abs. 3 EnWG** durch die BNetzA und die Übertragungsnetzbetreiber.

<sup>1</sup> <https://www.netztransparenz.de/de-de/Systemdienstleistungen/Betriebsfuehrung/Nutzen-statt-Abregeln/Daten-ver%C3%B6ffentlichungen> (Stand 05.09.25)

# 7

## **Schnellstmögliche Überführung in Auktionsmodell, kurzfristig Absenkung des 13k-Preises auf 0 bzw. nahe 0**

Die derzeitige Ausgestaltung des Kriteriums der „Zusätzlichkeit“ ist zu eng gefasst, weshalb nur sehr wenige Akteure teilnehmen können und eine umfassende Erprobung des Instruments nicht möglich ist.

Um Nutzen statt Abregeln bestmöglich nutzen zu können, muss der Teilnehmerkreis deutlich ausgeweitet werden. Es müssen **alle Elektrolyseure** einbezogen werden und nicht nur solche, die nach dem 29.12.2023 erstmals in Betrieb genommen wurden.

Zudem muss für teilnahmeberechtigte Anlagen sichergestellt werden, dass eine **Teilnahme am Strommarkt** weiterhin möglich ist. Da der wirtschaftliche Betrieb einer Entlastungsanlage nicht ausschließlich auf Basis von ggf. vergünstigten Überschusstrommengen geschehen kann, haben insbesondere Speicherbetreiber derzeit keinen Anreiz zur Teilnahme.

Grundsätzlich müssen **sowohl Bestands- als auch Neuanlagen** als Entlastungsanlagen zugelassen werden. Nur so kann ein liquider Markt aufgebaut und eine netzentlastende Wirkung erzielt werden.

Zuschaltbare Lasten werden vor allem dann benötigt, wenn einer hohen Einspeisung ein niedriger Verbrauch gegenübersteht. Diese Einsatzstunden fallen i.d.R. mit sehr niedrigen Strompreisen zusammen. Häufig liegt der Day-Ahead-Preis dabei unter dem festgelegten §13k-Preis. Damit besteht für Betreiber kaum ein Anreiz zur Teilnahme am 13k-Verfahren. Gleichzeitig sind mit der Teilnahme zusätzliche Risiken verbunden – etwa durch mögliche Pönalen und erhöhten administrativen Aufwand.

Vor diesem Hintergrund erscheint es nicht überraschend, dass 13k-Strommengen derzeit keine Abnehmer finden. Daher muss das Instrument – wie ursprünglich angedacht - schnellstmöglich in ein marktbasierendes Auktionssystem überführt werden. Hierfür empfehlen wir ein **Pay-as-bid-Auktionsverfahren**. Dabei bezahlt jeder Auktionsteilnehmer den Preis, den er in seinem Gebot angegeben hat.

**Investitionssicherheit  
durch verlässliche Rahmenbedingungen  
garantieren**

Angefangen mit dem höchsten Gebot, werden die Gebote so lange in absteigender Gebotshöhe bezuschlagt, bis die ausgewiesene Strommenge vollständig zugeteilt wurde.

Für den kurzfristigen Hochlauf muss der 13k-Preis jedoch **mindestens auf 0 bzw. nahe 0** abgesenkt werden, damit sich eine Teilnahme am §13k-Verfahren auch wirtschaftlich für Betreiber von Entlastungsanlagen lohnt. Dies dient auch einer glaubwürdigen Argumentation gegenüber der EU-Kommission gegen die Aufteilung der deutschen Strompreiszone.

Der Anreiz für flexible Verbraucher in §13k liegt darin, dass Sie kostengünstig Strom beziehen können, wenn sie sich systemdienlich verhalten. Investitionen in Entlastungsanlagen sind häufig mit langen Amortisationszeiträumen über 10-20 Jahre verbunden. Um die Finanzierbarkeit sicherzustellen, sind verlässliche Rahmenbedingungen zentral.

