

# Marktdesign und Netzregulierung

## **Vorwort:**

Ziel dieses Textes ist es, eine Debatte zur Verteilnetzregulierung anzustoßen, die zwangsläufig auch Fragen des Marktdesigns berührt und die im Besten Fall neu aufgesetzt wird. Die Autoren eint eine lange Zeit der Arbeit in energiewirtschaftlichen Grundlagen. Der Status Quo stammt aus der Mitte der dreißiger Jahre des letzten Jahrhunderts und wurde im Lauf der Jahrzehnte mit unzähligen Zusatzgesetzen und -artikeln jeweils im Nötigsten angepasst. Die Energiewelt hat sich jedoch grundlegend gewandelt. So sind heute aus einem Ferntransportradius von 200km Entfernungen von über 1000km geworden. Anstelle der Kostendominanz der Arbeitsmenge und des Wirkungsgrades tritt heute eine Dominanz der Investivkosten und der Systemfunktion unter dem Einfluss des schwankenden Dargebotes aus Wind und Sonne. Zu den Herausforderungen zählt auch die schiere Anzahl der Verteilnetzbetreiber (VNB) und die Grenzen dessen, was kleinere VNBs leisten können.

Der vorliegende Text kann nur ein Anfang zur vertiefenden und auch kritischen Debatte sein. Dafür stellen wir hier eine Skizze des Gesamtsystems vor. Das zukünftige System, basierend auf Erneuerbaren Energien (EE), wird nur mit extremem Kapitaleinsatz und einer fast unvorstellbaren Intensivierung der Baumaßnahmen im Verteilnetz realisierbar sein - diese Skizze zeigt noch rudimentär aber mit einem Gesamtblick auf, wie dies mit deutlich geringerem Aufwand funktionieren kann. Dabei werden auch die Verteilnetzbetreiber kurzfristig Verantwortung im Hinblick auf die vorausschauende Realisierung in der Begleitung der kommunalen Energieplanungen übernehmen müssen.

Zudem rückt die Arbeitsteilung zwischen der BNetzA und dem BMWK in den Fokus: Energiemarktdesign und Netzregulierung müssen Hand in Hand arbeiten, Systemfragen gemeinsam erarbeitet und in Paragraphen gegossen werden. Erwähnt sei beispielhaft die Spannungshaltung und Frequenzführung des Gesamtnetzes aus den Wechselrichtern der EE oder die Einführung einer kostenneutralen Bepreisung der Übergabe vom Verteilnetz an ein Quartier. Deshalb ist unserem „Netzpapier“ auch ein Absatz zum Marktdesign beigelegt.

Es ist klar, dass hier noch viel Arbeit zur weiteren Detaillierung erforderlich ist. Wir hoffen mit diesem Text die notwendige Debatte anzustoßen.

## **Zusammenfassung:**

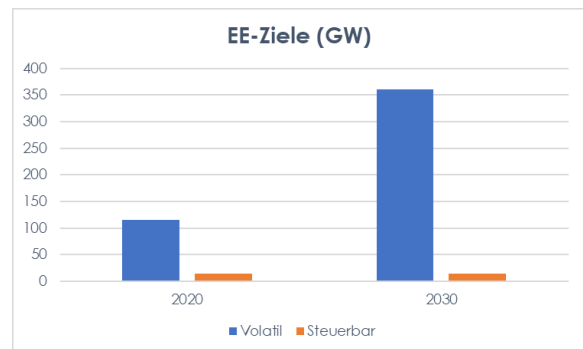
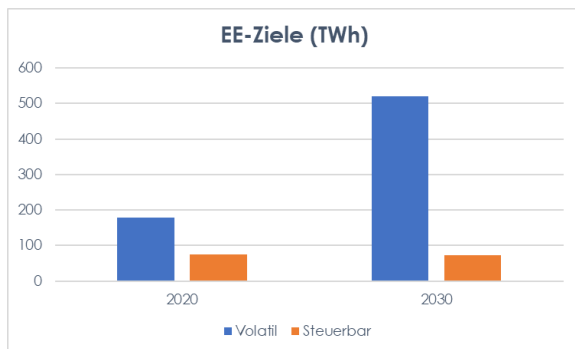
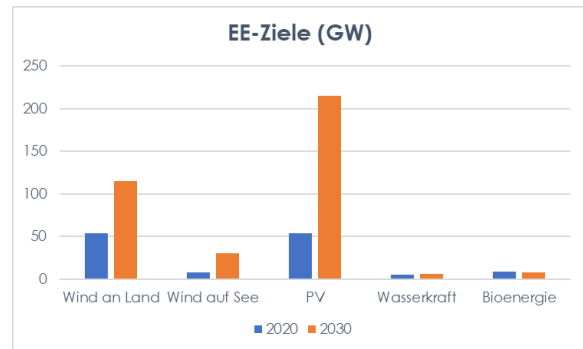
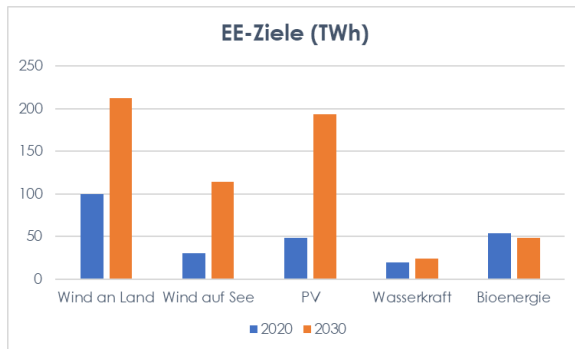
Wir befinden uns auf dem Weg von der eher zentralen Bereitstellung eines Übertragungsnetzes, das alle systemischen Sicherheiten durch regelbare Großkraftwerke gestützt den untergeordneten Verteilnetzen bereitstellt zu einer neuen Systematik die auf Erneuerbare Energien basiert. In dieser Welt wird die Energie durch Millionen einspeisende Quellen erzeugt und muss überdies auch noch die Mobilität und insbesondere in großen Teilen die Gebäudewärme stützen. Die Erzeugungen sind weitgehend dargebotsabhängig und die Speicherung bis auf das Endprodukt Gebäudewärme teuer. Auch Wasserstoff als Speicher wird voraussichtlich deutlich teurer als CH<sub>4</sub>.

Auf die Verteilnetze kommen außergewöhnliche neue Herausforderungen zu. Statt eines gut prognostizierbaren Top-Down-Stromes kommen eine große Zahl von stark schwankenden Einspeisungen und täglich mehrfach wechselnde Lieferrichtungen.

