

Positionspapier

bne-Eckpunkte zum Strommarktdesign

Das folgende Eckpunktepapier fasst die Kernpositionen des bne zur geplanten EU-Strommarktreform und den Diskussionen auf nationaler Ebene für ein künftiges Strommarktdesign zusammen. Damit wollen wir einen konstruktiven und zukunftsweisenden Beitrag zur Debatte über die Gestaltung des europäischen und deutschen Strommarktes leisten und aufzeigen, wie eine nachhaltige, wettbewerbsorientierte und sichere Stromversorgung in Europa und Deutschland erreicht werden kann.

Funktionierenden Strommarkt weiterentwickeln

- **Der Strommarkt funktioniert** und hat auch in der aktuellen Energiekrise seine Leistungsfähigkeit bewiesen. Trotz Gaskrise, trotz Erzeugungsausfällen aufgrund von Dürren war es sogar möglich auch Frankreich mit ausreichend Strom zuverlässig auszuheilen. Staatlicher Gaseinkauf hat die Gas- und damit auch die Strompreise zusätzlich in die Höhe getrieben und damit die wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Auswirkungen der Energiekrise weiter verschärft. Die grundsätzliche Leistungsfähigkeit wurde unter Beweis gestellt – trotz vorhandener Mängel im Detail, wie etwa bei Flexibilitätshemmnissen. **Der bestehende Strommarkt und das Prinzip der Merit-Order haben sich bewährt.** Bei der Diskussion um den Strommarkt sollte es daher darum gehen, diesen zu verbessern. Ein neues Strommarktdesign ist nicht erforderlich.
- Der Fokus sollte auf Maßnahmen zur **Verbesserung der Markt- und Wettbewerbsbedingungen im Stromsektor** liegen. In diesem Zusammenhang begrüßt der bne die geplanten Regelungen zum Intraday- und Day-Ahead Handel. Mit der Absenkung der Mindestgebotsgrößen von 500 kW auf mindestens 100 kW und einer stärkeren Ausrichtung am Echtzeithandel können künftig auch kleinere Anlagen am Markt teilnehmen. Auch die Einrichtung von virtuellen regionalen Hubs für langfristige Handelsgeschäfte ist positiv zu bewerten. Durch eine EU-weite einheitliche Zuteilungsplattform zur Vergabe von Rechten zwischen Gebotszonen und regionalen virtuellen Knotenpunkten steigt die Liquidität und die Integration der Strommärkte.

Marktbasierter EE-Ausbau

- **Vorrang für marktbasierter PPA:** Erneuerbare Energien werden bis 2030 mindestens 80 Prozent der Stromerzeugung übernehmen und bis 2035 100 Prozent erreichen. Die Markteinbindung der erneuerbaren Energien ist dabei von immer größerer Bedeutung. Hier wurden in den letzten Jahren große Fortschritte erzielt, auf denen aufgebaut werden sollte. Hierzu zählt zum einen, dass **PPAs** eine schrittweise größere Rolle einnehmen, was insbesondere bei großen Solarparks inzwischen der Fall ist. Je nach Art und Größe des Solarparks werden PPAs in Kombination mit der EEG-Förderfähigkeit umgesetzt, um z.B. günstige Gebote in den Ausschreibungen zu ermöglichen, oder PPAs für Solarparkprojekte umgesetzt, die keine Förderfähigkeit nach dem EEG haben. Es hat sich gezeigt, dass das EEG in vielen Fällen kein Förderinstrument mehr ist, sondern ein Absicherungsinstrument, das niedrigere Zinsen und eine breitere Akteursbeteiligung ermöglicht. Die gleitende Marktprämie hat einen fließenden Übergang zum Markt ermöglicht. Die per Definition förderfreie sonstige Direktvermarktung ist inzwischen ein wichtiges Instrument. Viele Projekte gehen nach der Bezuschlagung ganz oder teilweise in die sonstige Direktvermarktung, was u.a. den Abschluss von PPA-Verträgen und die Teilnahme an Terminmärkten ermöglicht. Damit spielen erneuerbare Energien eine wichtige Rolle in den Terminmärkten – wenn man sie an diese Märkte lässt. Die aktuell wichtigste Maßnahme zur Stärkung von PPAs in Deutschland ist daher, den wachsenden PPA-Markt nicht durch CfDs zu zerstören. **Beidseitige CfDs würden PPAs verhindern.** Zudem wäre es nicht mehr möglich, PPAs über Ausschreibungszuschläge abzusichern.
- **Financial CfD:** Sollten (financial) CfDs in die nähere Prüfung kommen, sollte dies zunächst nur testweise geschehen, um in der Realität zu prüfen, was die konkreten Auswirkungen sind. Hierzu gehören u.a. Auswirkungen auf die Terminmärkte sowie Flexibilitäten wie Speicher. Auch Ansätze wie z.B. der Sonne nachgeführte Agri-PV-Solarparks wären durch CfD nicht mehr wirtschaftlich. Zudem sollte die Einführung derartiger CfD sich dann ausschließlich auf große Anlagen fokussieren, da das Förderinstrument für dezentrale Anlagen völlig ungeeignet ist. Es braucht daher angemessene De-Minimis Regelungen. CfDs für kleine EE-Anlagen begrenzen die Anreize, flexible Verbraucher wie Wärmepumpen, E-Fahrzeuge oder dezentrale Speicher vor Ort zu integrieren. Die Anlagenbetreiber erhalten zwar gesicherte Vergütungen für den produzierten Strom (ähnlich wie bei Einspeisevergütungen), haben aber bei deren Auslaufen keinen Grund mehr, in neue innovative Energieprojekte zu investieren.
- **Angebot von virtuellen PPA erweitern:** Statt PPAs durch CfDs zu schwächen, sollten **virtuelle PPAs** ausgebaut werden. Bei virtuellen PPAs ist die physische Stromlieferung von den finanziellen Vereinbarungen entkoppelt. Mit virtuellen PPAs kann eine Risiko- und Preisabsicherung vollkommen marktlich realisiert werden – sowohl für Erzeuger als auch für Verbraucher. Auch virtuelle PPAs sind über die bestehende sonstige Direktvermarktung umsetzbar, solange diese erhalten bleibt und kein allgemeines zweiseitiges CfD-Regime im EEG umgesetzt wird. Das würde den Wechsel in die sonstige Direktvermarktung aller Vorausicht nach unterbinden. Virtuelle PPAs bilden den Differenzkontrakt auf dem