Im Idealfall sollten daher Entlastungsregionen für einen **möglichst langen Zeitraum** Bestand haben und nicht mit dem Ausbau von EE-Anlagen und Netzinfrastruktur regelmäßig neu definiert werden. Mindestens sollte aber sichergestellt werden, dass mit dem Wegfall von Netzengpassregionen eine **Folgeregelung** getroffen wird, nach der vergleichbare Regelungen beim Strombezug geltend gemacht werden können. Weiterhin zählt zu verlässlichen Rahmenbedingungen eine mittelfristige Prognose der abgeregelten Strommengen über mindestens 5-10 Jahre.

## Energy Sharing gezielt ermöglichen

Energy Sharing spielt in vielerlei Hinsicht eine wichtige Rolle für das Gelingen der Energiewende. Die Ermöglichung des günstigem Strombezugs für Anwohner und Unternehmen in räumlicher Nähe zu Erzeugungsanlagen schafft Akzeptanz und Teilhabe beim Ausbau Erneuerbarer Energien. Auch die wirtschaftliche Attraktivität der Erzeugungsstandorte wird dadurch gerade im ländlichen Raum gefördert. Darüber hinaus kann Energy Sharing mit der richtigen Ausgestaltung einen wichtigen Beitrag zur Flexibilisierung unseres Stromsystems leisten, wodurch das Stromnetz entlastet und Systemkosten eingespart werden können. Insbesondere Bürgerenergiegesellschaften (BEG) eignen sich dabei in besonderem Maße für die Umsetzung von Energy Sharing.

### **Bürgerenergie die Teilnahme am Energy Sharing klar ermöglichen**



In der jetzigen Ausgestaltung des **§ 42c Abs. 1 EnWG** sind **Bürgerenergiegesellschaften** nicht klar zur Teilnahme am Energy Sharing berechtigt. Insbesondere die Einschränkung nach **Abs. 1 Nr. 5**, dass der Betrieb der Anlage nicht überwiegend gewerblich erfolgen darf, stellt für BEG ein großes Hindernis dar. Auch wenn Bürgerenergiegesellschaften nicht mit großen Energieunternehmen gleichzusetzen sind, wirtschaften sie dennoch auch gewinnorientiert. Zudem sind sie nicht immer als eingetragener Verein oder Genossenschaft organisiert, sondern wählen aus betriebswirtschaftlichen Gründen auch andere Rechtsformen, wie z.B. die GmbH. Nach Auffassung der Bundesregierung in Ihrer Gegenäußerung zum Bundesrat ist eine Klarstellung zur Teilnahme von Bürgerenergiegesellschaften nicht erforderlich. Aus Gründen der Rechtsklarheit sollte die Klarstellung dennoch im Gesetz erfolgen.

Bürgerenergiegesellschaften verkörpern wie kein anderer energiewirtschaftlicher Akteur die akzeptanz- und teilhabebasierte Energiewende. Es ist daher nur folgerichtig, wenn Bürgerenergiegesellschaften ihren Gesellschaftern, Kommanditisten und den umliegenden Anwohnern im Rahmen des Energy Sharings vergünstigten Strom aus den eigenen Anlagen bereitstellen dürfen. Aus den Vorgaben für Energy Sharing in § 42c EnWG muss daher klar hervorgehen, dass Bürgerenergiegesellschaften ebenfalls teilnahmeberechtigt sind.