Die Zubauplanung an EE erfordert massive Erhöhungen an Netzausbau, einer Vergrößerung der Planungs- und Bauabteilungen, eine Ausbauplanung in die Zukunft, die nicht immer genau vorhersehbar ist, entsprechende Materialbezüge, Personalstämme und damit eben auch Eigenkapital und eine andere Art der Bemessung der Netzentgelte bzw. der Finanzierung an sich. Dies auch noch mit Bezug auf stark schwankende Lastsituationen und damit auch der Bewirtschaftung der verfügbaren Flexibilitäten und damit eben auch der Anreizstrukturen für die Anschlußnehmer in stark zeitvariablen Tarifen und Flexibilitätsentgelten oder-Vergütungen.

Hierzu macht die Arbeitsgruppe Vorschläge und begründet sie auch. Dazu gehören eine Finanzierung der EE durch regionalisierte Leistungspreise für neue EE die durch die Stromvertriebe bezahlt werden, eine sehr aktive Rolle der VNBs, die sich unterhalb des 110kV-Netzes zusammenschließen sollen und Leitwarten zur Flexibilitätsbewirtschaftung aufbauen. Der match zwischen Erzeugung und Verbrauch sollte nach Möglichkeit bereits unterhalb der ÜNB-Ebene erfolgen. Die Netzführung in Frequenz, Phasenlage, Spannungshaltung und Kurzschlußstrombereitstellung wird aus den Um- und Wechselrichtern der EE erfolgen. Die VNBs erhalten Zugang zu EK beispielsweise durch Nachrangdarlehen, die EK ersetzend sind. Kleinere Planungsfehler im Zubau der EE und der Verteilnetze werden der notwendigen Geschwindigkeit halber als unvermeidlich toleriert.

## Einführung: Volatile Einspeisung von Erneuerbaren Energien als Leitgröße für das neue Strommarktdesign:



Die obenstehenden Grafiken zeigen die EE-Ausbauziele der Bundesregierung. Das Erreichen der EE-Ziele ist elementar für das Einhalten der Klimaschutzvorgaben. Die Grafik macht überdies deutlich, dass im Jahr 2030 eine installierte Leistung von über 350 GW an volatiler Einspeisung vorgesehen ist; der Anteil steuerbarer EE-Anlagen beträgt demgegenüber kaum 20 GW. Der Umgang mit der Volatilität ist für das Marktdesign der Zukunft die Leitgröße. Dies wird sich auf dem Weg zu 100% EE noch erheblich verstärken.

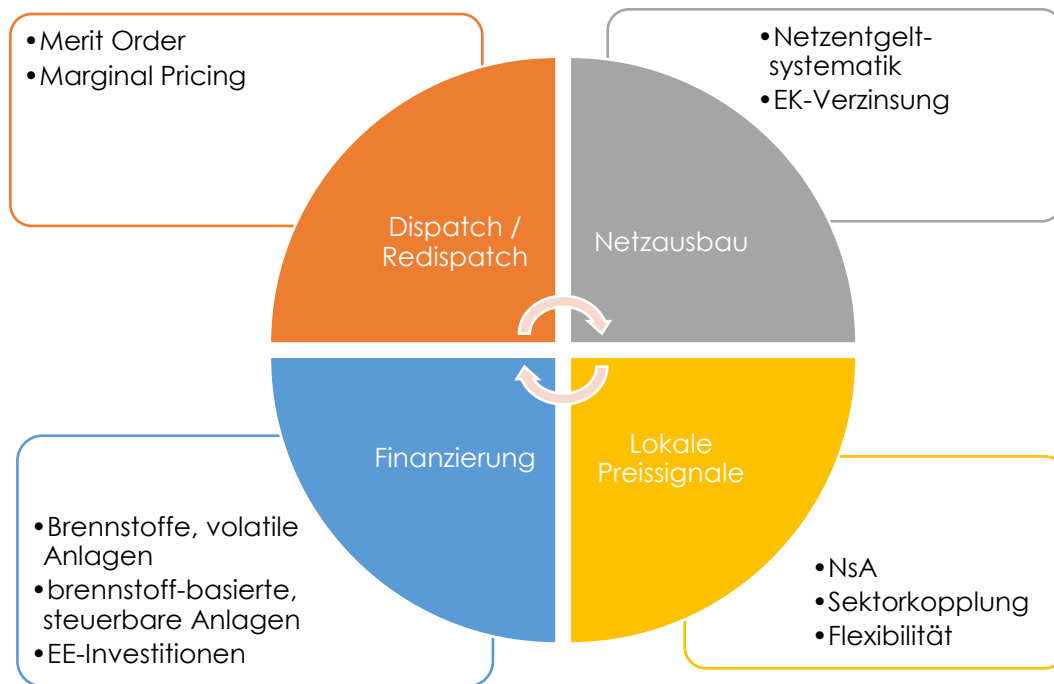
Es ergeben sich so zentrale Handlungsfelder zum Erreichen einer 100%-EE Welt, die in einem neuen Marktdesign dringend berücksichtigt werden sollten:

- Es gibt Überschusszeiten. Diese können mit den heutigen Marktregeln nicht sinnvoll adressiert werden. Dem alten Marktdesign liegt zu Grunde, dass Anlagen abgeschaltet werden, wenn die Brennstoffkosten im Verhältnis zu den Preisen zu hoch sind. Da bei den volatilen EE keine Brennstoffkosten entstehen, bedarf es einer anderen Steuerung (Nutzen statt Abregeln).
- Es gibt Zeiten mit zu wenig Erzeugung. In der Vergangenheit wurde dieser Prozess direkt von Fachleuten für relativ wenige Kraftwerke gesteuert. Nun ist der Kraftwerkspark durch ein komplexes System von Millionen von Investoren vorgegeben.

## Vier verbundene Perspektiven:

Die Handlungsfelder betreffen allgemein die folgenden Punkte:

