

Konsultationsteilnahme

Strommarktdesign der Zukunft – Optionen für ein sicheres, bezahlbares und nachhaltiges Stromsystem

Investitionsrahmen für erneuerbare Energie

1. Teilen Sie die Einschätzung der Chancen und Herausforderungen der oben genannten Optionen?

Die Zukunft der Energieversorgung ist elektrisch, und die Elektrifizierung nahezu aller Sektoren wird entscheidend zur Reduzierung von Emissionen beitragen. Angesichts des steigenden Strombedarfs ist ein zügiger Ausbau der erneuerbaren Energien (EE) unerlässlich. Der Hochlauf der EE ist nicht nur wünschenswert, sondern unabdingbar, um die wachsende Nachfrage nachhaltig zu decken.

Ein neues Fördersystem für EE muss daher nicht nur den Ausbau vorantreiben, sondern auch die Volatilität der EE-Erzeugung und die Versorgungssicherheit stärker berücksichtigen. Es wird zunehmend wichtiger, dass die Förderung nicht nur auf den Ausbau abzielt, sondern auch Anreize für die systemdienliche Steuerung von EE-Anlagen schafft. Dies bedeutet, dass die Anlagen so gesteuert werden, dass sie das Stromsystem stabilisieren und zur Netzsicherheit beitragen, etwa durch flexible Einspeisung.

Gleichzeitig besteht nach wie vor eine erhebliche Investitionsunsicherheit, die dringend gelöst werden muss. Eine isolierte Betrachtung von EE-Anlagen oder flexiblen Verbrauchern allein wird dieses Problem jedoch nicht lösen. Stattdessen bedarf es eines gesamtsystemischen Ansatzes, der die verschiedenen Komponenten des Energiesystems integriert und aufeinander abstimmt. Eine mögliche Lösung könnte in der Harmonisierung von Regeln und Gesetzen liegen, die flexible Verbraucher sowie systemdienliche Stromabnehmer und Einspeiser betreffen. Dies würde die Effizienz des Gesamtsystems erhöhen und Anreize für den Ausbau von EE-Anlagen an systemdienlichen Standorten schaffen.

Wichtige Handlungsfelder müssen daher gemeinsam und übergreifend adressiert werden. Der Investitionsrahmen sollte bereits in der Planungsphase lokale Signale berücksichtigen, um eine optimale Integration der erneuerbaren Energien in das bestehende Energiesystem zu gewährleisten. Denkbar wäre auch ein Anreiz zur Glättung der Einspeisung, etwa durch intelligente Kopplung mit Speichern oder flexiblen Technologien.

Das Fördersystem sollte zudem so gestaltet sein, dass möglichst viel Kapazität ungefördert aufgebaut wird, um den Marktkräften freien Raum zu lassen. Gleichzeitig muss jedoch sichergestellt werden, dass genügend durch Förderung unterstützter Ausbau erfolgt, um die nationalen und internationalen Klimaziele zu erreichen. Nur durch eine kluge Kombination aus marktwirtschaftlichen Anreizen und gezielter Förderung können die Herausforderungen der Energiewende bewältigt und eine stabile, nachhaltige Energiezukunft gesichert werden.

2. Wie bewerten Sie die Auswirkungen der verschiedenen Optionen und Ausgestaltungsvarianten auf effizienten Anlageneinsatz und systemdienliche Anlagenauslegung? Beachten Sie dabei auch folgende Teilaspekte:

Wie relevant sind aus Ihrer Sicht Erlösunsicherheiten bei Gebotsabgabe durch Prognoseunsicherheit von Stunden mit Null- oder Negativpreisen je Option?

Keine Angabe

Wie schätzen Sie die Relevanz der Intraday-Verzerrungen durch produktionsabhängige Instrumente ein?

Keine Angabe

Welche Auswirkungen hätte eine Umsetzung der oben genannten Optionen auf die Terminvermarktung von Strom durch EE-Anlagen? Unterscheiden sich die Auswirkungen zwischen den Optionen? Erwarten Sie Auswirkungen auf die Terminvermarktung von Strom durch die Beibehaltung und Breite eines etwaigen Marktwertkorridors?

Die Rentabilität von Investitionen in Erneuerbare-Energien-Anlagen (EE) wird in der Zukunft zunehmend von zwei wesentlichen Faktoren abhängen:

Erstens spielt die Menge der vor Ort direkt verbrauchten Energie eine entscheidende Rolle. Die sogenannte Direktverwertung ermöglicht es Betreibern, Energie ohne Zwischenschaltung des Strommarkts zu nutzen, was Kosten senkt und gleichzeitig die Rentabilität der Anlage erhöht. Zweitens wird es für die Rentabilität entscheidend sein, wie viel Energie die Anlage in Zeiten niedriger EE-Erzeugung liefert. In Phasen, in denen wenig erneuerbare Energie im System vorhanden ist, steigen die Energiepreise aufgrund der höheren Nachfrage nach konventionell erzeugtem Strom. In diesen Zeiten wird der Strommarktpreis ebenfalls hoch sein, was den Ertrag der EE-Anlagen erheblich steigern kann. Umgekehrt bedeutet dies jedoch auch, dass in Zeiten hoher EE-Erzeugung, wenn das Angebot die Nachfrage übersteigt, die Erlöse voraussichtlich gering ausfallen werden. Dies liegt an den niedrigen Einspeisepreisen, die unter diesen Bedingungen vorherrschen. Die Herausforderung besteht somit darin, Investitionen so zu gestalten, dass sie trotz dieser Preisvolatilität wirtschaftlich tragfähig bleiben. Somit wird der Standort der Anlagen und ihr Design essentiell.

Insgesamt zeigt sich, dass eine strategische Ausrichtung auf die Direktverwertung und die Produktion in ertragsreichen Phasen entscheidend für den wirtschaftlichen Erfolg von EE-Anlagen sein wird. Investoren müssen diese Faktoren bei ihren Planungen berücksichtigen, um langfristig wettbewerbsfähig zu bleiben.