Markt vertraglich zwischen den Marktparteien ab, ohne zusätzliche Förderkosten im EEG.

- **Bürgschaftsprogramme:** Der Staat sollte solche **PPAs** – wie von der EU-Kommission angeregt – über ein Bürgschaftsprogramm unterstützen, das die aufwändige Bonitätsprüfung in kleineren, gebündelten PPAs erleichtert und so kleinere PPAs „bankable“ macht. Insbesondere mittelständische Unternehmen, die nicht von etwaigen Industriestrompreisen profitieren würden, könnten diese Maßnahmen für den PPA-Markt interessieren. Auch wäre dies eine sehr schnell umsetzbare Maßnahme, da letztlich nur ein geeignetes Programm z.B. bei der KfW, aufgesetzt werden müsste, um die Bürgschaften zu stellen.
- **Neues Deutschland-Tempo für PPAs:** Die Nutzung von **PPAs** sollte erleichtert werden. Dazu ist es wichtig, Hemmnisse bei Genehmigungen sowie bei steuerlichen Rahmenbedingungen zu reduzieren und Netzanschlüsse zu erleichtern.
- **Energy Sharing und dezentrale Energiekonzepte:** Ein weiterentwickeltes Marktdesign muss im Großen und Kleinen funktionieren. Daher sollen auch Konzepte der **Vor-Ort-Versorgung** aus erneuerbaren Energien sowie der gemeinschaftliche Eigenverbrauch mitberücksichtigt werden. Man muss nicht auf ein weiterentwickeltes Marktdesign warten, um die Vorteile der Vor-Ort-Optimierung von Energiesystemen zu nutzen, solange die bilanzielle Einbindung in den Energiemarkt klar geregelt ist. Die umfassenden Regelungen zu **Energy Sharing** sind zu begrüßen. Sie bilden die Grundlage für neue dezentrale Energiekonzepte. Die Regelungen sollten ein klares Bekenntnis zu Wettbewerb und Anbietervielfalt beinhalten. Verbunden mit den neuen Vorgaben zu Energy Sharing sollten Mitgliedsstaaten zudem für die einheitliche Einführung entsprechender Abrechnungskonzepte sorgen, die unter Beteiligung aller Marktteilnehmer in einem transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren festgelegt werden. Darüber hinaus sollte Energy Sharing nicht auf Bürgerenergie beschränkt bleiben, sondern auch Dienstleistern die Möglichkeit bieten, entsprechende Angebote zu entwickeln.

Stromversorgung durch Stärkung des Energy-Only-Markts (EOM) dauerhaft sichern

Der Bericht der Bundesnetzagentur (BNetzA) zur Versorgungssicherheit zeigt auf, dass diese aktuell gewährleistet ist und auch im Kontext eines auf 2030 vorgezogenen Kohleausstiegs gegeben sein wird, wenn die richtigen Maßnahmen ergriffen werden. Ein Kapazitätsmarkt ist hierfür nicht erforderlich, wie der Bericht belegt.

