

1 Leitfragen zu Kap. 3.1, Investitionsrahmen für erneuerbare Energien

1.1 Teilen Sie die Einschätzung der Chancen und Herausforderungen der genannten Optionen?

Ja

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

- Wie relevant sind aus Ihrer Sicht Erlössicherheiten bei Gebotsabgabe durch Prognoseunsicherheit von Stunden mit Null- oder Negativpreisen je Option?
- Wie schätzen Sie die Relevanz der Intraday-Verzerrungen durch produktionsabhängige Instrumente ein?
- 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?

(max. 3.500 Zeichen)

Produktionsabhängige Modelle

Die Einschätzung der Chancen und Herausforderungen von Option 1 und 2 werden geteilt. Die ÜNB teilen zudem die Einschätzung des BMWK, dass Option 1 und 2 nicht weiterverfolgt werden sollten.

Produktionsunabhängige Modelle

Produktionsunabhängige Modelle haben grundsätzlich den Vorteil, dass Preissignale auf den Strommärkten nicht durch Subventionen oder Förderungen verzerrt werden. Das hat den Vorteil, dass die Stromproduktion und der Stromverbrauch bedarfsgerecht und effizient durch den Strommarkt gesteuert werden können. Dadurch können Angebotsüberhänge und negative Strompreise durch Angebote von steuerbaren EE-Anlagen effektiv vermieden werden.

- **Option 3:**
 - Vorteile
 - Produktionsunabhängige Förderung unterliegt den Marktpreissignalen in vollem Umfang, dadurch maximale Steuerwirkung bei negativen Preisen
 - Nachteile:
 - Aufwand der Bestimmung der Referenzerzeugung (abhängig von Umsetzungsvariante)
- **Option 4**
 - Vorteile

- Produktionsunabhängige Förderung unterliegt den Marktpreissignalen in vollem Umfang, dadurch maximale Steuerwirkung bei negativen Preisen
 - Investitionszahlungen sind konstant und nicht mengenabhängig -> Bessere Planbarkeit, Verringerung des Investitionsrisikos
 - Zusätzlicher Effekt: Schwankungen auf dem EEG-Konto aufgrund von höheren Rückzahlungen bei höherem Dargebot (aktueller Effekt) sollten tendenziell verringert werden (abhängig vom Anteil neu zugebauter Anlagen, für die diese Regelung gilt und Auslaufen des Förderanspruchs alter Anlagen)
- Nachteile:
- Aufwand der Bestimmung der Referenzerzeugung (abhängig von Umsetzungsvariante)

1.3 Wie bewerten Sie die Auswirkungen der verschiedenen Optionen und deren Ausgestaltungsvarianten auf die Kapitalkosten? Beachten Sie dabei auch folgende Teilaufgaben:

- Welche Kapitalkostenunterschiede erwarten Sie im Vergleich von einem Investitionsrahmen mit und ohne einen Marktwertkorridor?
- 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, ...)?

(max. 3.500 Zeichen)

1.4 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 Teilaufgaben:

- Wie groß schätzen Sie die Herausforderungen und Chancen einer Systemumstellung ein?
- Wie schätzen Sie die Umsetzbarkeit eines Modells mit produktionsunabhängigen Zahlungen auf Basis lokaler Windmessungen und die Umsetzbarkeit eines Modells mit eines produktionsunabhängigen Refinanzierungsbeitrags auf Basis von Wettermodellen ein?

(max. 3.500 Zeichen)

Einschätzung der verschiedenen Optionen – siehe 1.2

Umsetzungsvarianten zur Bestimmung der Referenzerzeugung gem. BMWK-Papier

- Nutzung von Referenzanlagen (z.B. durch Ermittlung von durchschnittlichen Erzeugungsmengen) aufgrund klarer Bestimmbarkeit des Produktionspotentials aus ÜNB-Sicht eindeutig zu bevorzugen, Umsetzungsaufwand im Vergleich am geringsten
- Hierbei ggf. auch Nutzung eines Wettermodells mit einer begrenzten Anzahl von wenigen Anlagen-Clustern ebenfalls denkbar
- Weiterentwicklungen zu anderen Umsetzungsvarianten (d.h. der anlagenscharfen Ermittlung des Produktionspotentials) sollten, wenn überhaupt, langfristig geprüft werden und in einem späteren Verfahren erneut besprochen werden
- Grundsätzlich muss klar definiert sein, wie die Bestimmung des Produktionspotentials festgelegt ist, z.B. ob Referenzlastgang gemessen oder ggf. Eingriffe von Netzbetreibern oder Anlagenbetreibern herausgerechnet werden müssen. Ansonsten sind Unsicherheiten im Markt zu befürchten.

Umsetzungsvorschlag zur Bestimmung der Referenzerzeugung der ÜNB

Bei Option 3 oder 4 ist das Produktionspotential eine wichtige Kenngröße zur Bestimmung der Förderhöhe. Der Aufwand für die Umsetzung von Option 3 oder 4 hängt maßgeblich von der Art und Weise der Bestimmung des Produktionspotentials ab. Um den operativen Umsetzungsaufwand auf ein handhabbares Niveau zu begrenzen, schlagen die ÜNB vor, analog zur heutigen Marktwertbestimmung das Produktionspotential je Energieträger anhand von Referenzanlagen zu bestimmen. Als Ergebnis erhielte man je Viertelstunde eine Referenzerzeugung in kWh je kW installierter Leistung. Diese Bestimmung könnte wie heute die Marktwertbestimmung zentral erfolgen. Durch die Multiplikation mit der tatsächlichen Anlagenleistung erhielte man dann das anlagenspezifische Produktionspotential je Viertelstunde.