### Formulierungsvorschlag zu § 42c Abs. 1 Nr. 1 und 5 EnWG

1. der Betrieb der Anlage erfolgt durch eine natürliche Person oder durch eine rechtsfähige Personengesellschaft oder eine juristische Person des Privatrechts **oder eine Bürgerenergiegesellschaft nach § 3 Nr. 15 EEG**, deren Gesellschafter oder Mitglieder Letztverbraucher oder juristische Personen des öffentlichen Rechts sind, [...]
5. der Betrieb der Anlage dient weder überwiegend der gewerblichen noch überwiegend der selbständigen beruflichen Tätigkeit des Betreibers nach Nummer 1, des Letztverbrauchers oder der Person des öffentlichen Rechts, die als Gesellschafter hieran beteiligt ist. **Hier-von ausgenommen sind Bürgerenergiegesellschaften nach § 3 Nr. 15 EEG**,

### **Einzugsgebiet für Energy Sharing auf 25 km begrenzen**

Um einen akzeptanzfördernden Effekt zu haben, sollten nur solche Letztverbraucher vom Energy Sharing profitieren können, die sich in unmittelbarer Nähe der Anlagen befinden. Ziel ist es, einen konkreten Bezug bzw. eine „Verbundenheit“ zu den Anlagen zu haben. Daher muss sich der Kreis der teilnahmeberechtigten Letztverbraucher auf einen **Umkreis von 25 km** beschränken.

Hierdurch wäre einerseits die „Verbundenheit“ vorhanden, andererseits ließe sich eine ausreichend große Zahl an potenziellen Abnehmern erreichen. Die Grenzziehung anhand von Bilanzkreisen (wie im aktuellen Entwurf vorgesehen) ist ungeeignet, da diese für die Sicherstellung eines ausreichenden Versorgungsangebots für alle potenziellen Teilnehmer meist zu groß sind. Dies würde ggf. zu Ungleichbehandlungen und einer ineffizienten Netznutzung führen. Zudem ist auch die räumliche „Verbundenheit“ ab einer gewissen Entfernung nicht mehr gegeben, wodurch der akzeptanzfördernde Effekt des Energy Sharings ungenutzt bliebe.

### Formulierungsvorschlag zu § 42c Abs. 4 EnWG

(4) Jeder Betreiber eines Elektrizitätsverteilernetzes hat sicherzustellen, dass die gemeinsame Nutzung von Elektrizität nach Absatz 1 ~~möglich ist~~

- ~~1. ab dem 1. Juni 2026 innerhalb des Bilanzierungsgebietes eines Elektrizitätsverteilernetzbetreibers, und in einem Radius von 25 Kilometern um die Erzeugungsanlage möglich ist.~~
- ~~2. ab dem 1. Juni 2028 innerhalb des Bilanzierungsgebietes eines Elektrizitätsverteilernetzbetreibers sowie in dem Bilanzierungsgebiet eines direkt angrenzenden Elektrizitätsverteilernetzbetreibers in derselben Regelzone:~~

~~Jeder Betreiber eines direkt angrenzenden Elektrizitätsverteilernetzes im Sinne des Satzes 1 Nummer 2 ist verpflichtet, im erforderlichen Umfang mitzuwirken.~~

### Netzentgelte und Abgaben für Strom aus Energy Sharing senken

Die zentrale Grundlage für die Umsetzung von Energy Sharing ist die Vergütungs- bzw. Preissystematik beim Energy Sharing. Einerseits verursacht Energy Sharing beim Betreiber bzw. dem Dienstleister und Direktvermarkter zusätzliche Verwaltungskosten. Diese belaufen sich auf etwa 2-3% des Umsatzes. Zudem muss der Erzeugungspreis insbesondere bei bestehenden Anlagen mindestens der Höhe ihrer aktuellen Förderung entsprechen, denn auf dieser Basis wurde die Finanzierung kalkuliert. Gleichzeitig muss der Strompreis für die Verbraucherseite möglichst niedrig sein, damit Energy Sharing seine akzeptanzschaffende Wirkung entfalten kann.

Folgende Finanzierungsgrundlage empfehlen wir:

Aufgrund des lokalen Verbrauchs verbleibt der Strom in der Regel auf der Verteilnetzebene und muss nicht durch höhere Netzebenen geleitet werden. Aus diesem Grund muss der Anteil des Übertragungsnetzes am Netzentgelt **entfallen**.