- Der EOM hatte in den Nullerjahren umfangreiche Investitionen in neue Kraftwerkskapazitäten angereizt, die sogar zu **Überkapazitäten** geführt haben. Diese Überkapazitäten werden gerade abgebaut. Überkapazitäten sowie immer wieder aufkeimende Debatten über Kapazitätsmärkte – die keine Märkte sind, sondern den Markt verzerren – haben mit dazu beigetragen, dass sich Investoren zurückgehalten haben.
- **Kapazitätsmechanismen ja, Kapazitätsmärkte nein:** Bei der Diskussion über Kapazitätsmärkte müssen die europäischen rechtlichen Rahmenbedingungen der Strommarkttrichtlinie berücksichtigt werden. Demzufolge ist ein Kapazitätsmarkt nur dann genehmigungsfähig, wenn zum einen die Versorgungssi-

cherheit nicht gegeben ist und zum anderen belegt wird, dass sämtliche markt-konformen Aktivitäten ergriffen worden sind, um Versorgungssicherheit herzu-stellen. Die Bundesnetzagentur hat aber gerade in ihrem Bericht klar festge-stellt, dass die Versorgung sicher ist. Die Bundesregierung hat darüber hinaus Handlungsempfehlungen beschlossen, damit dies auch in Zukunft der Fall ist. Vor diesem Hintergrund wäre eine Genehmigung auf Basis der EU-Strommarktrichtlinie sehr fraglich. Damit könnten erneut viele Jahre verloren gehen.

- **Konzentration auf Kapazitätsmechanismen:** Daher wäre es deutlich zielführender, die Konzentration auf **Kapazitätsmechanismen** zu legen und sie struk-turell zu stärken. Deren Kerngedanke ist eine zusätzliche Vergütung von instal-lierter und bereitgehaltener Kapazität außerhalb des EOM. Mögliche Mechanismen sind bspw. strategische Reserven, Kapazitätzahlungen und Kapazitätsoptionen. Im Gegensatz zu Kapazitätsmärkten greifen diese Mechanismen nicht di-rekt in den EOM ein, erhöhen aber zugleich die Versorgungssicherheit. Dort, wo gefördert wird, sollte dies zum einen nur dann möglich sein, wenn es sich um CO₂-freie oder neutrale Energieträger handelt. Für den Fall, dass Kapazitäts-märkte dennoch eingeführt werden, muss zwingend ein Ausgleich von Wettbe-werbsverzerrungen stattfinden, um die CH₄-Freisetzung zu internalisieren und zu Kostenabsenkungen auf der Lernkurve in einer Markteinführungsphase bei-zutragen.

Krisenmanagement

- **Stabile Rahmenbedingungen auch in Krisensituation schaffen:** Energieanla-gen sind ganz überwiegend langlebige Güter, die über lange Zeiträume finan-ziert werden. Investoren, die in solche Güter investieren wollen, benötigen ein klares Bild über die zukünftige Entwicklung der wesentlichen Determinanten des Marktes. Dafür ist es von zentraler Bedeutung, dass die Investoren auf stabile Rahmenbedingungen vertrauen können. Kurzfristige, unerwartete Ein-griffe in den Markt und grundsätzliche Richtungswechsel im Marktdesign kön-nen dieses Vertrauen jedoch nachhaltig erschüttern. Bereits die Diskussion um solche Änderungen kann das Vertrauen der Investoren so sehr beeinträchtigen, dass die notwendigen Investitionen ausbleiben. Wenn Investoren trotz dieser Unsicherheiten an ihren Plänen festhalten, werden sie höhere Risiken in ihre Kalkulation einpreisen. Damit geht einher, dass die Kosten für die Verbraucher steigen. Stabile Rahmenbedingungen sind somit eine elementar wichtige Vo-raussetzung dafür, dass die für die Energiewende notwendigen Investitionen er-folgen und die Kosten dafür gering bleiben.
- **Zielgerichtete Transferleistungen an bedürftige Kundengruppen:** Es ist nicht ersichtlich, weshalb im neuen Strommarktdesign, auch nach den Erfah-rungen der Energiekrise 2022 auf massive staatliche Markteingriffe gesetzt wird. Die Umsetzung staatlich gekappter Energiepreise war hoch komplex. Sie stellt eine massive Belastung für Versorger dar, verbunden mit einem höherem Informationsbedarf gegenüber Verbrauchern sowie Einschränkungen des Wett-bewerbs. Für einen effektiven Umgang mit künftigen Energiepreiskrisen sollte die Reform stattdessen klare Anforderungen an die Mitgliedstaaten beinhalten,