Die Abrechnung in Option 3 entspräche dann im Prinzip der Option 2, mit dem Unterschied, dass in Option 2 die tatsächliche Erzeugung zur Bestimmung der Zahlungen herangezogen würde, in Option 3 hingegen das über die Referenzanlagen bestimmte Produktionspotential.

Bei Option 4 würde sich der Refinanzierungsbeitrag ergeben als Produkt zwischen dem anlagenspezifischen Produktionspotential je Viertelstunde und dem jeweiligen Börsenpreis. Zur einfacheren Abwicklung könnte auch schon direkt für jede Technologie der monatliche Refinanzierungsbetrag in € je kW installierter Leistung berechnet und veröffentlicht werden (indem man direkt für jede Technologie die Referenzerzeugung in kWh je kW installierter Leistung pro Viertelstunde mit dem jeweiligen Börsenpreis multipliziert)

Zu beachten ist, dass die Regelungen zur Bestimmung des Produktionspotentials möglichst eindeutig vorgegeben werden sollten, um mögliche Streitfälle zu vermeiden. Zudem ist unbedingt zu beachten, das System zur Bestimmung des Produktionspotentials möglichst einfach zu halten, um eine operative Umsetzbarkeit zu gewähren. Würde das System wie vorgeschlagen ausgestaltet, dürfte der Umsetzungsaufwand vergleichbar mit dem heutigen System bleiben und wäre folglich auch ohne nennenswerte Mehraufwände umsetzbar.

Würde man hingegen eine kompliziertere Variante bzgl. der Bestimmung des Produktionspotentials wählen – im Extremfall eine anlagenspezifische Bestimmung des Produktionspotentials – dann würde der Aufwand deutlich steigen und wäre je nach Ausgestaltungsvariante wohl nur sehr aufwändig oder kaum umsetzbar.

1.5 5. Haben Sie darüber hinaus Anmerkungen zu diesem Handlungsfeld?

(max. 2.500 Zeichen)

Grundsätzlich sollte unabhängig von der Ausgestaltungsvariante an der Prämisse des Ausschreibungsverfahrens festgehalten werden.

Die Anreizwirkung des letztendlich gewählten Fördermechanismus sollte auch bei notwendigen Eingriffen durch Netzbetreiber robust sein. Eventuelle Entschädigungsmechanismen (und deren Abwicklung) für solche Eingriffe müssen mitgedacht werden. Idealerweise beanreizt der Fördermechanismus nicht nur den Zubau, sondern auch die flexible Erzeugung.

Der Ausschluss von Kleinanlagen (Box 4) aus dem Investitionsrahmen ist verständlich, solange sich die große Masse der Kleinanlagen systemdienlich verhält. Auch für Kleinanlagen muss eine Lösung gefunden werden, um den Ausbau von PV-Anlagen weiterhin anzureizen bei gleichzeitigem markt- und systemdienlichem Verhalten.

2 Leitfragen zu Kap. 3.2, Investitionsrahmen für steuerbare Kapazitäten

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

(max. 2.500 Zeichen)

Die vier Übertragungsnetzbetreiber schätzen die Notwendigkeit der Anpassungs- und Anschlussfähigkeit eines Kapazitätsmechanismus für künftige Entwicklungen als äußerst wichtig ein. Diese Notwendigkeit sehen wir in jedem der aufgezeigten Mechanismen für innovative Technologien und Veränderungen des Marktumfeldes sowie der Marktregeln als gegeben an. Diese Veränderungen werden jedoch nicht ad-hoc auftreten, was genug Zeit für notwendige Anpassungen, auch in z.B. einem zentralen Kapazitätsmarkt lässt. Dieser zeitliche Vorlauf wiederum ermöglicht den Akteuren Planungssicherheit, da sie sich so an veränderte Bedingungen anpassen können.

Als Risiko sehen wir die Anpassungsfähigkeit eines DKM und KKM hinsichtlich der Bereitstellung ausreichender Kapazitäten in Knappheitssituationen: Wenn dezentrale Akteure systematisch ihre benötigten Bedarfe an gesicherter Leistung in Knappheitsperioden unterschätzen oder ihre Lastflexibilität überschätzen, kann dies zu einer massiven Versorgungssicherheitslücke führen. Im Fall eines DKM oder KKM kann kein zentraler Akteur mehr kurzfristig (t-1) eingreifen. Diese systematische Fehleinschätzung könnte insb. aus der Tatsache resultieren, dass ein staatliches Eingreifen bei systematischen Fehlentwicklungen von den Akteuren erwartet wird. Hierdurch könnte sich im Wettbewerb der Anreiz ergeben, zu niedrige Mengen an benötigter gesicherter Leistung bzw. zu hohe Lastreduktionspotentiale in Knappheitssituationen auszuweisen. Ein kurzfristiges Gegensteuern ist im KKM nicht möglich, da nur langfristige Neubaubedarfe durch den zentralen Akteur ausgeschrieben werden. Auch Praxisresultate aus Frankreich zeigen dies: Lieferanten mit ihren eigenen Prognosen sollten bessere Schätzungen liefern als eine zentralisierte Mengenfestlegung, aber die Erfahrung hat das Gegenteil gezeigt. Es besteht eher die Gefahr der Unterdeckung.

Hinsichtlich der Anschlussfähigkeit der Kraftwerksstrategie an einen Kapazitätsmechanismus sehen wir für den ZKM und den KKM keine Unterschiede und eine gute Integrationsmöglichkeit.