- Dispatch/Redispatch: Findet heute nur auf ÜNB-Ebene statt. Die EE-Erzeugung wird zukünftig auf den Spannungsebenen 400V-20kV-110kV stattfinden (die H2-Stromerzeugung ggf. in Teilmengen auf 380kV). Die derzeit erkennbaren Ausbaupläne werden zunehmend lokal in sektorenübergreifenden Projekten umgesetzt. Daher bietet sich als eine resilientere Form eine überwiegend dezentrale Lösung mit lediglich einer „Restklärung“ über den ÜNB-Verbund an.
- Finanzierung: Der Aufbau und wirtschaftliche Betrieb von EE-Anlagen ist aufgrund von erheblichen Skalierungsfortschritten und wegfallenden Brennstoff- und Emissionskosten billiger als die konventionelle Technik und kann durch sektorenkopplende Verbundprojekte auch zusätzliche Effizienzen für die neuen Felder Gebäudewärme und Mobilität heben. Beide Felder werden durch die Abkehr von der billigen russischen Versorgung mit Brennstoffen und dem durch die Klimapolitik erzwungenen CO<sub>2</sub>-Preis jedenfalls teurer werden. Die EE werden absolut von Fix- (=Kapital-)kosten dominiert. Eine Finanzierung über Arbeitspreise (EEG oder CfD) trägt immer das Risiko des schwankenden Dargebotes mit den entsprechenden Risikoaufschlägen in sich. Dies verteuert die Investitionsplanung. Eine Finanzierung über Leistungspreise ist der Kostenstruktur angemessener.
- Netzausbau: Stromtransportkapazitätsmärkte oder -regulierungen sind auf der **ÜNB-Ebene** europaweit notwendig, um regionale Unterschiede in der Bewirtschaftungsmöglichkeit von Wind und Sonne je nach Flächenangebot und den Dargeboten an Wind und Sonne (auch zwischen Bundesländern oder Land-Urbanstrukturen) auszugleichen. Für Deutschland gehen wir von einer organisatorischen (**nicht eigentumsrechtlichen**) Konsolidierung des Netzbetriebs der 920 **VNBs** in Strukturen etwa der 110-KV-Netze zu ca. 36 VNBs aus. Innerhalb dieser wird wie oben ausgeführt ein nennenswertes Clearing von Angebot/Verbrauch/Speicherbewirtschaftung erfolgen.
- Lokale Preissignale: Da EE auf VNB-Ebene einspeisen, müssen mögliche Engpässe bereits auf dieser Ebene gelöst werden. Dies kann durch Ausbau von Netzen geschehen und/oder durch eine verbesserte Vor-Ort-Flexibilität. Ohne derlei Maßnahmen kommen die Erneuerbaren Energien gar nicht zum Verbraucher. Lokal wirksam sind dann die Netzentgelte der VNBs, die deshalb in den Größen Leistung und Arbeit entlang der Viertelstunde zeitvariabel werden können. Weiterhin könnten die Netzentgelte die Konfiguration hinter dem Anschlusspunkt und hier insbesondere auch die Art der verfügbaren Flexibilitäten berücksichtigen. Damit würde die Regulierung diese Flexibilitäten erfassen. Je nach Größe der Marktgebiete im Handel wird es auch marktgetriebene Flexibilitätspreissignale von den Bilanzkreisverantwortlichen geben. Die Erwartungshaltung ist, dass im zeitlichen Ablauf die Netzkollegen zuerst die Flexibilitäten sichern, die sie für einen stabilen Netzbetrieb benötigen, also 24-2h im Voraus, und dann im Verlauf der Restzeit bis online die Bilanzkreisverantwortlichen zugreifen. Hier muss eine Synchronisation mit den Netzbedingungen erfolgen.



## 1. Dispatch

- Merit Order:

Vor dem Hintergrund der Gaspreiskrise wurde verschiedentlich das Merit-Order-basierte Preisbildungssystem als Kernbestandteil des aktuellen Markt-designs in Frage gestellt. In der Tat ist dieses Prinzip aus Märkten mit speicherbaren Waren entwickelt und im Bereich 10-90% Verhältnis Angebot zu Nachfrage bewährt. Gerät dieses Prinzip jedoch an die Grenzen drüber oder darunter, entstehen ungewollte Entwicklungen, die -dann durch das Ministerium mit den Energiepreisbremsen eingefangen wurden.

Unstreitig ist jedoch die extreme Lenkungswirkung, die in der ersten Zeit hier entfaltet wurde.

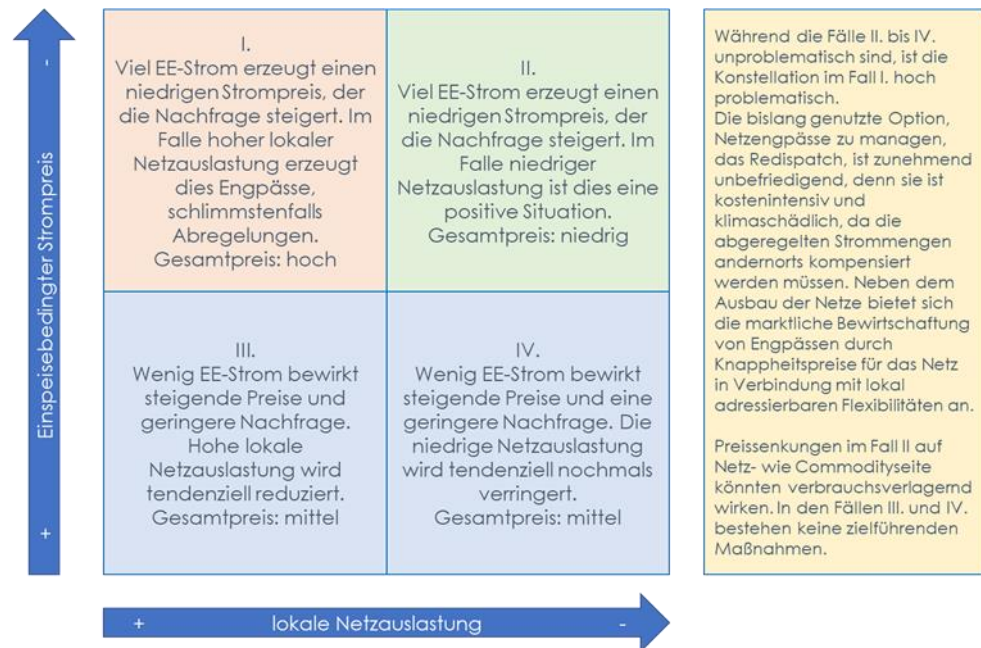
Die Arbeitsgruppe ist jedoch der Ansicht, dass der EoM-Markt wegen der EU-weiten Wirkung und auch der Notwendigkeit der noch lange betriebenen konventionellen Erzeugungsanlagen noch lange seine Berechtigung hat.

Unterhalb dieser grundlegenden These für den Erzeugungsmarkt sind weitere Fragen zu klären:

- Der Day-Ahead wird noch so lange benötigt, wie eine Brennstofflogistik geplant werden muss und die Kommunikationswege nicht zuverlässig online vorhanden sind.
- In Inselnetzen hat sich die Frequenz als alleiniger Integrator bewährt. Klar ist, dass die Reaktionszeiten sich von der Viertelstunde, die aus der Reaktionszeit von Carnotprozessen kommt, verkürzen wird und letztendlich an den Reaktionszeiten von Um- und Wechselrichtern, also mehrere Nulldurchgänge der Phasen bzw. wenige Millisekunden,

technisch orientierend werden. Dies ist netzseitig zwar schon so diskutiert, aber wegen der bestehenden Regelungen und Zwänge nicht weiter vertieft worden.

