

Stellungnahme Strommarktdesign der Zukunft

Stellungnahme zum Optionenpapier des BMWK „Strommarktdesign der Zukunft“

Berlin, 06.09.2024: Das Optionenpapier spricht alle wesentlichen Punkte an, die in der PKNS besprochen wurden. Allerdings sind in dem Papier auch Präferenzen seitens des BMWK ersichtlich, die absehbar mehr Nachteile als Vorteile hätten.

So hätte ein Kapazitätsmarkt oder eine Kapazitätsmarktkombination bis zur beihilferechtlichen Genehmigung absehbar jahrelangen Attentismus bei Investitionen zur Folge, würde unnötige Kosten generieren, die per Umlage auf die Stromkunden umgelegt würden und würde durch Marktverzerrungen sogar die EEG-Kosten erhöhen. Dabei wäre die Lösung einfach, die Umsetzung der Option 1; d.h. die Absicherungspflicht, die in der laufenden EEG-Novelle ohnehin eingeführt wird, und Richtung Versorgungssicherheit weiterentwickelt werden könnte.

Bei den Erneuerbaren Energien wäre der einfachste Weg eine zweiseitige Marktprämie, im besten Fall mit Korridor (Option 1), damit auch eine Vermarktung des Erneuerbaren-Stroms möglich wäre. Die Optionen 3 und 4 sind teilweise als black box anzusehen. Deren Realitätstauglichkeit steht in Frage. Sie sollten vor Einführung in Reallaboren hinsichtlich ihrer Realitätstauglichkeit getestet werden. Parallel gilt es die beidseitigen Marktprämien weiterzuentwickeln. Die gleitende Marktprämie hat sich in der Realität bewährt. Ein Claw-Back-Mechanismus kann hier ansetzen.

Für eine Flexibilisierung ist eine funktionierende Digitalisierung unumgängliche Voraussetzung. Da die Digitalisierung erneut gescheitert ist, muss hier ein praxistauglicher Neustart stattfinden.

Zusammenfassung der Stellungnahme

Entscheidung für Kapazitätsabsicherungsmechanismus durch Spitzenpreishedging

Viele Themen im Optionenpapier können nicht umfänglich bewertet werden, da die **Wechselwirkungen** untereinander entscheidend und teilweise erheblich sind. Insbesondere hängt von einer Entscheidung im Handlungsfeld 2 die Ausgestaltung und Wirkung der anderen Handlungsfelder ab. Hier sprechen wir uns klar für die Option **Kapazitätsabsicherungsmechanismus durch Spitzenpreishedging** aus. Wir empfehlen in der aktuellen EnWG-Novelle eine Weiterentwicklung der ohnehin angedachten Einführung einer Hedgingpflicht. Dies geht nicht nur schnell, sondern ist auch günstig und **macht andere Mechanismen für steuerbare Kapazitäten obsolet**. Die Effekte einer Hedgingpflicht werden in der **Studie**¹ (bne, DIHK, EEX) detailliert untersucht und mit anderen Mechanismen verglichen. Auch kommt dieser **Ansatz ohne neue Umlagen** aus und konterkariert nicht wie andere Modelle (ZKM, DKM, KKM) die **Marktintegration von Erneuerbaren Energien, Speichern und Flexibilitäten**. Eine gut gestaltete Hedgingpflicht **reizt mit marktlichen Mitteln Flexibilität an** (Handlungsfeld 4). Durch unverzerrte Investitionsanreize in Flexibilität und Speicher **steigen Marktwerte für Erneuerbare Energien** (Vereinfachung von Handlungsfeld 1).

