



Ein zukunftsfähiges Energiamarktdesign für Deutschland

Positionspapier

I. Ausgangssituation

Die klimapolitischen Ziele für den Zeitraum 2020 bis 2050 sind gesellschaftlich grundsätzlich akzeptiert: bis 2050 Senkung der Treibhausgasemissionen um mindestens 80 Prozent, Erhöhung des Erneuerbare-Energien-Anteils am Bruttostromverbrauch auf mindestens 80 Prozent und Senkung des Primärenergieverbrauchs um 50 Prozent sowie Aufwuchs der Stromerzeugung aus KWK bis 2020 auf 25 Prozent.

Die kommunalwirtschaftlichen Unternehmen in Deutschland können als wesentliche Akteure im Transformationsprozess entscheidend dazu beitragen, dass erneuerbare Energien und Energieeffizienzmaßnahmen, hocheffiziente, konventionelle Back-up-Kraftwerke und Speicherkapazitäten mittel- und langfristig tragende Elemente im zukünftigen Energiesystem werden.

Politik, Wirtschaft, Umwelt- und Verbraucherverbände sowie Wissenschaft und Öffentlichkeit erörtern seit knapp zwei Jahren entlang verschiedener Konzepte und unterschiedlicher Instrumente, wie der Umstrukturierungsprozess des Energiesystems ordnungspolitisch unterstützt werden kann, um auch zukünftig jederzeitige Versorgungssicherheit für Haushaltskunden und Wirtschaft zu sozial- und wirtschaftsverträglichen Preisen zu gewährleisten, die Fortentwicklung eines nachhaltigkeitsgerechten Energiesystems zu befördern und für die Energiewirtschaft dauerhaft planungssichere Investitionsbedingungen zu schaffen.

Zur Bewältigung dieser Herausforderungen haben die Beratungsunternehmen enervis und BET im Auftrag des VKU ein wertschöpfungsstufenübergreifend integriertes Gesamtkonzept für eine Weiterentwicklung der regulatorischen und marktlichen Mechanismen entwickelt.

II. Aus den Untersuchungsergebnissen lassen sich die folgenden politischen Handlungsempfehlungen für die Themenfelder Leistungsmarkt, Förderung erneuerbarer Energien sowie Netzinfrastruktur ableiten:

1. Einführung eines Leistungsmarkts

Für die Bereithaltung gesicherter Leistung (Kraftwerke, Speicher) erhalten Anlagenbetreiber zukünftig sogenannte Leistungszertifikate und damit eine zusätzliche Erlös-komponente. Der Preis für diese Zertifikate ergibt sich aus dem Handel an einem hierfür einzurichtenden Marktplatz.

1. Beschreibung

Der heutige Strommarkt vergütet ausschließlich die Bereitstellung von elektrischer Arbeit (Kilowattstunden) und sendet langfristig nicht ausreichend wirksame Knappheitssignale, um den zur Versorgungssicherheit benötigten Kraftwerkspark wirtschaftlich betreiben und neue Kapazitäten zubauen zu können. Vor allem flexible

Gaskraftwerke werden infolge des steigenden Anteils von Wind- und PV-Strom immer seltener eingesetzt, da sie immer häufiger keine ausreichenden, einen wirtschaftlichen Betrieb ermöglichenden Erlöse erzielen können.

Die Option, bei Stromknappheit mit Strom versorgt zu werden (Versorgungssicherheit), die im heutigen System unentgeltlich gewährt wird, erhält einen Wert, damit bestehende Kraftwerke am Netz bleiben und weiterhin in gesicherte Kraftwerks- oder Speicherleistung investiert wird.

Der Bedarf an gesicherter Leistung hängt von der maximalen Last der Verbraucher innerhalb eines Jahres ab. Sind Verbraucher technisch in der Lage, ihren Bedarf an gesicherter Leistung abzusenken, indem sie ihren Stromverbrauch in den Knappheitszeiträumen reduzieren, benötigen sie weniger gesicherte Leistung und sparen dadurch Kosten. Zum Beispiel könnten Industriekunden, die ihren Stromverbrauch steuern können (DSM), schon heute von dieser Möglichkeit Gebrauch machen.