Kanäle für zielgerichtete finanzielle Transferleistungen an bedürftige Energiekunden einzurichten. Die Umsetzung sollte nicht bei Energieversorgern liegen, sondern muss über staatliche Stellen als hoheitliche Aufgabe dauerhaft abgebildet werden. Zur Umsetzung der Preisbremsen sind erhebliche personelle Ressourcen in Form von Personal und IT-Aufwand erforderlich. Neben IT-Ressourcen werden auch Ressourcen aus anderen Abteilungen wie Projektmanagement, Controlling, Portfoliomanagement, Service-Einheiten und Marketing benötigt, um die komplexen Anforderungen abzubilden. Nach unseren Schätzungen, bedeutet die administrative Abwicklung der Preisbremsen für ein einzelnes Unternehmen etwa 300.000 EUR pro Jahr Mehraufwand. Hochgerechnet auf das Bundesgebiet entstehen so Mehrkosten von etwa 300 Millionen EUR jährlich. Dieser hohe Aufwand stellt für viele Unternehmen eine erhebliche Belastung dar und bindet Ressourcen, die anderweitig eingesetzt werden könnten – zum Beispiel zur Transformation des Energiesystems. Auch wenn es sich bei den Mehraufwänden teilweise um einmalige Kosten zur Einrichtung der administrativen Voraussetzungen handelt, werden Unternehmen entsprechende Ressourcen auch nach Auslaufen der Preisbremsengesetze vorhalten müssen, für den Fall, dass staatliche Preiseingriffe weiterhin zum Instrumentarium der Strommarktregulierung gehören. Es sollte stattdessen eine unbürokratische und zugleich missbrauchssichere Infrastruktur zur Auskehrung öffentlicher Mittel an bedürftige Bürgerinnen und Bürger sowie Unternehmen geschaffen werden.

Freien Wettbewerb und marktliches Angebot sichern

- **Ausschreibung der Grundversorgung:** Mitgliedstaaten sollen in Zukunft verpflichtet werden, Grundversorger nach transparenten und diskriminierungsfreien Kriterien auszuschreiben. Die geplante Maßnahme wird ausdrücklich begrüßt, da sie jahrzehntealte Monopolstrukturen aufbrechen kann und Raum für Wettbewerb und Innovation schafft. Gerade deshalb muss mit der Regelung sichergestellt werden, dass diese Ausschreibungen für alle Marktteilnehmer zugänglich sind und die Auswahl auf der Grundlage von wettbewerblichen und nicht-diskriminierenden Kriterien erfolgt.
- **Freie Wahl der Energielieferanten:** Die Möglichkeit für Endkunden, künftig gleichzeitig mehr als einen Stromversorgungsvertrag abzuschließen, wird grundsätzlich begrüßt. Diese Regelung bildet eine gute Grundlage für spezielle Verträge für beispielsweise Wärmepumpen, E-Fahrzeuge oder Energy Sharing. Jedoch bleibt der Entwurf in Bezug auf die konkrete Abrechnung und Bilanzierung vage, was eine markt- und wettbewerbsorientierte Ausgestaltung erschwert. Eine faire Risikoaufteilung ist hierbei von großer Bedeutung. Die Rolle unabhängiger Aggregatoren sollte gestärkt werden, um eine transparente und effektive Umsetzung zu gewährleisten.
- **Ansprüche auf Vertrag mit fester Laufzeit und festem Preis:** Die vorgesehenen Vorgaben für Lieferanten, fixe Langfristverträge anzubieten, wird kritisch gesehen und ist aus deutscher Perspektive überflüssig. Vertragslaufzeiten von mehr als einem Jahr und weit darüber hinaus sind in Deutschland bereits heute gängige Marktpraxis. Eine Verpflichtung würde zu einem höheren Informationsbedarf und einem komplexeren Vertragsmanagement bei den Versorgern

führen. Die Regelungen stellen einen Eingriff in die Vertragsfreiheit der Parteien dar. Auch die gesetzlichen Vorgaben zu Sondergebühren bei vorzeitigen Vertragsauflösungen für die Lieferanten (Termination-Fees) sind in diesem Zusammenhang kritisch zu bewerten, da sie zu komplex sind und der Marktpraxis nicht entsprechen. Es bleibt zudem unklar, wie Lieferanten in diesen Fällen bereits beschaffte Strommengen abrechnen können. Hier braucht es klare Regelungen, die bereits entstandene Kosten decken.

