

Reduktion der Systemkosten

Stand: 23. September 2024 | Diskussionspapier

Paradigmenwechsel in der Energiewendepolitik von Nöten

Die Energiewendepolitik der letzten Jahre war von zwei Prämissen geprägt:

- a) Erzeuger von erneuerbarem Strom seien von Systemkosten, die sie verursachen, freizustellen.
- b) Das deutsche Strom(verteilnetz) sei eine Kupferplatte, d.h. es ist belanglos, wer wann wie viel Strom einspeist oder entnimmt.

Beide Prämissen mögen eine gewisse Zeit ihre Berechtigung gehabt haben. Es ist allerdings kaum zu bestreiten, dass sie sich spätestens im Jahr 2024 endgültig überholt haben.

Bester Beleg hierfür ist, dass ihre Beibehaltung die deutsche Volkswirtschaft Jahr für Jahr Milliardenbeträge für Redispatch- und Countertrading-Maßnahmen kosten.

Ein anderes Beispiel: Noch immer erhalten Erzeuger Geld für jede erzeugte Kilowattstunde – auch in Stunden, wenn der Strompreis niedrig oder sogar negativ ist, wenn also zu viel Strom im System ist und jede zusätzliche Kilowattstunde der Allgemeinheit Kosten verursacht. Erst nach drei Stunden mit konsekutiv negativen Strompreisen wird die Marktprämie auf null gesetzt. Strom, der energiewirtschaftlich nichts wert ist, aber zu Kosten führt, sollte aus unserer Sicht grundsätzlich nicht vergütet werden.

Ein dritter Aspekt: Gesteht man Anlagenbetreibern weiterhin das Recht zu, an jedem beliebigen Ort Elektrizität in das Netz einzuspeisen, unabhängig davon, ob an diesem Ort bereits ein Übermaß an erneuerbaren Anlagen existiert, die Engpässe im Netz verursachen, steigt der Netzausbaubedarf überverhältnismäßig, und Einsparpotenziale durch eine bessere Ausnutzung der bestehenden Infrastruktur und regionale Verteilung werden verschenkt.

Die deutsche Energiepolitik ist daher gefordert, einen Paradigmenwechsel vorzunehmen und die Prämissen umzukehren:

- a) Erzeuger von Erneuerbaren Energien wie auch Bereitsteller von Flexibilität (Speicher, Lastabnehmer) müssen **bei der Standortwahl und dem Betrieb ihrer Anlagen Systemaspekte** berücksichtigen.
- b) Verteilnetzbetreiber müssen **Netzanschlüsse so steuern können, dass Systemkosten minimiert werden.**

Dieser Paradigmenwechsel erfordert entsprechende Änderungen.

Vorrangig im EnWG und EEG, die wir im Folgenden unter den Stichworten „räumliche Allokation“, „kommerzielle Allokation“ und „planerische Allokation“ zusammenfassen.

Räumliche Allokation

Neue EE-Anlagen, in Zukunft ggf. auch **neue Großverbraucher** – diese sind aus Eigeninteresse übrigens netzdienlicher, weil sie an Stellen ohne ausreichenden Netzzugang meist gar nicht erst in die Entwicklung eintreten – müssen ab sofort vorrangig oder ausschließlich dort angesiedelt werden, wo es aus Endkundensicht und **netztechnischer Sicht sinnvoll** ist.

Voraussetzung hierfür ist **Transparenz über die tatsächliche Netzsituation**, wie sie schon heute auf Basis von digitalen Zwillingen kartografisch in Echtzeit abgebildet werden kann. Auf dieser Grundlage muss der Netzbetreiber die gesetzliche Kompetenz bekommen, Anschlussgebiete auszuweisen, in denen Neuanlagen bevorzugt angeschlossen werden (Konzept der Einspeisesteckdose).

Wer außerhalb dieser Gebiete Anschluss begeht, muss in Kauf nehmen, nachrangig und zu **nachteiligen Bedingungen angeschlossen zu werden**. Im Extremfall könnte die Kompensation bei Maßnahmen zum Einspeisemanagement entfallen (siehe unten). Dies erfordert, dass der bisher fast absolut geltende **Anschlusszwang** aufgebrochen und an die Voraussetzung der verfügbaren Netzkapazitäten geknüpft wird.

