Abregeln war gestern

Redispatchvorbehalt, systemdienliche Anschlussleistung, flexible Netzanschlüsse: In Berlin wird um die richtigen Werkzeuge gerungen. Ein Vertrag aus Schleswig-Holstein zeigt, dass niedrigere Systemkosten und weiterer Ausbau zusammenpassen. Ein Standpunkt aus der Praxis.

Um EEG und Netzpaket wird in diesen Wochen hart verhandelt, und von außen wirkt es, als stünden sich zwei Lager gegenüber. Die einen wollen die Kosten des Systems endlich in den Griff bekommen. Die anderen fürchten, dass dabei der dringend nötige Ausbau unter die Räder kommt. Beide haben einen Punkt. Und beide landen, wenn man genau hinsieht, am selben Ort: am Netzverknüpfungspunkt.

Am 30. Oktober haben wir in Tüttendorf bei Kiel mit dem Verteilnetzbetreiber Schleswig-Holstein Netz den ersten volldynamischen und regelbasierten flexiblen Netzanschlussvertrag (FCA) für eine Bioenergieanlage in Deutschland unterschrieben.[1] 15 Megawatt, die nach einer festen Regel einspeisen, wenn im Netz Platz ist, und sich zurücknehmen, wenn Wind und Sonne die Leitungen füllen. Dieses Konzept braucht keinen Redispatch und damit auch keine Entschädigung. Und wo es wirklich effizienter und in der aktuellen Lage resilienter wird: Es muss nicht auf Netzausbau warten. Über ein Jahr lang haben wir gerechnet und ein Vertragswerk mit dem Netzbetreiber verhandelt, das es so noch nicht gab. Dieser Vertrag ermöglicht nun mehr als 25 Millionen Euro Investitionen in der Region.[2] Das Risiko tragen wir dabei als Unternehmer.

Zugegeben, die flexible Bioenergie hier ist noch eine Nische, und ja, bei Wind und PV am selben Knoten gibt es auch neue Herausforderungen, dort muss der Redispatch das nötige Sicherheitsnetz bleiben. Es kommt m. E. aber zu kurz in der Debatte, welch wichtige Funktion die Bioenergie in diesem Beispiel für die Residuallast und damit die Versorgungssicherheit erfüllt. Sie liefert durch intelligente Verschiebung und große Gasspeicher in die Zeiten, wenn Wind und PV wenig liefern. Wir regeln nicht ab, wir verschieben. Damit zeigen wir vom Prinzip her, was nun auch im gesamten Energiesystem nötig ist.

In den Blick nehmen müssen wir das Netz und seine Verknüpfungspunkte. Zum Hochlauf der Erneuerbaren war „die Anlage“ im Denken ok, jede brauchte ihre installierte Leistung, Engpässe wurden abgeregelt und entschädigt. Das schafft Vertrauen und damit Wachstum. Auf dem Weg ins letzte Drittel der Energiewende schafft dieser Ansatz aber teure Infrastruktur für die letzte Stunde zum Transport der letzten Kilowattstunde in der Spitze. Hier ist die Kostenfrage also berechtigt.

Die sog. systemdienliche Anschlussleistung (SAL) setzt hier meines Erachtens richtig an, indem neue Wind- und Solarparks nur noch bis zu einer festgelegten Leistung den garantierten Netzzugang erhalten. Damit werden Anschlussbegehren auf den Regelfall statt auf die seltene Spitze ausgelegt.[3] Der wahre Gamechanger für alle Beteiligten ist es aber, wenn man den zweiten Schritt direkt nachzieht zur Nutzung der freien Netzkapazitäten der gleichen

[1] Pressemitteilung „Bundespremiere in Tüttendorf“, LEE SH / HanseWerk / ASL, 30.10.2026.
[2] Impulspapier LEE SH mit Schleswig-Holstein Netz und BioEnergie Gettorf, 30.10.2026.
[3] Regierungsentwurf EEG 2027, § 8 (systemdienliche Anschlussleistung).

Leitungen. So können flexible Batteriespeicher, Gasspeicher und sogar neue Lasten dieses Potenzial heben und über eine Steuerung am Knoten das Gesamtsystem effizienter machen: Wenn man so will, müssen wir die Gleisinfrastruktur und die Fahrpläne aufeinander abstimmen.