- **Ansprüche auf Vertrag mit dynamischem Strompreis:** Die Einführung von dynamischen Tarifen wird grundsätzlich positiv angesehen. Die geplante Reform schießt jedoch über das Ziel hinaus. In vielen EU-Staaten gibt es bereits heute ein vielfältiges Angebot an dynamischen Tarifen. Daher sollten die Mitgliedstaaten nach einer entsprechenden Analyse des Marktangebots in ihrem Land selbst entscheiden können, ob eine Verpflichtung zur Einführung solcher Tarife notwendig ist.
- **Hedging-Vorgaben:** Die geplanten Vorgaben zur Absicherung von Handelsgeschäften (Hedging), greifen massiv in den Wettbewerb und marktliche Preisbildung ein. An die Stelle von energiewirtschaftlicher Expertise der Versorger tritt staatliche Intervention. Dies führt zu Fehlanreizen bei der marktlichen Beschaffung und reduziert Innovation sowie Wettbewerb. Zudem besteht die Gefahr, dass wettbewerbliche Anbieter gegenüber kommunalen Anbietern benachteiligt werden, denen Refinanzierungsmöglichkeiten über öffentliche Haushalte offenstehen. Die derzeitige marktliche Hedging-Praxis variiert innerhalb der EU sehr stark. In Deutschland ist sie weitestgehend solide. Gerade die wettbewerblichen Anbieter haben in der Energiekrise 2022 bewiesen, dass sie über solide Beschaffungsstrategien verfügen. Mitgliedstaaten sollten daher, nach gründlicher Analyse der Marktpraxis, selbst entscheiden können, ob verpflichtende Vorgaben eingeführt werden. Flankierend könnten künftig Informationen über zugrunde liegende Hedging-Strategien in Stromlieferangeboten einheitlicher breitgestellt werden. Sollte an verpflichtenden Hedging-Vorgaben festgehalten werden, müssen diese angemessen, fair und transparent ausgestaltet werden und Mindeststandards zur Teilnahme an Terminmärkten gelten.

Flexibilitäten stärken

- Wie in der Auftaktsitzung der Plattform Klimaneutrales Stromsystem (PKNS) deutlich wurde (und wie bereits im Grünbuch und Weißbuch zum Strommarkt festgehalten worden war), ist die **Erhöhung der Flexibilität** von ganz großer Bedeutung. Im Krisenwinter 2022/2023 wurden große Flexibilitätspotenziale brach liegen gelassen. Das Lastmanagement der Industrie wurde mit der Fehlregulierung des §19.2.2 der Stromnetzentgeltverordnung ökonomisch sanktioniert. Eine Regelung steuerbarer Verbraucher war aufgrund des misslungenen Smart-Meter-Rollouts kaum möglich. Der Zubau großer Energiespeicher wird durch Baukostenzuschüsse gebremst und die Nutzung vorhandener Innovationsausschreibungsspeicher für die Systemsicherheit faktisch verboten. Es gibt folglich **große Potenziale**, die gehoben werden können, ohne dass der Markt mit der Gefahr großer Kollateralschäden neu ausgerichtet werden muss. Wenn diese Hemmnisse abgebaut werden, werden die Flexibilitätsoptionen schnell

wirtschaftlich und es können schnell Multi-Gigawatt-Flexibilitätpotenziale gehoben werden. Es sollte jetzt darum gehen, diese niedrig hängenden Früchte schnell zu ernten, zumal diese Ernte mit hoher ökonomischer Effizienz stattfinden würde. Flexibilisierbare Anlagen sind insbesondere in der Industrie schon vorhanden. Nur die Anreize, sie zu nutzen, sind falsch gesetzt.