3. Wie bewerten Sie die Auswirkungen der verschiedenen Optionen und deren Ausgestaltungsvarianten auf die Kapitalkosten? Beachten Sie dabei auch folgende Teilaspekte:

Welche Kapitalkostenunterschiede erwarten Sie im Vergleich von einem Investitionsrahmen mit und ohne einen Marktwertkorridor?

Keine Angabe

Welche Kapitalkosteneffekte erwarten Sie durch Ausgestaltungsoptionen, die einen effizienten Anlageneinsatz und eine systemdienliche Anlagenauslegung verbessern sollen (zum Beispiel durch längere Referenzperioden, Bemessung von Zahlungen an geschätztem Produktionspotenzial oder Referenzanlagen, ...)?

Keine Angabe

4. Wie bewerten Sie die Auswirkungen der verschiedenen Optionen und deren Ausgestaltungsvarianten mit Blick auf ihre technische und administrative Umsetzbarkeit und mögliche Systemumstellung? Beachten Sie dabei auch folgende Teilaspekte:

Wie groß schätzen Sie die Herausforderungen und Chancen einer Systemumstellung ein?

Für die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende ist es entscheidend, dass der Staat weiterhin Risiken absichert und gegebenenfalls die Förderung von Investitionen in erneuerbare Energien (EE) unterstützt. Ohne diese Maßnahmen ist es unwahrscheinlich, dass die ambitionierten Ziele im Bereich der erneuerbaren Energien erreicht werden. Es braucht also einen angepassten Investitionsrahmen, der den aktuellen Herausforderungen gerecht wird und eine systemdienliche Integration mehr in den Fokus rückt.

Unabhängig davon, welche Optionen für die Förderung der erneuerbaren Energien gewählt werden, muss der Fokus stark auf der praktischen Umsetzung liegen. Neue Förderwege könnten zwar auf dem Papier vielversprechend wirken, bergen jedoch das Risiko der Marktverunsicherung und könnten zu einer Zurückhaltung bei Investitionen führen. Die beste theoretische Option ist nicht zwangsläufig die beste Wahl in der Praxis. Zudem haben Regulierungen teilweise komplexe Wechselwirkungen. Ein Beispiel dafür ist der Ausbau erneuerbarer Energien am Industriestandort im Vergleich zu den Industrienetzentgelten, die mehr Flexibilität fördern sollen. Der Ausbau von Erneuerbaren am eigenen Standort führt in der Regel dazu, dass der Stromverbrauch optimal auf den eigenen Bedarf abgestimmt wird. Das Flexibilitätspotenzial wird häufig also nicht für eine aktive Teilnahme am Markt genutzt.

Ein weiterer kritischer Punkt betrifft die mögliche Einführung einer Gebotszonenteilung. In einem solchen Fall müsste das Fördersystem auf seine Kompatibilität hin überprüft werden, da die Gebotszonenteilung erhebliche Auswirkungen auf die Höhe und die optimale Gestaltung der Förderung erneuerbarer Energien haben könnte. Dabei gilt es, einen schwierigen Balanceakt zu meistern: Einerseits sollten nachträgliche Eingriffe in die Wirtschaftlichkeit bestehender Anlagen möglichst minimiert werden, um das Vertrauen der Investoren zu erhalten. Andererseits bleibt zu prüfen, wie regionale Signale anderweitig integriert werden können.

Wie schätzen Sie die Umsetzbarkeit eines Modells mit produktionsunabhängigen Zahlungen auf Basis lokaler Windmessungen und die Umsetzbarkeit eines Modells mit einem produktionsunabhängigen Refinanzierungsbeitrag auf Basis von Wettermodellen ein?

Eine effektive Umsetzung von Erneuerbare-Energien-Projekten erfordert eine sorgfältige Analyse und Anpassung bestehender Modelle und Methoden. Eine Transformationsanalyse zur Implementierung von Locational Marginal Pricing (LMP) wurde bereits im SynErgie-Projekt untersucht. Die dabei angewandte Methodik könnte wertvolle Erkenntnisse liefern und als Grundlage für eine umfassende Betrachtung dieses Themas dienen.

Wesentlich für die erfolgreiche Implementierung solcher Modelle sind zuverlässige Prognosemodelle, die Wetterbedingungen, Verbraucherverhalten und den Netzzustand präzise vorhersagen können. Diese Modelle, zusammen mit geeigneter Messtechnik, sind bereits vorhanden. Damit wäre die technische Umsetzung von LMP und ähnlichen Preismodellen prinzipiell möglich.

Allerdings steht und fällt die Machbarkeit dieser technischen Lösungen mit einem praktikablen regulatorischen Rahmen. Dieser Rahmen muss so gestaltet sein, dass die neuen Systeme skalierbar und wirtschaftlich tragfähig sind. Ohne eine solche Skalierbarkeit könnte die Umsetzung unwirtschaftlich werden, was die Refinanzierung von Investitionen erschwert oder gar unmöglich macht. Da diese technischen Lösungen allerdings unabdingbar für das Gelingen der Energiewende sind und sich oft nicht kurzfristig rentieren, ist es entscheidend, dass regulatorische Anpassungen nicht nur den technischen Fortschritt begleiten, sondern auch die langfristige Rentabilität sicherstellen.

Investitionsrahmen für steuerbare Kapazitäten

1. Wie schätzen Sie die Notwendigkeit der Anpassungs- und Anschlussfähigkeit des Kapazitätsmechanismus für künftige Entwicklungen ein?

Die Anpassungsfähigkeit und Flexibilität eines Kapazitätsmechanismus sind entscheidend, um die langfristige Energieversorgungssicherheit zu gewährleisten. In einem sich ständig verändernden Marktumfeld muss ein solches System dynamisch auf Schwankungen in der Energienachfrage reagieren und die Integration neuer Technologien unterstützen können. Wir befinden uns derzeit in einer Übergangsphase, in der die Energieversorgung neugestaltet wird. Die Kraftwerksstrategie soll kurzfristig erste Kapazitäten schaffen, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Doch mit dem fortschreitenden Netzausbau, insbesondere dem Schließen der Nord-Süd-Lücke, wird sich die Rolle von Kraftwerkskapazitäten regional verändern.

