

VERBUND Positionspapier Strommarktdesign

Bewertung des Vorschlags zum Energiemarktdesigns („EMD“) der EU Kommission

März 2023

VERBUND Positionierung zu Energiemarktdesign – Überblick

VERBUND bewertet den vorgelegten Vorschlag zur Reform des Marktdesigns im Grundsatz positiv, da die Kommission mit dem Vorschlag eine Weiterentwicklung des bestehenden Marktdesigns anstrebt, anstatt ein bewährtes System übereilt abzuschaffen. Es ist positiv, dass das bestehende Marktdesign mit seinem Kernelement „Merit Order“, das über eine grenzkostenbasierte Preisbildung verlässliche Preissignale und folglich auch entsprechende Investitionsanreize gewährleistet, beibehalten und flexibel um zusätzliche Elemente wie die verstärkte Nutzung von PPAs bzw. CfDs ergänzt wird.

- **Beibehaltung der „Merit Order“ mit „Pay-as-cleared“**, keine Eingriffe in Preisbildungsmechanismus und in die Erlöse von Bestandsanlagen. Maßnahmen zur Erhöhung der Liquidität der Kurzfristmärkte sind zu begrüßen.
- **Platz für ungeförderte und geförderte EE-Geschäftsmodelle** bleibt erhalten. Zweiseitige CfDs und PPAs können von Staaten zwar beanreizt werden, die Entscheidung über deren Verwendung bleibt jedoch, wie derzeit, weiterhin den Mitgliedsstaaten (CfDs) und den Märkten (PPAs) überlassen. Die Ausgestaltung der zweiseitigen CfDs darf allerdings nicht zu einem „Produce-and-forget“ führen. Für die Erreichung der EE-Ausbauziele in Österreich sollte baldigst geklärt werden, welche Auswirkung die Vorgabe im EMD (zweiseitige CfDs) auf das aktuelle Erneuerbaren Ausbau Gesetz (einseitige Marktprämie) hat.
- **Energy-only-Markt bietet ausreichend Investitionsanreize, wenn Preissignale zugelassen werden.** VERBUND unterstützt die Maßnahmen im EMD zum **Abbau von Marktbarrieren für Flexibilitäten**. VERBUND steht dem Flexibilitätsfördermechanismus sowie dem vorgeschlagenen „Peak-shaving“ Produkt kritisch gegenüber, da hier kein erkennbarer Vorteil zu sehen ist.

- **Erhöhung der Liquidität der Terminmärkte vorrangig durch Netzausbau und dadurch ermöglichte Vergrößerung von Gebotszonen.** Aus Sicht von VERBUND sollte die prioritäre Stoßrichtung sein, den Netzausbau zu forcieren und möglichst große Gebotszonen zu konfigurieren. VERBUND steht den „Regional virtual hubs“ kritisch gegenüber, da diese eine zusätzliche und nicht notwendige Komplexitätsebene in das bereits bestehende System einziehen.
- **„Zonales Marktmodell“ mit langfristig stabilen „Locational signals“ beibehalten.** VERBUND unterstützt das zonale Marktmodell und sieht im alternativen nodalen Marktmodell keine Vorteile.
- **Vorgaben zu „Supplier Risk Management“ dürfen nicht zu neuen Risiken für Lieferanten führen.** VERBUND sieht konkrete Vorgaben für das Risiko-Management für Lieferanten durch nationale Regulierungsbehörden als kritisch. Der Fokus sollte hier auf einem **Monitoring von „Good practice“ liegen.** VERBUND **lehnt** die Möglichkeit für Mitgliedsstaaten, Lieferanten dazu verpflichten zu können, einen **Anteil ihrer Lieferverpflichtungen mit PPAs rückdecken** zu müssen, **ab.**
- **Restriktive Voraussetzungen für Krisenmechanismus werden begrüßt.** VERBUND begrüßt, dass für die Implementierung von Krisenmechanismen mehrere Kriterien kumulativ erfüllt werden müssen. Bei der Ausgestaltung der regulierten Endkundenpreise für Haushalte sind allerdings noch einige Fragen offen, die einer weiteren Klarstellung bedürfen (z. B. was ist „unter den Kosten“ zu verstehen).

