ARGE NETZ
Energie von hier

Stellungnahme

Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Synchronisierung des Anlagenzubaus mit dem Netzausbau sowie zur Verbesserung des Netzanschlussverfahrens

Juli 2026

Stellungnahme

Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Synchronisierung des Anlagenzubaus mit dem Netzausbau sowie zur Verbesserung des Netzanschlussverfahrens

ARGE NETZ GmbH & Co. KG

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

Ansprechpartner: Björn Spiegel
Mobil: +49 (0)160 - 236 96 07
spiegel@arge-netz.de
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.

Inhaltsverzeichnis

Kernforderungen der Erneuerbaren-Gruppe ARGE NETZ **1**

Erneuerbare Energien systemorientiert und beschleunigt zubauen **4**

1. § 8 Abs. 4 EEG – Anschlussvorrang für Erneuerbare beibehalten 4

2. § 14 Abs. 1d EnWG – „Kapazitätslimitierte Netzgebiete“ 5

3. §§ 13a Abs. 6, 17a Abs. 2 EnWG; 8 Abs. 4 EEG –
Verpflichtender Verzicht auf Teile der Redispatchentschädigung 5

4. §§ 13a Abs. 6, 14 Abs. 1d & 17a Abs. 2 EnWG; 8 Abs. 4 EEG –
Differenzierte Ausgestaltung einer gedeckelten Redispatchentschädigung 6

5. § 8 Abs. 1 S. 4 EEG – Allgemeine Begrenzung der Wirkleistungseinspeisung 8

6. § 3 Nr. 18 EEG – Einspeisenetze 10

7. § 17 EEG – Baukostenzuschuss 11

Sanktionen für Netzbetreiber bei Nichteinhaltung gesetzlicher Vorgaben **12**

8. §§ 17c und 14e EnWG – Digitalisierungs- und Transparenzvorgaben 13

9. §§ 17d Abs. 1 EnWG; 8 Abs. 6 EEG – Fristen Netzverträglichkeitsprüfung 13

Einheitliche und transparente Netzanschluss- und Priorisierungsverfahren **14**

10. § 17a Abs. 1 EnWG – Einheitliches Netzanschlussverfahren 14

11. § 17b Abs. 1 EnWG – Einheitliches Priorisierungsverfahren 15

12. § 17b Abs. 1 EnWG – Priorisierungskriterien 16

13. § 17b Abs. 2 EnWG – Übernahme Priorisierungsverfahren durch VNB 16

14. § 17 Abs. 1a EnWG – Freigabe von Netzanschlusskapazitäten 17

15. § 8 Abs. 1 S. 2 EEG – Vergabe von Netzverknüpfungspunkten 18

16. §§ 17 Abs. 2a EnWG; § 8a Abs. 1 EEG – Überbauung für Erzeugungsanlagen 19

Kohärenz bei Netzpaket, EEG und AgNes **20**

Flexibilisierung statt Ausbaustopp **21**

Digitalisierung als oberste Priorität **32**

Fazit **34**

Kernforderungen
der Erneuerbaren-Gruppe ARGE NETZ

Es ist richtig, dass die Systemkosteneffizienz wieder stärker in den Fokus gerückt wird. Mit dem sogenannten „Netzanschlusspaket“ plant die Bundesregierung ein tiefgreifendes Maßnahmenpaket mit dem Ziel, Netz- und Erneuerbarenausbau zu „synchronisieren“. Wir begrüßen zahlreiche Impulse in dem Entwurf ausdrücklich. Dabei setzt der Entwurf jedoch gerade bei der Synchronisation von Netz und Erneuerbaren an der falschen Stelle an: Statt den jahrelang verschleppten und dringend notwendigen Netzausbau zu beschleunigen, werden die strukturellen Probleme unzureichender Netzinfrastruktur erneut in die Zukunft verschoben – und die Verantwortung einseitig auf die Betreiber erneuerbarer Erzeugungsanlagen abgewälzt.

Die aktuelle geopolitische Situation zeigt – wie schon 2022 – wie verwundbar Deutschland und Europa aufgrund der starken Abhängigkeit von fossilen Energieträgern sind. Der Ausbau Erneuerbarer Energien darf nicht gebremst, sondern muss vielmehr noch weiter beschleunigt und systemorientiert umgesetzt werden. Nur so können wir Abhängigkeiten reduzieren und die Resilienz unseres Energie- und Wirtschaftssystems erhöhen. Es ist nicht nachzuvollziehen, weshalb der Ausbau der Erneuerbaren zur Einsparung von 3 Milliarden Euro Redispatch-Kosten ausgebremst werden soll, während wir für den Import fossiler Energieträger jährlich rund 81 Milliarden Euro ausgeben. Anstatt den Ausbau der Erneuerbaren zu bremsen, muss der Netzausbau massiv beschleunigt werden – hierfür enthält der Entwurf jedoch bisher nur wenige Ansätze.

Erneuerbare Energien systemorientiert und beschleunigt zubauen

Der Anschlussvorrang für Erneuerbare Energien ist ein bewährtes Erfolgsprinzip der Energiewende. Dieses Fundament darf nicht in Frage gestellt werden! Die geplante Möglichkeit zur Ausweisung „kapazitätslimitierter Gebiete“ in Kombination mit einer Deckelung der Redispatch-Entschädigung greift substanziell in dieses bewährte System ein, verstößt voraussichtlich gegen europäisches Recht und gefährdet die Investitionssicherheit massiv. Damit verspielen wir die in den vergangenen Jahren erzielten Fortschritte beim Ausbau der Erneuerbaren. Nicht das Netz darf über die Ausbausteuerung entscheiden, sondern die Standortgüte. Ansonsten sparen wir zwar kurzfristig Redispatchkosten ein, schaffen aber langfristig ein ineffizientes und teures System.

Gedeckelte Redispatchentschädigung nur als eng begrenzte Option in besonders hoch belasteten Netzabschnitten

Auch wenn der Referentenentwurf gegenüber den inoffiziellen Entwürfen zum Netzpaket von einem vollumfänglichen Redispatch-Vorbehalt leicht abrückt, ist auch die nun vorgeschlagene Deckelung der Redispatchentschädigung in der jetzigen Ausgestaltung noch immer ein massiver Angriff auf den Ausbau der Erneuerbaren. Eine entschädigungsfreie Redispatchhöhe von 10-20% des Jahresstromertrags kommt faktisch einem vollumfänglichen Redispatch-Vorbehalt gleich und gefährdet den Erneuerbaren-Ausbau massiv. Zudem ist die Auslöseschwelle von 5% Redispatch weiterhin viel zu niedrig und der Betrachtungszeitraum von 3 Jahren sowie die Geltungsdauer der Kapazitätslimitierung von 6 Jahren deutlich zu lang.

ARGE NETZ lehnt die pauschale Ausweisung von kapazitätslimitierten Netzgebieten in Verbindung mit Einschränkungen bei der Redispatchentschädigung weiterhin grundsätzlich ab. Sollte ein solcher Mechanismus jedoch unumgänglich sein, muss die Ausgestaltung des Instruments deutlich differenzierter und eng begrenzt sein. Es darf nur an hochbelasteten Netzabschnitten greifen (Auslöseschwelle bei 13-15% Abregelung nur durch VNB) und muss zeitlich auf maximal 3 Jahre befristet sowie technologiespezifisch ausgestaltet sein.