Kapazitäten sind für den Erfolg der Energiewende von zentraler Bedeutung und müssen sich wirtschaftlich tragen. Derzeit besteht jedoch eine wachsende Forderung nach mehr Flexibilität und Kapazität im Energiesystem, während der Markt diese Entwicklung noch nicht ausreichend vorantreibt. Daher wird es zunehmend wichtiger, eine geeignete Monetarisierung von Kapazitäten zu entwickeln, um Investitionen in diesem Bereich attraktiv und rentabel zu gestalten. Hierbei ist jedoch Vorsicht geboten: Steuerbare Kapazitäten konkurrieren mit Erneuerbaren-Energien-Anlagen, und eine unkoordinierte Monetarisierung könnte die angestrebte Flexibilisierung des Energiesystems gefährden und die Investitionskosten in die Höhe treiben.

Ein ausgewogenes System muss daher entwickelt werden, das den notwendigen Ausbau steuerbarer Kapazitäten fördert, ohne den Ausbau der Erneuerbaren Energien zu behindern. Gleichzeitig wird der Ausbau von Speicherkapazitäten, insbesondere von Großbatteriespeichern, erheblichen Einfluss auf die Versorgungssicherheit haben. Prognosen zufolge könnte die Kapazität dieser Speicher bis 2030 auf 15 GW und bis 2050 auf 72 GW ansteigen. Diese Entwicklung wird nicht nur die Großhandelspreise beeinflussen, sondern auch mögliche Ausbaupfade wasserstofffähiger Gaskraftwerke.

Auch die potenzielle Trennung der Gebotszonen könnte massive Auswirkungen auf die Gestaltung eines Kapazitätsmechanismus haben. In diesem dynamischen Umfeld, das von vielen unsicheren Faktoren geprägt ist, muss ein Kapazitätsmechanismus so konzipiert sein, dass er sich flexibel an zukünftige Entwicklungen anpassen lässt, ohne umfangreiche Änderungen zu erfordern. Dabei sollte vermieden werden, mehrere parallellaufende Absicherungsmechanismen zu implementieren, die sich nicht sinnvoll ergänzen. Stattdessen ist eine kohärente und flexible Strategie erforderlich, die an sich ändernde Rahmenbedingungen angepasst werden und gleichzeitig eine stabile und nachhaltige Energiezukunft sicherstellen kann.

2. Wie bewerten Sie im ZKM die Herausforderung, den Beitrag neuer Technologien und insbesondere flexibler Lasten angemessen zu berücksichtigen, sowie das Risiko einer Überdimensionierung?

Keine Angabe

3. Mit welchen Gesamtkosten rechnen Sie für die unterschiedlichen Optionen, insbesondere für den ZKM und dem KKM?

Keine Angabe

4. Wie signifikant sind aus Ihrer Sicht die Effekte für Speicher und flexible Lasten durch die europarechtlich geforderten Rückzahlungen, die insbesondere im ZKM zum Tragen kommen?

Keine Angabe

5. Wie bewerten Sie die Synthese aus ZKM und DKM im kombinierten KKM hinsichtlich der Chancen und Herausforderungen?

Auf dem Papier bietet das Modell einige Vorteile. Gerade die Möglichkeit neben Kraftwerken auch Speicher und Lastflexibilitäten einzubinden ist aus Sicht des ZVEI begrüßenswert. Auch die Kostenvorteile durch einen (wahrscheinlich) EU-rechtlich vorgeschriebenen Abschöpfungsmechanismus sowie den Anreiz für Verbraucher die eigene Last zum Zeitpunkt von Spitzenlasten zu minimieren sind positiv zu bewerten.

Mit Blick auf die Diskussionen um eine Gebotszonenteilung aufgrund des schleppenden Netzausbaus ist die im Papier enthaltene Überlegung einer regionalen Steuerung sicherlich sinnvoll. Gerade dann, wenn eine Gebotszone beibehalten werden soll, ist es sinnvoll regionale Auswirkungen bei den Überlegungen zur Ausgestaltung zu berücksichtigen.

Ein entscheidender Nachteil des Modells ist jedoch, dass es keine Referenzmodelle gibt. Die Einzigartigkeit des Modells könnte nicht nur die beihilferechtliche Prüfung durch die EU erschweren, sondern bedeutet auch, dass potenzielle Strickfälle in der Umsetzung bisher unbekannt sind. Der jahrelang diskutierte und immer noch zu langsam verlaufende Smart-Meter-Rollout hat gezeigt, dass die „theoretisch beste Lösung“ nicht immer gleichzusetzen ist, mit der am besten umsetzbaren.

6. Wäre aus ihrer Sicht auch eine Kombination aus ZKM und KMS denkbar?

Keine Angabe

Lokale Signale

1. Welche Rolle sehen Sie für lokale Signale in der Zukunft

Lokale Signale sollten in der Zukunft eine zentrale Rolle im Strommarkt spielen, da der Wert von Strom stark von den regionalen Gegebenheiten abhängt. In Regionen mit hoher Wind- und Solarstromerzeugung ist der ökonomische Wert des Stroms oft gering, während in Gebieten mit hohem Stromverbrauch und begrenztem Angebot der Wert deutlich höher ist. Zur Ausbalancierung von Angebot und Nachfrage sollte der Preis entsprechend steigen. Das deutsche Übertragungsnetz verfügt jedoch aktuell nicht über ausreichend Kapazität, um diese regionalen Unterschiede effektiv auszugleichen. Das bestehende Strommarktdesign mit einer einheitlichen Gebotszone und das System konstanter Netzentgelte setzt kaum Anreize für eine optimierte Nutzung von Strom in Situationen mit großem Angebot.

Ein beschleunigter Netzausbau über alle Netzebenen bleibt daher oberste Priorität. Lokale Signale sollten den Netzausbau im Übertragungs- und Verteilernetz sinnvoll ergänzen. Diese Signale sind notwendig, um das gesamte Netz, einschließlich des Verteilnetzes, zu entlasten und eine systemdienliche Umsetzung der Elektrifizierung sowie des Ausbaus der Erneuerbaren Energien und Nachfrageflexibilisierung zu gewährleisten.