Verbund Positionierung zu relevanten Fragestellungen

Marktmechanismus – Beibehaltung der „Merit Order“ und keine Eingriffe in Preisbildungsmechanismus

Die Preisbildung auf dem Day-ahead Markt auf Grundlage einer „**Merit Order**“ mit „**Pay-as-cleared**“ **ist grundsätzlich die typische Preisbildung für jedes homogene Gut** (und somit auch für „Strom“) und stellt den **optimalen Einsatz der verfügbaren Kraftwerkskapazitäten** sicher. Dadurch werden die richtigen Knappheitspreissignale an die Marktteilnehmer gesendet, die entweder zu Nachfrageanpassungen bei den Endverbrauchern und/oder zu Investitionssignalen für neue Kapazitäten führen. Für „inframarginale“ Technologien besteht bei der Preisbildung durch die marginale Kapazität die Möglichkeit, historische und/oder künftige Investitionskosten zu verdienen, wodurch die Investitionsbereitschaft sichergestellt wird.

Das EMD belässt den Preisbildungsmechanismus in Kurzfristmärkten. Zur Erhöhung der Liquidität an den Kurzfristmärkten sollen potentielle Marktbarrieren für die Teilnahme, z. B. von Demand Response, reduziert werden und der Gate-Closure Zeitpunkt für Intraday Handel

näher an Real-time gebracht werden. VERBUND unterstützt dies und betont, dass der aktuelle Day-ahead Flow-based-Market-Coupling Mechanismus durch eine mehrjährige und intensive Zusammenarbeit aller Marktteilnehmer entwickelt wurde und sich bewährt hat.

VERBUND betont, dass Eingriffe in die Preisbildung für „inframarginale Technologien“, wie sie von einigen Mitgliedsstaaten (z. B. Spanien) eingefordert wurden, mit weitreichenden rechtlichen und ökonomisch negativen Auswirkungen verbunden wären. Die Beibehaltung der „Merit Order“ bedingt zwangsläufig, dass für **inframarginale Technologien der Strompreis weiterhin über den kurzfristigen Grenzkosten liegt**. Wenn dies nicht gewollt ist, dann sind **regulatorische Eingriffe in die Preisbildung von „inframarginalen Technologien“** notwendig, welche von VERBUND aus **rechtlichen und ökonomischen Gründen abgelehnt werden, denn:**

- Preiseingriffe sind komplex und mit hohen rechtlichen und marktlichen (z. B. negative Beeinflussung des optimalen Kraftwerkseinsatzes, Bestimmung der Gestehungskosten, Nachfrage-Beeinflussung) Risiken verbunden;
- „Ex post“ Eingriff hat eine negative Auswirkung auf Investitionssicherheit und –klima, was die Dekarbonisierung der Energiewirtschaft konterkariert;
- „Politisches Risiko“ erhöht Finanzierungskosten mit negativer Auswirkung auf Gesamtsystemkosten und Dekarbonisierungsbestrebungen;
- Unternehmen werden finanzielle Mittel für Investitionen in EE-Kapazitäten entzogen mit negativer Auswirkung auf EE-Ausbau, Finanzierungskosten sowie Energiewende an sich.

Platz für ungeförderte und geförderte EE-Geschäftsmodelle sicherstellen

Der **EE-Ausbau stellt einen zentralen Baustein auf dem Weg zu einem dekarbonisierten Energiesystem** dar. **VERBUND bekennt sich zur Energiewende und den damit verbunden politischen Zielen für den EE-Ausbau**. Die Erreichung der EE-Ausbau Ziele wird politisch durch die Vorgabe von jährlichen Zubaumengen („Mengensteuerung“) und einem Fördermechanismus für diese Zubaumengen induziert. Auf diese Weise sollen die EE-Ziele erreicht werden. Ein „gefördertes“ Geschäftsmodell wird somit auch künftig nicht wegzudenken sein. Neben der „Mengensteuerung“ muss allerdings auch ein „ungefördertes“ Geschäftsmodell über eine „Preissteuerung“, d. h. durch den Strompreis und/oder CO₂ Preis, ausreichend Platz haben.