- Auf der VNB- Ebene kann die Netzspannung ebenfalls als Regelgröße genutzt werden. Hierzu wären Normen zum Aufruf von Blindleistung aus Konvertern und die hierzu notwendige per Norm vorgeschriebene Kapazität festzulegen. Hier ist auch der konkrete Anschlussort wichtig je nach Lastfluss aus Überlast durch Verbrauch oder Erzeugung.



## 2. Finanzierung

Das Merit-Order-Prinzip bietet aufgrund der Kapitalintensität von Stromerzeugungsanlagen keine hinreichenden Investitionsimpulse. Hinsichtlich ihrer Finanzierungsbedingungen lassen sich EE-Anlagen sinnvoll unterteilen in brennstofffreie, volatile Anlagen und in brennstoffbasierte, steuerbare Anlagen. Hierzu zählen auch Anlagen, die heute noch fossile Brennstoffe einsetzen, jedoch je nach Verfügbarkeit klimaneutrale Brennstoffe einsetzen können (z.B. Biomasse und grüner Wasserstoff, green fuels etc).

In der unmittelbaren Zukunft werden brennstofffreie EE-Anlagen in einem Nebeneinander aus *contract for difference* (CfDs) und *Power Purchase Agreements* (PPAs) finanziert werden. Steuerbare und zugleich auf klimaneutralen Brennstoffen basierende Anlagen zur Absicherung von Dunkelflauten bei gleichzeitig hoher Nachfrage werden übergangsweise noch mit einem flankierenden Mechanismus gestützt werden.

Ein künftiges Marktdesign, das auf möglichst wettbewerblichen Strukturen aufbaut, erfordert eine ganz neue Orientierung.

Erzeuger im zukünftigen Marktdesign: Systemplanung und Finanzierung

1. Mit der Ablösung der konventionellen Erzeugung im Produktionsportfolio sinkt der Marktpreis im Mittel und erhöhen sich die Stunden mit geringen Preisen um Null Euro. Zudem vergrößert sich die (kleine) Anzahl der Stunden des Einsatzes von Backup-Kapazitäten - zunächst noch mit Kohle und Gas, später mit H2 und teuren Lastabwürfen. Dies mindert für Wind- und Solarkraftwerke, die die dominanten Erzeuger darstellen, die Möglichkeit der Finanzierung aus dem Markt. Hinzu kämen Risikoaufschläge, die notwendig wären da die Gestalt der Marktakteure auf der Erzeugungs- und der Lastseite in einem Zeitrahmen von 20 Jahren nicht bestimmbar sein wird.
2. Die Aufgabe der Netzregelung wird an die Wechselrichter der Erneuerbaren übergehen müssen. Dies ist möglich und wurde in einer Vielzahl von Vorhaben bereits demonstriert. Hierzu gehören tatsächlich alle Komponenten.

Dass ein Systembetrieb allein mit Erneuerbaren Energien sicher erfolgen kann, war Gegenstand vieler Untersuchungen und Feld-Tests. Hier eine kurze Übersicht über die schon erprobten Maßnahmen:

- Es kann eine Spannungsregelung über eine Blindstromsteuerung stattfinden
- Es kann in begrenztem Umfang Kurzschlussstrom bereitgestellt werden. Dies war zunächst nur in kleinem Umfang möglich (Faktor 1,2). Durch Modifikationen konnte das aber wesentlich erhöht werden (Faktor 4), so dass bei einem Test an einer WKA sogar ein Rotorblatt abgeworfen wurde. Tatsächlich ist davon auszugehen, dass das derzeitige Schutzkonzept nicht übernommen werden, aber mit überschaubarem Aufwand restrukturiert werden kann.
  - EE im Inselbetrieb (Graciosa) haben gezeigt, dass der Netzbetrieb allein mit einer P-Regelung aller Wechselrichter äußerst stabil laufen kann. Hierzu wird der Chip der Systemführung dergestalt programmiert, dass der Wechselrichter nicht Pmax verfolgt sondern bei 50 Hz 95%.
  - Sinkt die Frequenz bis 49,5 Hz zieht der Wechselrichter hoch bis 100%. Steigt umgekehrt die Frequenz bis 50,05 Hz dann wird die Produktion auf 90% reduziert, sofern die derzeitige P-Regelung abgebildet wird. Für den Inselbetrieb folgt dann eine Rampe runter bis 52 Hz je nach Design.
- Insbesondere zur Netzführung im größeren Umfeld (international) und zu Stabilisierung des vermaschten Netzes wird eine Art SRL notwendig sein. Diese entsteht wie folgt: Jeder größere Park (z.B. größer 50MW) meldet in 4h-Blöcken für den Folgetag eine erwartbare Mindestleistung, die er erzeugen kann. Jeder Park fährt dann 50% seiner gemeldeten Leistung in den 4h-Blöcken. Über gesicherte Datenleitungen ist der Park mit dem ÜNB verbunden und kann nach Anforderung hoch bis auf 100% der Meldeleistung oder runter bis auf Null. Dies hat Ebenfalls Einfluß auf die Finanzierung, da die Abkehr vom „alten EEG“ mit der Arbeitsmengenförderung erzwungen wird. Ein teilabgeregelter EE-Park der insbesondere zu Zeiten eines Überschusses an Wind und Sonne eher die Aufgabe wahrnimmt das System zu stützen muss auch damit sein Geld verdienen, und das ist dann eben ein Leistungspreis.

3. Ähnlich der kommunalen Wärmeplanung wird bundesweit eine Strombedarfsplanung mit einer regionalen Auflösung vorgehalten. Dazu gehört auch bezogen auf Netzknotenpunkte eine sinnvolle Zusammensetzung der Erneuerbaren Erzeugung, der Speicherkapazitäten zur Netzstützung, und der Backup-Kapazitäten mit Brennstoffen. In geeigneten Tranchen werden dann regional EE ausgelobt. Dies erfolgt spezifiziert nach Art der Erzeugung und ggf. technischen Spezifikationen wie Schwachwindanlage oder Starkwind, Ausrichtung der PV nach Schräge oder Himmelsrichtung (ggf. Spanne) um weitere Südanlagen zu vermeiden, ggf. AgriPV etc. sowie Speicherspezifikation. Wesentlich für die Planung ist die Beurteilung nicht nach Technik sondern nach der Wirksamkeit für das System vorzunehmen. Ausgelobt will heißen: Jede Anlage, die zum Anschluss binnen einer Frist gemeldet wird, bekommt sicher Geld. Wenn die ausgelobte Menge sich füllt, wird der Tender geschlossen.