Lokale Signale können entscheidend sein, um die Partizipation aller Endverbraucher zu ermöglichen und das Bewusstsein für das Energiesystem zu stärken. Dennoch bringen lokale Signale Herausforderungen mit sich, wie den erhöhten Koordinationsaufwand zwischen den Verteilnetzbetreibern (VNB) und Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB). Die notwendige Technik muss in die Netzinfrastruktur integriert werden, und die Verantwortung für die Festlegung lokaler Signale sollte beim VNB oder in enger Abstimmung mit ihm liegen.

Ein weiterer wichtiger Aspekt ist die Berücksichtigung des Netzzustands bis in die Mittel- und Niederspannungsebene. Nur durch diese umfassende Betrachtung kann der Mechanismus effizient im gesamten System implementiert werden, ohne Überkapazitäten, insbesondere in den unteren Spannungsebenen, zu riskieren.

Die Diskussionen um das Gebäudeenergiegesetz zeigen, dass Eingriffe und Verbote oft nicht die gewünschten Reaktionen hervorrufen. Daher sollten marktliche Anreize für eine effiziente Nutzung und Steuerung von Energie bevorzugt werden.

Insgesamt bieten lokale Signale eine vielversprechende Möglichkeit, die Energiewende voranzutreiben. Sie erfordern jedoch sorgfältige Planung und Umsetzung, um sicherzustellen, dass sie die gewünschten Effekte erzielen, ohne das System zu überlasten. Lokale Signale sollten dabei die Situation im Stromnetz abbilden, was dessen Transparenz umso wichtiger macht. Dabei können sie je nach ihrer Implementierung darauf abzielen, systemdienliche Standorte anzureizen oder ein systemdienliches Verhalten.

2. Welche Vor- und Nachteile bestehen bei den vorgestellten Optionen für lokale Signale?

Die Skalierung von Technologien auf Verbraucherseite erfordert eine Harmonisierung technischer Bedingungen und Mechanismen, um den Ausbau zu beschleunigen und Grundvoraussetzung für Standardisierung zu schaffen. Nur ein harmonisiertes Anforderungsfeld, das von lokalen Einzelvorgaben absieht, ermöglicht es Herstellern, Flexibilitätsoptionen zu skalieren und schneller zu integrieren.

Ein langfristiger, systemdienlicher Marktmechanismus oder ein entsprechendes Netzentgeltinstrument bietet mehr Planungssicherheit als isolierte Einzelprojekte. Regionale Förderprogramme hingegen weisen begrenzte Technologieoffenheit auf und erschweren die Harmonisierung, was die Skalierung einschränkt. Oft berücksichtigen diese Programme nicht das deutsche oder gar europäische Gesamtsystem, sondern vor allem lokale Bedürfnisse. Projekte erfordern folglich eine erneute Überprüfung am Ende und ein neues Konzept für die Zeit danach. Dies verzögert den Ausbau und verkürzt den langfristigen Planungszeitraum.

Lokale Netzentgelte bringen spezifische Herausforderungen, wie den Fokus auf die Last und Verzerrungen durch netzentgeltbefreite Technologien, mit sich. Verbraucher, die Strom beziehen und einspeisen, könnten Unsicherheiten bezüglich der Deckung ihrer Anfangsinvestitionen und Betriebskosten durch reduzierte Netzentgelte haben. Die Abstimmung der Netzebenen, der Informationsaustausch zwischen Verteilnetz- und Übertragungsnetzbetreibern sowie die Vermeidung von Diskriminierung sind weitere Hürden. Obwohl lokale Netzentgelte Anreize für netzdienliches Verhalten bieten, fehlen Erfahrungswerte, was zu Planungsunsicherheiten führt. Daher sind ein stabiler Regulierungsrahmen und Unterstützung investierender Stakeholder essenziell.

Redispatch-Mechanismen zielen primär auf das Übertragungsnetz ab und entlasten das Verteilnetz nicht zwangsläufig, dementsprechend müssen Verteilnetzbetreiber bei der Umsetzung eingebunden werden. Mit der Integration kleinerer Anlagen wird die Umsetzung immer komplexer und muss wirtschaftlich tragbar bleiben. Dabei ist die Refinanzierung der technischen Anlagen attraktiv zu gestalten, sodass keine Einstiegshürden für kleinere Anlagen geschaffen werden. Auch müssen weiterhin Aggregationsmöglichkeiten von Anlagen ermöglicht werden.

Anreize für gekoppelte Systeme, die sowohl Strombezug als auch -abgabe berücksichtigen, sind notwendig. Bei der Kopplung von Netzentgelten an die Marktpartizipation muss das lokale Netzzustandsbild berücksichtigt werden. Je granularer die Regelungen für einzelne Verbrauchsgruppen, desto komplexer wird die Umsetzung und desto geringer die Harmonisierung. Anreize für netzdienliches Flexibilitätsmanagement, Eigenversorgung und PPAs können in Konkurrenz zueinanderstehen und müssen daher gut abgestimmt werden.

Marktpreisbasiertes Verhalten wird nur dann netzdienlich sein, wenn der Marktpreis den Netzzustand widerspiegelt.

Die Aufteilung in Gebotszonen birgt das Risiko steigender Strompreise für südliche Industrien, während im Norden volatilere Preise erwartet werden, die eine Anpassung der Verbraucher erfordern. Mechanismen, die eine solche Entwicklung mit sich bringen, müssen deshalb eingehend geprüft werden. Generell muss darauf abgezielt werden, dass Verbraucherverhalten netzdienlich wird. Dementsprechend muss das zukünftige Strommarktdesign den Netzzustand einbeziehen. Eine direkte Integration lokaler Signale in den Markt könnte dabei eine weitere Möglichkeit sein.

3. Welche Ansätze sehen Sie, um lokale Signale im Strommarkt zu etablieren, um sowohl effizienten Einsatz/Verbrauch als auch räumlich systemdienliche Investitionen anzureizen?