Für Wind bietet sich ein jährliches Kontingent von z.B. 100 entschädigungsfreien Volllaststunden an, bei PV wäre eine Wirkleistungsbegrenzung auf 70% der Einspeiseleistung systemisch sinnvoller. Wichtig ist zudem, dass das Erreichen der Auslöseschwelle regelmäßig auf Basis einer transparenten und überprüfbaren Datengrundlage festgestellt und überprüft werden muss und dass sämtliche Begrenzungen entfallen, sobald die Auslöseschwelle wieder unterschritten wird.

Sanktionen für Netzbetreiber bei Nichteinhaltung gesetzlicher Vorgaben

ARGE NETZ begrüßt die Umsetzung der Digitalisierungs- und Transparenzvorgaben aus der novellierten Strombinnenmarktrichtlinie. Diese können Netzanschlussprozesse beschleunigen und mehr Einblick in die „Blackbox Netzanschluss“ geben. Allerdings enthält der Entwurf keinerlei Sanktionen für Netzbetreiber, die diesen Pflichten nicht nachkommen. Damit ist nicht davon auszugehen, dass die geplanten Vorgaben von den Netzbetreibern rasch umgesetzt werden.

Einheitliche und transparente Verfahren

Der Entwurf enthält bereits erste Schritte für mehr Transparenz und Standardisierung im Netzanschlussverfahren. Diese gehen jedoch nicht weit genug, da viele Vorgaben nur „Kann-Regelungen“ sind und primär die ÜNB einbeziehen. Gerade im Verteilnetz liegen jedoch die meisten Probleme – nicht zuletzt, da hier mit knapp 850 Verteilnetzbetreibern ein regulatorischer Flickenteppich vorherrscht. Standardisierte und transparente Verfahren sind unabdingbar für schnellere und unbürokratischere Netzanschlüsse.

Flexibilisierung statt Ausbaustopp

Neben dem dringend benötigten Netzausbau liegen in der Flexibilisierung große, weitgehend ungenutzte Potenziale zur Optimierung der bestehenden Infrastruktur. Diese müssen genutzt werden, bevor über die Begrenzung des EE-Ausbaus nachgedacht wird. Hierzu zählen neben der Digitalisierung und effizienteren Nutzung vorhandener Netzkapazitäten durch sinnvolle Überbauung vor allem auch der Anreiz systemdienlichen Verhaltens z.B. durch dynamische Preise und Netzentgelte, Energy Sharing und Direktbelieferungen sowie einer praktikablen Ausgestaltung von „Nutzen statt Abregeln“.

Digitalisierung der Netzinfrastruktur hat oberste Priorität

Unsere Netzinfrastruktur hinkt nicht nur physisch hinterher, sie ist auch technisch veraltet. Netzausbau bringt nur bedingt eine Verbesserung, wenn die übrige Infrastruktur nicht auch gleichzeitig ins digitale Zeitalter gehoben wird. Um die Potenziale aus Flexibilisierung und Optimierung der Ein- und Ausspeisung nutzen zu können, müssen unsere Netze digitalisiert und automatisiert werden. Dies muss neben dem Netzausbau oberste Priorität haben.

In ihrer Digitalisierungsagenda macht ARGE NETZ konkrete Vorschläge hierfür. Ergänzend verweisen wir auf die Digitalisierungsoffensive für ein leistungsfähiges Stromsystem vom Wirtschaftsrat der CDU. Die Beschlüsse aus dem „Programm für Aufschwung und Beschäftigung“ der Bundesregierung begrüßen wir ausdrücklich.

Sinnvolle Verzahnung parallellaufender Verfahren – Netzpaket / EEG / AgNes

Derzeit laufen mit dem „Netzanschlusspaket“, der Novellierung des EEG und dem Festlegungsverfahren der BNetzA zur „Allgemeinen Netzentgeltsystematik“ (AgNes) drei parallele Verfahren, die jedes für sich tief in die aktuelle Marktsystematik beim Ausbau der Erneuerbaren eingreifen. Leider ist eine sinnvolle Verzahnung der drei Verfahren bisher nicht zu erkennen. ARGE NETZ regt daher dringend an, alle drei Reformprozesse gut aufeinander abzustimmen und nicht weiter getrennt voneinander voranzutreiben. Andernfalls drohen wechselseitige Blockaden und unerwünschte Nebeneffekte, die im Energiesystem zu massiven Verwerfungen führen können.

Im Detail

Erneuerbare Energien systemorientiert und beschleunigt zubauen

Für Projektierer und Betreiber von Wind- und PV-Freiflächenanlagen ist der unverzügliche Netzanschluss mit gesichertem Einspeiserecht die zentrale Grundlage für Investitionsentscheidungen und Finanzierungen. Dieses Recht bildet das Fundament bankfähiger Geschäftsmodelle. Ein Redispatch-Vorbehalt – selbst in abgeschwächter Form – greift unmittelbar in dieses Einspeiserecht ein. Gleiches gilt für pauschale „verpflichtende“ Kapazitätslimitierungen. Beide Instrumente führen zu unkalkulierbaren Erlösrisiken und gefährden damit die Wirtschaftlichkeit von Projekten.

Besonders kritisch ist die anzunehmende Unvereinbarkeit eines faktisch verpflichtenden Verzichts auf einen Teil der Redispatchentschädigung mit EU-Recht. Die vorgeschlagenen Instrumente lösen keine strukturellen Netzprobleme. Sie adressieren weder Genehmigungsdauern noch Investitionshemmnisse oder fehlende Digitalisierung. Stattdessen verschieben sie systemische Defizite einseitig zu Lasten der Erzeuger noch weiter in die Zukunft und schaffen massive Rechts- und Planungsunsicherheiten. Die Energiewende wäre damit massiv gefährdet.

§ 8 Abs. 4 EEG
Anschlussvorrang für Erneuerbare beibehalten

1

Der Anschlussvorrang für Erneuerbare nach § 8 EEG ist eine wichtige Errungenschaft und Herzstück der Energiewende. Die geplante Änderung in § 8 Abs. 4 Satz 2 EEG-E zur Aussetzung des Anschlussvorrangs in sog. „kapazitätslimitierten Gebieten“ führt bereits jetzt zu großen Verunsicherungen in der Branche. Eine mögliche Kapazitätslimitierung würde vor allem zubaustarke Regionen betreffen – insb. also die Orte, wo die besten Bedingungen zur Erzeugung günstigen Stroms aus Wind- und PV-Anlagen vorherrschen. Gesamtsystemisch betrachtet wäre das ein Schritt in die falsche Richtung, denn: Strom wird am besten dort produziert, wo er am günstigsten erzeugt werden kann. Für ein kostengünstiges und effizientes Energiesystem muss vor allem die Standortgüte den Ausbau steuern und nicht allein freie Netzkapazitäten.

§ 8 Abs. 4 Satz 2 EEG-E ist zu streichen.