Allerdings führt eine „Stapelung“ von SAL und Redispatchvorbehalt weder zu einer großen Kosteneinsparung noch zu mehr Versorgungssicherheit oder gar zu einem weiterhin ambitionierten Ausbau der Erneuerbaren. Vielmehr ist der Vorbehalt rechtlich umstritten[4] und schafft mit der Ausweisung der kapazitätslimitierten Netzgebiete neue Bürokratie. Wer jetzt um die Instrumente und ihre Zahlen feilscht und bis zum Letzten verwässert, verschlimmbessert das Ergebnis: Am Ende ist das Stillstand und kostet mehr als jeder Engpass.

Die Praktiker der Branche werden den Engpass dort lösen, wo er entsteht: Mit flexiblen Geschäftsmodellen und planbaren Anschlussgrößen wäre der Vorbehalt obsolet. Das nötige Standortsignal kommt hier knotenspezifisch und vertraglich vereinbart anstatt via Gebietsausweisung. Damit kommen die Kosten runter und mehr Strom findet den Zugang in bestehende Netze. Die Verteilnetzbetreiber erhalten mehr Planungssicherheit durch Vorhalten vereinbarter Kapazität. Volkswirtschaftlich ein günstiger Fall für den Haushalt: Es kostet kein Fördergeld und braucht kein so bürokratisches Instrument, lediglich die Bezugsgröße wird angepasst.

Was es dazu noch braucht, damit diese neuen Regeln wirken: Messdaten am Knoten und digitale Verteilnetze. Hier kommt das angekündigte Verteilnetzpaket genau richtig, um mehr Digitalisierung und dadurch auch Anschlüsse für Gewerbe und Industrie zu erreichen. Verlässliche Rahmenbedingungen für Netzbetreiber und Erzeuger sind somit mehr als Netzregulierung, sie sorgen für nachhaltige Investitionsbereitschaft und Konjunktur in bestehender und im weiteren Ausbau befindlicher Infrastruktur.

Auch volkswirtschaftlich rechnet sich das: Die gesamten Kosten für das Netzengpassmanagement lagen 2025 bei rund 3,1 Milliarden Euro, von denen die Entschädigungen an die Erneuerbaren gerade mal rund 435 Mio. € ausgemacht haben.[5] Für den Import von Öl, Gas und Kohle zahlt Deutschland hingegen im Schnitt gut 80 Milliarden Euro im Jahr.[6] Gerade in diesen Tagen kostet die Megawattstunde Erdgas erstmals seit 2022 wieder mehr als 100 Euro mit steigender Tendenz, und die deutschen Speicher sind deutlich leerer als vor einem Jahr.[7] Jede Kilowattstunde aus heimischer Erzeugung, ergänzten Speichern und heimischen Rohstoffen wie Biogas, die am Knoten genutzt statt abgeregelt wird, bleibt als Wertschöpfung im Land.

Wir brauchen nun endlich eine Gesamtstrategie, die dezentral denkt und alle drei energiepolitischen Ziele zugleich im Blick behält: Versorgungssicherheit, Bezahlbarkeit und Klimaschutz. Wie es gelingt: Den Netzverknüpfungspunkt als Bezugspunkt anerkennen,

---

[4] Anhörung im Ausschuss für Wirtschaft und Energie, hib 785/2026, 07.10.2026; Stiftung Umweltenergierecht, Würzburger Studien Nr. 50, 16.07.2026.

[5] hib 689/2026, Antwort der Bundesregierung, 07.09.2026.

[6] KfW Research, April 2025.

[7] Tagesspiegel Background / AFP, 29.10.2026.

flexible Netzanschlüsse mit klaren, technologiespezifischen Regeln verbindlich anbietbar machen, denn heute ist das eine Kann-Regel,[8] und die Verteilnetze digitalisieren. Nichts davon muss erst erfunden werden. In Schleswig-Holstein ist es für die ersten Schritte schon unterschrieben.

Abregeln war gestern. Jetzt geht es ums Nutzen.

Einfach. Jetzt. Machen.

Martin Laß ist Geschäftsführer der BioEnergie Gettorf und der Agrarservice Lass GmbH in Tüttendorf, geschäftsführender Vorstand des LEE Schleswig-Holstein und Mitglied im Vorstand des BEE.

[8] § 8a Abs. 1 S. 1 EEG („können“).