Das EMD sieht ein Nebeneinander von „ungeförderten“ und „geförderten“ Geschäftsmodellen vor. Das „ungeförderte“ Geschäftsmodell soll zusätzlich durch den **Abbau von Marktbarrieren für langfristige Power Purchase Agreements (PPAs)** gestärkt werden. Bei langfristigen Stromabnahmeverträgen bestehen zwischen Erzeuger und Verbraucher Risiken (z. B. Kreditrisiko, Preisrisiko), die zu **prohibitiv hohen Risikoaufschlägen** führen können und deshalb den Vertragsabschluss unterbinden. Dies

sollte **per se nicht** als **Marktversagen** eingeordnet und bei der konkreten Ausgestaltung von unterstützenden Maßnahmen mitgedacht werden.

VERBUND begrüßt generell, dass PPAs nicht zwangsweise eingeführt werden und dass im EMD ausdrücklich darauf hingewiesen wird, dass bei unterstützenden Maßnahmen für PPAs negative Auswirkungen auf die Liquidität der Großhandelsmärkte (hier sollten Kurzfrist- und Terminmärkte betrachtet werden) vermieden werden sollen. Maßnahmen zur Verbesserung der Bedingungen für PPAs (z. B. Übernahme von Kreditrisiko durch staatliche Garantien) müssen deshalb immer in Verbindung mit **Maßnahmen zur Erhöhung der zeitlichen Produkttiefe auf Terminmärkten (Börse/OTC)** beurteilt werden.

VERBUND sieht es kritisch, dass für **PPAs auch im Standardfall Vertragsauflösungsklauseln bei vorzeitiger Auflösung gesetzlich** vorgeschrieben werden. Aus VERBUND Sicht konterkarieren solche Klauseln grundsätzlich die Idee, mehr Investitionssicherheit über langfristige Abnahmeverträge zu gewährleisten. Sollte es jedoch zu einer gesetzlichen Verpflichtung kommen, die besagt, dass PPAs derartige vorzeitige Vertragsauflösungsklauseln vorsehen müssen, sollten aus Sicht von VERBUND auch entsprechend hohe Pönalen vorgesehen werden.

Im „geförderten“ Geschäftsmodell muss die Ausgestaltung des Fördermechanismus sicherstellen, dass Preissignale für EE-Anlagen weiterhin wirken und der **kurzfristige Einsatz von EE-Anlagen nicht verzerrt** wird. **Einseitige Marktprämien**, wie sie aktuell auch im Erneuerbaren Ausbau Gesetz vorgesehen sind, sind dabei ein **etabliertes Instrument**. Das EMD sieht vor, dass für neue Investitionen in EE-Kapazitäten verpflichtend **zweiseitige Contract-for-Differences (CfDs)** zur Anwendung gelangen sollen. Bei der einfachsten Ausgestaltung erhält der EE-Erzeuger einen fixen „Strike Price“ (z. B. 50 €/MWh) und die stündliche Differenz zum Day-ahead Preisen wird ausgeglichen, d. h. wenn der Day-ahead Preis über (unter) dem „Strike Price“ liegt, erfolgt eine Zahlung vom (an den) EE-Erzeuger. Im Unterschied zu einer einseitigen Marktprämie wird somit das Upside Potential für den EE-Erzeuger abgeschnitten.