§ 14 Abs. 1d EnWG
Keine pauschale Ausweisung von „kapazitätslimitierten Netzgebieten“

2

Die geplante Möglichkeit für Verteilnetzbetreiber „*Umspannanlagen und diese verbindende Leitungsabschnitte für die Dauer von bis zu sechs Jahren als kapazitätslimitiert [auszuweisen], wenn die technisch mögliche Stromeinspeisung der unmittelbar oder mittelbar angeschlossenen Anlagen im vorangegangenen Kalenderjahr nach Maßgabe von § 13a Absatz 1 um insgesamt mehr als fünf Prozent reduziert wurde*“ ist entschieden abzulehnen. Einerseits ist nicht nachvollziehbar, auf welchen Daten die pauschale Festlegung auf 5% Redispatch fußt. Auch die EU sieht einen Redispatch von bis zu 5% nicht als problematisch an (Art. 13 Abs 5 lit. A EBM-VO). Andererseits ist die geplante Dauer von bis zu sechs Jahren für die Kapazitätslimitierung viel zu lang. Unter diesen Bedingungen wäre die Projektfinanzierung nahezu unmöglich, was den weiteren EE-Ausbau insbesondere auf Flächen mit hoher Standortgüte vollständig zum Erliegen bringen könnte.
Hinzu kommt, dass erhebliche Zweifel an der EU-rechtlichen Konformität einer derart pauschalen Ausweisung von „kapazitätslimitierten Gebieten“ und den dafür vorgesehenen Einschränkungen der Erneuerbaren bestehen[1].

§ 14 Abs. 1d EnWG-E ist zu streichen.

§§ 13a Abs. 6 & 17a Abs. 2 EnWG; 8 Abs. 4 EEG
Keine Verpflichtung zum Verzicht auf Redispatch-Entschädigung

Für Projektierer und Betreiber von Wind- und PV-Freiflächenanlagen ist der unverzügliche Netzanschluss mit gesichertem Einspeiserecht die zentrale Grundlage für Investitionsentscheidungen und Finanzierungen. Dieses Recht bildet das Fundament bankfähiger Geschäftsmodelle. Ein Redispatch-Vorbehalt – selbst in gedeckelter Form – greift unmittelbar in dieses Einspei-

[1] Vgl. Kanzlei Raue (2026): Kurzgutachten zur unionsrechtlichen Zulässigkeit der im Netzanschlusspaket geplanten Einführung eines sogenannten Redispatchvorbehalts (https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/pressemitteilungen/2026/Rechtsgutachten_Bundesverband_WindEnergie_e.V._17Feb2026.pdf)

3

serecht ein. Das Instrument führt zu unkalkulierbaren Erlösrisiken, gefährdet die Wirtschaftlichkeit von Projekten und damit den Ausbau selbst – insb. an den besten Standorten. Zudem bestehen auch hier erhebliche Zweifel an der EU-rechtlichen Vereinbarkeit eines verpflichtenden Verzichts auf Redispatchentschädigung mit europarechtlichen Vorgaben, insbesondere der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung[2].

Die §§ 13a Abs. 6 und 17a Abs. 2 EnWG-E sowie § 8 Abs. 4 Satz 3 EEG-E sind zu streichen.

§§ 13a Abs. 6, 14 Abs. 1d & 17a Abs. 2 EnWG; 8 Abs. 4 EEG
Gedeckelte Redispatchentschädigung als vorübergehende Maßnahme in besonders belasteten Netzgebieten

4

Das im Referentenentwurf vorgeschlagene Instrument des gedeckelten Verzichts auf Redispatchentschädigung kommt in seiner Ausgestaltung einem vollumfänglichen Redispatch-Vorbehalt gleich und ist vollumfänglich abzulehnen. Sowohl die Auslöseschwelle von 5% Redispatch im vorangegangenen Kalenderjahr, der Einbezug von ÜNB-Schaltungen als auch die entschädigungsfreie Redispatchhöhe von 10-20% des Jahresstromertrags gehen deutlich zu weit und entbehren jeglicher sachlicher Grundlage – **dies würde einen finanziellen Verlust von bis zu 20% der Jahreserlöse bedeuten!** Sollte eine Einführung unumgänglich sein, bedarf es jedoch einer weitaus differenzierteren und sehr eng begrenzten Ausgestaltung. Nur so kann eine Deckelung der Redispatchentschädigung in hochbelasteten Netzabschnitten eine vorübergehende Ausweichoption darstellen.

Aus unserer Sicht sind dabei folgende Punkte zentral:

- eine klar definierte untere Auslöseschwelle (min. 13-15 % Abregelung **ausschließlich durch Verteilnetzbetreiber** über durchschnittlich 3-4 Jahre). Redispatch durch ÜNB, Direktvermarkter oder aufgrund von Wartungsarbeiten o.ä. ist nicht einzubeziehen!

[2] Vgl. Stiftung Umweltenergierecht (2026): Netzpaket und EU-Recht (https://stiftung-umweltenergierecht.de/e-letter/newsletter-april-2026/netzpaket/)

- Berücksichtigung von geplanten Netzausbau- und Flexibilisierungsvorhaben,
- Ausweisung nach Überprüfung der Auslösekriterien, transparente Bereitstellung der Datengrundlagen sowie Einspruchmöglichkeiten bei nicht-gerechtfertigter Ausweisung von Kapazitätslimitierungen
- Halbjährliche Revision der Netzsituation und Aussetzen der Vorgaben bei Unterschreitung der Auslöseschwelle,
- Technologiespezifische Ausgestaltung – z.B. Kontingent von unvergütetem Redispatch für Wind (max. 100 Volllaststunden/Jahr); Reduzierung der Anschlussleitung bei PV (bspw. auf 70%). ggf. könnte ein „je-desto-Ansatz“ geprüft werden (je höher der Redispatch, desto größer die Einschränkung),
- eine strukturelle Befristung auf maximal drei Jahre ohne Verlängerungsoption,
- eine granulare Anwendung auf Umspannwerks-Ebene,
- eine verpflichtende Differenzierung nach Netzebene und Technologieart (im Entwurf bisher „Soll-Regelung“),
- standardisierte Verträge unter Vorgabe der BNetzA,
- Entschädigungsfreie Redispatchmengen müssen als nicht-fiktive Strommengen in das Referenzertragsmodell einfließen.

Dabei sind die Vorgaben möglichst effizient auszugestalten. Orientierungspunkte für die Gewährleistung der Effizienz sind:

- Die festgelegte Restriktion der Einspeisung darf zeitlich nicht länger als die Beschränkung der Einspeiseleistung von sich im regulären Redispatch befindenden Bestandsanlagen am selben NVP sein.
- Die Energiemenge, die jährlich nicht eingespeist bzw. entschädigt wird, darf die prozentual abgeregelte Energiemenge der Bestandsanlagen desselben Energieträgers, die zur Ausweisung des kapazitätslimitierten Netzgebiets genutzt wird, nicht übersteigen.
- Redispatch, der trotz über die Deckelung hinaus anfällt, bleibt entschädigungspflichtig.

Eine lokale Steuerung sollte nicht Aufgabe der gedeckelten Redispatchentschädigung sein. Diese wird bereits über die Raumplanung und das Referenzertragsmodell für die Windenergie an Land erreicht. Bei der PV-Freifläche haben die Kommunen die Steuerungshoheit und die besten Kenntnisse für lokale Entscheidungen.