Um den flexiblen, lokalen Verbrauch zusätzlich anzureizen, muss das übrige Netzentgelt zudem **dynamisiert** erhoben werden. Darüber hinaus muss die Stromsteuer für Energy Sharing auf das europäische Mindestmaß **abgesenkt** und alle weiteren Abgaben und Umlagen, wie die Konzessionsabgabe, die KWK- oder die Offshore-Umlage **gestrichen oder abgesenkt** werden.

## Investitionssicherheit für Speicher sicherstellen

Der Hochlauf von Batteriespeichern beginnt bereits. Immer mehr Projekte befinden sich auf dem Weg der Umsetzung. Die Anfragen bei den Netzbetreibern zeigen eine sehr gut gefüllte Projektlinie. Letztlich werden nicht alle diese Projekte tatsächlich umgesetzt. Für die Wirtschaftlichkeit der Projekte sind die laufenden Kosten über die gesamte Betriebsdauer entscheidend. Baukostenzuschüsse und weitere Umlagen sind hier ein wesentlicher Kostenfaktor, der Projekte unwirtschaftlich machen kann.

### Wirtschaftlichkeit und Systemdienlichkeit von Speichern stärken

9

Es benötigt dringend eine **Nachfolgeregelung der Netzentgeltbefreiung für Batteriespeicher**. Die Nachfolgeregelung sollte explizit die Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichern berücksichtigen und Systemdienlichkeit belohnen. Systemdienliche Speicher sollten von Baukostenzuschüssen befreit werden. Die Umsetzung von MiSpeL muss praxisnah erfolgen, um Speichern alle Erlösoptionen zu öffnen.

## Wasserstoffregeln zu einem H<sub>2</sub>-Ermöglicher umbauen

Sektorkopplung und damit die Elektrifizierung weiterer Bereiche des Energieverbrauchs ist der Schlüssel zum Erfolg der Energiewende. Die grünen Strommengen müssen in anderen Bereichen nutzbar werden. Sei es in der Mobilität oder der Wärmeerzeugung. Überdies kann grüner Wasserstoff für die Industrie neben der direkten Elektrifizierung ein Transformationsweg sein. Dafür muss der Wasserstoffhochlauf angeschoben werden.

## Delegated Act von bürokratischem Ballast befreien und Wasserstoff zum Durchbruch bringen

10

Zur Stärkung des Hochlaufs einer wettbewerbsfähigen Wasserstoffwirtschaft muss die **gezielte Revision des delegierten Rechtsakts der RED III zu RFNBO auf 2026** vorgezogen werden. Kriterien zur **Zusätzlichkeit, Gleichzeitigkeit** und **Lokalität** des eingesetzten Erneuerbaren-Stroms sind für einen erfolgreichen Hochlauf bei der Wasserstoffproduktion **zu lockern**. Damit würde es wesentlichen Bestandteilen, nämlich den Bestandsanlagen, ermöglicht, an der Wasserstoffproduktion teilzunehmen und so die Kosten zu senken.

## Flexible Netzentgelte einführen

Bisher können die Marktkräfte im Bereich der Netze nicht vollständig wirken. Weder private noch gewerbliche Verbraucher oder die Industrie erhalten über die Netzentgelte ein Marktsignal. Dabei können flexible Netzentgelte sehr gut marktdienliche Verhaltensweisen anzeigen, die zudem systemdienlich sind und so Kosteneinsparpotential bieten. Netze werden durch flexible Netzentgelte effizienter ausgelastet.

## Flexible Netzentgelte einführen: Erster Schritt Modellregion Nord-Deutschland

11

Zum Anreiz von Flexibilität müssen **flexible Netzentgelte eingeführt werden**. Nur hochgradig reaktive und sinnvoll differenzierte Netzentgelte **spiegeln die lokale Netzauslastung** wider und **setzen die richtigen Anreize**. Steigende Netzausbaukosten und Kosten für das Engpassmanagement können durch flexible Netzentgelte adressiert werden. Wir begrüßen, dass sich die BNetzA für dynamische Netzentgelte öffnet, und schlagen eine stufenweise Umsetzung vor.