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

(max. 2.500 Zeichen)

Hinsichtlich der Berücksichtigung neuer Technologien sehen wir für einen ZKM und einen KKM dieselben Herausforderungen. Die Praxis, z.B. in GB, zeigt, dass durch die richtige Ausgestaltung des Marktdesigns innovative Technologien auch in einen ZKM eingebunden werden können. Die Einbindung neuer Technologien in einen CRM wird durch vier Eigenschaften bestimmt: Die PQ, das De-Rating, die Bedarfsaufteilung und der zeitliche Vorlauf. PQ und De-Rating sind im KKM, DKM und ZKM Aufgabe des zentralen Akteurs, sodass keine Unterschiede hinsichtlich der Technologieoffenheit bestehen. Im ZKM wird der Bedarf zwischen den Auktionen (z.B. t-4 und t-1) aufgeteilt, während im KKM der Bedarf zwischen KKM-Z und KKM-D aufgeteilt wird. In beiden Mechanismen weist man damit indirekt einen bestimmten Bedarf einer Technologieart mit spezifischen Merkmalen zu. Insofern gibt es in beiden Varianten keine automatische Allokation des Bedarfs zur kostengünstigsten Erbringungsmöglichkeit. Die jederzeit möglichen Auktionen

im DKM ermöglichen es den Akteuren zwar, den optimalen Zeitpunkt für das Angebot ihrer Kapazitäten zu wählen, bergen aber ein Risiko von strategischem Verhalten: Durch strategische Unterdeckung und einem späten oder keinen Ausgleich dieser Deckungslücke könnten Wettbewerbsverzerrungen zu Lasten der „rechtzeitig und angemessen“ gedeckten Unternehmen entstehen. Die Einführung einer Pönale könnte dieses Risiko zwar begrenzen, deren Adjustierung scheint jedoch extrem schwierig.

Auch das Risiko der Überdimensionierung wird in einem KKM nur verlagert und nicht gelöst. Hinsichtlich des Risikos einer Überdimensionierung muss festgestellt werden, dass zur Bestimmung des Bedarfs der zentralen Auktion in einem KKM ebenfalls eine Abschätzung der Nachfrage sowie der Lastreduktionspotentiale und flexibler Technologien weit im Voraus stattfinden muss. Die dezentralen Informationen der Akteure auf einem DKM bzw. KKM können hierfür nicht genutzt werden. Das Risiko der Überdimensionierung besteht somit ebenso im KKM. ZKMs in anderen Ländern reduzieren diese Gefahr durch verschiedene Instrumente effektiv: In Belgien wird der Bedarf durch einen Konsultationsprozess festgelegt. Darüber hinaus sind weitere Ansätze zur Optimierung der Dimensionierung denkbar, zum Beispiel die Berücksichtigung von Unsicherheiten in der Bedarfssfestlegung (Least-Worst-Regret-Ansatz in GB), die Berücksichtigung der Saisonalität bei der Kapazitätsbedarf und eine Weiterentwicklung der abgestuften Beschaffung.

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

(max. 2.500 Zeichen)

Bei Betrachtung der Gesamtkosten schätzen wir den KKM teuer als einen ZKM ein. Die „direkten“ Kosten (d.h. die Kosten, die über eine Umlage von Verbraucher bezahlt werden müssen) werden in einem KKM geringer sein als in einem ZKM, da weniger gesicherte Leistung über die zentrale Auktion beschafft wird. Entscheidend ist jedoch nicht die Höhe der Umlage, sondern die Gesamtkosten, die der Verbraucher letztendlich tragen muss.

Die These, dass eine stärkere Rolle der EVUs für einen hohen Preiswettbewerb sorgt, konnte sich im französischen Modell nicht bestätigen. Anbieter nutzen diese Möglichkeit kaum, vermutlich weil dieser Kostenbestandteil nur einen geringen Teil der Rechnung für den Letzverbraucher ausmacht. In dieser Hinsicht sind in einem KKM somit keine Kostensenkungen im Vergleich zu ZKM zu erwarten. Unterschiede sind hingegen hinsichtlich der Implementierungs- und Transaktionskosten zu erwarten. In einem KKM müssen von Beginn an wesentlich mehr Prozesse entwickelt und zudem in der Praxis dauerhaft umgesetzt werden. So bedarf es bspw. der Entwicklung und Durchführung von Auktionen für das zentrale wie auch das dezentrale Element. In Frankreich gab es wesentlich mehr Auktionen. Letztendlich werden diese Kosten immer auf den Verbraucher überwälzt, sodass durch eine dezentrale oder kombinierte Variante insgesamt höhere Kosten für die Verbraucher zu erwarten sind.

In der von 50Hertz beauftragten und durch Consentec erstellten Studie „Bewertung des Effekts von Kapazitätsmechanismen auf Endverbraucherkosten“ aus dem Jahr 2021 wird u.a. ein kostensenkender Effekt der gesteigerten Investitionssicherheit im ZKM durch geringere Risikoauflschläge in den Kapitalkosten aufgezeigt.

Auch bei Betrachtung der drei in der PKNS vorgestellten Kostenkomponenten (Erfüllungskosten, Programmkosten, Fehlerkosten) gibt es aus Sicht der ÜNB keine klare Überlegenheit des KKM: Insbesondere bei einer konservativen (also tendenziell zu niedrigen) Dimensionierung beim KKM-Z können die folglich hohen Zertifikatspreise im KKM-D zwar evtl. Lastflexibilität

beanreizen, sie führen aber gleichzeitig auch zu hohen Kosten, die von allen Verbrauchern zu zahlen sind.

2.4 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?

(max. 2.500 Zeichen)

Erfahrungen aus dem belgischen Kapazitätsmarkt zeigen, dass die Rückzahlungsverpflichtung für Speicher und flexible Lasten eine Herausforderung ist. Allerdings sehen wir verschiedene funktionale Lösungsmöglichkeiten. So können Rückzahlungsverpflichtungen bspw. durch ein stop-loss Limit begrenzt werden, sodass der zurückzuzahlende Betrag nicht den Betrag der Kapazitätszahlung überschreitet. Hierdurch wird sicherer gestellt, dass flexible Lasten und Speicher zumindest nicht schlechter gestellt werden können.