Um die Effizienz und Stabilität des Strommarktes weiter zu verbessern, ist es notwendig, über die reinen Stromgestehungskosten hinauszugehen und zusätzliche Preisbestandteile zu berücksichtigen. Es wäre zu diskutieren, wie sich eine Transmissionskomponente integrieren ließe. So eine Komponente könnte sicherstellen, dass die Kosten für die Stromübertragung transparenter und gerechter verteilt werden, basierend auf den tatsächlichen Belastungen und Kapazitäten des Netzes. Dadurch könnten Engpässe gezielter gemanagt und die Netzstabilität langfristig gewährleistet werden. Geklärt werden müsste, wie und durch wen der Preis für diese Komponente ermittelt wird.

Darüber hinaus sollte der Markt auch systemdienliche Standorte und die Nutzung von Speichern, die eine dämpfende Wirkung auf Netzschwankungen haben, stärker einbeziehen. Die geografische Platzierung von Erzeugungsanlagen und Speichern kann erheblich zur Netzstabilität beitragen, indem Stromflüsse optimiert und Überlastungen vermieden werden. Ein systemdienlicher Einsatz von Speichern könnte außerdem dazu beitragen, überschüssige Energie effizient zu speichern und in Zeiten hoher Nachfrage bereitzustellen, was die Resilienz des gesamten Stromsystems erhöht.

Zusätzlich zu diesen Maßnahmen bieten Mechanismen wie nodale Preissysteme und interruptible load tariffs (unterbrechbare Lasttarife) weitere Möglichkeiten. Nodalpreise, die lokal variieren und die Netzbedingungen an verschiedenen Punkten des Stromnetzes widerspiegeln, könnten als Anreiz für eine dezentrale Energieerzeugung und -nutzung dienen. Unterbrechbare Lasttarife hingegen bieten die Möglichkeit, Verbraucher finanziell zu belohnen, wenn sie ihre Lasten in Zeiten hoher Netzbelastung flexibel anpassen. Diese Mechanismen würden nicht nur zur Netzstabilität beitragen, sondern auch den Verbrauchern und Erzeugern eine größere Flexibilität und Kosteneffizienz ermöglichen.

Durch die Kombination dieser Ansätze könnte der Strommarkt nicht nur wirtschaftlicher, sondern auch robuster und zukunftsfähiger gestaltet werden. Insbesondere die Berücksichtigung des Netzzustands im Preismechanismus sowie die gezielte Förderung systemdienlicher Standorte und Technologien würden dazu beitragen, die Energiewende effizient und nachhaltig voranzutreiben.

Kernfrage wird die benötigte Granularität von lokalen Signalen bilden, die notwendig ist, um eine netzentlastende Wirkung zu entfalten.

4. Welche Gefahren sehen Sie, wenn es nicht gelingt, passende lokale Signale im Strommarkt zu etablieren?

Wenn es nicht gelingt, passende lokale Signale im Strommarkt zu etablieren, sind erhebliche Auswirkungen für das Stromsystem und das Gelingen der Energiewende bzw. deutlich höhere Kosten aufgrund von notwendigen Ausgleichsmaßnahmen zu erwarten. Lokale Signale bieten eine Möglichkeit, die Gleichzeitigkeit des zusätzlichen Stromverbrauchs durch elektrifizierte Lasten zu verteilen und somit Netzengpässe zu verhindern. Diese Engpässe würden nicht nur die Versorgungssicherheit gefährden, sondern auch die Netzausbaukosten erheblich erhöhen, da die Netze ohne lokale Signale nicht optimal austariert werden können. Die dringend notwendige Entlastung der Netze wäre somit nicht möglich. Dies würde zum Ausbremsen der Netzanschlussgenehmigungen für Erzeugungsanlagen und Steuerbare Verbraucher führen. Gegeben falls würde ein Zuspitzend er Lage schlussendlich dazu führen, Verbraucher zu netzdienlichen Verhalten zu verpflichten, statt von Anfang an eine freiwillige Partizipation anzureizen.

Zudem fehlt es den Verbrauchern an zusätzlichen Anreizen, systemdienlich zu agieren. Dies ist in zweifacher Hinsicht problematisch: Zum einen könnten die Verbraucher nicht von günstigen Tarifen profitieren, was die Akzeptanz für die Energiewende senkt, und zum anderen würden die Systemkosten unnötig hoch bleiben. Diese hohen Kosten würden nicht nur private Verbraucher belasten, sondern könnten auch die

Wettbewerbsfähigkeit des Standorts Deutschland beeinträchtigen, insbesondere durch weiterhin hohe Redispatchkosten.

Lokale Signale können zudem zusätzliche Investitionsanreize für Flexibilisierungstechnologien wie Energiespeichersysteme bieten. Dies könnte Deutschland im internationalen Wettbewerb um Innovationen zurückwerfen und den Hochlauf solcher Technologien verlangsamen.

Ein weiterer Nachteil wäre das verpasste Potenzial, von Grünstromüberschüssen zu profitieren. Viele Unternehmen, die ehrgeizige Klimaziele verfolgen, suchen gezielt nach Standorten, an denen sie lokalen Grünstrom nutzen können. Ohne geeignete lokale Signale könnten diese Unternehmen jedoch nicht von günstigen Preisen durch Grünstromüberschüsse profitieren, was ihre Standortwahl negativ beeinflussen könnte.

5. Wie können lokale Preissignale möglichst einfach ausgestaltet werden, um neue Komplexität und etwaige Umsetzungsschwierigkeiten zu reduzieren?

Die technische Implementierung verschiedener Flexibilitätsmechanismen sollten, soweit möglich, harmonisiert werden, um Synergien zu schaffen und unnötige Doppelstrukturen zu vermeiden. Dies würde nicht nur die Komplexität reduzieren, sondern auch die Kosten senken und die Implementierung beschleunigen.