Leider erleben wir gerade bei der Einführung von dynamischen Netzentgelten noch hohe Widerstände. Sollte dies bundesweit nicht sofort umsetzbar sein, empfehlen wir **Modellregionen** für dynamisierte Netzentgelte aufzusetzen. Diese könnten analog der SINTEG-Regionen ("Schaufenster intelligente Energie") mit bereits erprobten Flexibilitätsmärkten wie ENKO, u.a. in Schleswig-Holstein, Hamburg und Niedersachsen vorangehen.

## Flexiblen industriellen Strombezug ermöglichen

Das Angebot an erneuerbarem Strom übersteigt bereits die konkrete Abnahme in einzelnen Zeitfenstern, insbesondere in Schleswig-Holstein. Für die Industrie braucht es mehr Möglichkeiten für flexiblen Strombezug, damit Erzeugung und Verbrauch besser aufeinander abgestimmt werden können. Klar ist, nicht alle Industriebereiche können sich vollständig flexibilisieren. Anreize zur Flexibilisierung sind erforderlich.

### Industrielles Flexibilitäts- potenzial anreizen und nutzbar machen

12

Flexibler industrieller Stromverbrauch führt zu **sinkenden Systemintegrations- und Redispatchkosten**. Die Gesamtkosten der Energiewende sinken hierdurch. Unternehmen benötigen angemessene Übergangszeiten, um in Flexibilisierungstechnologien zu investieren. Bereits ab 2026 sollen Unternehmen profitieren können, die bereits heute über das nötige Flexibilitäts-potenzial verfügen.

## Dynamische Stromtarife breit ausrollen

Neben flexiblen Netzentgelten sind dynamische Stromtarife zur Weitergabe des Marktsignals besonders geeignet. In Kombination werden so vor allem Verbraucher aktiviert, ihren Stromverbrauch zu flexibilisieren und an die Stromerzeugung anzupassen. Um die Akzeptanz zu erhalten, sind Absicherungen für Extrempreise sinnvoll.

### Dynamische Stromtarife ausrollen

13

**Dynamisierte Stromtarife** geben den **preissenkenden Effekt** von Erneuerbaren **an Endkunden** weiter und reizen entsprechend Flexibilitäten an. Um gegen Spitzenpreise abzusichern, sollten dynamische Stromtarife zusätzlich eine Preisabsicherung umfassen. Flexible Netzentgelte und dynamisierte Stromtarife ergänzen sich, entlasten Netze und wirken wertstabilisierend. Voraussetzung dafür ist die Beschleunigung des Smart Meter Rollouts.

## Regionale Flexibilitätsmärkte einführen

In Schleswig-Holstein ist die Versorgung mit Erneuerbaren Energien bilanziell bereits bei 200 Prozent angekommen. Es wird in einzelnen Zeitfenstern deutlich mehr Strom produziert, als verbraucht wird. Um den Strom in diesen Zeitfenstern, in denen er besonders günstig ist, sollten regionale Flexibilitätsmärkte eingeführt werden. Das fördert Sektorkopplung und senkt die Systemkosten.

### Regionale Flexibilitätsmärkte ermöglichen

14

**Regionale Flexibilitätsmärkte** bilden regionale Preissignale ab, die **Sektorkopplungstechnologien anreizen**. Sie senken den Redispatchbedarf und wirken wertstabilisierend und können „Nutzen-statt-Abregeln“ sinnvoll ergänzen. Es gilt jetzt die Erfahrungen aus den SINTEG-Projekten mit den Flexibilitätsmärkten wie ENKO für das Gesamtsystem aufzubauen, um die vollen Potenziale der Erneuerbaren auszuschöpfen.