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

(max. 2.500 Zeichen)

Die vier ÜNB sehen aufgrund derselben Dimensionierungsherausforderung wie im ZKM und einem identischen Präqualifikations- und De-Rating Verfahren in ZKM und DKM keinen Vorteil des KKM, sondern erwarten höhere Gesamtkosten, eine höhere Komplexität für Marktteilnehmer und damit weitere Risiken:

Komplexität: Der französische Kapazitätsmarkt, der am ehesten dem Modell des KKM entspricht, hat gezeigt, dass hohe Komplexität die Funktionsfähigkeit beeinträchtigt und hohe Kosten verursacht. So gibt es Probleme mit der Verständlichkeit des Mechanismus für die betroffene Marktakteure und VNBs resultierend in einem hohen Bedarf an personellen Ressourcen für die Kundenunterstützung und zur Koordinierung der Präqualifikation. In Deutschland ist dies aufgrund der deutlich höheren Anzahl an VNB vermutlich noch schwieriger umzusetzen.

Lokale Komponente: Analysen der ÜNB zeigen, dass mit Blick auf die Systemsicherheit die verschiedenen Bedarfe des Stromsystems, z.B. ausreichend Kapazitäten für den Redispatch, unbedingt bei der Allokation von Kapazitäten berücksichtigt werden müssen. Hierfür ist es notwendig, den Kapazitätsmarkt um eine lokale Komponente zu ergänzen. In einem KKM wäre eine lokale Komponente nur für zentrale Auktionen möglich. Für die zunehmend wichtiger werdenden Flexibilitätspotentiale sehen wir in dezentralen Auktionen kaum die Möglichkeit einer lokalen Steuerung. In der Folge würden fehlende Anreize für einen systemdienlichen Zubau die Netzengpassproblematik weiter verschärfen und die Systemsicherheit gefährden.

Dringlichkeit: Das Design, die Transformation dieses in einen Gesetzesrahmen und die Operationalisierung eines Kapazitätsmarktes sind komplexe Prozesse, die viel Zeit in Anspruch nehmen. Zudem wird eine Zustimmung der EU-Kommission benötigt. Insbesondere die Probleme des KKM in Hinblick auf mögliche Wettbewerbsverzerrungen durch die Trennung der Auktionen für Neu- und Bestandsanlagen wird eine Hürde für die Genehmigungsfähigkeit des Designs darstellen. Auch die Schwierigkeit der nach europäischen Recht vorgeschriebenen grenzüberschreitenden Teilnahme ausländischer Anlagen wird in dem KKM Ansatz

Umsetzungsprobleme mit sich bringen die eine Genehmigung erschweren. Sollen erste Auktionen des Kapazitätsmarktes bereits 2028 durchgeführt werden, sollte ein möglichst einfaches bereits in der Praxis verwendetes Design gewählt werden. Für ein völlig neues Design in Form eines KKM scheint diese Zeit zu knapp bemessen.

2.6 Wäre aus Ihrer Sicht auch eine Kombination aus ZKM und KMS denkbar?

(max. 2.500 Zeichen)

Eine solche Kombination weist aus Sicht der vier Übertragungsnetzbetreiber im Vergleich zum KKM dieselben und noch weitere Risiken auf und ist somit abzulehnen. So sind insbesondere die Präqualifikation und das De-Rating als kritisch anzusehen, da Anlagenbetreiber die gesicherte Leistung in Knappheitssituation selbst beurteilen. Die Beurteilung, wann eine Knappheitssituation vorliegt, und wie hoch der Bedarf in dieser ist, kann ein einzelner Betreiber jedoch nicht abschätzen. Den Übertragungsnetzbetreibern liegen hier die relevanten Daten vor, bzw. sie können diese mit Hilfe von probabilistischen Modellen berechnen, die nicht alle dezentralen Akteure vorliegen haben. Somit können sie zentralisiert wesentlich besser abschätzen, zu welchem Ausmaß welche Technologie in einer Knappheitssituation wahrscheinlich zur Verfügung steht. Überläßt man dieses De-Rating den Erbringern gesicherter Leistung, könnte es zu massiven Fehleinschätzungen kommen, die die Versorgungssicherheit gefährden. Weiterhin sind auch Probleme strategischen Gebotsverhaltens denkbar, in denen Erbringer gesicherter Leistung ihre Kapazitäten bewusst zu hoch schätzen, um höhere Erlöse zu erzielen, während das Gesamtrisiko vergemeinschaftet wird.

2.7 Haben Sie darüber hinaus Anmerkungen zu diesem Handlungsfeld?

(max. 2.500 Zeichen)

Den vier ÜNB ist klar, dass alle Lösungen zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit unterschiedliche Vor- und Nachteile aufweisen. Ziel muss es somit sein, den Mechanismus mit dem besten Kosten-Nutzen-Verhältnis zu identifizieren. Dies ist aus unserer Sicht der ZKM ergänzt um eine lokale Komponente, da er die höchste Effektivität und Steuerbarkeit bietet. Der ZKM kann in Ergänzung zur KWS die für die Versorgungssicherheit notwendigen Investitionen in steuerbare Kapazitäten von 21 GW bis 2030 anreizen und damit den Kohleausstieg flankieren. Auch in unseren europäischen Nachbarstaaten hat sich der ZKM zur Gewährleistung des Versorgungssicherheitsniveaus durchgesetzt. Ein ähnlicher Ansatz wie in Belgien, Frankreich und Polen ermöglicht potentiell eine bessere gemeinsame Koordinierung des gemeinsamen Kapazitätsbedarfs. Ein deutscher Sonderweg sollte mit Blick auf die europäische Integration und die Notwendigkeit zur zeitnahen Realisierung vermieden werden.