Ein vielversprechender Ansatz zur Förderung systemdienlichen Verhaltens sind dynamische Peak-Pricing-Mechanismen. Diese Preismechanismen könnten entweder auf den individuellen Spitzenverbrauch des eigenen Anschlusses oder, noch besser, auf den voraussichtlichen Peak an der nächstgelegenen Transformatorstation oder der zugehörigen Leitung ausgelegt sein. Die letztere Variante hätte den Vorteil, dass sie eine breitere Netzstabilisierung ermöglicht, indem sie Verbraucher dazu anregt, ihren Energieverbrauch in Zeiten hoher Netzauslastung zu reduzieren. Dies würde nicht nur die Last auf das Netz verringern, sondern auch die Notwendigkeit für kostspielige Netzverstärkungen minimieren.

Durch die Einführung solcher dynamischen Preismodelle, die auf die technischen und operativen Anforderungen des Netzes abgestimmt sind, könnte der Strommarkt flexibler und resilienter gestaltet werden. Gleichzeitig würden diese Mechanismen den Verbrauchern wirtschaftliche Anreize bieten, um ihr Verbrauchsverhalten anzupassen und damit zur Stabilität des gesamten Stromnetzes beizutragen. Diese Ansätze könnten einen wesentlichen Beitrag dazu leisten, die Energiewende effizient und nachhaltig voranzutreiben, indem sie die Integration erneuerbarer Energien und dezentraler Erzeugung weiter unterstützen.

Nachfrageseitige Flexibilitätspotenziale heben

1. Stimmen Sie der Problembeschreibung und den Kernaussagen zu?

Der ZVEI stimmt der Problembeschreibung zu. Mit dem wachsenden Einsatz wetterabhängiger Stromerzeugung, wie Photovoltaik und Windkraft, steigt der Bedarf an Flexibilität im Stromsystem. Diese Flexibilität kann durch Erzeugungs- und Lastmanagement sowie durch Speicher bereitgestellt werden. Aktuell ist das System jedoch nicht auf die Flexibilitätspotenziale von Speichern, Wärmepumpen und Elektroautos ausgelegt. Bereits jetzt könnten, ohne Komforteinbußen, beträchtliche Systemkosten eingespart werden, wenn dynamische Stromtarife und variable Netzentgelte umfassend genutzt würden. Ein "intelligent" geladenes Elektroauto verursacht etwa dreimal geringere Systemkosten als ein "konventionell" geladenes. Laut Agora Energiewende könnten durch die optimierte Nutzung von Heimspeichern, Wärmepumpen und Elektroautos Einsparungen von bis zu 4,8 Milliarden Euro jährlich erzielt werden.

Auf der Verteilnetzebene sollte angestrebt werden, dass lokale Netze möglichst autark agieren. Der vor Ort erzeugte Strom sollte idealerweise direkt verbraucht oder gespeichert werden. Lokale Flexibilitätspotenziale sollten genutzt werden, um Engpässe im Netz zu vermeiden und den Netzausbaubedarf zu reduzieren.

Auf der Übertragungsnetzebene geht es um den Ausgleich großer Mengen erneuerbarer Energien über weite Regionen. Flexibilitätspotenziale sollten hier genutzt werden, um Redispatch-Probleme zu verringern und Engpassmanagement zu ermöglichen. Auch Flexibilitätspotenziale aus Verteilnetzen können hierfür genutzt werden, jedoch nur innerhalb der durch lokale Verteilnetze gesetzten Grenzen. Ein besseres Monitoring und ein intensiverer Austausch der Netzsituationen zwischen Netzbetreibern sind dafür unerlässlich.

Ein wichtiger Aspekt ist die räumliche Verteilung der erneuerbaren Erzeugung. Verbrauchernahe Erzeugung wird bevorzugt, um den Bedarf an Übertragungskapazitäten zu verringern. Anreize, wie etwa über Netzentgelte, könnten dazu beitragen, dass auch weniger energetisch günstige Standorte wettbewerbsfähig werden, da sie den Bedarf an Übertragungsnetzen verringern. Dies würde zu einer gleichmäßigeren Verteilung von EE-Anlagen führen und die Versorgungssicherheit erhöhen, da die Abhängigkeit von Wetterbedingungen durch eine breitere geografische Streuung verringert wird.

Die Förderung flexiblen Verhaltens im Strommarkt steht vor der Herausforderung, netzdienliches Verhalten zu integrieren. Es müssen technische und finanzielle Anreize geschaffen werden, um Flexibilität attraktiv zu machen. Derzeit bieten langfristige, weniger flexible Verträge oft mehr Planungssicherheit. Trotz verfügbarer technischer Lösungen fehlt ihre umfassende Marktintegration. Die Kosten der Anfangsinvestition (z.B. für die Anpassung der Anlagen) und die operativen Kosten (z.B. für den flexiblen Betrieb) müssen durch das Anbieten von Flexibilität gedeckt werden.

Es ist wichtig, dass sich die Investitionen in Flexibilität sowohl in der Anfangsphase als auch im laufenden Betrieb lohnen, etwa durch die Netzfähigkeit, Flexibilität sinnvoll zu nutzen. Das Optionenpapier vernachlässigt die Wechselwirkungen zwischen verschiedenen Märkten und deren Zusammenspiel, wie etwa die Herausforderungen durch Systemdienstleistungen im Verteilnetz.

2. Ist die Liste der Aktionsbereiche vollständig und wie bewerten Sie die einzelnen Aktionsbereiche?

Aktionsbereich 1

Dynamische Strompreistarife werden bereits heute angeboten und sind dank des GNDEW ab 2025 Pflicht vielen Anbieterportfolios. Hier sollte der Fokus also auf Umsetzung gelegt werden und auf den notwendigen Rahmen wie einen raschen Smart-Meter-Rollout. Allerdings, die Einführung zeitvariabler und dynamischer Tarife sollte dabei nicht auf den vollständigen Rollout der Smart Meter Gateway (SMGW) warten. Bereits vorhandene Messeinrichtungen sollten anerkannt werden. Neben der Hardware sind auch Softwarelösungen für Steuerung, Monitoring und Prognosen erforderlich.