## Systemdienlichkeit im Fokus der neuen Netzentgeltsystematik

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) erarbeitet derzeit eine neue allgemeine Netzentgeltsystematik Strom. In diesem Zusammenhang werden die Einführung eines Baukostenzuschusses oder von Einspeiseentgelten für Einspeiser diskutiert. Bisher gibt es beides nicht. Die BNetzA sieht durch die Einführung eines dieser Instrumente die breitere Verteilung der Netzkosten und eine Steuerungswirkung für den weiteren Zubau der Erneuerbaren Energien erfüllt. Die Einführung von Einspeiseentgelte ist strikt abzulehnen, da sie mit einer massiven Verschlechterung der Planbarkeit der Kosten einhergeht. Wenn dann, sollte ein BKZ als milderer Mittel eingeführt werden. Dabei sollte die BKZ nicht prohibitiv hoch ausfallen und einen systemdienlichen Freibetrag erhalten, unterhalb dessen kein BKZ fällig ist. Zudem muss die Erhebung einer BKZ frühzeitig planbar sein, damit eventuell entstehende Kosten in den Geboten berücksichtigt werden können.

## Einspeiseentgelte gefährden Investitionen

# 15

Die Einführung eines Einspeiseentgeltes (ENE) ist strikt abzulehnen. Jede Form von Volatilität würde zu erheblichen Planungsunsicherheiten führen und damit das Finanzierungsrisiko für Projekte der erneuerbaren Energien deutlich erhöhen. Dies gilt auch für ein gedeckeltes ENE, das weiterhin Unsicherheit erzeugt, während zugleich die intendierten systemischen Anreize – wie eine netzdienliche Standortwahl oder Betriebsweise – nur eingeschränkt greifen würden.

Ein BKZ sollte aus Sicht der ARGE Netz nur **alternativ zu einem ENE** eingeführt werden und stellt derzeit das **praktikablere und planbarere Instrument dar**. Maßgeblich ist, dass sich der BKZ an der vertraglich vereinbarten Netzanschlussleistung orientiert, da diese den Netzausbaubedarf bestimmt und somit die Kostenreflexivität sicherstellt. Zudem sollte der **BKZ regional sowie technologiespezifisch differenziert** werden, um einen ausgewogenen bundesweiten Zubau von Wind- und PV-Anlagen im Rahmen bestehender Steuerungsmechanismen zu unterstützen. Durch eine verstetigte Einspeisung würden Netzausbaubedarf sowie Anforderungen an Systemdienstleistungen und Redispatch reduziert. Der **BKZ muss** den Projektierern **frühzeitig bekannt sein** und darf **erst zum Netzanschluss beziehungsweise zur Inbetriebnahme** fällig werden, um die Finanzierung über Fremdkapital sicherzustellen.

Insgesamt stellt der Baukostenzuschuss aufgrund seiner höheren Planbarkeit die verträglichere und systemisch sinnvollere Option dar.

## Erneuerbaren-Unternehmensgruppe ARGE NETZ

ARGE NETZ gehört zu den führenden Unternehmensgruppen der erneuerbaren Energieversorgung. Wir bündeln mit 476 Gesellschaften rund 5.200 Megawatt installierte Leistung aus Wind, Photovoltaik, Biomasse und bieten Lösungen zur Speicherung und Umwandlung von erneuerbaren Energien.

Für Rückfragen und konkrete Beispiele aus der Praxis stehen wir Ihnen gern zur Verfügung.

### Ansprechpartner



**Björn Spiegel**

Leiter Politik & Strategie

[spiegel@arge-netz.de](mailto:spiegel@arge-netz.de)



**Lisa Christian**

Referentin Politik

[christian@arge-netz.de](mailto:christian@arge-netz.de)



**Ron Schumann**

Senior Referent Politik

[schumann@arge-netz.de](mailto:schumann@arge-netz.de)



**Hauke Broecker**

Senior Referent Energiesystem & neue Märkte

[broecker@arge-netz.de](mailto:broecker@arge-netz.de)