Hinsichtlich des KKM sehen wir zahlreiche Risiken (hohe Komplexität, erwartbar lange Implementierungszeit, Wettbewerbsverzerrung zwischen bestehenden und neuen Anlagen, fragliche Umsetzbarkeit grenzüberschreitender Teilnahme). Auch die besonders wichtige Integration einer lokalen Komponente scheint in einem KKM, zumindest im dezentralisierten Teil, kaum umsetzbar. Dies führt zu erheblichen Nachteilen mit Blick auf die notwendige netzdienliche räumliche Allokation der Anlagen.

Im Optionenpapier wird auch die Schaffung einer weiteren Reserve außerhalb des Marktes für Extremsituationen dargestellt (Box 10). Die Erfahrung aus der bestehenden Kapazitätsreserve in Deutschland zeigt, dass hier für Bestandsanlagen Kosten entstehen, die über denen von Neuanlagen liegen. Daher möchten die ÜNB darauf hinweisen, dass bei der Absicherung von

Extremsituationen die Effizienz des Gesamtkonzepts gewährleistet sein muss. Für eine verlässliche Netzreserve in den 2030er Jahren ist anzumerken, dass die Probleme der Personalverfügbarkeit, der technischen und rechtlichen Betriebsbereitschaft, Standortkonkurrenz und der Brennstoffversorgung gelöst werden müssen. Entscheidend ist die Möglichkeit zur langfristigen Planung und Refinanzierung.

Besonders wichtig ist es nun, dass politisch zeitnah Entscheidungen getroffen werden, um den Kohleausstieg fristgerecht zu ermöglichen und den Versorgungssicherheitsstandard langfristig zu gewährleisten.

3 Leitfragen zu Kap. 3.3, lokale Signale

3.1 Welche Rolle sehen Sie für lokale Signale in der Zukunft?

Aus Sicht der ÜNB sind lokale Signale, neben einem prioritären Netzausbau, ein elementarer Baustein für eine effiziente Energiewende, da sie bei einer zielgerichteten Ausgestaltung das Potential haben, den Kapazitäts- und Transportbedarf des Stromnetzes ex-ante, d.h. vor dem aktiven Eingriff durch die Systemführungen der ÜNB, auf ein effizientes Maß zu begrenzen. Andernfalls besteht das Risiko, dass einerseits der Netzausbaubedarf über das derzeit geplante Niveau steigt sowie kurz- und mittelfristig der Redispatchbedarf die verfügbaren Potentiale übersteigt und schlicht die notwendigen Prozesse und IT-Systeme weder den notwendigen Reifegrad oder Robustheitsgrad besitzen. Dies liegt auch darin begründet, dass ohne Anreizwirkung die Kooperationsbereitschaft der Netznutzer, einem hochgradig durch Netzbetreiber bewirtschafteten System zu folgen, begrenzt sein wird. Die Nutzung der dezentralen Anreize wird, wenn richtig implementiert, immer schneller, effizienter und robuster funktionieren als ein zentralisiertes Regime.

Lokale Signale sollten daher beide Dimensionen, also Standortentscheidung und Betriebsweise umfassen.

Lokale Investitionssignale sind aus heutiger Sicht besonders für große und neue Punktlasten relevant, aus ÜNB-Sicht sogar besonders vordringlich. Das betrifft vor allem die Elektrolyse und Stromspeicher/Batterien. Eine Möglichkeit stellen auch lokale Signale durch Systemdienstleistungsbedarfe dar, die Systembedarfe über das Engpassmanagement hinaus anzeigen könnten. Auch bei der Planung des Netzausbaus wird von einer sinnvollen lokalen Verortung bspw. von großen neuen Punktlasten wie Elektrolyseuren ausgegangen und der flexible Einsatz im Netz unterstellt. Hier sollten die gesetzlich regulatorischen Vorgaben bezüglich lokaler Anreize und Einsatz im Netzbetrieb die Planungsprämissen widerspiegeln.

Lokale Betriebssignale sind für alle Marktteilnehmer relevant, um die Berücksichtigung von physikalischen Grenzen im Marktgeschehen zu verbessern und die Beherrschbarkeit trotz hoher EE und Speicherdurchdringung sicherzustellen.

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

(Jeweils max. 2.000 Zeichen)

Vorteile:

Die Vorteile der vorgeschlagenen Optionen stellen sich aus unserer Sicht wie folgt dar: dynamische Netzentgelte bedürfen zwar einer gesetzlichen Änderung, sind aber grundsätzlich mit dem aktuellen System kompatibel. Zudem können sie einen effektiven Anreiz für eine netzdienliche Flexibilitätserbringung darstellen und mittelfristig den Redispatchbedarf senken. Die Wirkung des Instruments als Investitionsanreiz ist aufgrund der Informationsasymmetrie und Unsicherheit für den Anlagenbetreiber nur bedingt gegeben. Diese Lücke könnte ein zentral vorgegebener intelligenter Baukostenvorschuss schließen.

Die Nutzung von lokalen Anreizen in Fördermechanismen ist vorteilhaft, da sie kurzfristig umsetzbar ist und zielgerichtet als effektiver Investitionsanreiz für die neuen geförderten Technologien wirkt. Dementsprechend sind die Verteilungswirkungen im Gesamtsystem beschränkt.

Die Erprobung der Nutzung flexibler Lasten im Rahmen des Engpassmanagement ist aus unserer Sicht neben dem Heben der Redispatchpotentiale aus dem RD2.0 eine Maßnahme, mit der das Redispatchpotential, insbesondere das Hochfahrpotential im Süden, für Netzbetreiber erhöht werden kann. Zudem ist auch hier die Umsetzbarkeit im aktuellen System durchaus möglich und weist begrenzte Verteilungswirkungen auf.