VERBUND steht einem **zweiseitigen CfD grundsätzlich neutral** gegenüber. Allerdings muss bei der Ausgestaltung sichergestellt werden, dass der zweiseitige CfD **nicht zu einem „Produce-and-forget“** führt, wie es bei Einspeisetarifen der Fall ist, und der EE-Erzeuger beim Einsatz der EE-Anlage auf keine Preissignale mehr reagiert. Für die **Erreichung der EE-Ausbauziele in Österreich** sollte baldigst klargestellt werden, welche **Auswirkung die Vorgabe im EMD (zweiseitige CfDs) auf das aktuelle Erneuerbaren Ausbau Gesetz (einseitige Marktprämie)** hat, d. h. dürfen nach Inkrafttreten des EMD weiterhin Ausschreibungen nach dem EAG in Form einer einseitigen Marktprämie durchgeführt werden oder muss unmittelbar auf einen zweiseitigen CfD umgestellt werden. Eine frühzeitige Klärung ist erforderlich, da EE-Projekte eine entsprechende Vorlaufzeit haben und für die Wirtschaftlichkeitsrechnungen der zu erwartende Fördermechanismus eine wesentliche Rolle spielt.

VERBUND spricht sich weiterhin für die **Möglichkeit von technologiespezifischen Auktionen**, wie sie auch im Erneuerbaren Ausbau Gesetz vorgesehen sind, aus.

Energy-only-Markt bietet ausreichend Investitionsanreize, wenn Preissignale zugelassen werden

Selbst bei einem sehr hohen EE-Anteil im Technologiemarkt werden Zeiten mit höheren Preisen auftreten, wenn beispielsweise aufgrund einer geringeren EE-Erzeugung die Strompreise durch Speicher, (künftig „grüne“) Gaskraftwerke oder andere Flexibilitäten gesetzt werden. Die Preisbildung auf den Kurzfristmärkten stellt sicher, dass diese hohen Preise für alle Marktteilnehmer sichtbar werden. Auf diese Weise bietet der **Energy-only-Markt geeignete Preissignale für den Ausbau von flexiblen, steuerbaren Kapazitäten**. Diese Preissignale wirken einerseits für Speichertechnologien durch Preisvolatilitäten, andererseits für („grüne“) Gaskraftwerke (Back-up-Kraftwerke) und Demand Response durch Knappheitspreise am Day-ahead Markt und das Risiko von hohen Ausgleichsenergiepreisen. Diese Preissignale müssen allerdings auch zugelassen werden, damit Marktteilnehmer darauf reagieren können bzw. auch darauf reagieren müssen, da sie ansonsten finanzielle Verluste erleiden (z. B. durch sehr hohe Ausgleichsenergiepreise).

VERBUND sieht die Notwendigkeit von (kurz-, mittelfristiger, saisonaler) Flexibilität als Eckpfeiler eines auf erneuerbaren Energien basierenden Energiesystems, was sich auch in der VERBUND Strategie niederschlägt. VERBUND unterstützt deshalb die Maßnahmen im EMD zum Abbau von Marktbarrieren für Flexibilitäten und sieht ein periodisches Monitoring des Flexibilitätsbedarfs sowie die Definition von unverbindlichen Zielen für Flexibilität positiv. **VERBUND lehnt allerdings einen Flexibilitätsfördermechanismus für Investitionen in neue Speicher und Demand Response ab**, da Flexibilität durch Preisspitzen im Energy-only-Markt beanreizt wird. Der Flexibilitätsfördermechanismus stellt – ähnlich wie Kapazitätsmärkte – eine Aufweichung dieser wichtigen Preissignale im Energy-only-Markt dar.

VERBUND sieht **keinen erkennbaren Vorteil für das im EMD vorgeschlagene „Peak-Shaving“ Produkt**. Aus Sicht von VERBUND ist unklar, welchen Zusatznutzen das Peak-Shaving Produkt im Vergleich zur bereits bestehenden Möglichkeit, Demand Response an Kurzfristmärkten anzubieten, bringt. Das kürzlich eingeführte Instrument der APG aus der EU Not-VO (5% Einsparverpflichtung in Spitzenzeiten) hat bisher wenig Resonanz gefunden – eine Verstärkung eines vom Markt nicht nachgefragten Produktes scheint daher nicht zielführend. Es besteht zudem das Risiko, dass das Peak-Shaving Produkt die bestehenden anderen Märkte (Day-ahead und Intraday) beeinträchtigt. Aus diesem Grund lehnt VERBUND das „Peak-shaving“ Produkt ab.