Zusammenfassung zu Handlungsfeld 1: Investitionsrahmen für erneuerbare Energien

Der bne spricht sich für einen evolutionären Ansatz beim Investitionsrahmen für Erneuerbare Energien aus, bevorzugt durch **Weiterentwicklung der Option 1 (Ergänzung des aktuellen Systems um einen Rückzahlungsmechanismus, mit einem Marktwertkorridor)**. Dies erfüllt die europäischen Vorgaben und führt nicht zu einem Systembruch und kann in einen Reallabor gut getestet werden. Diese Variante ist zudem mit dem wichtigen Thema Finanzierungsstrukturierung durch PPA eher kompatibel als ein Systemwechsel. Sollte an der weiteren **Ausgestaltung von Option 4** (Kapazitätszahlungen und produktionsunabhängiger Refinanzierungsbeitrag) festgehalten werden, stellen wir in **Frage, ob der erhoffte geringe Gewinn an Effizienz im Intraday-Handel eine Systemänderung mit all ihren Unsicherheiten inkl. Kostensteigerungen rechtfertigt**. Das Energiesystem ist mit der Entwicklung von „Stromspitzen“ konfrontiert. Trotz lokaler/globaler Stromspitzen würde in Option 4 (und 3) eine möglichst hohe Anlagenleistung angereizt, weil dies förderseitig abgesichert wird. Dies ist genau das Gegenteil der Lösung der Stromspitzenthematik und der hinderlich für die Verbesserung des heute dysfunktionalen Netzkapazitätsreservierungsmechanismus. Zudem ist eine große Schwäche des Optionenpapiers, dass es **keine klaren Aussagen zu der Kompatibilität der vorgestellten Optionen mit der marktlicher Absicherung (PPA, Terminmarkt)** enthält. Bei Option 2 und 3 ist eine solche Kompatibilität unwahrscheinlich. Dies erschwert Finanzierungen. Auch **fehlen Aussagen zu Wechselmöglichkeiten zwischen Vermarktungsformen** (z.B. in förderfreie Vermarktung über PPA). Wären diese nicht gegeben, verteuert sich das Fördersystem, unabhängig der bevorzugten Option. **Keine „One-fit’s-all – Lösung**: Generell sollte zwischen der Photovoltaik (mit Speichern, denn diese werden bereits jetzt immer mit geplant) und der Windenergie an Land (oder auf See) unterschieden werden.

¹ 08/2024 | Connect EE (bne, DIHK, EEX) | Die Ordnung der Transformation – Versorgungssicherheit im Strommarkt (https://www.bne-online.de/wp-content/uploads/Connect_Ordnung_der_Transformation_2024.pdf)

Zusammenfassung zu Handlungsfeld 2: Investitionsrahmen für steuerbare Kapazitäten

Der **bne spricht sich klar für die Option der Kapazitätsabsicherungsmechanismus durch Spitzenpreishedging aus**, die im Rahmen der aktuellen EnWG-Novelle ohnehin bereits in einer schmalen Variante eingeführt wird. Hingegen stellen die im Optionenpapier diskutierten Modelle „Dezentraler Kapazitätsmarkt“ (DKM), „Zentraler Kapazitätsmarkt“ (ZKM) und „Kombinierter Kapazitätsmarkt“ (KKM) hohe Anforderungen an die Parametrierung der Modelle. Dabei sind wesentliche Entwicklungen auf den Märkten, insbesondere für Technologien, die sich gerade in einer dynamischen Entwicklung befinden, nicht belastbar prognostizierbar. Es ist deshalb zu erwarten, dass eine Parametrierung der Modelle fehlerhaft ist und die Beiträge von flexiblen Lasten und Speichern unterschätzt und die Beiträge konventioneller steuerbarer Kraftwerke überschätzt werden. Im Ergebnis führen solche Modelle zu einem zu geringen Zubau von flexiblen Lasten und Speichern, zu einem zu großen Zubau von konventionellen Kraftwerken und damit zu hohen Förderkosten, die als Umlage von den Verbrauchern zu zahlen sind. Zugleich sinken aber auch die Marktwerte für EE-Anlagen und damit steigt der Förderbedarf für diese Anlagen, was wiederum zu höheren Belastungen führt. Insgesamt steigen die Kosten für elektrische Energie, was wiederum die Umstellung der Sektoren Wärme und Verkehr sowie der Industrie und weiteren Förderbedarf auslöst. **Lediglich das Modell „Kapazitätsabsicherungsmechanismus durch Spitzenpreishedging“ (KMS) verspricht aufgrund der geringen Anforderungen an die Parametrierung des Modells ohne erhebliche negative Auswirkungen umsetzbar zu sein.** Im Gegensatz zu den anderen Modellen wäre ein KMS zudem sehr viel schneller umsetzbar, da er nicht von der EU beihilferechtlich genehmigt werden muss. Die aktuelle **Strom-Binnenmarkttrichtlinie schreibt sogar die Einführung von Hedgingverpflichtungen vor**, diese wird in der **aktuellen Überarbeitung des EnWG** auch aufgegriffen. Hier sollte man eine umfassendere Hedgingverpflichtung aufnehmen und damit den KMS umsetzen.

Zusammenfassung zu Handlungsfeld 3: „Lokale Signale“ sowie 4: „Flexibilisierung der Nachfrage“

Ohne eine **umfassende wettbewerbliche Beschleunigung der Digitalisierung der Energiewirtschaft** werden viele Vorschläge aus Handlungsfeld 3 und 4 nicht umsetzbar sein. Wenn man nicht effizient messen, steuern oder abrechnen kann, wird man auch keine lokalen oder variablen Signale nutzen können. Denn Preissignale können nur genutzt werden, wenn sie bei den Anlagen ankommen und deren Reaktion messbar und abrechenbar ist. Zudem ist die Netzzustandserfassung im Verteilungsnetz praktisch nicht vorhanden. Es ist vollkommen richtig, dass diese Schwächen auch in Handlungsfeld 3 benannt werden. **Allein schon die Umsetzung einer Strategie für Flexibilität ist durch die bisher gescheiterte Digitalisierung blockiert.** In der angedachten Flexibilitäts-Agenda muss die Beschleunigung der Digitalisierung priorisiert werden. Insbesondere ist hier das weitgehende Versagen der zuständigen Netzbetreiber (inkl. der grundzuständigen Messstellenbetreiber) zu nennen. Dies bildet den Flaschenhals, sowohl hinsichtlich des Rollouts der installierten Technik (intelligente Messsysteme, iMSys), als auch hinsichtlich der Umsetzung von Digitalisierungsprozessen (z.B. der Einführung Redispatch 2.0).