Eine gedeckelte Redispatchentschädigung ist – wenn überhaupt – nur als eng begrenzte Ausnahme geeignet und nicht als Steuerungsinstrument!

§ 8 Abs. 1 S. 4 EEG
Keine allgemeine Begrenzung der Wirkleistungseinspeisung – insbesondere für Windenergie an Land

5

Die geplante Einführung einer generellen Begrenzung Wirkleistungseinspeisung **für alle neuen Windenergieanlagen** ab 2027 ist **entschieden abzulehnen**.

Ein solcher Eingriff würde Windenergieanlagen insbesondere an guten Standorten massiv benachteiligen, während die Kappungsgrenze von 280 W / m^2 überstrichener Rotorfläche an Schwachwindstandorten nur äußerst selten erreicht würde. Hierdurch würde an besonders windhöffigen Standorten weit über 5% der i.d.R. dort sehr günstig produzierbaren Energiemenge nicht eingespeist werden können. Im Zusammenspiel mit der geplanten Deckelung der Redispatch-Entschädigung in kapazitätslimitierten Gebieten, den im AgNes-Prozess vorgesehenen Kostenbeteiligungen der Einspeiser und den im EEG-Entwurf enthaltenen Änderungen des Referenzertragsmodells führt eine pauschale Deckelung der Einspeisekapazität von Windenergieanlagen zu unkalkulierbaren Kosten, welche Projekte stark verteuern oder gar unwirtschaftlich werden lassen.

Dies gefährdet den Windenergie-Ausbau insbesondere an den geeignetsten Standorten massiv!

Zudem würde ein solch umfangreicher und kurzfristiger Eingriff in die technologischen Entwicklungsstrategien der Anlagenhersteller voraussichtlich zu Wettbewerbsverzerrungen führen, Lieferkettenschwierigkeiten hervorrufen und zur Entwicklung ineffizienterer Anlagen verleiten.

Wir haben die Auswirkungen einer solchen Regelung basierend auf realen Standorten berechnet:

Küstenstandort in SH – Sehr hohe Standortgüte
Eine statische Begrenzung auf 280 W/m2 hätte zur Folge, dass **eine Anlage** mit 7,8 MW in **3.265 h bzw. 37 % des Jahres** weniger Energie einspeist, als theoretisch einspeisbar wäre. Dies entspricht jährlich einem **Verlust** von **2.940 MWh** bzw. **der jährlichen Stromversorgung von rund 1.250 Haushalten!**

Standort in Bayern – Geringe Standortgüte
Eine statische Begrenzung auf 280 W/m2 hätte zur Folge, dass **eine Anlage** mit 7,8 MW in **352 h bzw. 4 % des Jahres** weniger Energie einspeist, als theoretisch einspeisbar wäre. Dies entspricht jährlich einem **Verlust** von knapp **270 MWh**.

Die Ergebnisse zeigen die starke Benachteiligung besonders windhöffiger Standorte und die großen Mengen an besonders kostengünstig erzeugbarer Energie, die verloren gehen würden. Zudem hätte eine solche Begrenzung einen deutlich erhöhten Flächenbedarf zur Erreichung der Leistungsziele zur Folge!

Für neue **Freiflächen-PV-Anlagen** wäre eine Begrenzung der Wirkleistungseinspeisung auf 70% denkbar, sollte jedoch mit deutlich mehr Vorlaufzeit vorgenommen werden. Eine Einführung bereits ab dem kommenden Jahr greift in laufende Projekte ein und gibt den Projektierern keine ausreichende Möglichkeit, auf die Umstellung zu reagieren. Zudem ist nicht klar, ob alle Anlagen davon betroffen sein sollen, die 2027 ans Netz angeschlossen werden oder ob die Neuerung für alle Anlagen gilt, die ab dem Stichtag einen Netzanschluss beantragen. ARGE NETZ regt an, die neue Regelung für FF-PV nur mit einem umfassenden Vertrauensschutz und mit ausreichend Vorlaufzeit – z.B. ab 2030 – einzuführen.

Darüber hinaus ist auch hier insbesondere im Zusammenspiel mit weiteren geplanten Belastungen wie der teilweise entschädigungsfreie Redispatch in kapazitätslimitierten Gebieten und die im Rahmen des AgNes-Prozess diskutierten Maßnahmen auf Kohärenz zu achten. Vor allem die intendierte Wirkung der geplanten Kapazitätsentgelte der BNetzA (Betreiber wählt die wirtschaftlich sinnvollste Dimensionierung seiner Einspeisekapazität) könnte durch das vorgeschlagene Instrument konterkariert werden und zu Ineffizienzen führen.

§ 8 Abs. 1 Satz 4 ist wie folgt zu ändern:

„Ab dem 1.1.~~2027~~ 2030 besteht der Anspruch auf Netzanschluss nach Satz 1 für Solaranlagen des ersten Segments nur, ~~mit folgender Maßgabe:~~

~~a) Für den Anschluss von Solaranlagen des ersten Segments wird~~ wenn die maximale Wirkleistungseinspeisung am Netzverknüpfungspunkt unter Ansatz von 70 Prozent der installierten Leistung je Anlage begrenzt wird.

~~b) Für den Anschluss von Windenergieanlagen an Land wird die maximale Wirkleistungseinspeisung am Netzverknüpfungspunkt unter Ansatz von 280 Watt je Quadrat-meter der vom Rotor der Windenergieanlage überstrichenen Fläche je Anlage begrenzt.~~“

§ 3 Nr. 18 EEG
Bau von Einspeisenetzen auch für Einspeiser ermöglichen

6

Die Bündelung von Einspeisung und die Vereinfachung für deren Errichtung ist grundsätzlich positiv zu bewerten. Die Ausgestaltung der Einspeisenetze ist in dieser Form jedoch kritisch, da sie nur in regulierten Bereichen möglich sein sollen und nur durch Netzbetreiber umgesetzt werden können. Zudem besteht das Risiko, dass hierdurch ein weiteres Instrument zur Steuerung des EE-Ausbaus entsteht. Der Grundsatz „Netz folgt Erneuerbaren“ darf auf keinen Fall beschnitten werden.
Um dies zu verhindern und den Netzausbau zu beschleunigen, sollte auch Einspeisern die Errichtung solcher Einspeisenetze

möglich sein. Diese errichten bereits heute eigene Umspannwerke und Netzabschnitte für den Anschluss ihrer Anlagen. Hierdurch würde der Ausbau dieser Netzinfrastruktur deutlich schneller vorankommen.
§ 3 Nr. 18 EEG-E ist dahingehend zu ändern, dass auch Einspeiser dazu berechtigt sind, Einspeisenetze zu errichten und ggf. mit begrenzten regulatorischen Anforderungen umlagefähig zu betreiben.

§ 17 EEG
Kein Vorgreifen des AgNes-Prozesses beim Baukostenzuschuss

7

Der Entwurf berechtigt die Netzbetreiber in § 17 EEG-E zur Erhebung eines Baukostenzuschusses (BKZ). Die Bundesnetzagentur (BNetzA) **kann** dabei Vorgaben insbesondere hinsichtlich des Verfahrens oder der Kriterien zur Erhebung machen.

