

Gemeinsame Herausforderungen aus dem Branchentreffen Transformation des Energiesystems

*Ein abgestimmtes Forderungspapier zwischen
UVN, Avacon, EWE AG und LEE Niedersachsen/Bremen*

1 – Neuordnung von Netzanschlussverfahren

Stark steigende Netzanschlussbegehren um begrenzte Netzkapazitäten erfordern einen angepassten Rechtsrahmen. Eine effiziente, volkswirtschaftlich sinnvolle Nutzung der Netzkapazität kann über eine Priorisierung der Netzanschlussgehren gelöst werden. Kriterien sollten unter anderem Projektreife, Ortsgebundenheit, Netzdienlichkeit und Beiträge zur Versorgungssicherheit sein.

2 – Deutschlandgeschwindigkeit beim Netzausbau

Der Netzausbau muss weiter vereinfacht und damit beschleunigt werden. Auf Übertragungsnetzebene wurden hier in den letzten Jahren wichtige Fortschritte erzielt, die auf die Verteilnetzebene übertragen werden müssen. Netzentwicklungs- und Netzausbauplanung sind daher konsequent weiterzuentwickeln und verbindlicher zu gestalten. Für den Wirtschaftsstandort Deutschland sind Dauern von 10 Jahren für Netzneuausbaumaßnahmen inakzeptabel. Das Genehmigungsrecht muss angesichts dieser Herausforderungen auf allen Netzebenen und in allen Schutzbereichen neu gedacht werden:

- **Genehmigungsfreiheit bei Arbeiten im Bestand**

Der Austausch bestehender Freileitungsseile (z. B. durch Hochtemperaturleiterseile) kann die Übertragungskapazität schnell und deutlich erhöhen – ohne neue Trassen, weil Gestänge und Korridor bestehen bleiben. Damit dieses Potenzial gehoben wird, muss die Politik genehmigungsfreies Arbeiten im Bestand ermöglichen: geringfügige Änderungen an Bestandsleitungen (inkl. technisch notwendiger punktueller Mast//Fundamentanpassungen) sollten mit deutlich reduziertem Verfahrensaufwand umsetzbar sein, statt durch unterschiedliche Vollzugspraxis ausgebremst zu werden. Diese Beschleunigungslogik muss netzebenenübergreifend gelten – gerade in der 110 kV Ebene als Schlüsselinfrastruktur der Energiewende

- **Abkehr von Doppelplanungspflicht**

Die Anforderungen zum Variantenvergleich führt bei Neubauvorhaben zu Doppelplanungen und damit zu vermeidbaren Kosten und Zeitverlusten. Erforderlich ist entweder eine Änderung auf Bundesebene oder ein pragmatischerer Vollzug der Planfeststellungsbehörden – insbesondere in Niedersachsen, wo die Anwendung im Bundesvergleich besonders restriktiv ist.

- **Kompensationsregelungen für Stromnetze praktikabler gestalten**

Das Ersatzgeld sollte gestärkt und als praxistaugliche Kompensationsoption ausgestaltet werden, um kleinteilige, unzusammenhängende Maßnahmen und hohen Abstimmungsaufwand zu reduzieren. Gleichzeitig sollten Kompensationsmaßnahmen

wirksamer und schneller organisieren werden – z. B. durch Bündelung von Maßnahmen, Lockerung des räumlichen Bezugs sowie Übertragung der Verantwortlichkeiten von Umsetzung/Unterhaltung/Sicherung auf geeignete Dritte.

- **Freileitungsmonitoring**

Investitionen ins Freileitungsmonitoring durch leistungsfähigeren regulatorischen Rahmen erleichtern.

3 – Investitionen in Netzausbau und effizienteren Netzbetrieb anreizen

Investitionen in Netzausbau und einen effizienteren Netzbetrieb sind kapitalintensiv, aber gesamtwirtschaftlich auf lange Sicht die kosteneffizienteste Maßnahme zur Umsetzung der Energiewende. Investitionen müssen daher stärker angereizt statt eingebremst werden; hierfür reicht der aktuelle regulatorische Rahmen weder CAPEX- noch OPEX-seitig aus – insbesondere ist ein wirksamer OPEX-Anpassungsfaktor erforderlich, der nicht als bloßer Härtefall ausgestaltet wird, ohne Schwellenwerte auskommt und ohne Zeitverzug (t-2) greift, damit zusätzliche OPEX (z. B. Digitalisierung: Betrieb, Wartung/Updates, IT-Sicherheit, Fachpersonal) nicht der regulatorischen Anerkennung strukturell hinterherlaufen.