Inhaltsverzeichnis der detaillierten Stellungnahme

Zusammenfassung der Stellungnahme	2
Handlungsfeld 1: Investitionsrahmen für erneuerbare Energien	5
Systembrüche sind teuer, schaden der Planungssicherheit und der Akteursvielfalt	5
Kompatibilität gewählter Optionen mit der marktlichen Absicherung (PPA, Terminmarkt) sichern	5
Wechselmöglichkeiten zwischen Vermarktungsformen	5
„Reale Welt“ hat Restriktionen, die durch die Optionen nicht adressiert werden	5
Hinweise zu Option 1: Gleitende Marktprämie mit Marktwertkorridor (Vorzugsvariante)	6
Hinweise zu Option 2: Gleitende Marktprämie ohne Marktwertkorridor	6
Hinweise zu Option 3: Zweiseitiger produktionsunabhängiger Differenzkontrakt	6
Hinweise zu Option 4: Systemwechsel auf Produktionsunabhängigkeit und Kapazitätzahlungen	7
Konsultationsfragen zum Handlungsfeld	7
Handlungsfeld 2: Investitionsrahmen für steuerbare Kapazitäten	11
Das Modell „Kapazitätsabsicherungsmechanismus durch Spitzenpreishedging“ (KMS) wird bevorzugt	11
Konsultationsfragen zum Handlungsfeld	11
Handlungsfeld 3: Lokale Signale	15
Flaschenhals bei lokalen Signalen ist die fehlgeschlagene Digitalisierungsstrategie	15
Konsultationsfragen zum Handlungsfeld	15
Handlungsfeld 4: Flexibilisierung der Nachfrage	18
Flexibilisierung setzt Digitalisierung voraus	18
Konsultationsfragen zum Handlungsfeld	18

Handlungsfeld 1: Investitionsrahmen für erneuerbare Energien

(BMWK-Zusammenfassung des Handlungsfeldes: [LINK](#), Seite 54)

Systembrüche sind teuer, schaden der Planungssicherheit und der Akteursvielfalt

Die Planung von Solarparks hat heute etwa einen Vorlauf von 2,5 Jahren, die von Windparks benötigt noch mehr Zeit. Wenn nun durch einen Systembruch im Förderregime unklar wird, welches Modell im Jahr 2027 gilt, ist auch unklar, zu welchen Konditionen man ein Projekt planen kann, geschweige denn, welche Bank da zu welchen Bedingungen finanzieren wird. Dies wird zu einer Reduktion von Angebot auf dem Markt und einer Konsolidierung führen, da nur Akteure mit solidem Zugriff auf Eigenkapital diese Phase gut durchstehen können. Auch ein Test von neuartigen Optionen in z.B. einen Reallabor würde für die Planungssicherheit nur eine sehr grobe Indikation geben. **Der bne spricht sich daher für einen evolutionären Ansatz beim Investitionsrahmen für Erneuerbare Energien aus, bevorzugt durch Weiterentwicklung der Option 1 (Ergänzung des aktuellen Systems um einen Rückzahlungsmechanismus, mit einem Marktwertkorridor).** Dies führt nicht zu einem Systembruch und kann in einem Reallabor gut getestet werden. Diese Variante ist zudem mit dem wichtigen Thema Finanzierungsstrukturierung durch PPA eher kompatibel als ein Systemwechsel. Option 3 und 4 sollten nicht weiterverfolgt werden. Sollte weiter an der Ausgestaltung von Option 4 (Kapazitätszahlungen und produktionsunabhängiger Refinanzierungsbeitrag) festgehalten werden, stellen wir in Frage, ob ein etwaig geringer Gewinn an Effizienz im Intraday-Handel die umfassende Systemänderung mit all ihren Unsicherheiten und Sicherheitszuschlägen (höhere Finanzierungskosten) rechtfertigt. Ein Reallabor mit einem alleinigen Test von Option 4 führt aber gegebenenfalls in einen „Lock-In“, wenn nur diese Option getestet würde. Auf jeden Fall sollten daher die Optionen 1 und 2 mit getestet werden.