Aktionsbereich 2

Zwar entlastet der marktgetriebene Einsatz von Flexibilität heutzutage tendenziell das Verteilnetz doch können Marktsignale auch Engpassverstärkend wirken. Das volle Potenzial dezentraler Flexibilität kann nur gehoben werden, wenn sowohl auf Marktsignale als auch Netzsignale reagiert werden kann. Intelligent genutzte Flexibilität kann dabei den Netzausbaubedarf reduzieren oder zumindest zeitlich nach hinten strecken. Eine Überarbeitung der Netzentgeltsystematik ist notwendig, insbesondere hinsichtlich der Granularität der Netzzustandsabbildung und der Harmonisierung von Ein- und Ausspeise-Flexibilitäten. Eine EU-weite Harmonisierung wäre wünschenswert, wobei Deutschland aktiv eingebunden werden sollte.

Aktionsbereich 3

Die Industrie verbraucht jährlich etwa 670 TWh Endenergie (2022) und bietet großes Flexibilitätspotenzial. Studien zeigen, dass die Industrie bei Stromüberschuss kurzfristig die Nachfrage um 3,6 GW erhöhen und bei Knappheit um bis zu 5 GW senken kann. Über längere Zeiträume sind Anpassungen um 1,5 GW nach oben oder 3,3 GW nach unten möglich. Dennoch bieten die starren Regelungen des § 19 Abs. 2 StromNEV wenig Anreize für netzdienliches Verhalten, da kontinuierlich hoher Verbrauch honoriert wird, unabhängig vom Nutzen für das Energiesystem.

Unterstützung für die stromintensive Industrie im internationalen Wettbewerb ist wichtig. Wo aufgrund technischer Rahmenbedingungen flexibler netz- bzw. systemdienlicher Betrieb nicht möglich ist (z. B. Wafer-Produktion), muss es Entlastungen geben. Änderungen der Regelungen dürfen diese Unternehmen nicht benachteiligen, sollten aber Anreize für Investitionen in Flexibilität und Effizienz schaffen. Die Regelungen zu individuellen Netzentgelten müssen zunehmend das netz- bzw. systemdienliche Verhalten erleichtern, um auf den steigenden Anteil erneuerbarer Energien reagieren zu können.

Die netzdienliche Nutzung von Flexibilitäten erfordert eine umfassende Betrachtung aller Optionen, wie lokale Märkte zur Bewältigung regionaler Engpässe und Märkte für Systemdienstleistungen wie Frequenzregelung. Die Integration lokaler Signale in den Spotmarkt und dynamische Netzentgelte könnten Flexibilitäten besser steuern und Anreize für netzdienliches Verhalten schaffen. Interruptible Load Tariffs bieten zusätzliche Anreize, um Lasten bei hoher Netzlast zu reduzieren.

Diese Mechanismen sollten europäisch diskutiert werden, um Synergien zu identifizieren. Wichtig ist der Zugang kleiner Verbraucher zu Systemdienstleistungen. Märkte müssen so gestaltet werden, dass sie

Flexibilitäten erleichtern und Missbrauch verhindern. Netzdienlichkeit muss für Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber gleichermaßen gelten, um ein kohärentes System zu schaffen.

Jenseits der Netzentgeltthemen, deren Einführung und Ausgestaltung in die Zuständigkeit der unabhängigen Regulierungsbehörde fallen:

Verschiedene Märkte, Flexibilitätsprodukte und Flexibilitätsmechanismen beeinflussen sich gegenseitig und müssen in ihrer Ausgestaltung so aufeinander abgestimmt werden, dass sie netzdienlich wirken. Dafür sind sowohl Transparenz als auch eine effektive Steuerung auf Netzseite unerlässlich. Der notwendige Ausbau der Infrastruktur erfordert jedoch nicht nur den Einsatz von intelligenten Messsystemen (SMGWs). Vielmehr muss eine umfassende Infrastruktur geschaffen und Messtechnik an zentralen Knotenpunkten des Netzes ausgerollt werden. Zusätzlich sind geeignete Softwarelösungen – wie Steuerungsfunktionen, Monitoring-Tools und Prognoseinstrumente – notwendig, um diese Prozesse zu unterstützen. All diese Maßnahmen müssen kurzfristig, also in den kommenden Jahren, implementiert und refinanziert werden. Wir brauchen daher eine Netzinfrastruktur, die die Nutzung von Flexibilitäten aktiv unterstützt. Dafür sind Investitionen in Messtechnik und Software auf Seiten der Netzbetreiber unverzichtbar.

3. Welche konkreten Flexibilitätshemmnisse auf der Nachfrageseite sehen Sie und welche Lösungen?

Auf der Nachfrageseite bestehen mehrere Hemmnisse, die die Flexibilisierung des Strommarktes behindern. Ein zentrales Problem ist der schleppend verlaufende Smart-Meter-Rollout. Ohne eine flächendeckende intelligente Infrastruktur (am Netzanschlusspunkt, aber auch Im Netz) können Flexibilitätsmaßnahmen nicht effektiv umgesetzt werden, da die notwendige Datenbasis für eine dynamische Steuerung des Verbrauchs fehlt. Ein weiteres Hindernis ist die derzeitige Definition von Speichern, die ihrer Rolle im Energiesystem nicht gerecht wird. Die Einstufung sowohl als Erzeuger als auch als Verbraucher führt zu Ausnahmeregelungen, die Planungssicherheit und Investitionsbereitschaft hemmen, besonders in Bezug auf die Netzentgeltbefreiung.

Im Bereich der industriellen Flexibilität setzen die Regelungen in §19 Abs. 2 der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) falsche Anreize. Die Regelungen müssen so angepasst werden, dass sie tatsächlich Flexibilität fördern, ohne die Wettbewerbsfähigkeit der international tätiger, stromintensiver Unternehmen negativ zu beeinflussen. Die mangelnde Belohnung für netzdienliches Verhalten führt dazu, dass Verbraucher weniger motiviert sind, in Flexibilitätssfähigkeiten zu investieren. Dies hemmt die notwendige Anpassung der Infrastruktur.