Nachteile:

Im Falle dynamischer Netznutzungsentgelte ist die Effektivität aufgrund unterschiedlicher Aspekte unsicher. Einerseits findet der Großteil des Verbrauchs in Netzebenen unterhalb der Übertragungsebene statt, sodass ein entsprechendes Signal über alle Netzebenen konsistent sein müsste. Aufgrund der Freiwilligkeit zur Reaktion seitens der Netzkunden auf das Preissignal ist allerdings unklar, wie die tatsächliche Wirkung auf das Netz ausfällt. Andererseits wird die Effektivität eingeschränkt, da ein solches Signal vorab definiert werden müsste und somit nur signifikante und erwartete Engpässe abbilden könnte. Ergänzend hinzu kommen aktuell relevante Befreiungen (§ 118 Abs. 6 EnWG) und Rabattierungen (§ 19 Abs. 2 StromNEV), die in der weiteren Ausgestaltung einzubinden sind. Hieraus können Verteilungseffekte entstehen, welche die Akzeptanz einschränken. Abschließend bedingt das Instrument einen erheblichen Umsetzungsaufwand und Erlösrisiko auf Seiten der Netzbetreiber.

Bzgl. der Fördermechanismen besteht durch lokale Anforderungen ein Risiko einer Fehlsteuerung und Beschränkung von Innovationen. Durch die Nutzung von Preissignalen kann dies zum Teil mitigiert werden. Zudem wirkt das Instrument in erster Linie zur Investitionssteuerung, sodass einerseits der Betrieb unbenommen bleibt.

Die Einbindung von flexiblen Lasten in das Engpassmanagement ist noch mit Unsicherheit über die Effektivität versehen. Die Sensitivität der dezentralen Lasten auf Engpässe ist derzeit schwer prognostizierbar. Je nach Ausgestaltung der marktlichen Beschaffung können zudem marktverzerrende Effekte entstehen. Hier wäre eine umfassendere Pilotierung zur Einbindung von Lasten in den Redispatch vorteilhaft, um die realen Implikationen zu untersuchen und eine empirische Grundlage zur Bewertung des Kosten-Nutzenverhältnisses der Nutzung dezentraler Flexibilitäten im Engpassmanagement zu bilden.

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

(max. 2.500 Zeichen)

Aus der ÜNB-Perspektive sind lokale Signale für systemdienliche Investition derzeit von besonderer Relevanz, da sie einen maßgeblichen Hebel für den Netzausbaubedarf darstellen. Wir teilen die Einschätzung, dass Fördermechanismen ein effektives und kurzfristig umsetzbares Instrument sind, insb. mit Blick auf Wasserstoff-Elektrolyse. Ein Kapazitätsmechanismus für neue steuerbare Kapazitäten ist um eine lokale Komponente zu ergänzen. Neben der Schaffung finanzieller Anreize sollte auch die Transparenz über die verfügbaren und zukünftigen Anschluss- und Transportkapazitäten erhöht werden. Wir sind der Meinung, dass Fördermechanismen für Investitionen um eine netzdienlichere und

regelzonenübergreifende Ausgestaltung der Netzanschlusskosten für Lasten ergänzt werden sollten.

Mit Blick auf effizientere Betriebsanreize sind bestehende Flexibilitätshemmnisse abzubauen. Insb. die Bandlastregelung für die individuellen Netznutzungsentgelte. Damit verbunden ist eine Stärkung lokaler Betriebsanreize durch netzdienliche Komponenten notwendig. Eine weitere Möglichkeit hierzu wäre die Einführung sog. „Feasibility Ranges“, angelehnt an die schon heute bestehenden Einsatz Einschränkungen von Anlagen unter Redispatch. Dies würde sicherstellen, dass Marktteilnehmer die Physik des Stromnetzes bei Anpassungen ihrer Stromproduktion und -nachfrage insb. echtzeitnah zu berücksichtigen. Zusätzlich sehen wir einen maßgeblichen Beitrag der Integration von Elektrolyseuren und PtH-Anlagen in das Engpassmanagement. Die Netzbetreiber sollten in ihren Möglichkeiten gestärkt werden, Prozesskonformität sicherzustellen.

Um im aktuellen Marktdesign (lokale) Fehlanreize zu vermeiden, sollte es keine Verpflichtungen geben, real nicht-existente Netzkapazitäten an den Strommarkt zu geben. Zu diesem Zweck sollte auch die Möglichkeit erhalten bleiben, interne Netzelemente als Handelsrestriktionen im europäischen Stromhandel zu berücksichtigen.

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

Die wesentliche Gefahr besteht in einer weiter zunehmenden Diskrepanz von Netz und Markt. Dies resultiert in zukünftig massiven Herausforderungen für den Systembetrieb und äußert sich bereits jetzt einerseits durch ansteigende Redispatchbedarfe und -kosten. Andererseits besteht das signifikante Risiko, dass derzeitig implementierten Instrumente nicht mehr ausreichen, diese Herausforderungen zu beherrschen (siehe dazu auch die Antworten in Abschnitt 3.1). Ein Systembetrieb, in dem allein in Deutschland regelmäßig Redispatchmaßnahmen im Umfang von über 30 GW notwendig werden, birgt signifikante Systemsicherheitsrisiken und erhöht das Risiko für überregionale Systemstörungen. Mittel- bis langfristig kann sich ebenfalls ein erhöhter Netzausbaubedarf begründen, der das derzeit geplante Niveau übersteigt. Dies kann daraus resultieren, dass derzeitige Annahmen im Netzentwicklungsplan zur systemdienlichen Verortung insbesondere für Elektrolyse zu hinterfragen wären, sodass ein Abweichen von diesen einen weiteren Ausbaubedarf begründen kann. Beide Aspekte können die netzseitigen Kosten der Energiewende erhöhen.