Derzeit bereitet die BNetzA mit dem Festlegungsverfahren zur „Allgemeinen Netzentgeltsystematik“ (AgNes) eine umfangreiche Reformierung der Netzentgeltsystematik vor, welche ab 2029 gelten soll. Auch Baukostenzuschüsse werden in diesem Zusammenhang vorgeschlagen und umfassend diskutiert. Aus Gründen der Kohärenz sollte von einem Vorgreifen bei einzelnen Teilmechanismen des umfang- und facettenreichen AgNes-Prozesses durch den Gesetzgeber unbedingt abgesehen werden.
Nur so lässt sich vermeiden, dass der durchaus lange und komplexe Erarbeitungsprozess der neuen Netzentgeltsystematik konterkariert wird. Zudem vermeidet eine allgemeingültige Regelung durch die AgNes-Festlegung den regulatorischen Flickenteppich.

In ihren Zwischenergebnissen favorisiert die BNetzA aktuell die Erhebung eines jährlichen Kapazitätsentgelts zur Beteiligung der Einspeiser an den Netzkosten. Sollte ein solches Kapazitätsentgelt mit der finalen AgNes-Festlegung eingeführt werden, ist ein zusätzlicher Baukostenzuschuss strikt abzulehnen. Dies würde eine übermäßig hohe Belastung für Erzeuger darstellen, die Strom- und damit auch Förderbedarfe massiv verteuern würde.

Es wäre nicht nachvollziehbar, weshalb Erzeuger Nutzungsgebühren in Form eines Kapazitätsentgelts für einen Netzanschluss bezahlen sollten, dessen Bau sie über einen Baukostenzuschuss selbst mitfinanziert hätten.
ARGE NETZ regt daher dringend an, die Erarbeitung einer Beteiligung der Einspeiser an den Netzkosten weiterhin im Rahmen des AgNes-Prozesses der BNetzA zu belassen und nicht einzelne Instrumente aus dem Prozess vorzeitig herauszulösen.

Vor diesem Hintergrund sollte § 17 EEG-E gestrichen werden. Alternativ sollte der Paragraf insofern angepasst werden, dass Baukostenzuschüsse nur erhoben werden dürfen, wenn deren Ausgestaltung vorab durch die BNetzA im Rahmen eines Festlegungsverfahrens einheitlich und allgemeingültig vorgenommen wurde.
Alternativ: Formulierungsvorschlag § 17 Satz 3 EEG-E
„Die Bundesnetzagentur ~~kann~~ muss *Vorgaben zu Baukostenzuschüssen durch Festlegung nach § 29 des Energiewirtschaftsgesetzes machen; dabei kann sie insbesondere Verfahren oder Kriterien vorgeben, anhand derer Netzbetreiber Baukostenzuschüsse als pauschalierte oder nach netzwirtschaftlichen Parametern örtlich zu differenzierende Beträge erheben können.“*

Eine individuelle Ausgestaltung durch die Netzbetreiber ist zwingend zu vermeiden!

Sanktionen für Netzbetreiber bei Nichteinhaltung gesetzlicher Vorgaben

Die geplante Umsetzung der Vorgaben aus der novellierten Strombinnenmarktrichtlinie für mehr Digitalisierung und Transparenz beim Netzanschluss sind sehr zu begrüßen. In der Praxis zeigt sich jedoch, dass eine Umsetzung der Vorgaben ohne entsprechende Sanktionen nicht oder nicht zügig zu erwarten ist. So existiert in § 8 Abs. 6 EEG bereits jetzt die Vorgabe für die Netzbetreiber, die Netzverträglichkeitsprüfung innerhalb von 8 Wochen durchzuführen. In der Praxis dauert der Netzanschluss derzeit jedoch oft 4 bis 5 Jahre. Das zeigt: Ohne Sanktionierung sind derlei Vorgaben meist wirkungslos.

§§ 17c und 14e EnWG
Sanktionierung für Netzbetreiber bei Nichteinhaltung von Digitalisierungs- und Transparenzvorgaben

8

Insbesondere die bis zum 01. Januar 2028 umzusetzende Einrichtung einer digitalen „Netzkarte“ zur Einsicht freier Netzkapazitäten (§ 17c EnWG-E) und die Bereitstellung einer Plattform für digitale Netzanschlussbegehren (§ 14e EnWG-E) können einen wichtigen Beitrag für mehr Beschleunigung und Transparenz im Netzanschlussverfahren leisten. ARGE NETZ begrüßt diese beiden Mechanismen daher ausdrücklich. Ohne entsprechende Sanktionierung ist jedoch nicht von einer fristgerechten Umsetzung der vorgesehenen Instrumente auszugehen.

Um die Einhaltung der geplanten Digitalisierungs- und Transparenzvorgaben durch die Netzbetreiber zu gewährleisten, muss das Gesetz zwingend auch eine Sanktionierung z.B. in Form von Pönalen für säumige Netzbetreiber vorsehen.

§§ 17d Abs. 1 EnWG; 8 Abs. 6 EEG
Sanktionen und einheitliche Fristen für Netzverträglichkeitsprüfung in EEG und ENWG

9

§ 17d EnWG-E sieht eine Frist zur Umsetzung der Netzverträglichkeitsprüfung von 3 Monaten vor. § 8 Abs. 6 EEG enthält jedoch hierfür bereits eine Frist von 2 Monaten. Die Änderung in § 17d EnWG-E würde damit einerseits eine Verschlechterung gegenüber der aktuellen Rechtslage darstellen. Andererseits würden unterschiedliche Fristsetzungen in EEG und EnWG zu Rechtsunsicherheit führen.

Zudem sind beide Fristen wirkungslos, wenn ihnen nicht auch eine entsprechende Sanktionierung gegenübersteht. Derzeit nehmen Netzanschlussverfahren oftmals 3 bis 5 Jahre in Anspruch. Ob die Frist für die Netzanschlussprüfung daher 2 oder 3 Monate beträgt, ist im ersten Schritt zweitrangig.

Wichtig ist, dass eine angemessene Sanktionierung, z.B. in Form von Pönalen die Netzbetreiber zur Einhaltung der gesetzlichen Frist drängt und dass die gesetzlichen Vorgaben in EEG und EnWG einheitlich sind. Im Sinne der Beschleunigung von Netzanschlüssen wäre eine 2-monatige Frist jedoch vorzugswürdig.

Einheitliche und transparente Netzanschluss- und Priorisierungsverfahren

Das Windhundprinzip ist aus den Jahren gefallen und hat dazu geführt, dass Netzkapazitäten für Jahre blockiert werden. Es ist insofern richtig, dass der Gesetzgeber das Netzanschlussverfahren reformieren und vereinheitlichen möchte. Auch die Erhebung einer moderaten Reservierungsgebühr bei Netzanschlussbegehren, die bei der Fertigstellung des Projektes verrechnet wird, ist grundsätzlich sinnvoll und würde seriöse von spekulativen Anfragen trennen.
Problematisch ist jedoch, dass der aktuelle Gesetzesentwurf keine Verpflichtung für die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) zur Erarbeitung eines solchen Verfahrens vorsieht. Auch den Verteilnetzbetreibern bleibt es individuell selbst überlassen, die von den ÜNB erarbeiteten Kriterien zu übernehmen – sofern sie sich für die Erarbeitung eines Priorisierungsverfahrens entscheiden. Hierdurch besteht die Gefahr einer starken Fragmentierung des Netzanschlussverfahrens. Dies würde zu einer Bürokratie-Lawine führen, Planungsunsicherheit erhöhen und Transaktionskosten massiv steigern.