VERBUND ist sich bewusst, dass Maßnahmen in relevanten Nachbarländern einen erheblichen Einfluss auf den Strommarkt im Kernmarkt Österreich haben können. Hervorgehoben werden muss hier die Plattform „Klimaneutrales Stromsystem“ in

Deutschland, wo erste Ergebnisse im Sommer 2023 und ein finaler Bericht im Winter 2023/2024 erwartet werden. Zu nennen ist auch die gerade in Erarbeitung befindliche Kraftwerksstrategie in Deutschland, welche durch technologiespezifische Förderungen Investitionen in neue flexible (H2-ready bzw. H2) Gaskraftwerke im deutschen Strommarkt beanreizen soll. Falls die Ergebnisse dieser Initiativen die Preissignale beispielsweise durch eine deutliche Reduktion von Preisspitzen stark beeinträchtigen, dann sollten **ggf. flankierende Maßnahmen zur Beanreizung von Flexibilitäten** über Kapazitätsmärkte angedacht werden. Ein Kapazitätsmarkt für Österreich sollte dabei zumindest folgende Eckpunkte erfüllen:

- Kapazitätsmarkt muss zeitlich begrenzt sein, d. h. nur solange in Kraft sein, wie keine ausreichenden Kapazitäten im Markt vorhanden sind;
- Kapazitätsmarkt muss technologieoffen und mengenbasiert ausgestaltet sein. Alle Anlagen (Bestand/Neu), welche die Anforderungen für das “Kapazitätsprodukt” erfüllen, sollen teilnehmen können.

Erhöhung der Liquidität der Terminmärkte vorrangig durch Netzausbau und dadurch ermöglichte Vergrößerung von Gebotszonen

VERBUND unterstützt Maßnahmen zur Erhöhung der Liquidität auf den Terminmärkten. VERBUND begrüßt deshalb den Hinweis im EMD, dass bei der Ausgestaltung der Förderungen für PPAs eine Reduktion der Liquidität an den Großhandelsmärkten vermieden werden soll. Aus VERBUND Sicht sollte bei der Beurteilung von Maßnahmen zur Anpassung des Marktdesigns grundsätzlich immer die **Auswirkung auf die Liquidität von Großhandelsmärkten (Termin- und Kurzfristmärkte)** mitgedacht werden. VERBUND begrüßt auch die Möglichkeit von langfristigen Übertragungsrechten bis zu dem Kalenderjahr $t+3$. Dies führt zu einer besseren Übereinstimmung von Handelsgeschäften auf Terminmärkten mit verfügbaren langfristigen Übertragungsrechten. Bei der Bestimmung der Höhe der langfristigen Übertragungsrechte darf allerdings die Physik nicht außer Acht gelassen werden.

VERBUND weist darauf hin, dass insbesondere für die **Liquidität von Terminmärkten die Größe von Gebotszonen** sowie die Vielfalt der Marktteilnehmer auf der Angebots- und Nachfrageseite wichtige Rollen spielen. Die **Vergrößerung von Gebotszonen** stellt somit ein wichtiges Instrument **zur Erhöhung der Liquidität** dar. Dies ist vorrangig durch einen **zeitgerechten Netzausbau** zur Reduktion von Netzengpässen zu erreichen. Der Netzausbau im Stromübertragungsnetz ermöglicht zusätzlich die europäische Integration von EE-Strom, reduziert so den Flexibilitätsbedarf und trägt zur Versorgungssicherheit bei. **VERBUND unterstützt deshalb den Vorschlag im EMD, dass in der Regulierung für Stromnetze ein „vorausschauender Netzausbau“ berücksichtigt werden soll.**