Kommerzielle Allokation

Grundsätzlich müssen die Preis- und Mengenrisiken v.a. für Neuanlagen auf die Entwickler bzw. Betreiber von Erneuerbaren Energie-Anlagen verlagert werden, anstatt sie über die Netzkosten zu sozialisieren. Auf diese Weise würde sich ein inhärenter Anreiz ergeben, fluktuierende Erzeugung durch die Co-Location von Lastsenken (Speicher, Elektrolyseure, Lastmanagement) auszugleichen, ohne dass dies gesondert gefördert werden müsste.

Zwar ist die Initiative der Bundesregierung zu begrüßen, das Recht auf den Erhalt der Einspeisevergütung (sog. anzulegender Wert) dann auszusetzen, wenn der Strompreis negativ ist¹. Doch dies entlastet noch nicht das Netz, da die Anlagenbetreiber keinen Anreiz haben, die Einspeisung tatsächlich einzustellen. Dies wäre erst dann der Fall, wenn das negative Preissignal an die Betreiber weitergegeben würde.

Um eine Netzentlastung zu erreichen, sollte in Viertelstunden, **in denen der Börsenstrompreis null oder negativ ist, der Netzbetreiber daher grundsätzlich die Kompetenz bekommen, Einspeiser abregeln zu dürfen** – unabhängig davon, ob sich die Anlagen in der Direktvermarktung befinden oder nicht. Und auch unabhängig davon, ob es sich um Alt- oder Neuanlagen handelt. Die Abregelung muss entschädigungslos erfolgen.

¹ Momentan gilt noch die sog. Drei-Stunden-Regel (früher Sechs-Stunden-Regel). Diese sieht vor, dass Anlagenbetreiber auch dann das Recht haben, ihre Marktprämie (und damit de facto eine Einspeisevergütung) zu erhalten, wenn der Börsenstrom negativ ist. Erst wenn der Strompreis in mindestens drei Stunden (bis 2022 sechs Stunden, im Jahr 2023 vier Stunden) negativ ist, verringert sich die Vergütung auf null. Im Jahr 2026 sollte diese

Regel laut EEG 2023 auf zwei Stunden, im Jahr 2027 auf eine Stunde verschärft werden. Laut dem Papier „Wachstumsinitiative“ der Bundesregierung vom 5. Juli 2024 soll bereits ab dem 1. Januar 2025 die Förderung von Erneuerbaren Energien in Zeitintervallen mit negativen Strompreisen grundsätzlich ausgesetzt werden.

Planerische Allokation

Zahlreiche Studien belegen, dass die Ausrichtung des **Netzausbaus auf die Spitzenlast der Einspeisung die Kosten überproportional ansteigen** lassen, ohne dass ihnen ein entsprechender Nutzen für das Energiesystem oder die Energiewende gegenüberstünde.

Daher sollte der Netzbetreiber grundsätzlich das Recht haben – ähnlich wie das bei der Einspeisung von PV-Anlagen lange Zeit der Fall war – die Netzkapazitäten so zu planen, dass zwar ein **Großteil der angefragten Leistung aufgenommen werden kann, aber nicht 100 Prozent**: Werte zwischen 90 und 95 Prozent erscheinen sinnvoll; bei PV-Anlagen möglicherweise auch deutlich niedriger. Der Verlust an eingespeister Energie (!) ist dabei deutlich geringer. Wenn zudem darauf verzichtet wird, den Entwickler oder Betreiber der Anlagen dafür zu entschädigen, wird eine weitere Motivation geschaffen, die Netzbelastrung über Speicher zu reduzieren.

Zudem sollten die Netzbetreiber die Kompetenz bekommen, Netzanschlussbegehren auf die Nutzung von bestehenden, aber **nicht vollständig ausgelasteten Netzverknüpfungspunkten in der Nähe zu verlegen** (Überbauung von Netzverknüpfungspunkten nach dem BEE-Modell). Der Vorschlag des BEE sieht vor, künftig mehrere Erneuerbare-Energien-Anlagen, Speicher und Anlagen zur Sektorenkopplung gemeinsam an einen Netzverknüpfungspunkt (NVP) anzuschließen. Dabei wird mehr Leistung angeschlossen, als der NVP eigentlich transportieren kann (Überbauung).