Stattdessen sollte die Bundesregierung mit den Netzbetreibern und der BNetzA darauf hinwirken, ein einheitliches und digitales Netzanschluss- und Priorisierungsverfahren zu schaffen. Denn standardisierte Prozesse schaffen Rechtssicherheit, Transparenz und Effizienz.

§ 17a Abs. 1 EnWG Branche bei der Erarbeitung eines einheitlichen Netzanschlussverfahrens einbeziehen

10

Der neue § 17a EnWG sieht die Erarbeitung eines einheitlichen Netzanschlussverfahrens durch die Übertragungsnetzbetreiber vor. Dies ist grundsätzlich zu begrüßen, denn jede Vereinheitlichung beschleunigt und vereinfacht Prozesse und senkt bürokratischen Aufwand. Richtig ist auch, dass die BNetzA das von den ÜNB vorgeschlagene Verfahren bestätigen muss. Für ein möglichst praxisnahes und effizientes Netzanschlussverfahren sollte jedoch auch die **Branche in den Erarbeitungsprozess einbezogen** werden. Nur so kann gewährleistet werden, dass das Verfahren nicht einseitig die Belange der Netzbetreiber adressiert, sondern die Interessen aller Beteiligten ausgewogen abbildet.

Formulierungsvorschlag § 17a Abs. 1 Satz 1 EnWG-E
„Die Betreiber von Übertragungsnetzen entwickeln gemeinsam und mit Beteiligung der relevanten Stakeholder *transparente und effiziente Verfahren für diskriminierungsfreie Netzanschlüsse an das Übertragungsnetz und legen diese der Bundesnetzagentur spätestens am 1. Januar 2027 zur Bestätigung vor.“*

§ 17b Abs. 1 EnWG
Erarbeitung eines Priorisierungsverfahrens durch ÜNB festlegen

11

Ein Verfahren zur Priorisierung von Netzanschlussbegehren ist grundsätzlich zu begrüßen. Der Entwurf sieht für die Übertragungsnetzbetreiber derzeit jedoch keine Verpflichtung zur Erarbeitung eines solchen Verfahrens vor. Die in § 17b Abs. 1 enthaltene Kann-Regelung sollte dahingehend angepasst werden, dass die ÜNB **verpflichtet** sind, im Rahmen der Verfahren zur Entwicklung einheitlicher Netzanschlussverfahren nach § 17a EnWG-E auch einheitliche Maßgaben zur Priorisierung zu erarbeiten – **ebenfalls unter Einbezug der Branche**.

Formulierungsvorschlag § 17b Abs. 1 EnWG-E
„Die Betreiber von Übertragungsnetzen ~~*können*~~ erarbeiten mit Beteiligung der relevanten Stakeholder *im Rahmen der Verfahren nach §17a Absatz 1 Maßgaben für die Priorisierung bestimmter Netzanschlussbegehren* ~~*vorsehen*~~*. Zweck der Priorisierung kann auch das Freihalten von Netzanschlusskapazität für priorisierte erwartete Netzanschlussbegehren sein. Für die Priorisierung können die Betreiber von Übertragungsnetzen folgende Kriterien heranziehen: […]“*

Zudem sollte das in Satz 2 enthaltene „**Freihalten von Netzanschlusskapazität für priorisierte erwartete Netzanschlussbegehren**“ in der Begründung **weiter konkretisiert** werden. Es ist beispielsweise unklar, wie lange Netzanschlusskapazitäten für „priorisierte erwartete Netzanschlussbegehren“ freigehalten werden können oder auch, wie weit priorisierte Projekte für eine Freihaltung der von ihnen benötigten Netzkapazität fortgeschritten sein müssen.

§ 17b Abs. 1 EnWG
Priorisierungskriterien

12

Der Entwurf schlägt den Übertragungsnetzbetreibern Kriterien zur Priorisierung von Netzanschlussbegehren vor. Diese gehen grundsätzlich in die richtige Richtung. Für eine abschließende Bewertung ist jedoch die letztendliche Ausgestaltung im Detail relevant. Diese muss nachvollziehbar und transparent erfolgen.

Wichtig ist, dass der Ausbau der Erneuerbaren sowie Projekte zur Systemintegration und -optimierung nicht ausgebremst werden. Insbesondere Kriterium Nr. 4 darf nicht dazu führen, dass EE-Projekte aufgrund von „Bedarfen" der Netzbetreiber nicht oder nur an ungeeigneten Standorten angeschlossen werden. **Der Anschlussvorrang für Erneuerbare muss weiterhin bestehen. Zudem sollten Netzbetreiber De-Priorisierungen transparent begründen müssen.**
Weiter sollte auch der individuelle Projektfortschritt in die Priorisierung einfließen. Idealerweise wird durch diesen auch bereits die Netzanschlussplanung eingeleitet. Insbesondere bei Windenergie-Projekten können Projektierer dem Netzbetreiber schon frühzeitig gewisse Schritte im Planungs- und Genehmigungsprozess mitteilen (z.B. Umweltprüfungen, Bauplanung, BImSchG-Genehmigung, etc.). Auf dieser Basis sollte der Netzbetreiber ebenfalls frühzeitig und abgestimmt mit der Netzanschlussplanung beginnen.

§ 17b Abs. 2 EnWG
VNB zur Übernahme des einheitlichen Priorisierungsverfahrens verpflichten

13

Derzeit sieht der Entwurf lediglich eine Berechtigung für Verteilnetzbetreiber vor, die Priorisierungsmaßgaben der Übertragungsnetzbetreiber zu übernehmen. Um einen Flickenteppich zu vermeiden und Bürokratie wirksam zu reduzieren, sollten die Verteilnetzbetreiber zur Übernahme der Maßgaben zur Priorisierung von Netzanschlussbegehren verpflichtet werden.

Formulierungsvorschlag § 17b Abs. 2 Satz 1 EnWG-E
„Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen sind ~~berechtigt~~ verpflichtet*, die von der Bundesnetzagentur bestätigten Maßgaben zur Priorisierung von Netzanschlussbegehren entsprechend in ihrem Netzgebiet anzuwenden."*

§ 17 Abs. 1a EnWG
Klarstellung der Freigabe von Netzanschlusskapazitäten

14

Die Ermöglichung der Freigabe von nicht genutzten Anschlusskapazitäten ist grundsätzlich zu begrüßen. Bisher wurde ein solcher Mechanismus in Einzelfällen bilateral zwischen Netzbetreiber und Anschlusspetenten geregelt. Die Regelung könnte langfristig Netzkapazitäten wieder freimachen und wäre insbesondere in Verteilnetzgebieten hilfreich.

Um jedoch eine positive Wirkung entfalten zu können und Rechtssicherheit zu gewährleisten, müssen im Zusammengang mit der Freigabe von Kapazitäten einige **Klarstellungen** erfolgen. So ist beispielsweise unklar, ab welchem Zeitpunkt die 3-Jahres-Frist beginnen würde oder wie „Nutzung" des Anschlusses genau definiert wird.