Das EMD sieht als wichtige Maßnahme zur Erhöhung der Liquidität der Terminmärkte die Einführung von „Regional virtual hubs“ vor. Dazu soll durch ENTSO-E ein Vorschlag zur

geographischen Abdeckung dieser „Regional virtual hubs“ gemacht werden, die mehrere Gebotszonen umfassen können. Für jeden „Regional virtual hub“ wird ein virtueller Referenzpreis ermittelt, der für das finanzielle Settlement von Terminprodukten, die auf diesen Referenzpreis referenzieren, dienen soll. Für jeden „Regional virtual hub“ ist eine „Single allocation platform“ einzurichten. Die „Single allocation platform“ soll langfristige Übertragungsrechte zwischen dem „Regional virtual hub“ sowie den geographisch abgedeckten Gebotszonen definieren und an die Marktteilnehmer versteigern. Die Entwicklung von Terminprodukten mit Bezug auf den Referenzpreis im „Regional virtual hub“ kann durch Börsen und/oder NEMOs erfolgen. Regulierungsbehörden können zusätzliche Maßnahmen zur Erhöhung der Liquidität (z. B. Market Maker) Strombörsen und Übertragungsnetzbetreibern vorschreiben.

VERBUND steht den **„Regional virtual hubs“** aus unterschiedlichen Gründen kritisch gegenüber:

- Das Konzept des „Regional virtual hub“ entspricht dem Großhandelsmarktdesign der Nordpool Region. Der „Regional virtual hub“ hat dabei den Zweck die Liquidität von mehreren kleinen Gebotszonen zu bündeln. Dies ist erforderlich, da sich in der Nordpool Region keine „Anker“-Gebotszone für den Terminmarkt etabliert hat.
- In Zentraleuropa gibt es allerdings mit Deutschland eine große „Anker“-Gebotszone mit einem hoch liquiden Terminmarkt. Marktteilnehmer außerhalb von Deutschland nutzen Terminprodukte der „Anker“-Gebotszone zur Absicherung. Die Preisdifferenz (Basisrisiko) zwischen dem Preis in der „Anker“-Gebotszone und der eigenen Gebotszone wird entweder durch zusätzliche Produkte (z. B. finanzielle Übertragungsrechte) abgesichert oder in Kauf genommen.
- Ein „Regional virtual hub“, der die Gebotszone Deutschland/Luxemburg mit ihrem hoch liquiden Terminmarkt und kleinere umliegende Gebotszonen (z. B. Österreich) umfasst, wird sehr wahrscheinlich wenig Effekte haben. Marktteilnehmer in Deutschland werden sich weiterhin mit deutschen Terminprodukten absichern. Eine Absicherung durch ein Produkt des „Regional virtual hub“ bringt für Marktteilnehmer in Deutschland keinen Vorteil, sondern im Gegenteil einen entscheidenden Nachteil: ein neues Basisrisiko zwischen „Regional virtual hub“ Preis und dem Gebotszone Deutschland/Luxemburg Preis. Liquidität von deutschen Marktteilnehmern wird deshalb nicht zum „Regional virtual hub“ wandern. Marktteilnehmer aus den kleineren Gebotszonen könnten Terminprodukte mit Referenz auf den „Regional virtual hub“ nachfragen. Allerdings stehen diese Produkte in Konkurrenz mit den liquiden Terminprodukten der „Anker“-Gebotszone Deutschland/Luxemburg. Auch hier ist der Vorteil eines Produktes mit Referenz auf „Regional virtual hub“ nicht ersichtlich. Es besteht weiterhin ein Basisrisiko und die Liquidität wird gering sein, da die Liquidität aus Deutschland fehlt. Hier bietet die Aufteilung der einheitlichen Gebotszone Deutschland/Österreich ein interessantes Fallbeispiel. Auch nach der Trennung gab es weiterhin ein DE/AT Terminprodukt („Regional virtual hub“). Die Liquidität wanderte allerdings vom DE/AT Produkt zum DE Produkt, da Marktteilnehmer in Deutschland keinen Vorteil in der Absicherung mit einem

DE/AT Produkt sahen (Basisrisiko zwischen Referenzpreis DE/AT und Preis DE) und die Marktteilnehmer in Österreich die Absicherung mit dem liquiden DE Produkt vornahmen.