4. Der Anlagenbetreiber bekommt über den im folgenden beschriebenen Leistungspreis eine weitgehende Besicherung seiner Finanzierung. Darüber hinaus kann er weiter seinen Strom am EOM vermarkten und hat damit ein Interesse, Strom zu Zeiten zu produzieren, in denen der EOM Preise  $> 0$  bietet.

5. Ausgelobt wird ein dauerhaft bezahlter knotenpunktspezifischer Tagesleistungspreis. Damit kann die Spezifik der angeschlossenen Erzeugung regional gesteuert werden. Der Leistungspreis ist bedeutsam, da er einen Betrieb auch in teilabgeregeltem Zustand ermöglicht. Darüber hinaus bietet er für die finanzierende Bank eine Absicherung mit minimalem Risiko und wirkt somit nicht verteuernd auf die Kreditkosten. Dies ähnelt nicht zufällig dem 2000er EEG, nur dass eben die Arbeitsmengenförderung durch eine Art Systemstützungskomponente ersetzt wird.

6. Zur Überprüfung der tatsächlichen Bereitschaft kann der Netzbetreiber ein SRL-Signal senden und via Einspeisemessung die Reaktion überprüfen. Analog kann (mit einer mathematisch etwas aufwändigeren Methode) auch im Betrieb die PRL überprüft werden. Geht der Test daneben werden Tageszahlungen einbehalten.

7. Im Verlauf der Auslobungen kann und muss die auslobende Stelle die Konditionen für die nächsten Auslobungen verändern. Insgesamt ist das Verfahren wahrscheinlich eine Spur teurer als die heutigen Ausschreibungen, aber dafür ist das System wesentlich schneller, da bereits in der Entwicklungsphase die Konditionen stehen und allen Beteiligten einschließlich der Banken bekannt sind.

8. Die Leistungspreise der Erzeuger werden den Stromvertrieben in Rechnung gestellt, diese werden voraussichtlich weiterhin von den Letztverbrauchern Arbeitsmengenentgelte erheben und darüber hinaus die Flexibilitäten der Letztverbraucher short term nutzen und dies in ihr Angebot einpreisen. Der Verteilungsschlüssel von Leistungsentgelten auf die Vertriebe ist nicht ganz trivial aber mathematisch fraglos lösbar.

9. Es werden also zwei weitere Institutionen in öffentlicher Hand benötigt: Eine Systemplanungsbehörde und eine Institution, die die Geldflüsse organisiert.



### 3. Netzausbau

Natürlich gehören das Verteil- und das Übertragungsnetz für Strom (ganz ähnlich wie die Gasnetze) zum Bereich der Regulierung. Sie sind nicht Bestandteil des Marktes. Dennoch sind sie zentrale Größen des Marktdesigns. Sie sind ebenso Ermöglicher der Stromnutzung wie auch ihr limitierender Faktor. Das gilt ganz besonders in der Energiewende. Diese basiert in Deutschland ganz besonders auf Erneuerbarer Stromerzeugung aus Wind on- und offshore wie auch aus Photovoltaik.

Hierdurch ändert sich die Architektur des Stromsystems fundamental. Vor der Energiewende war das System wesentlich geprägt durch vergleichsweise wenige große Kraftwerke, deren geographische Lage mit großen Stromverbrauchern (ganz gleich ob Städte oder Industrie) wie auch mit der Transportinfrastruktur für Primärenergieträger (Flüsse, Bahnanbindungen) korrelierte. Strukturprägend kam ferner eine top-down-Systemsteuerung hinzu. Die Großkraftwerke speisten auf der Übertragungsebene ins Übertragungsnetz ein, das überdies in der Zeit vor der Energiemarktreform der späten 90er Jahre meist zum selben Konzern gehörte und von dort gesteuert wurde. Die Verbraucher entnahmen den Strom aus dem Verteilnetz beginnend bei der 110 kV-Netzebene.

Mit der Energiewende dreht sich dies nun um. Die Stromproduktion erfolgt in einer Vielzahl von Anlagen, deren Standorte nur noch zufällig mit den Großverbrauchern korrelieren. Die Einspeisung erfolgt ebenso dezentral und nahezu ausschließlich auf der Ebene der Verteilnetze – wenn man von offshore-Wind absieht. Auf Seiten der Netzinfrastruktur vollzieht sich ein fundamentaler Wandel, der erheblichen Netzausbau auf allen Netzebenen wie auch einen neuen Ansatz bei der Netznutzung erfordert, der insbesondere die 110-kV-Ebene als wichtige Drehscheibe ins Zentrum rückt.

Im Zuge der Energiewende speisen bedeutend größere Anteile einer bedeutend größeren Erzeugungsleistung auf den unteren Netzebenen bis 110 kV ein. Die EE-Ausbauziele der Bundesregierung sehen rd. 350 GW Wind onshore und PV im Jahr 2030 vor. Das bestehende Verteilnetz war auf die Ausspeisung von rd. 80 GW Höchstlast (allerdings mit Reserven) hin konzipiert und optimiert worden. Die Energiewende erfordert in weiten Teilen eine Neuorientierung hin zur Einspeisung von rd. 350 GW Erzeugung.<sup>1</sup> Dies fordert vor allem Netze in der Fläche heraus, während die Netze im Ballungsraum sich mit wachsenden Netzlasten auseinanderzusetzen haben, insbesondere aufgrund der hohen Gleichzeitigkeit bei Wärmepumpen (+ 20 bis 40 GW im Jahr 2030)<sup>2</sup> und wegen der wachsenden Anzahl an E-Fahrzeugen.

Selbst wenn – endlich – die verfügbaren Systemreserven aller Energieinfrastrukturen z.B. durch Sektorkopplung (vgl. u.) gehoben werden, wird in bislang nicht gekanntem Ausmaß und in sehr kurzer Zeit ein ganz erheblicher Netzzubaubedarf auf den unteren Spannungsebenen bis hin zu 110 kV erforderlich werden. Wir gehen von einem Ausbauvolumen in Höhe von mehr als 250 Mrd. Euro bis 2030 aus.

---

<sup>1</sup> Diese Menge wird zwar durch einen eher geringen Gleichzeitigkeitsgrad und die Möglichkeit der Spitzenkappung abgemildert, doch ist der EE-Ausbau im Jahr 2030 noch längst nicht an sein Ende gekommen.

<sup>2</sup> Öko-Institut, dena, ITG, SUER, Ifeu: Heizen mit 65 % erneuerbaren Energien – Begleitende Analysen zur Ausgestaltung der Regelung aus dem Koalitionsvertrag 2021, 3. April 2023, S. 31 ff.