Derzeit vergehen in Schleswig-Holstein zwischen der Anschlussanfrage und dem finalen Netzanschluss eines neuen Solar- oder Windparks etwa 3-6 Jahre. **Die Gesetzesänderung darf nicht dazu führen, dass Netzanschlusspetenten ihre vereinbarte Netzanschlusskapazität verlieren, weil sich der Netzanschlussprozess zu lange verzögert.**

Zudem muss klargestellt werden, dass die Freigabe von Netzanschlusskapazitäten **nur bei eindeutiger Selbstverschuldung des Anschlusspetenten** erfolgen kann. Die Voraussetzung der „Selbstverschuldung" muss dabei eng definiert sein. So dürfen beispielsweise Verzögerungen durch andauernde Genehmigungsprozesse oder Lieferschwierigkeiten nicht zum (teilweisen) Verlust der Anschlusskapazität führen.

Formulierungsvorschlag § 17 Abs. 1a EnWG-E

„Stellt sich nach Zustandekommen eines Netzanschlussverhältnisses heraus, dass die für den Netzanschluss vorzuhaltende Leistung über einen Zeitraum von mehr als drei Jahren ab der Bereitstellung der vollständigen Anschlusskapazität durch den Netzbetreiber nicht oder nicht in der vereinbarten Höhe in Anspruch genommen wurde, sind Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen berechtigt, die vorzuhaltende Leistung auf den höchsten gemessenen Leistungswert der vergangenen drei

Jahre anzupassen. Der Anschlussnehmer hat die Anpassung zu dulden. Satz 1 gilt nicht für die Fälle, in denen der Anschlussnehmer die vertraglich vereinbarte Netzanschlusskapazität aufgrund fremdverschuldeter Verzögerungen nicht oder nicht vollständig nutzen konnte."

§ 8 Abs. 1 S. 2 EEG
Offenlegungspflicht bei der Vergabe von Netzverknüpfungspunkten

15

§ 8 Abs. 1 Satz 2 EEG-E soll Netzbetreibern die Möglichkeit geben, die Kosten bei der Prüfung des wirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunktes künftig nur anteilig zu berücksichtigen. In einigen Fällen könnte es für Anschlusspetenten sinnvoll sein, einen etwas weiter entfernten Netzverknüpfungspunkt (NVP) zu wählen, wenn die Anlage hierdurch deutlich schneller angeschlossen werden kann.
Da die Netzanschlussinfrastruktur von der Anlage zum NVP durch den Anlagenbetreiber auf dessen Kosten errichtet wird, ist das Ausweichen auf einen entfernteren NVP jedoch nur in engen Grenzen wirtschaftlich sinnvoll und umsetzbar. Weiter besteht das große Risiko, dass die vorgeschlagene Änderung zum Verhinderungsinstrument wird, indem Netzbetreiber beispielsweise bewusst weit entfernte, unwirtschaftliche NVP zuweisen, um Projekte nicht anschließen zu müssen.
Das Vorgehen vieler Netzbetreiber und die Details ihrer Netzanschlussprozesse sind für viele Anschlusspetenten eine absolute „Black Box".

Daher sollte die Vergabe von NVP mit einer Offenlegungspflicht für Netzbetreiber verknüpft werden. Für den Anschlusspetenten muss die Zuweisung eines NVP durch den Netzbetreiber transparent nachvollziehbar sein. Nur so können Blockaden und „Verhinderungstaktiken" vermieden werden.

§ 17 Abs. 2a EnWG; § 8a Abs. 1 EEG
Verpflichtung zur NVP-Überbauung auch für Erzeugungsanlagen

16

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. Hierdurch können Netzausbaubedarfe geschmälert und eine effizientere Ausnutzung vorhandener Kapazitäten durch gleichmäßigere Einspeisung erreicht werden.
Es ist zu begrüßen, dass VNB den Anschluss von Energiespeicheranlagen an bestehenden NVP künftig nicht mehr unter Verweis auf das Vorliegen eines Kapazitätsmangels verweigern können sollen. Gleiches muss jedoch aus den genannten Gründen auch für Erzeugungsanlagen gelten.

Formulierungsvorschläge

§ 17 Abs. 2a S. 2 EnWG-E

„Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen können den Anschluss von Erzeugungsanlagen und *Energiespeicheranlagen an bestehenden Netzverknüpfungspunkten nicht unter Verweis auf das Vorliegen eines Kapazitätsmangels verweigern, wenn die bisherige maximale Entnahme- oder Einspeiseleistung durch den zusätzlichen Anschluss der Energiespeicheranlage unter Abschluss einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung nach Absatz 2b oder § 8a des Erneuerbare-Energien-Gesetzes unverändert bleibt.“*

§ 8a Abs. 1 S. 1 EEG

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

Sinnvolle Verzahnung parallellaufender Verfahren: Kohärenz bei Netzpaket, EEG und AgNes zwingend gewährleisten

Mit dem „Netzanschlusspaket“, der geplanten EEG-Novelle und dem AgNes-Prozess der BNetzA laufen derzeit drei parallele Verfahren, das jedes für sich tiefe Eingriffe in das aktuelle Energiesystem vorsieht. Um negative Wechselwirkungen oder gegenseitige Blockaden zu vermeiden, müssen alle drei Vorhaben sinnvoll aufeinander abgestimmt sein. Anstelle dreier isolierter Verfahren sollten alle energiepolitischen Vorhaben als Gesamtpaket betrachtet und bearbeitet werden. Ziel muss es sein, den Ausbau gesamtsystemisch effizient und intelligent zu gestalten. Hierfür bedarf es allen voran Planungs- und Investitionssicherheit sowie Rechtssicherheit und -klarheit durch eine Feinjustierung der ineinandergreifenden Vorschläge.

Bei allen Maßnahmen muss anstelle kurzfristiger Einsparungen zwingend die langfristige Systemeffizienz im Fokus stehen!

Flexibilisierung statt Ausbaustopp

ARGE-NETZ-Agenda für mehr Systemeffizienz

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 auszubremsen.

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.

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.

ARGE NETZ hat in seiner Flexibilitätsagenda 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.

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, dass Batteriespeicher als einheitliche Anlage betrachtet.

Einheitliches Netzanschlussverfahren für Batteriespeicher umsetzen

Zur Ausgestaltung des überragenden öffentlichen Interesses, sollte der in **§ 17 Abs. 2a EnWG geregelte 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[3]. 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.

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.

[3] https://www.netztransparenz.de/de-de/Systemdienstleistungen/Betriebsfuehrung/Nutzen-statt-Abregeln/Datenver%C3%B6ffentlichungen *(Stand 05.09.25)*

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.

Investitionssicherheit durch verlässliche Rahmenbedingungen garantieren

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.