- Angesichts der vorgesehenen starken Zunahme der Wind- und Solarstromerzeugung ist es von großer Relevanz, dass auch eine **Speicherstrategie** für einen hohen zweistelligen GW-Bereich in diesem Jahrzehnt aufgelegt wird, damit erzeugungsschwächere Zeiten auf Tagesbasis überbrückt werden und die erzeugten Strommengen auch genutzt werden können, anstatt sie abzuregeln. Hierzu sind Impulse erforderlich. Noch führt eine Reihe von Rahmenbedingungen eher dazu, dass Speicher gebremst werden, anstatt sie zu stärken.
- Im Kontext Erdgasversorgungssicherheit sowie der Dekarbonisierungsstrategie liegt es auf der Hand, dass **neue Erdgaskraftwerke ausschließlich in eine Reserve** eingebracht werden sollten. Dies würde gewährleisten, dass der Erdgasverbrauch minimiert wird. Neue Erzeugungskapazitäten, die tatsächlich in nennenswertem Umfang Strom erzeugen, sollten nur dann einen ökonomischen Anreiz erhalten, wenn sie THG-neutral Strom erzeugen.
- Die Erzeugungsleistung von **Biogasanlagen** kann und sollte deutlich erhöht werden. Durch eine mehrfache Überbauung von Biogasanlagen mit Gasspeichern und höherer Motorenleistung kann der Strom zu Zeiten höherer Wertigkeit erzeugt werden. Zugleich wird dadurch verhindert, dass Biogasanlagen auch zu Zeiten erzeugen, in denen sehr viel Wind- und Solarstrom im Netz ist. Durch eine mehrfache Überbauung können über 10 GW zusätzlicher Leistung im System zur Verfügung gestellt werden. Ein erhöhter Substratverbrauch ist hierfür nicht erforderlich.
- Aktuell stehen nur sehr **begrenzte Mengen von grünem Wasserstoff** zur Verfügung und es ist unsicher, ob ausreichend H₂ zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme (und am gewählten Standort!) zur Verfügung steht. Darüber hinaus gibt es zwar am Markt bereits kleine Wasserstoffturbinen und Wasserstoff-BHKWs, aber noch **keine großen Wasserstoffturbinen, die gerade entwickelt werden**. Somit riskieren Investoren in absehbar veraltete Technologien zu investieren (H₂-readiness).
- Der Staat sollte durch die Gestaltung von Rahmenbedingungen dazu beitragen, die Wasserstoffinfrastruktur für die Stromerzeugung zu stärken und die wirtschaftlichen Risiken zu reduzieren. Der bne begrüßt das Vorhaben, eine staatliche Infrastrukturgesellschaft einzurichten. Darüber hinaus sollte der Staat auch die Differenzkosten zum Erdgaspreis ausgleichen, so dass Investitionssicherheit gegeben ist. Diese Ausgleichsmaßnahme könnte solange greifen, bis beim Erdgas die CH₄-Emissionen (Methanschluß) internalisiert werden. Dies ist notwendig, um die Kosten der Klimaschäden durch das Treibhausgas Methan solange adäquat zu berücksichtigen, bis der derzeitige Emissionshandel (ETS1) auch auf Methan ausgedehnt wird. Das **Erdgas-KWKG**, welches den Verbrauch von klimaschädlichem Erdgas fördert, sollte daher in ein Gesetz für die Stromerzeugung aus grünen Gasen umgewandelt werden. Alternativ können die grünen Gase ins EEG integriert werden. Die 2022 im KWKG eingeführte „H₂-Readiness“ von KWK-Anlagen ist ineffektiv. Über das KWKG bezuschlagte „H₂-ready“-KWK-

Anlagen würden erst gegen Ende der 2020er in Betrieb gehen und anfangs überhaupt kein H₂, sondern ausschließlich CH₄ einsetzen – gefördert über eine Fixprämie auf den Strompreis.

- **Wasserstoffausschreibungen:** Das EEG beinhaltet bereits zwei **Wasserstoffausschreibungen**. Dies ist eine gute Ausgangsbasis für die Bereitstellung von Wasserstoff für künftige Back-up-Kapazitäten. Dieser Mechanismus sollte weiterentwickelt werden. Echte Wasserstoffkraftwerke über das EEG anzustoßen, wäre im Vergleich zum KWKG schneller (bereits jetzt mehr Volumen sowie kürzere EEG-Realisierungsfristen) und vollkommen ohne Erdgaseinsatz möglich (EEG-Wasserstoff statt Erdgas-KWK). Die fehleranfällige Überarbeitung der „H₂-Readiness“ im KWKG wäre ebenso überflüssig.

Märkte für Systemdienstleistungen und Flexibilitäten schaffen

- **Fossile Lock-in-Effekte bei Systemdienstleistungen verhindern:** Das künftige Strommarktdesign muss ausschließen, dass fossile Kraftwerke laufen, weil Systemdienstleistungen erbracht werden müssen, obwohl eine vollständige Abdeckung mit erneuerbaren Energien möglich wäre. An keiner Stelle dürfen Must-Run-Situationen angereizt werden. Ein fossiles Must-Run-Lock-In muss unbedingt verhindert werden. Bei sämtlichen Kapazitätsmechanismen muss geregelt sein, dass erneuerbare Energien gegenüber fossilen Kapazitäten Vorrang haben. Bis 2030 sollten fossile Kraftwerke daher nicht mehr regulär am Markt eingesetzt werden können (außer ggf. saisonal in Ausnahmesituationen). Gleichzeitig müssen Präqualifikationsbedingungen für Systemdienstleistungen dahingehend überarbeitet werden sowie entsprechende Anpassungen im EEG und EnWG vorgenommen werden (z.B. im Hinblick auf Erneuerbare Energien-Anlagen in Kombination mit Speichern, die auch Strom aus dem Netz beziehen). Angesichts des im Koalitionsvertrag adressierten Kohleausstiegs bis möglichst 2030 sollte der Überprüfungszeitraum der BNetzA deutlich verkürzt werden.
- **Innovationsausschreibungen weiterentwickeln:** Die Innovationsausschreibungen im EEG sollten weiterentwickelt werden. Dazu gehört, dass Innovationsausschreibungsspeicher einen positiven Beitrag im Strommarkt erbringen sowie an den Regelenenergiemärkten umfänglich teilnehmen können. Die Einspeicherung von Strom muss auch jenseits der verbundenen Solaranlage möglich sein, damit der Speicher auch im Winter oder in der Nacht einen positiven Systembeitrag leisten kann. Auch stellt die Innovationsausschreibung eine beihilfekonforme Option dar, künftig die Beschaffung von nicht-frequenzgebundenen Systemdienstleistungen (z.B. Blindleistung, Momentanreserve, ...) wettbewerblich über das EEG zu organisieren. Bisher werden solche Systemdienstleistungen hauptsächlich aus konventionellen Alt-Kraftwerken beschafft, was damit begründet wird, dass diese Systemdienstleistungen nicht effizient wettbewerblich zu beschaffen seien. Eine weiterentwickelte Innovationsausschreibung könnte die effiziente Beschaffung wettbewerblich leisten, was in Betracht gezogen werden sollte.
- **Gebotszonenunterteilung frühzeitig in Überlegungen einbeziehen:** Aufgrund der Verzerrungen und negativen Folgen, wie u.a. Redispatchkosten, ist zu erwarten, dass es im Nachgang der von den Übertragungsnetzbetreibern durch-