Darüber hinaus können lokale Signale im Strommarkt ein relevantes Koordinierungssignal für die Systemintegration sein. Insbesondere der Entwicklung einer Wasserstoffinfrastruktur und dessen Nutzung baut auf einer klaren Perspektive zur Verortung der Einspeise- und Entnahmepunkte für grünen Wasserstoff auf. Elektrolyseure und wasserstofffähige steuerbare Kapazitäten sind hier maßgebliche Schnittstellen zum Stromsektor.

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

(max. 2.500 Zeichen)

3.6 Haben Sie darüber hinaus Anmerkungen zu diesem Handlungsfeld?

(max. 2.500 Zeichen)

Die im Optionenpapier vorgeschlagenen Instrumente weisen stellenweise einen kurzfristigen Fokus, d.h. insb. derzeitige Rahmenbedingungen auf. Beispielsweise sollte der Fördermittelbedarf für bestimmte Technologien nur temporär sein, allerdings kann die Betroffenheit bspw. von Netzentgelten sich im Zeitverlauf verändern. Dementsprechend sollte mit Blick auf das zukünftige System sichergestellt sein, dass Instrumente für lokale Signale insb. mit Wirkung auf die Investitionen nicht temporär limitiert sind.

Nicht nur mit Blick auf diesen Bericht wäre die Entwicklung eines gemeinsamen Verständnisses von System- und Netzdienlichkeit wünschenswert.

Weitere Ressourcen in den Redispatch integrieren: Die im Redispatch 2.0 als verpflichtend vorgesehenen Anlagen (Anlagen ab 100 kW) müssen zeitnah in die Redispatch-Prozesse integriert werden. Das betrifft auch das Hochfahrpotenzial aus flexiblen (oder ggf. marktlich abgeschalteten) EE-Anlagen. Darüber hinaus könnte kurzfristig eine Pilotierungsphase des ergänzenden marktisierten RD3.0 zur Einbindung flexibler Lasten beginnen. Mit Hilfe einer solchen Pilotierungsphase würde die empirische Grundlage zur Bewertung der netztechnischen Wirksamkeit und der marktlichen Effizienz von lastseitiger Flexibilität im Engpassmanagement geschaffen werden.

4 Leitfragen zu Kap. 3.4, Flexibilität

4.1 Stimmen Sie der Problembeschreibung und den Kernaussagen zu?

Ja

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

1. Dynamische und innovative Tarifmodelle können helfen, Flexibilitäten auf Verbrauchsseite zu heben und marktdienlich zu nutzen. Hieraus kann ein positiver Beitrag der Nachfrageseite in Situationen mit Erzeugungsüberschuss oder Lastunterdeckung entstehen. Beispielsweise sind Situationen, in denen aufgrund niedriger Spotmarktpreise eine höhere Nachfrage auch in Süddeutschland angeregt wird, die wiederum den Nord-Süd Stromtransport erhöhen kann. Eine Ausgestaltung muss daher konsistent mit dem Instrument dynamische Netzentgelte erfolgen, damit eine system- und netzdienliche Verbrauchsentscheidung getroffen werden kann.

2. Insgesamt sind die Überlegungen zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik positiv zu bewerten. Anders als die Stromtarife jedoch, welche insbesondere die Strombeschaffungskosten abbilden sollen, dienen die Netzentgelte der Refinanzierung des Ausbaus, der Instandhaltung und des Betriebs der Netze. Zudem sind weitere Aspekte bei einer möglichen Umsetzung zu beachten:

- Komplexität und Transparenz
- Umsetzungsaufwand
- Ungleichmäßige Auswirkungen auf Verbrauchergruppen

3. Die Volatilität der erneuerbaren Energien und die daraus resultierenden Marktpreise sowie die Regelungen für individuelle Netzentgelte (§ 19 Abs. 2 StromNEV) senden unterschiedliche Steuerungssignale, was auch Auswirkungen auf eine mögliche Effektivität dynamischer Netzentgelte haben kann. Die individuellen Netzentgelte gem. § 19 Abs. 2 StromNEV stellen derzeit ein Hemmnis für lastseitige Flexibilität mancher Industriebetriebe dar, was auch Auswirkungen auf eine mögliche Effektivität dynamischer Netzentgelte hätte. Entsprechend ist das Bestreben diese nun zu überarbeiten grundsätzlich positiv zu bewerten. Gleichwohl sind die Potentiale aus industr. Prozessflexibilität kurz-/mittelfristig begrenzt. Auch abseits §19 (2) werden Hürden in der Erschließung gesehen (Attraktivität/ Wert der Flexibilität).

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

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

(Jeweils max. 2.000 Zeichen)

Hemmisse:

In der PKNS Sitzung der AG2 und AG4 am 26.4.2023 haben die ÜNB auf folgende Hemmisse hingewiesen: Derzeit mangelnde Wirtschaftlichkeit (fehlender Business Case aus Sicht potentieller Flexibilitätsanbieter und Regularien), Probleme bei Infrastruktur, Zugänglichkeit und Kommunikation (drei Themenfelder: digitale Infrastruktur / Bilanzierung, Marktzugang / Marktdesign, Marktkommunikation). Zwei spezielle Punkte werden hier ausführlicher beschrieben:

Komplexe Prozesse in der Marktkommunikation:

Die derzeit gültigen Prozesse, Fristen und Inhalte der Marktkommunikation, die dazu geltenden Vorschriften und die in EVU eingesetzten IT-Systeme sind weder auf echtzeitnahe Datenübermittlung noch auf den Datenumfang bei höherfrequenter Auflösung und den Bedarf an Stammdateninformationen ausgelegt, um flexible Assets unter Einsatz von Smart Metern effizient zu nutzen und in Echtzeit Aussagen über die tatsächliche Netz- und Marktsituation treffen zu können.