Ein solcher Zubau ist unverzichtbar, um die EE-Stromerzeugung tatsächlich nutzen zu können. Er ist aber an eine ganze Reihe von nicht leicht realisierbaren Voraussetzungen geknüpft:

- Bauzeiten:

Die Erfahrung aus dem Übertragungsnetzausbau zeigt, dass die Planungs-, Genehmigungs- und Errichtungszeiten bei weitem zu lang sind. Erforderlich wäre es, den Ausbau von Stromnetzen von der Nieder- bis zur Hochspannung als vordringlichen Bedarf zu definieren.

Überdies wäre aufgrund des gravierenden Fachkräftemangels eine Ausbildungs- und Studien-Offensive sinnvoll. Die Energiewende und der entsprechende Ausbau von Infrastrukturen werden auch über 2030 hinaus ein hohes Beschäftigungspotenzial bieten.

- Investitionen:

Investitionen von deutlich über 250 Mrd. Euro ins Verteilnetz bis 2030 sind für den deutschen Kapitalmarkt ungewöhnlich und durchaus als Herausforderung zu betrachten. Über die nächsten Jahre werden die Neu-Investitionen bei vielen Unternehmen die Abschreibungen bei weitem übertreffen, so dass die Zuführung von Eigenkapital notwendig wird. Nur sehr wenige sehr große Netzgesellschaften dürften einen eigenständigen Zugang zu den internationalen Kapitalmärkten haben und auf dieser Basis u.U. in der Lage sein, ihren Kapitalbedarf zu decken.

Viele (kleinere) Gesellschaften haben diese Möglichkeiten nicht. Während die einen auf der Basis kapitalmarktorientierter Unternehmenstätigkeit und -kultur Investoren möglicherweise risikoangepasste marktübliche Renditen anbieten können, ist der Weg für die anderen versperrt. Die Frage der EK-Verzinsung stellt sich also in einer neuen Weise. Die Deckung des Bedarfs an EK für Neuinvestitionen über die Netzentgelte zu ermöglichen, ist eine – lösbare - Aufgabe für den Regulator.

Ob der EK-Bedarf am Kapitalmarkt zu decken ist, ist zugleich Folge der Abwägung zwischen den Interessen der Investoren (hohe Renditen und damit bessere Kapitalverfügbarkeit) und den Interessen der Verbraucher (niedrige Renditen und damit geringere Netzentgelte). Entscheidend wird hier sein, den Kapitalmärkten glaubhaft zu machen, dass die regulierten Renditen auch langfristig am Kapitalmarkt wettbewerbsfähig sind.

Können die wenigen sehr großen Netzgesellschaften ihren Kapitalbedarf für die notwendigen Investitionen an den internationalen Kapitalmärkten decken, ist bereits viel erreicht und der weitgehend durch den deutschen Kapitalmarkt zu deckende Bedarf der übrigen Netzbetreiber bleibt dann in einem leistbaren Rahmen.

Je kleiner die Netzgesellschaften, umso komplexer ist jedoch der Zugang zum Kapitalmarkt für diese Unternehmen. Grundsätzlich werden auch hier von potenziellen Kapitalgebern risikoangepasste marktübliche Renditen erwartet. Abgesehen von Größennachteilen, die u.U. die spezifischen Transaktionskosten bei der Finanzierung treiben, können auch Besonderheiten in der Verfasstheit dieser Unternehmen von Bedeutung sein, etwa der Wunsch, Verwässerungen zu vermeiden u.ä. Keinesfalls darf jedoch hieraus die Vermeidung von Investitionen entstehen. Sollte dies der Fall sein, bestünde ein strukturelles Problem. Zu den Strukturen, die auf die Kapitalbeschaffung von Einfluss sind, können zählen:

- Verteilnetze sind weit überwiegend in der Hand kommunaler Gesellschafter. Für diese ist das Eigentum an Anlagen der Daseinsvorsorge von überragender politischer Bedeutung, so dass sie sich selbst unter schwierigen Bedingungen nur ungern auf Miteigentümer einlassen.
- Selbst eine Mehrheitsposition unter den Anteilseignern entbindet mögliche private Anteilseigner nicht von kommunalen Auflagen (zum Zwecke der Daseinsvorsorge oder von Universaldienstleistungen); im Zweifel würden Kommunen dies schon aus ihrer politischen Verantwortung heraus entweder konzessions- oder konsortialvertraglich absichern. Dies mindert die Attraktivität für Investoren, die im Sinne ihrer eigenen Anteilseigner ausschließlich renditegetrieben sind.

Diese Besonderheiten sind grundsätzlich nicht mit höheren Renditen für die Netzbetreiber lösbar und bedrohen, sofern die Eigentümer nicht in der Lage sind, das benötigte Eigenkapital bereitzustellen, den notwendigen Netzausbau und damit die Erreichung der Klimaziele.

Hier könnten Erleichterungen (nicht höhere Renditen!) geschaffen werden, indem neue, alternative Finanzierungsquellen strukturiert werden. Damit könnte man das Dilemma lösen, dass kleinere Netzbetreiber möglicherweise höhere Kapitalbeschaffungskosten haben, die aber zu höheren Entgelten für die Verbraucher führen. Und man könnte die eher politisch motivierten Hemmnisse zur Beschaffung neuen Kapitals auflösen. Hier kommen verschiedene Instrumente in Frage, die sicher noch der weiteren Diskussion bedürfen:

- Zurverfügungstellung extrem niedrig verzinsten, EK ersetzender Mittel (etwa durch die KfW),
- Aufstellung eines staatlich organisierten und risikoabgesicherten Fonds für private Investoren. Damit können privates Kapital gesammelt und die Kapitalbeschaffungskosten gesenkt werden; der Fonds würde Eigenkapital in die Netzgesellschaften einbringen.
- Direkte Beteiligung eines staatlichen Fonds an den Netzbetreibern durch Einbringung neuen Eigenkapitals.
- Bürgerbeteiligungsmodelle (hier wäre die Voraussetzung, dass ein einfacher regulatorischer Rahmen geschaffen wird, der die es erlaubt, ein Standard-Finanzierungsprodukt mit geringen Transaktionskosten zu strukturieren. Hierbei könnten Staat und/oder KfW die Risikoposition der Anlage durch Ausfallbürgschaften reduzieren. Standardisierung und niedrigste Transaktionskosten sind bei einem solchen Modell erfolgskritisch)
- Oder eine Kombination verschiedener Modelle.

- Regulierung:

Erst jüngst wurde im Rahmen einer EnWG-Novelle der Sachverhalt des vorausschauenden Netzausbaus eingeführt. Dies ist umso nötiger, als der Netzausbau als Infrastrukturmaßnahme in aller Regel deutlich länger braucht als die Errichtung neuer EE-Einspeiser (z.B. PV) oder zusätzlicher Lasten (z.B. Wärmepumpen).