Die zugrunde liegende Studie zeigt: Bei einer mittleren Überbauung (150 Prozent der Anschlussleistung am Netzverknüpfungspunkt) kommt es kaum zu nennenswerten Überschüssen. Eine solche Überbauung des Netzverknüpfungspunktes ist daher für einen effizienten EE-Ausbau in jedem Fall ratsam, weil er bestehende Kapazitäten anderthalbfach nutzt, und ist daher eindeutig eine No-Regret-Maßnahme.

Aufgrund des derzeitigen Rechtsrahmens ist die Auslastung von NVP nur gering. Denn jede angeschlossene Anlage muss zu jedem Zeitpunkt 100 Prozent ihrer Leistung einspeisen können, selbst wenn sie – wie empirische Daten zeigen – durchschnittlich nur 13 Prozent (PV) bzw. 33 Prozent (Wind) erbringt. Um das entstehende Effizienzpotenzial durch die Überbauung von NVP zu erschließen, sollte dem Netzbetreiber das Recht gegeben werden, Anschlussbegehrende auf die Mitnutzung eines in der unmittelbaren räumlichen Nähe befindlichen NVP zu verweisen.

Weiterführende Überlegungen

Im Koalitionsvertrag von SPD, Grüne und FDP wird davon gesprochen, dass mit Vollendung des Kohleausstiegs die Förderung der Erneuerbaren Energien auslaufen soll. Das Papier "Wachstumsinitiative" der Bundesregierung (Juli 2024) präzisiert, dass die Förderung auf einen Investitionskostenzuschuss umgestellt werden muss.

Richtig ist: Die Förderung Erneuerbarer Energien muss **dringend radikal reformiert** werden. Dabei geht es nicht so sehr darum, das EEG-Konto zu entlasten. Vielmehr sind Preissignale wichtig,

damit der energiewirtschaftliche Wert des erzeugten Grünstroms erhöht wird. So zeigen beispielsweise die Entwicklung der Marktwerte für Photovoltaik, dass der Wert von Solarstrom zu Peak-Zeiten (Mittagsstunden von sonnenreichen Tagen) gegen null tendiert. Eine Vergütung, die dies nicht vollständig reflektiert, wird einem Energiesystem, in dem Erneuerbare dominieren, nicht gerecht. Vielmehr entstehen – wie schon in Bezug auf die sog. 3-Stunden-Regel oben ausgeführt – nur dann unternehmerische Anreize, Speicher und andere Lastsenken zuzubauen, wenn Erneuerbare-Energie-Anlagenbetreiber systematisch Preisvolatilitäten beachten müssen.

Zudem stehen für Wind offshore und PV-Aufdach-Photovoltaik-Anlagen heute schon funktionierende Business Cases (über PPA einerseits, über Eigenverbrauch/ gemeinschaftliche Gebäudeversorgung/ Mieterstrom/ Energy Sharing andererseits) zur Verfügung, so dass für diese Anlagen **keine EEG-Förderung notwendig** ist.

Unsere Analysen zeigen, dass auch bei Wind onshore ohne Förderung ein Zubau erreichbar ist, der – bei einer mittleren Renditeerwartung – deutlich über 70% der im Osterpaket avisierten Zielvorgabe entspricht (7 statt 9 GW pro Jahr). Bei Freiflächenanlagen ist der infolge eines Wegfalls der EEG-Förderung erwartbare Einbruch im Zubau am deutlichsten. Aber gerade hier ist die Notwendigkeit am größten, über Co-Location von Speicher eine energie- und netzwirtschaftlich notwendige Vergleichmäßigung der Erzeugung zu erreichen. Dies lässt sich nur durch eine **Beendigung der mehr oder weniger pauschalen Vergütung** jeder einzelnen Kilowattstunde erreichen.