Eine Voraussetzung für das „Funktionieren“ von „Regional virtual hubs“ sind somit viele kleine Gebotszonen. **Aus Sicht von VERBUND sollte jedoch die prioritäre Stoßrichtung sein, den Netzausbau zu forcieren und möglichst große Gebotszonen zu konfigurieren.** Mit diesen beiden Maßnahmen wird die Erhöhung der Liquidität im Terminmarkt besser adressiert als über die Schaffung von virtuellen Hubs, die eine zusätzliche und nicht notwendige Komplexitätsebene in das bereits bestehende System einziehen.

VERBUND sieht **zusätzliche Möglichkeiten zur Erhöhung der Liquidität in den Terminmärkten.** Beispielsweise dürfen Sicherheitsleistungen den Handel an börslichen Terminmärkten nicht zu stark beschränken. Dies kann u. a. durch Anpassungen bei Art der Sicherheitsleistung oder bei Nachschussverpflichtungen erfolgen.

„Zonales Marktmodell“ mit langfristig stabilen „Locational signals“ beibehalten

Das aktuelle EMD sieht mit dem Gebotszonen-Review ein Instrument zur Etablierung von Standortsignalen vor. Der **periodische Gebotszonen-Review** ermöglicht innerhalb des zonalen Marktmodells, die Etablierung von Preisgebotszonen entlang struktureller Netzengpässe. Die **Strompreisunterschiede** zwischen den Gebotszonen signalisieren einen Bedarf an zusätzlichen Erzeugungskapazitäten und bieten somit „**Locational signals**“ für Investitionen. Die Rekonfiguration von Gebotszonen ist grundsätzlich mit einem Umstellungsaufwand verbunden, weshalb hier auf eine **zeitliche Stabilität** Rücksicht genommen werden muss (zudem: Kraftwerke sind langlebige Investitionen). Weiterhin zu berücksichtigen sind:

- geplante Netzausbau-Projekte, die einen strukturellen Engpass beseitigen;
- Auswirkung auf die Liquidität des Terminmarktes in den neuen Gebotszonen;
- Auswirkung auf Marktkonzentration und Wettbewerb in den neuen Gebotszonen
- Für Investitionsentscheidung ist Stabilität wichtig, weshalb ein Neuzuschnitt nicht zu kurzfristig erfolgen sollte.

VERBUND unterstützt das **zonale Marktmodell und sieht im alternativen nodalen Marktmodell keine eindeutigen Vorteile.** Bei „Nodal Pricing“ spiegeln die Preise die Grenzkosten der Erzeugung an jedem Knotenpunkt unter Berücksichtigung von Engpässen/Verlusten und ergeben so viele einzelne Großhandelspreise. Der Preis enthält ein integriertes lokales Standortsignal, das die kurzfristigen Grenzkosten von Engpässen widerspiegelt. Nodal Pricing stellt einen umfassenden Eingriff in das Marktdesign mit unklaren Vorteilen dar:

- Standortsignale können stark volatil sein und sind somit für Investitionsentscheidungen wenig geeignet;
- Lokale Marktmacht an Knotenpunkten mit negativen Auswirkungen auf Marktergebnisse kann regulatorische Eingriffe erforderlich machen;
- „Nodal Pricing“ hat starke Auswirkungen auf die Organisation der aktuellen Terminmärkte.

Vorgaben zu „Supplier Risk Management“ dürfen nicht zu neuen Risiken für Lieferanten führen

VERBUND begrüßt, dass die Kommission in ihrem Vorschlag keine Unterscheidung zwischen großen und kleinen Lieferanten macht, da es insbesondere kleinere Lieferanten waren, die während der Krise zahlungsunfähig wurden.