Daher ist auch das Erfordernis der Vorausschau im § 14d (EnWG)<sup>3</sup> sinnvoll. Ergänzend müssten jedoch die Netzentgeltregulierung und dort insbesondere die Kriterien des Effizienzvergleichs angepasst werden. Auch muss der erforderliche Personalzuwachs bei Netzbetreibern (Planung, Genehmigung, Bearbeitung von Anschlussbegehren etc.) auf einen erheblichen Zuwachs an Aktivitäten aller Art hin ausgerichtet werden und nicht durch Kleinteiligkeit belastet werden.

Dies ist im Ergebnis nichts anderes als ein Paradigmenwechsel in der Regulierung. Das Zielbild der Kosteneinsparung, das vor dem Hintergrund (teils unterstellter, teils realer) Überinvestitionen namentlich in Verteilnetze die Regulierungspraxis geprägt hat, muss sich wieder stärker auf den ursprünglichen Zweck der Wettbewerbsfähigkeit, der Leistungsfähigkeit und der Zuverlässigkeit der Netze konzentrieren.<sup>4</sup> Dies impliziert auch, dass u.U. vorübergehende Überinvestitionen getätigt werden.

Darüber hinaus wird die Investitionsfähigkeit von Flächennetzbetreibern in neue Stromnetze beeinträchtigt durch ggf. nötige Wertberichtigungen auf Gasnetze.

Auch sind die weitere Umsetzung der Regeln des § 14, die mögliche Beteiligung von Einspeisern an den Kosten des durch sie verursachten Netzausbaus und die regulatorische Behandlung von Speichern von Belang.

Im Vergleich zu den Netzen der niedrigen Spannungsebenen sind die Herausforderungen für die Übertragungsnetze bereits deutlich länger im Fokus – trotz ihrer im Vergleich ja keineswegs prioritären Rolle. Auch wenn die Übertragungsnetze für die Aufnahme von EE und somit für die Energiewende weitaus weniger wichtig sind, ist ihre Rolle doch wegen des (mitunter überschätzten) großflächigen Ausgleichs von EE, vor allem aber doch aufgrund ihrer Funktion im europäischen Stromhandel bedeutend.

Auch hier gilt es, den Ausbau *in time and in budget* zu realisieren. Dauerhafte Engpässe, die durch verzögerten Netzausbau, insbesondere aber Mängel im Marktdesign verursacht sind, führen zu dysfunktionalem und die Energiewende konterkarierenden Redispatch und beständig steigenden Entschädigungskosten.

In Bezug auf die Bauzeitverzögerungen ist festzuhalten, dass die Entscheidung für die Erdverkabelung der Leitungen ganz entscheidend ist. Zumindest für die Zukunft sollte dies Anlass zu realistischerer Planung sein.

---

<sup>3</sup> In Nr. 1 heißt es: „Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen haben der Regulierungsbehörde erstmals zum 30. April 2024 und dann alle zwei Jahre jeweils zum 30. April eines Kalenderjahres einen Plan für ihr jeweiliges Elektrizitätsverteilernetz (Netzausbauplan) vorzulegen. Der Netzausbauplan wird auf der Grundlage des nach Absatz 3 zu erstellenden Regionalszenarios erarbeitet, um eine integrierte und vorausschauende Netzplanung zu gewährleisten. Die Regulierungsbehörde kann Anpassungen des Netzausbauplans verlangen.“

<sup>4</sup> § 1 Abs. 2 (EnWG): „Die Regulierung der Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetze dient den Zielen der Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs bei der Versorgung mit Elektrizität und Gas und der Sicherung eines langfristig angelegten leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Energieversorgungsnetzen.“

#### 4. Lokale Preissignale und integrierte, intelligente Netznutzung

Die integrierte und intelligente Nutzung der Stromnetzinfrastruktur (und darüber hinaus anderer Energieinfrastrukturen) verhält sich komplementär zum Netzausbau. Da sich – wie oben dargestellt – sowohl die geographische Formation wie auch das Zusammenwirken unterschiedlicher Netzebenen verändern, ist es ratsam, die Art der Nutzung und der Steuerung des Netzes nicht bei der alten Formation zu belassen, sondern der neuen anzupassen. Das betrifft insbesondere das Zusammenwirken der Höchstspannungsnetze, die der Integration der Europäischen Netze dienen und die Systemsicherheit gewährleisten, mit den Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetzen, in die die EE ganz überwiegend einspeisen.

Dieser überwiegenden bottom-up-Einspeisung – Wind onshore in der Hoch- und Mittelspannung, PV in der Mittel- und Niederspannung – steht aktuell unverändert eine top-down-Steuerung des Systems gegenüber. Diese hat sich noch in der Zeit vor der Liberalisierung des Energiemarktes und vor der Energiewende herausgebildet. Noch immer ist das Übertragungsnetz der zentrale Ort der Integration von Strom in das Energiesystem. Dies resultiert aus der vor rund zehn Jahren getroffenen politischen Grundentscheidung, die notwendige Systemintegration in der Energiewende im Wege des Übertragungsnetzausbaus verbunden mit dem Korrektiv des Redispatch zu bewerkstelligen. Diese hierarchische Steuerung kollidiert jedoch immer klarer erkennbar mit der Wirklichkeit der Energiewende. Die Maßzahl dieser Dysfunktionalität sind die Kosten des Instruments des Redispatch, mit dem den Engpässen entgegengewirkt wird. Ausweislich des entsprechenden Berichts der Bundesnetzagentur aus dem Juli 2023 lagen „die vorläufigen Gesamtkosten für Netzengpassmanagementmaßnahmen (...) im Gesamtjahr 2022 bei rund 4,2 Mrd. Euro.“<sup>5</sup> Zwar ist der markante Kostenanstieg auch bedingt durch hohe Stromerzeugungskosten vor dem Hintergrund der kriegsbedingten Gaspreisentwicklung; dennoch ist davon auszugehen, dass der nötige enorme EE-Ausbau nicht allein in den Übertragungsnetzen strukturiert werden kann, sondern die unteren Netzebenen bei diesem Management an vorderster Stelle mitwirken sollten.

Solange der Netzausbau und die intelligente Bewirtschaftung von Engpässen mit dem Ausbautempo der EE nicht mithalten, sind die Abregelung von Einspeisespitzen und auch eine (kommunale) Zubausteuerung unerlässlich. Solange Flexibilität dem Ausbau voraus sind, bleiben die Übergangsprobleme lösbar. Dies beeinflusst auch den Preis von Flexibilitäten.