geführte „Bidding Zone Review“ zu der im August 2022 von ACER vorgeschlagen Gebotszonenunterteilung der deutschen Preiszone zu einer positiven Bewertung seitens der EU kommt. Die Bundesregierung sollte sich bereits darauf einstellen, damit ein möglichst reibungsloser Übergang stattfinden kann.

- **Marktbasierte SDL-Leistung:** Systemdienstleistungen wurden bisher von den großen fossilen und nuklearen Erzeugungsanlagen bereitgestellt. Mit der Dekarbonisierung erfolgt jedoch ein Wechsel hin zu kleinen erneuerbaren Anlagen, die bisher keine SDL bereitstellen mussten. Dabei sind diese Anlagen grundsätzlich in der Lage, SDL zu erbringen. Hierfür müssen allerdings teilweise Änderungen an dem Design von z.B. Wechselrichtern vorgenommen werden. Damit auch in Zukunft ausreichend Systemdienstleistungen bereitstehen, muss deshalb rechtzeitig ein Konzept zur marktbasierter Beschaffung vorgelegt werden, damit die Anlagenbetreiber die erforderlichen Angebote machen können.
- **Peak-Shaving Produkte der ÜNB:** Die vorgesehene Einführung von Produkten zur Spitzenlastreduzierung (Peak Shaving), stellt einen künstlichen Markteingriff dar und droht Produkte zu verdrängen, die bereits heute marktbasierter zum Einsatz kommen. Die derzeitigen EMD-Vorschriften zur Förderung der Flexibilität auf der Nachfrageseite sollten daher grundsätzlich erhalten bleiben. Spezielle Peak Shaving Produkte könnten jedoch als Instrument zum Umgang mit akuten Energiepreiskrisen positive Beiträge leisten.

Netze stärken

- **Netzausbau beschleunigen:** Der Strommarkt ist in vielerlei Hinsicht auf ein angemessen ausgebautes Netz angewiesen. Ohne dieses Netz können die neuen Verbraucher nicht versorgt, die Flexibilität nicht genutzt und die zusätzlichen erneuerbaren Energien nicht erzeugt werden. Wenn Erneuerbare Energien-Anlagen aufgrund von Engpässen häufig abgeschaltet werden müssen, können die Anlagen ihren Strom nicht am Markt verkaufen, die Marktpreise steigen und den Anlagen fehlen Einnahmen zur Refinanzierung, womit ggf. höhere Förderungen notwendig werden. Durch die fehlende Flexibilität der Verbraucher steigt der Bedarf an steuerbaren Erzeugungskapazitäten, die ebenfalls finanziert werden müssen. Die Engpässe im Netz verursachen zusätzliche Kosten für Redispatch, die letztlich die Kosten für Verbraucher erhöhen. Zusätzlich werden regionale und überregionale Ausgleichseffekte bei der Produktion von erneuerbarem Strom nicht in dem Umfang genutzt werden können, der bei ausreichend dimensionierten und vernetzten Netzen möglich wäre. Damit steigt der Bedarf an Strom aus steuerbarer Erzeugung, was wiederum die Preise am Markt erhöht. Ein ausreichend dimensioniertes Netz auf allen Netzebenen – lokal, regional, bis hin zum europäischen Verbundnetz – ist damit ein zentraler Baustein, um den Strommarkt sicher und kostengünstig zu gestalten. Der Netzausbau muss deshalb beschleunigt werden, um mit dem Ausbau der Erneuerbaren und der neuen Verbraucher Schritt zu halten.
- **Netze digitalisieren:** Ein Netzausbau, der allen erdenklichen Erzeugungs- und Verbrauchsszenarien genügt, ist sehr teuer. Deshalb ist es nicht sinnvoll, das Netz für seltene Extremfälle auszubauen. Um ein Netz, in dem zeitweise hohe Belastungen möglich sind, sicher betreiben zu können, ist es notwendig, die