4 – Flexible Connection Agreements

Flexible Netzanschlussvereinbarungen können eine Maßnahme sein, um die derzeit knappe Netzkapazität für mehr Anschlussnehmer nutzbar zu machen. Gleichzeitig können diese Vereinbarungen eine erzeugungstechnologiebezogene Einbindung verschiedener EE-Anlagen ermöglichen. Eine verbindliche Einführung schafft Planungssicherheit für alle Beteiligten und stellt sicher, dass neue Anschlussnehmer aktiv zur Stabilität und Effizienz des Gesamtsystems beitragen. Zudem können FCAs einen Beitrag zum Verhindern des weiteren Anstiegs der Engpassmanagementkosten leisten.

5 – Nutzen statt Abregeln

Strom sollte in Überschusszeiten regional einfach genutzt werden können. § 13k EnWG bietet hierfür bereits einen Rechtsrahmen – er muss konsequent angewendet und marktwirtschaftlich weiterentwickelt werden, damit Speicher, Wärmepumpen und Elektrolyseure vor Ort den Strom aufnehmen können, statt ihn abzuregeln.

6 – Einspeisung statt Erzeugung regeln

Wenn erneuerbarer Strom wegen temporären Netzengpässen reduziert werden muss, sollte die Begrenzung der Netzeinspeisung am Netzverknüpfungspunkt ansetzen – nicht die Erzeugungsanlage selbst abregeln. Der Unterschied ist entscheidend: Wird nur die Einspeisung am Verknüpfungspunkt gedrosselt, können Co-Location-Speicher den weiterhin erzeugten Strom aufnehmen und zeitversetzt einspeisen; ebenso bleibt eine Nutzung für Sektorenkopplung (z. B. E-Mobilität) oder saisonale Speicher möglich. Wird dagegen die Anlage abgeschaltet, ist die Erzeugung faktisch verloren. Um diesen Ansatz

umzusetzen, sind § 13a EnWG entsprechend nachzuschärfen und Festlegungen der BNetzA so anzupassen, dass das Einspeisemanagement am Verknüpfungspunkt systematisch ermöglicht und priorisiert wird.

7 – Regionale Abnahmen und Flexibilitäten anreizen

Netzengpässe sind kein reines Angebotsproblem. Wenn Nachfrage dort entsteht, wo Erzeugung überschüssig ist, löst sich der Engpass von der Nachfrageseite. Direktleitungen zur Industrie, Elektrolyseure, Großwärmepumpen, Rechenzentren, E-Lkw-Ladehubs können gezielt an Einspeiseschwerpunkte gelenkt werden.

8 – Überbauung als Standard, wo möglich und sinnhaft

Netzverknüpfungspunkte sind knappe Ressourcen. Überbauung – mehr Erzeugungsleistung als Anschlussleistung, kombiniert mit Speicher oder geeigneten Flexibilitäten – erhöhen den Ertrag und Nutzungsgrad je NVP. Gleichzeitig wird der Netzausbaubedarf reduziert und zeitlich gestreckt. Für jeden NVP können unterschiedliche Kombinationen von Technologien und unterschiedliche Überbauungsgrade sinnhaft sein. Hier sind ergänzende Regelungen oder Vertragswerke zur Abregelungs- und Vergütungslogik nötig.

9 – CfD-Rahmen marktbasiert ausgestalten: Koalitionsvertrag ernst nehmen

Der Koalitionsvertrag ist eindeutig: EE-Anlagen sollen sich langfristig am Markt refinanzieren, der Ausbau durch marktwirtschaftliche Instrumente unterstützt und ein gesicherter Investitionsrahmen geschaffen werden. Der vorliegende EEG-Entwurf widerspricht diesem Auftrag durch die Verhinderung jeglicher Markterlöse. Hier ist ein marktliches Erlösband notwendig, welches Anreize für den Einsatz von Speichern und eine marktorientierte Einspeisung des erzeugten Stroms bietet.

10 – Effiziente Windparkplanung: Layout an der Effizienz ausrichten

Derzeit entstehen Fehlanreize bei der Planung von Windparklayouts, da das bisherige Förderregime die installierte Leistung bevorzugt hat – nicht den Ertrag pro Fläche. Eng gestellte Anlagen verschatten sich gegenseitig, senken den Gesamtertrag und erhöhen den Verschleiß. Eine Parkplanung, die an der effizienten Nutzung der Windressource ausgerichtet ist, sollte künftig Standard werden.

11 – Stromsteuer für alle auf Mindestmaß

Die Stromsteuer (2,05 ct/kWh) verteuert den elektrischen Strom und somit jede Form der Sektorkopplung. Also der Nutzung des elektrischen Stroms in Form von Mobilität, Wärme und industrieller Prozesse. Sie belastet genau die Technologien, die Netzengpässe durch lokale Nachfrage auflösen könnten.