Auf der Verbraucherseite fehlen Anreize, um das Flexibilitätspotenzial durch Wärmepumpen oder Elektroautos zu nutzen. Heimspeicher werden oft systemschädlich statt systemdienlich verwendet, was auf das Fehlen dynamischer Tarife und variabler Netzentgelte zurückzuführen ist. Zudem gibt es Ängste vor Komforteinbußen, etwa durch den verstärkten Zugriff auf Heimspeicher durch den Netzbetreiber, die durch umfassende Aufklärung und Kommunikation abgebaut werden müssen.

Die Koordination zwischen verschiedenen Märkten ist entscheidend für die effiziente Nutzung von Flexibilitäten. Märkte für Systemdienstleistungen, lokale Märkte und andere relevante Plattformen müssen harmonisiert werden, um eine optimale Nutzung von Flexibilitäten zu gewährleisten. Eine unzureichende Koordination kann zu Ineffizienzen und Konflikten führen.

Ein weiterer wichtiger Aspekt ist die Reduzierung der Eintrittshürden. Harmonisierte Prequalifizierungsprozesse könnten mehr Akteure in den Markt für Flexibilitäten integrieren und so zur Netzstabilität beitragen. Auch die Refinanzierung ist von Bedeutung: Netzbetreiber benötigen klare Refinanzierungsmodelle und Investitionssicherheit, um in die notwendige Flexibilitätsinfrastruktur zu investieren.

Zusammenfassend müssen Hemmnisse durch gezielte Maßnahmen adressiert werden: Ein beschleunigter Smart-Meter-Rollout, klare Regelungen für Speicher, angepasste Anreize für industrielle Flexibilität, dynamische Tarife für Verbraucher sowie umfassende Aufklärung sind notwendig, um die Akzeptanz für Flexibilitätsmaßnahmen zu erhöhen und die Netzstabilität zu sichern.

4. Welche konkreten Handlungsoptionen sehen Sie?

Die Harmonisierung von Anforderungen und Prozessen zur Nutzbarmachung von Netznutzerflexibilitäten muss sowohl national als auch EU-weit vorangetrieben werden.

Infrastruktur wie geeignete Prognosemodelle, die Wetterbedingungen, das Verhalten von Netznutzern sowie den aktuellen Netzzustand zuverlässig vorhersagen können, muss aufgebaut werden. Eine genaue Kenntnis des Netzzustands, nicht nur an den äußeren Grenzen des Systems, sondern auch an kritischen Knotenpunkten bis hinunter zur Niederspannungsebene, ist essenziell für ein netzdienliches Verhalten.

Dynamische Tarife sollten, über die Einführungspflicht des § 41 EnWG hinaus, schnell und flächendeckend zum Einsatz kommen. Um Akzeptanz und soziale Gerechtigkeit zu gewährleisten, sollten dynamische Stromtarife ein Absicherungsinstrument enthalten, das Lastflexibilisierung und Energiesparen fördert, ohne die Preissicherheit für Verbraucher zu gefährden.

Netzentgelte spielen eine entscheidende Rolle. Kurzfristig sind statisch-zeitvariable Verteilnetzentgelte sinnvoll. Mittelfristig sollten diese weiterentwickelt werden, um kurzfristige Wettersituationen zu berücksichtigen und durch situative Leistungspreise ergänzt zu werden. Eine schnelle Anpassung der Netzentgelte, idealerweise durch eine Integration des regionalen Netzzustands in den Marktpreis ist erforderlich.

Industrielle Flexibilität muss, bei Beibehaltung der Wettbewerbsfähigkeit, gezielt gefördert werden. In dem Kontext bietet sich bei der notwendigen Änderung des § 19 Abs. 2 StromNEV beispielsweise die Ausweitung der von der Strompreiskompensation begünstigten Industriezweige auf weitere stromintensive Produkte (z.B. NACE 26.11) an. Entlastungen sollten in jedem Fall (a) Investitionen in Energieeffizienz nicht bestrafen, (b) von starren Stundenvorgaben abrücken und (c) keine Schlechterstellung für die ohnehin belastete Industrie bedeuten. Unternehmen, die eine Netzentgeltreduzierung in Anspruch nehmen, müssen nachweisen, dass sie Klimaschutz- und Energieeffizienzmaßnahmen umsetzen. Unternehmen, die derzeit ein reduziertes Netznutzungsentgelt nach § 19 Abs. 2 StromNEV in Anspruch nehmen, sollten dies weiterhin unbefristet tun können, auch wenn sie nicht in den Anwendungsbereich der Strompreiskompensation fallen. Dabei sollten Effizienzsteigerungen, die dazu führen, dass die Nutzungsstunden unter 7000 sinken, verpflichtend umgesetzt werden, ohne dass die reduzierten Netzentgelte für die verbleibenden Nutzungsstunden entfallen.

Technologieoffenheit im Netzbetrieb und bei Kommunikationswegen ist entscheidend, um die Flexibilität bei der Auswahl von Technologien zu bewahren.

Die Flexibilitätsagenda sollte explizit Experten einbeziehen, die an der Erarbeitung des Network Code Demand Response auf EU-Ebene beteiligt sind. Diese Expertise sollte frühzeitig in nationale Diskussionen eingebunden oder direkt auf EU-Ebene eingebracht werden.

Time-of-Use-Tarife bieten einen pragmatischen und leicht umsetzbaren Ansatz, um die Strommarktstruktur flexibler und effizienter zu gestalten, und sollten daher ein integraler Bestandteil der Flexibilitätsstrategie sein.

Kontakt

Mark Becker-von Bredow • Bereichsleiter Elektrifizierung und Klima

E-Mail: mark.becker@zvei.org

Jonas Rex-Quincke • Senior Manager Elektrifizierung und Klima

E-Mail: jonas.rex-quincke@zvei.org

ZVEI e. V. • Verband der Elektro- und Digitalindustrie • Charlottenstraße 35/36 • 10117 Berlin

Lobbyregisternr.: R002101 • EU Transparenzregister ID: 94770746469-09 • www.zvei.org

Datum: 06.09.2024