Netzsituation jederzeit sicher zu erfassen, um Gefährdungslagen überhaupt erkennen und ggf. eingreifen zu können und damit die Netzanlagen zu schützen. Aufgrund der Vielzahl von Erzeugern und Verbrauchern, die in einer Engpasssituation adressiert werden müssen, um einen sicheren Netzzustand zu gewährleisten, ist eine digitale Echtzeitkommunikation zwischen Netzbetreibern und Anlagen notwendig. Der derzeitige Blindflug in den Verteilnetzen muss beendet werden. Die Digitalisierung der Netze ist damit die Voraussetzung für ein effizient dimensioniertes Netz. Ein solches zeitweise nah an den technischen Grenzen betriebenes Netz senkt die spezifischen Kosten und damit die Kosten für die Verbraucher. Die Digitalisierung ermöglicht zudem, dass die Eingriffe der Netzbetreiber mit marktlichen Instrumenten erfolgen und damit die Kosten der Eingriffe begrenzt werden und auch, dass die Verbraucher, die am dringendsten Strom benötigen, diesen auch erhalten.

- **Netzentgeltreform:** Die Struktur der Netzentgelte und eine Reihe von Sonderregelungen (z.B. StromNEV §19 (2) Satz 2!) enthalten Anreize zu unflexiblen, gleichmäßigem Verbrauchsverhalten und hoher Energieentnahme. Für das Energiesystem der Zukunft ist aber im Gegenteil notwendig, dass die Verbraucher sich zunehmend am Dargebot der Stromerzeuger ausrichten. Damit können die Kostenvorteile der erneuerbaren Energien voll genutzt und zusätzliche, teurere Erzeugung aus steuerbaren Anlagen vermieden werden. Deshalb ist es notwendig, die Netzentgelte zu überarbeiten, damit diese den Anreiz zu flexiblem Verbrauch nicht entgegenstehen, bzw. fördern.
- **Marktaufsicht:** Die Gestaltungsmöglichkeiten der Aufsichtsbehörden gegenüber den Monopolen der Netzbetreiber bleiben mit den vorgesehenen Änderungen in Regulation (EU) 2019/942 weiterhin begrenzt. So können Regulierungsbehörden weiterhin nur auf die Vorschläge der Netzbetreiber reagieren, ohne eigene Initiativen zu ergreifen. Die Initiative sollte künftig daher bei den Regulierungsbehörden liegen.

Fiskalischer Rahmen

- **Emissionshandel:** Der Emissionshandel entfacht nach und nach Wirkung. Der ETS wurde von Reform zu Reform besser, was vom bne begrüßt wird. Die Stellschrauben sollten bei weiteren Reformen weiter in Richtung Dekarbonisierung ausgerichtet werden.
Allerdings gibt es kein Instrument zur Internalisierung der Kosten des CH₄-Ausstoßes in die Atmosphäre (Methanschlupf entlang der Erdgaskette) trotz sehr hoher Treibhausgaswirkungen von CH₄. Das Entweichen von CH₄ in die Atmosphäre hat durch die Nutzung von Frackinggas aus den USA und die Nutzung von LNG-Terminals deutlich an Relevanz gewonnen. Eine Internalisierung der Kosten sollte idealerweise im Rahmen eines europäischen CH₄-ETS stattfinden. Bis dieser eingerichtet ist, sollte eine nationale CH₄-Bepreisung für einen Ausgleich sorgen. Wie ein Übergang gestaltet werden kann, wurde bei der Einrichtung des nationalen Emissionshandels im Wärme- und Verkehrssektor und dessen grundsätzliche Ausrichtung auf den ETS₂ bereits demonstriert.

- **Stromsteuersenkung:** Die Einnahmen aus einer CH₄-Bepreisung könnten dazu genutzt werden, die Stromsteuer abzusenken. Damit würde ein relevantes Hemmnis bei der Sektorenkopplung abgebaut werden.

Bundesverband Neue Energiewirtschaft (bne)
Der bne verbindet Wettbewerb, Erneuerbare und Innovation im Energiemarkt. Seine Mitgliedsunternehmen lösen alte Grenzen auf und setzen die Kräfte der Energiewende frei.