Für den Großteil der privaten Stromverbraucher wird jedoch vorläufig eine Vollversorgung mit gesicherter Leistung erforderlich sein.

2. Vorteile

Ein Leistungsmarkt gewährleistet umfassende Versorgungssicherheit. Zudem liefert er stabile Preissignale für die Bereitstellung von elektrischer Leistung durch Kraftwerke, Speicher oder steuerbare erneuerbare Energien, die bei absehbarer Stromknappheit jederzeit abrufbar ist.

Da der Bedarf an gesicherter Leistung durch die Nachfrageseite (Endkunden bzw. Vertriebe) am besten eingeschätzt werden kann, ist sichergestellt, dass nur so viel gesicherte Kraftwerksleistung vorgehalten wird, wie zur Abwendung von Lieferengpässen erforderlich ist. Auch deshalb ist ein Leistungsmarkt effizienter als ein reguliertes System. Zudem besteht für die Nachfrageseite der Anreiz, durch eine Flexibilisierung des Verbrauchs den Bedarf an gesicherter Leistung zu reduzieren und dadurch Kosteneinsparungen zu realisieren.

3. Zeithorizont

Der Bedarf an zusätzlicher gesicherter Leistung wird spätestens Ende dieses Jahrzehnts bzw. ab Anfang der 2020er Jahre entstehen. Damit sich bis zu diesem Zeitraum ein funktionierender preissignalgebender Markt etablieren kann, ist eine Einführung des Marktes für gesicherte Kraftwerksleistung spätestens in 3 Jahren geboten.

2. Wettbewerbliche Förderung erneuerbarer Energien (EE)

Die Errichtung von Anlagen, die am Markt noch nicht wirtschaftlich sind, wird künftig durch Investitionskostenzuschüsse technologiespezifisch und im Einklang mit den abgestimmten Ausbauzielen des Bundes und der Länder über ein Ausschreibungsverfahren gefördert. Der in neu errichteten EE-Anlagen erzeugte Strom wird ausschließlich direkt am Strommarkt – gegebenenfalls über einen Dienstleister – vermarktet.

1. Beschreibung

Das EEG hat den Ausbau der erneuerbaren Energien (EE) mit großem Erfolg vorangebracht. Bis 2020 könnte ihr Anteil auf 45 bis 50 Prozent anwachsen. Vor diesem Hintergrund müssen die erneuerbaren Energien angemessene Verantwortung für die Funktionsfähigkeit des Gesamtsystems übernehmen, was unter den Bedingungen des heutigen EEG nicht gegeben ist.

Ein EE-Zubau ist ohne Förderung in der Regel und absehbar noch nicht wirtschaftlich. Um die Ausbauziele zu erreichen, ist eine weitere Förderung bis zur Wirtschaftlichkeit der jeweiligen Technologien notwendig.

Zur Begrenzung der Kosten der EE-Förderung sollen die Fördermittel künftig im Rahmen einer Ausschreibung vergeben werden. Dabei soll von staatlicher Seite eine bestimmte Menge an EE-Kapazitäten – aufgeschlüsselt nach Technologien und Regionen – gefördert werden. In einer Auktion geben die Bewerber jeweils an, zu welchem Förderbetrag sie eine bestimmte Menge an EE-Kapazität errichten und betreiben würden. Zum Zuge kommen die Projekte, die in der Summe die ausgeschriebenen Kapazitäten zu den geringsten Förderkosten bereitstellen können.

Die Vermarktung des EE-Stroms erfolgt ausschließlich über die Direktvermarktung. Bei ihren Geboten berücksichtigen die Investoren die voraussichtlichen Erlöse, die sie durch diesen Verkauf des EE-Stroms über die Abschreibungsdauer erzielen werden.

Die Förderung wird als Investitionskostenzuschuss gewährt, der über die Abschreibungsdauer der Anlage gestreckt wird, damit ein Anreiz besteht, die Anlage in Betrieb zu halten.