Um dies zu gewährleisten, sind zwei wesentliche Handlungsfelder zu bewältigen:

- Systemsteuerungsperspektive neu justieren

Die Systemsteuerungsperspektive sollte ihre einseitige Orientierung an top-down-Mechanismen zugunsten eines Gegenstromverfahrens überwinden. Vertikale Integration setzt ein Zusammenwirken der Spannungsebenen untereinander voraus. Überdies könnte auf den unteren Spannungsebenen – unter Verzicht auf die Nutzung der Höchstspannung – bereits für einen Ausgleich gesorgt werden, der explizit die Höchstspannungsebene entlasten würde.

---

<sup>5</sup> [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Engpassmanagement/Ganzjahreszahlen2022.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Engpassmanagement/Ganzjahreszahlen2022.pdf?__blob=publicationFile&v=2) (S. 4)

Kern dieses Ansatzes ist die Ermöglichung lokaler, auf Ausschreibungen beruhender Märkte für eine lokale und/oder regionale Nutzung von Flexibilität. Ziel ist es, bereits unterhalb der Ebene der Übertragungsnetze einen Ausgleich von (lokalem) Angebot und (lokaler) Nachfrage zu erreichen. Hierdurch würde der Knappheit von Netzkapazität bereits auf unteren Netzebenen Rechnung getragen.

Dies könnte etwa durch das Vorziehen des Stromverbrauchs durch bestimmte Nutzer geschehen. Die Anzahl dieser Nutzer könnte im Wege der Sektorkopplung beträchtlich erweitert werden. Voraussetzung hierfür wäre es, Knappheiten in der Infrastruktur zu bepreisen. Hierbei ist es einerlei, ob in Zeiten knapper Netzkapazitäten deren Nutzung teurer oder umgekehrt in Zeiten geringer Nutzung dies preisgünstiger zu haben wäre.

Für lokale Ausgleichsmechanismen sollte eine Mindestanzahl an Angebot und Nachfrage vorhanden sein, um Monopole zu vermeiden. Dies ist am ehesten zu erreichen, indem bei der Nutzung von lokaler Flexibilität das Hochspannungsnetz der (zunächst) genutzte Rahmen ist. Dies könnte im Rahmen der Ausgestaltung § 14 (EnWG) erfolgen.

Um die notwendige Smartness im System zu nutzen, wäre die nachhaltige Anerkennung von Kosten der Smartness (vom Anlagevermögen bis hin zum Personal) auf einfache und nachhaltige Weise in einer neuen Netzentgeltregulierung sicherzustellen. In denselben Anwendungsbereich gehören schließlich die Instrumente „Nutzen statt Abregeln“ und die Sektorkopplung.

Zentrale politische Hürde gegenüber einer solchen Erhöhung der Leistungsfähigkeit des Gesamtsystems ist eine – politisch leider verbreitete – Fehlwahrnehmung der sogenannten einheitlichen Preiszone. Denn diese setzt zwar weitgehende Engpassfreiheit voraus; aber diese Engpassfreiheit ist nicht durch den Ausbau der Übertragungsnetze und eine top-down-Systemsteuerung zu gewährleisten – schon gar nicht ausschließlich. Denn wie ausgeführt sind es ja gerade die unteren Netzebenen, die die volatilen Strommengen aufnehmen. Da aber Probleme stets am besten dort beherrschbar sind, wo sie entstehen, muss auch die Gewährleistung der Engpassfreiheit auf der Ebene der Verteilnetze erfolgen.

Denkbar sind hierfür durchaus marktliche Aushandlungsstrukturen, bei denen Knappheiten in der Netzverfügbarkeit bepreist werden. Vermiedene Einspeisung durch Vor-Ort-Nutzung erhielte einen Preis, der immer dann wirksam würde, wenn er unterhalb der Entschädigungshöhe für Abregelung liegt. Ein solches Verfahren wäre letztlich gleichbedeutend mit einem Preis, der von Erzeugern für die unbedingte Aufnahme ihres Stroms zu Zeiten von Engpässen zu zahlen wäre.

Derlei Verfahren sind keineswegs neu, und sie sind auch nicht frei von Gaming-Potenzial. Jedoch ist das Inc-/Dec-Risiko bereits zu mindern durch einen Zuschnitt solcher lokalen Flexibilitätsmärkte etwa entlang der aktuellen 110-kV-Ebene, ggf. auch darunter. Hierbei geht es allerdings weniger um technische Restriktionen, sondern um eine hinreichende Liquidität und Anbieterzahl in einer zu bestimmenden Region. Überdies wäre eine an den alternativen Redispatchkosten orientiertes Höchstgebot ein wirksames Mittel gegen strategisches Verhalten.

Das aktuell vorherrschende Paradigma des Übertragungsnetzausbaus ist nur der geringere Teil der Lösung. Die oft in Rede stehende Steuerung des

Stromsystems top-down, von der Ebene der Übertragungsnetzbetreiber aus, ist nicht einmal das – wenn man von ökonomischen Erwägungen absieht.

- Reform des Energiebepreisungssystems:

In den vergangenen Jahren wurde durch eine Vielzahl insbesondere impliziter industriepolitischer Maßnahmen (§ 19a, Besondere Ausgleichsregelung, Privilegierung der Industrie im KWKG, Abschöpfung von Effizienzgewinnen etc.) die koordinierende Wirksamkeit von Preisen im Energiesektor überdeckt.<sup>6</sup> Die nötige Reform des Systems der Energiebepreisung sollte den Fokus auf die zahlreichen dysfunktionale Elemente lenken, die den eigentlich im Mittelpunkt stehenden Preisbildungsprinzipien (Erzeugung, Netz, CO<sub>2</sub>) die Wirksamkeit nehmen. Trotz der Abschaffung der EEG-Umlage bestehen weiterhin eine Vielzahl von Ausnahmeregelungen, die problemverschärfend bei nicht-privilegierten Nutzern wirken. Dies wiederum behindert Sektorkopplungsoptionen – etwa den Einsatz von E-Heizern oder Großwärmepumpen, die EE-Strom, der ansonsten abgeregelt würde, in ein Wärmenetz bringen könnten. Überdies sollten alle klimapolitischen Lenkungselemente einheitlich auf CO<sub>2</sub> gerichtet und an den Marktpreisen für CO<sub>2</sub>-Zertifikate ausgerichtet werden.

01. Dezember 2023

Autoren:

Matthias Dümpelmann

Eberhard Holstein

Arndt Börkey

Stefan Lochmüller

Lektorat

Christine Kühnel

---

<sup>6</sup> Dies ist kein Plädoyer gegen industriepolitische Maßnahmen, sondern eines für die Erhöhung ihrer Wirksamkeit und Zielgenauigkeit!