Unflexibler Speichereinsatz durch Förderregime:

Mit dem aktuell geltenden Ausschließlichkeitsprinzip für Heimspeicher in Kombination mit der festen Einspeisevergütung für PV-Anlagen, werden viele Heimspeicher nicht flexibel genutzt oder bleiben in Zeiten geringerer PV-Erzeugung sogar ungenutzt. Auch mit der Verfügbarkeit dynamischer Tarife ist unter den jetzigen Bedingungen keine systemdienliche Nutzung dieser Speicher zu erwarten. Zudem überlagert das Eigenverbrauchsprivileg meist potenzielle Einsparungen durch eine Flexibilisierung des Verbrauchs.

Lösungen:

Vorschläge der ÜNB sind in den anderen Antworten enthalten. Zu den beiden spezifischen Hemmissen oben:

Data Hub Initiative

Verschiedene derzeit laufende F&E-Initiativen verfolgen dazu beispielsweise einen Data Hub Ansatz, mit dem Daten unter Wahrung der Datensouveränität synchron zur Verfügung gestellt und durch Berechtigte genutzt werden können, um so zu einer schnelleren und für alle Beteiligten synchronen Datenverfügbarkeit bei steigendem Datenumfang beizutragen. Darüber hinaus soll dieser Ansatz die technologische Grundlage für zukünftige Anforderungen bieten, wie der Datenberechtigung und der Pseudonymisierung, die bspw. für die Bilanzierung viertelstündlicher Messwerte relevant sind.

Anreize zur marktorientierten Nutzung von Heimspeichern

Hierzu wurde bereits im Rahmen des Solarpakets eine Änderung des §19 Abs. 3a,b EEG beschlossen. Durch neue Mess- und Bilanzierungskonzepte soll es möglich sein, nachzuvollziehen, wie viel Grünstrom und Graustrom in den Speicher geladen und entladen wird, um eine Mischnutzung des Speichers zu ermöglichen. Die Umsetzung dessen, welche schrittweise bis Oktober 2026 erfolgen soll, muss jedoch jetzt in der

Branche diskutiert und erprobt werden, um die erforderlichen Prozesse in die Wege zu leiten. Des Weiteren ist unklar, inwiefern das Eigenverbrauchsprivileg trotz Mischnutzung und dynamischen Tarifen einen marktorientierten Flexibilitätseinsatz überlagert.

4.4 Welche konkreten Handlungsoptionen sehen Sie in den einzelnen Handlungsfeldern?

(max. 2.500 Zeichen)

Damit Endkund*innen von einem Festpreistarif zu einem zeitvariablen oder dynamischen Tarif wechseln, reicht die faktische Attraktivität des Tarifs allein nicht aus. Endkund*innen müssen in die Lage versetzt werden, Vor- und Nachteile mit einem überschaubaren Aufwand selbst beurteilen zu können. Da sich Kosten, Kostenrisiken, die Möglichkeit Einsparungen durch flexibles Verhalten zu erzielen und Präferenzen, wie die Risikoaversion, zwischen Verbrauchern unterscheiden, braucht es individualisierte Informations- und Vergleichsangebote. Ein zentrales Element entsprechender Services, die beispielsweise von Vergleichsportalen und Stromlieferanten bereitgestellt werden könnten, sind aller Voraussicht nach Prognosen für die Strombezugskosten auf Basis historischer Messwerte. Entsprechende Daten können Serviceanbieter über die Marktrolle ESA von MSB erhalten. Voraussetzung dafür ist allerdings, dass Serviceanbieter die Berechtigungen der Endkund*innen dem MSB nachweisen können. Dieser Prozess ist in Deutschland aktuell papierbasiert und daher nicht kundenfreundlich und zugleich zeitaufwendig für ESA und MSB. Gemäß einer EU-Implementing Regulation (2023/1162) ist Deutschland verpflichtet, diesen Berechtigungsprozess zu digitalisieren (vgl. Aufgaben des Permission Administrators gemäß Implementing Regulation). Eine kundenfreundliche und massenmarktaugliche Umsetzung der Rolle des sogenannten Permission Administrators ist entscheidend, damit Endkund*innen Serviceanbietern ihre Daten problemlos zur Verfügung stellen können. Die Auswirkung auf den Hochlauf dynamischer Tarife sollte daher bei der regulatorischen Festlegung für die Implementierung des Permission Administrator in Deutschland berücksichtigt werden.

4.5 Haben Sie darüber hinaus Anmerkungen zu diesem Handlungsfeld?

(max. 2.500 Zeichen)

Zusätzliche Hemmnisse, aber ohne konkrete Lösung/Handlungsempfehlung

- Konsistente Ausgestaltung von Steuern, Abgaben und Umlagen zwischen den Energieträgern, um eine effiziente Systemintegration zu ermöglichen
- Sicherstellen, dass etwaige Flexibilitätshemmnisse auch über sektorale Grenzen hinweg betrachtet werden. Bspw. dass das Flexibilitätspotential eines Elektrolyseurs für den Stromsektor voll nutzbar ist und nicht durch die Regulatorik und Marktregeln im Wasserstoffsektor beschränkt wird.
- Für das massenhafte Ausschöpfen von Potentialen aus (Klein)flexibilitäten müssen noch Prozesse geschaffen oder weiterentwickelt werden – bspw. durch die Aggregation von Flexibilitäten, mglw. durch Branchenfremde.

Nicht nur mit Blick auf diesen Bericht wäre die Entwicklung eines gemeinsamen Verständnisses von System- und Netzdienlichkeit wünschenswert.