Anders als im jetzigen EEG wird die Errichtung der Anlage, nicht aber die Stromerzeugung aus dieser Anlage gefördert. Anlagenbetreiber, die den Aufwand für die Vermarktung des Stroms vermeiden wollen, können diese Aufgabe, wie heute bereits praktiziert, durch externe Dienstleister übernehmen lassen.

Das beschriebene Fördermodell gilt nur für Neuanlagen. Anlagen, die auf Basis des bisherigen EEG errichtet wurden, sollten Bestandsschutz und die durch das EEG zugesagte Vergütung erhalten.

2. Vorteile

Die obligatorische Vermarktung des erzeugten Stroms von EE-Anlagen ermöglicht die Markt- und Systemintegration der EE. Sie gibt einen Anreiz, den Strom nur zu Zeiten anzubieten, zu denen eine Nachfrage besteht. Dadurch werden Angebotsüberschüsse und negative Strompreise vermieden. Entsprechend ihrer Bedeutung übernehmen EE somit auch Verantwortung für das Gesamtsystem und ebnen so den Weg hin zu einer annähernden Vollversorgung durch EE.

In der Ausschreibung werden diejenigen Projekte ausgewählt, die zu den geringsten Förderkosten realisiert werden können. Damit setzen sich in den Ausschreibungen

Anlagenkonzepte durch, die durch Effizienz und Flexibilität auch auf dem Strommarkt optimal agieren und teilweise auch auf den Regelenergiemärkten anbieten können. Mittelfristig können die EE zusätzlich in den oben beschriebenen Leistungsmarkt integriert werden.

Das Konzept erlaubt es auch, den Ausbau der erneuerbaren Energien technologie-spezifisch und regional besser steuerbar zu gestalten.

Da die installierte Leistung, nicht aber der erzeugte Strom gefördert wird, reagieren EE am Markt grundsätzlich wie konventionelle Anlagen auf Preissignale.

3. Zeithorizont / Übergangsregeln

Die gesetzgeberische Umsetzung und organisatorische Vorbereitung des Ausschreibungsverfahrens würde circa ein bis zwei Jahre in Anspruch nehmen. Da ausgeschriebene Kapazitäten nach Beendigung der ersten Ausschreibungsrunde erst errichtet werden müssen, muss für die Ausschreibung ein gewisser zeitlicher Vorlauf eingeplant werden.

3. Neugestaltung der Regulierungsbedingungen

Das bestehende System der Anreizregulierung muss von der reinen Kostenbetrachtung bzw. Kostensenkung zu einem System der Förderung innovativer Investitionen fortentwickelt werden. Die Netzintegration der EE-Anlagen wirkt sich insbesondere für die Verteilnetze aus, da der Anschluss der zukünftigen dezentralen Erzeuger nahezu vollständig auf der Verteilnetzebene stattfinden wird. Wir brauchen deshalb eine Netzregulierung, die es erlaubt, die Verteilnetze nachhaltig qualitativ und somit zu intelligenten Netzen um- und auszubauen.

1. Beschreibung

Der qualitative Um- und Ausbau der Netze ist auf lange Sicht die volkswirtschaftlich günstigste (Flexibilitäts-)Option, um die schwankende Einspeisung aus erneuerbaren Energien in das Netz zu integrieren. Der Zubau der erneuerbaren Energien führt zu einem erheblichen Um- und Ausbaubedarf der Netzinfrastruktur, damit die entsprechenden Einspeisungen aufgenommen werden können und um die Versorgungsqualität (insb. Spannungshaltung) aufrechterhalten zu können.

Dazu müssen die (betroffenen) Netzbetreiber investieren und benötigen im Rahmen der Anreizregulierung eine angemessene Refinanzierung. Für die Anerkennung der Kosten zukünftig erforderlicher Verteilnetzinfrastrukturen im Rahmen der Anreizregulierung bedarf es geeigneter Instrumente, die es erlauben, die Verteilnetze qualitativ und somit zu intelligenten Netzen um- und auszubauen.