VERBUND sieht konkrete Vorgaben für das Risiko-Management für Lieferanten durch nationale Regulierungsbehörden als kritisch an. Der Fokus sollte hier auf einem Monitoring von „Good practice“ liegen und die Risiko-Management Strategien der Vertriebsunternehmen transparent dargestellt werden. **VERBUND lehnt die Möglichkeit für Mitgliedsstaaten, Lieferanten dazu verpflichtet zu können, einen Anteil ihrer Lieferverpflichtungen mit PPAs rückdecken zu müssen, ab.** Grund für diese Ablehnung ist die Tatsache, dass Endkunden nach wie vor das Recht haben, ihren Stromlieferanten kurzfristig zu wechseln. Es besteht hier somit eine Verpflichtungsasymmetrie, weil die Lieferanten eine große offene Long-Position haben und damit ein Risiko eingehen, das sie bei Anwendung eines „Good practice“ Risiko-Managements auch bepreisen werden. Somit wäre eine solche Verpflichtung auch zum Nachteil der Endkunden. Die Kommission erwähnt in ihrem Vorschlag, dass die PPA-Deckung der Lieferanten deren Risikoexposition auf der Kundenseite entsprechen soll, was in unseren Augen so zu interpretieren ist, dass PPAs grundsätzlich für die Rückdeckung der Lieferverpflichtungen nicht geeignet sind, da die Bindungsfristen eines Lieferanten mit dem Anbieter einer PPAs systematisch länger sind als die Bindungsfristen zwischen dem Endkunden und dem Lieferanten.

Kumulative Voraussetzungen für Krisenmechanismus werden begrüßt

VERBUND begrüßt, dass für die Implementierung von Krisenmechanismen mehrere Kriterien kumulativ erfüllt werden müssen. Kritisch wird gesehen, dass die Kriterien im EMD tendenziell vage formuliert sind.

Im Falle einer „Union-wide electricity price crisis“ können Mitgliedsstaaten regulierte Endkundenpreise verordnen. Die regulierten Endkundenpreise für Haushaltskunden können „unter den Kosten“ liegen. Die Lieferanten werden in der Folge für die **Differenz zwischen den „Kosten“ und dem „regulierten Endkundenpreis“ kompensiert.** Wie genau die

„Kosten“ definiert werden, ist allerdings nicht ausgeführt. Dabei sind **unterschiedliche Aspekte zu beachten**:

- **Berücksichtigung von Eigenerzeugung zu Opportunitätskosten:** Aus VERBUND Sicht muss die Eigenerzeugung mit Opportunitätskosten, d. h. zu Marktpreisen bewertet werden. Die Kosten ergeben sich damit aus den Großhandelsmarktpreisen;
- **Berücksichtigung von „Supplier Risk Management“:** Die Kosten der Strombeschaffung eines Lieferanten sind von der konkreten Beschaffungsstrategie abhängig. Bei einem steigenden Markt führt eine längerfristige im Vergleich zu einer kurzfristigen Beschaffungsstrategie zu geringeren Beschaffungskosten. Nachdem die Voraussetzungen für eine „Union-wide electricity price crisis“ einen steigenden Markt voraussetzt¹, besteht hier das Risiko, dass Lieferanten mit einer langfristigen Beschaffungsstrategie, die die Preisvolatilität für Endkunden reduziert, „schlechter“ gestellt werden. Ein einfaches Beispiel kann dies veranschaulichen. Der regulierte Endkundenpreis ist 100 €/MWh. Die Beschaffungskosten von Lieferanten A (langfristige Beschaffung) sind 110 €/MWh und die von Lieferanten B (kurzfristige Beschaffung) sind 150 €/MWh. In diesem Fall würde der Lieferant A eine Kompensation von 10 €/MWh bekommen und der Lieferant B 50 €/MWh.

¹ Article 66a 1(a): “very high prices in wholesale electricity markets at least two and a half times the average price during the previous 5 years which is expected to continue for at least 6 months”