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 teilnahmeberechtigen 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. ~~1.~~ ab dem 1. Juni 2026 ~~innerhalb des Bilanzierungsgebietes eines Elektrizitätsverteilernetzbetreibers, und~~ in einem Radius von 25 Kilometern um die Erzeugungsanlage möglich ist.
2. ~~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 ist in den Startlöchern. 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

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

Wasserstoff-Regulatorik zu einem H_2-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

Zur Stärkung des Hochlaufs einer wettbewerbsfähigen Wasserstoffwirtschaft muss die **gezielte Revision des delegierten Rechtsakts der RED III zu RFNBO auf 2026** vorgezogenen werden. Kriterien zur **Zusätzlichkeit**, **Gleichzeitigkeit** und **Lokalität** des eingesetzten Erneuerbaren-Stroms sind für einen erfolgreichen Hochlauf bei der Wasserstoffproduktion **zu lockern**. Damit würde es auch 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 Norddeutschland

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. Zu beachten ist, dass **nicht alle Akteure** in gleichem Maße flexibel sind. Dynamische Netzentgelte sollten aus

diesem Grund nur für **Verbraucher und dargebotsunabhängige Einspeiser** wie Biogasanlagen und Batteriespeicher eingeführt werden!

Leider gestaltet sich die bundesweite Einführung von dynamischen Netzentgelten noch schwierig. Wir empfehlen daher eine **Modellregion für dynamisierte Netzentgelte** aufzusetzen. Analog den SINTEG-Regionen ("Schaufenster intelligente Energie") bieten sich Schleswig-Holstein, Hamburg und Niedersachsen hierfür gut an.

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 Flexibilitätspotenzial anreizen und nutzbar machen

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 Flexibilitätspotenzial 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

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

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 milderes 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

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, dass 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 – keinesfalls zusätzlich!

Sollte sich die BNetzA im Rahmen des **AgNes-Prozesses** wider Erwarten gegen die Einführung eines Einspeiseentgeltes in Form eines **Kapazitätsentgeltes** entscheiden, wäre die Einführung eines BKZ denkbar. 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.

Digitalisierung als oberste Priorität

Digitalisierungsagenda der ARGE NETZ

Systemeffizienz und Flexibilisierung sind die Gebote der Stunde. Um diese Potenziale vollständig zu erschließen, bedarf es jedoch nicht ausschließlich mehr Netzausbau. Die **Netze müssen insgesamt intelligenter werden**, um Lastflüsse besser zu erkennen und zu managen. Viele Netzabschnitte werden heute noch immer **weitgehend blind** gefahren, was den **Ansprüchen eines modernen Energiesystems** schon lange nicht mehr gerecht wird. Mit den großen Fortschritten beim Erneuerbaren-Ausbau haben wir ein wichtiges Etappenziel erreicht. Jetzt gilt es, die **Erzeugungs- und Speicherkapazitäten sowie Verbrauch intelligent in das Energiesystem einzubetten**. Hierfür braucht es neben mehr Netz vor allem **smartes Netz**. Die Digitalisierung auch vorhandener Netzinfrastruktur muss daher **oberste Priorität** haben.

Neben den oben genannten Maßnahmen für mehr Standardisierung und Transparenz, schlägt ARGE NETZ die folgenden Maßnahmen zur Aufnahme in das Netzpaket vor. Ergänzend hierzu verweisen wir auf die Digitalisierungsoffensive für ein leistungsfähiges Stromsystem vom Wirtschaftsrat der CDU und begrüßen die Beschlüsse aus dem „Programm für Aufschwung und Beschäftigung“ der Bundesregierung ausdrücklich.

Digitalisierung der Netze gesetzlich verankern

Um der Digitalisierung der Netze den notwenigen regulatorischen Stellenwert beizumessen, muss diese konsequent **gesetzlich verankert** werden und **denselben Stellenwert** erhalten, wie der reguläre Netzausbau. Vor dem Neubau von Netzinfrastruktur sollten **Digitalisierungspotenziale geprüft und vorrangig umgesetzt** werden. Dies spart nicht nur kurzfristig Kosten, sondern führt auch zu einer **Modernisierung vorhandener Netzinfrastruktur**.

Investitionen in Digitalisierung anreizen

Durch **Investitionen in smarte IT-Systeme** sowie **moderne technische Komponenten und Software** können sowohl auf Netz- als auch auf Einspeiser- und Verbraucherseite große Flexibilisierungspotenziale gehoben werden. Nur durch **breite Investitionen auf allen Ebenen** des

Energiesystems können die technologischen Voraussetzungen für eine **intelligente und effiziente Energieversorgung** geschaffen werden. Investitionen in Digitalisierung müssen daher konsequent bei allen relevanten Akteuren **angereizt und gefördert** werden. Dies könnte bspw. durch entsprechende **Förderprogramme** oder die Knüpfung von staatlicher Unterstützung an **Flexibilisierungs- und Digitalisierungsvorgaben** erreicht werden.

Smart-Meter-Rollout endlich voranbringen

Noch immer hinkt der **flächendeckende Rollout intelligenter Messsysteme** massiv hinterher und damit bleibt die breite **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 letzten 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 Informationen zu Anschlusskapazitäten im bestehenden Netz.

Kooperation und Vereinheitlichung bei Netzbetreibern forcieren

Mit knapp **850 Verteilnetzbetreibern** existiert in vielen Bereichen des Netzbetriebs eine Vielzahl an unterschiedlichen Vorgaben, Prozessen und bürokratischen Abläufen. Mit dem in § 14e Abs. 2 EnWG-E enthaltenen **gemeinsamen Portal für Netzanschlussbegehren** macht der Gesetzgeber bereits einen ersten wichtigen Schritt. Neben den Netzanschlussanfragen sollten jedoch auch **weitere Abläufe der VNB standardisiert und digitalisiert** werden. Hierzu zählt neben der Entwicklung **einheitlicher Vorgaben und Prozesse** insbesondere die **Bereitstellung von weiteren Online-Tools und Plattformen**, denen sich alle Netzbetreiber anschließen müssen. Sollte sich die Zusammenarbeit zwischen den einzelnen Netzbetreibern schwierig gestalten, sollte zudem auch ergebnisoffen über die **Reduktion der Gesamtanzahl an Netzbetreibern** nachgedacht werden.

Digitale Resilienz und Cybersicherheit stärken

Mit zunehmender Digitalisierung steigen naturgemäß auch die **Risiken von Cyberangriffen und IT-Sicherheitslücken**. Bei essenziellen Systemen wie der Energieversorgung ist Cybersicherheit dabei **fundamental**. Neben Maßnahmen zur Digitalisierung des Energiesystems müssen daher auch Maßnahmen zu dessen Schutz zwingend mitgedacht werden – sowohl in der Bundesrepublik als auch auf europäischer Ebene.

Fazit

Nur durch ein Zusammenspiel aus Ausbau, Digitalisierung, Flexibilität und regionaler Wertschöpfung lässt sich die Systemeffizienz steigern. Eine Politik der Begrenzung wird den Herausforderungen nicht gerecht. Deutschland braucht jetzt ein klares Ermöglichungssignal – für Investitionen, Innovationen und eine wettbewerbsfähige, klimaneutrale Energieversorgung.

Erneuerbaren-Gruppe ARGE NETZ

ARGE NETZ gehört zu den führenden Unternehmensgruppen der erneuerbaren Energieversorgung. Wir bündeln mit 480 Gesellschaften rund 5.300 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 gerne zur Verfügung.

Ansprechpartner

Björn Spiegel

Leiter Strategie & Politik

spiegel@arge-netz.de

Lisa Christian

Referentin Politik

christian@arge-netz.de

Ron Schumann

Senior Referent Politik

schumann@arge-netz.de

Hauke Broecker

Senior Referent Energiesystem & neue Märkte

broecker@arge-netz.de