2. Vorteile

Durch eine intelligente Steuerung und bessere Abstimmung von Erzeugung und Verbrauch können zukünftig Lastspitzen bzw. Überspeisungen vermieden werden. Die „intelligenten Netze“ bilden die Grundlage für die effiziente, diskriminierungsfreie Einbindung einer Vielzahl von dezentralen Erzeugern als „virtuelle Kraftwerke“ über

alle Größenklassen hinweg. Dies wirkt sich insbesondere für die Verteilnetze aus, da – abgesehen von den großen (in der Regel Off-shore-) Windparks – der Anschluss der zukünftigen dezentralen Erzeuger nahezu vollständig auf der Ebene der Verteilnetze stattfinden wird.

3. Zeithorizont

Um die Verteilnetzbetreiber in die Lage zu versetzen, den notwendigen Aus- und Umbau der Netzinfrastruktur verlässlich planen und finanzieren zu können, ist eine kurzfristige Anpassung des Regulierungsrahmens zur Anerkennung von Investitionen und zum Aufbau einer Smart Grid-Infrastruktur unerlässlich.

III. Kurzfristmaßnahmen für die Übergangszeit

1. Kontrahierung von Reservekraftwerken

Die Kontrahierung von Reservekraftwerken zur Überbrückung möglicher Leistungs-knappheiten in den Wintermonaten („Winterreserve“) ist für die beteiligten Unternehmen wirtschaftlich tragbar und transparenter auszugestalten.

Bis zur Etablierung des Leistungsmarktes in den nächsten Jahren kann ein zusätzlicher Bedarf an gesicherten Erzeugungskapazitäten durch Reservekraftwerke überbrückt werden.

Das Kontrahierungsverfahren dieser Kraftwerke bedarf einer transparenten und effizienten Ausgestaltung, da die Nutzung und Vergütung von Reservekraftwerken erhebliche Bedeutung für die Versorgungssicherheit und die wirtschaftliche Situation der Kraftwerksbetreiber hat. Transparenz und Effizienz lassen sich am besten durch ein offenes Versteigerungsverfahren herstellen. Die Kosten, die im Rahmen der Vorkhaltung eines Kraftwerks in der Winterreserve anfallen, müssen vollumfänglich vergütet werden.

2. Einbeziehung des Eigenstromverbrauchs in die EEG-Umlagepflicht

Der für den Eigenverbrauch erzeugte Strom sollte in die EEG-Umlagepflicht einbezogen werden.

Um die Akzeptanz des EE-Ausbaus auch künftig sicherzustellen, ist es wichtig, dass sich alle Stromverbraucher im Rahmen ihrer Leistungsfähigkeit an den Kosten des EE-Ausbaus beteiligen. Durch eine Einbeziehung des Eigenstromverbrauchs in die EEG-Umlage würden die Kosten der EEG-Förderung gleichmäßiger verteilt. Je mehr Verbraucher auf diesem Wege EEG-Umlage, Netzentgelte und andere Abgaben vermeiden, desto höher sind die finanziellen Lasten der übrigen Stromkunden. Zudem ist es verursachungsgerecht, wenn der Eigenverbrauch in die EEG-Umlage einbezogen wird, da sich auch die EE-Ausbauziele auf den Verbrauch beziehen.

3. Beseitigung des Zeitverzugs in der Anreizregulierung

Die Regulierungsbedingungen im Netzbereich müssen so ausgestaltet sein, dass Anreize für Investitionen des Aus- und Umbaus der Netzinfrastruktur im Zuge der Energiewende erfolgen. Dies setzt eine kurzfristige Beseitigung des Zeitverzuges bei der Anerkennung von Investitionen in die Verteilnetzebenen der Hoch-, Mittel- und Niederspannung voraus.

Grundsätzlich soll der Mechanismus der Anreizregulierung als erprobtes Element des Marktdesigns erhalten bleiben.

Allerdings müssen bestehende Investitionshemmnisse beseitigt werden, damit insbesondere in den Verteilnetzen die für die Energiewende erforderlichen Investitionen in den Netzausbau erfolgen können. Die Beseitigung des Zeitverzugs in der Anreizregulierung ist daher eine der kurzfristig notwendigen netzwirtschaftlichen Maßnahmen.

Zudem müssen neben den Kapitalkosten auch die durch den Betrieb der neuen Infrastrukturen anfallenden Kosten anerkannt werden.