Kompatibilität gewählter Optionen mit der marktlichen Absicherung (PPA, Terminmarkt) sichern

Eine große Schwäche des Optionenpapiers ist, dass es **keine klaren Aussagen zu der Kompatibilität der vorgestellten Optionen mit der marktlicher Absicherung (PPA, Terminmarkt)** enthält. Dies erschwert Finanzierungen, weil heute die Finanzierungsstrukturierung mit PPA bereits ein Standardfall ist. In der wettbewerbsintensiven PV-Ausschreibung können Gebote nur deshalb so niedrig sein, weil die Finanzierungsstrukturierung mit PPA kombinierbar ist. Fällt dieser Mechanismus weg, steigen die Förderkosten – zusätzlich zum Anstieg der Kosten, die ein CfD-System mit sich bringt.

Wechselmöglichkeiten zwischen Vermarktungsformen

Im Optionenpapier **fehlen Aussagen zu Wechselmöglichkeiten zwischen Vermarktungsformen**, z.B. einer EEG-Absicherung über eine der Optionen und der förderfreien Vermarktung über PPA oder am Terminmarkt. Wäre diese Möglichkeit nicht gegeben, würde sich das Fördersystem voraussichtlich erheblich verteuern („Lock-In“ im Förderregime, dadurch höherer Förderbedarf).

„Reale Welt“ hat Restriktionen, die durch die Optionen nicht adressiert werden

Eine weitere **Schwäche des Optionenpapiers ist das Ausblenden der „realen Welt“ mit ihren Restriktionen.** Insbesondere zu nennen ist, dass absehbar das Aufnahmevermögen der Verteilnetze für die

Einspeiseleistung von Solar- und Windparks ein Limit darstellen wird, was wiederum die Funktionsweise der theoretisch optimierten Optionen des Handlungsfeldes stark beeinflusst. Limits entstehen aufgrund fehlender lokaler Netzkapazität oder lokalen oder globalen Erzeugungsspitzen, aber auch durch genehmigungsrechtliche Auflagen (z.B. Fledermausabschaltung, Mahdabschaltung, etc.). Auch gehört zur realen Welt, dass die Energiewirtschaft bereits jetzt umfangreich in Speicheranlagen investiert, was die Optionen kaum reflektieren.

Hinweise zu Option 1: Gleitende Marktprämie mit Marktwertkorridor (Vorzugsvariante)

- **Option 1 ist die Vorzugsvariante** für eine evolutionäre Weiterentwicklung des EEG-Förderregimes um die Punkte, die aus europarechtlichen Gründen nötig sind. Das heutige Fördersystem sichert, mit der gleitenden Marktprämie bereits eine Kosteneffizienz, die auch auf die Anlagenfinanzierung wirkt. Dies würde hier grundsätzlich beibehalten und ein **Systembruch vermieden**.
- Option 1 ist besser als Option 2, weil durch den Marktwertkorridor zusätzliche Vermarktungsanreize in Grenzen erhalten bleiben und zumindest eine kleine „Upside“ bei effizienter Vermarktung möglich wird. Dieser Marktanreiz ist wichtig für effiziente Anlagenplanung und bildet einen zugelassenen Gewinn durch die Differenz zum Claw-Back-Mechanismus.
- Der **Marktwertkorridor von Option 1 erlaubt zusätzliche Absicherung über PPA in der Vermarktung** in Marktprämienmodell während der Laufzeit, wenn auch nur in engen Grenzen. Somit dürfte diese Variante günstiger sein als Option 2, in der das nicht möglich ist.
- Die **Breite des Korridors muss vor der Gebotsabgabe eindeutig und langfristig bekannt sein** (z.B. als +/- %-Wert vom Gebotswert, oder über ähnliche Metriken), da sonst die Finanzierung nicht eindeutig geplant und berechnet werden kann (höhere Risikoaufschläge, d.h. höhere Förderkosten wären die Folge).
- Der **Wechsel der Direktvermarktungsform** sollte in engen Grenzen und zu klaren Regeln möglich sein (z.B. ein „Start“ in der sonstigen Direktvermarktung, oder einmaliger Wechsel aus dem CfD in den Markt)
- Es ist **problematisch**, dass Option 1 vom BMWK „voraussichtlich nicht weiterverfolgt“ wird, da hier die Systembruchrisiken am geringsten wären. Eine gleitende Marktprämie mit Marktwertkorridor eignet sich gut für die **Erprobung in einem Reallabor**.

Hinweise zu Option 2: Gleitende Marktprämie ohne Marktwertkorridor

- Grundsätzlich ist **keine realistische Terminvermarktung in Option 2 möglich**. Dies ist im Vergleich zur Option 1 nachteilhaft. Gegenüber Option 3 und 4 wäre diese Option trotzdem vorteilhaft.
- Generell sollte **keine Abschöpfung realer Erlöse** erfolgen, da dies den Innovationsanreiz nimmt.
- Das BMWK spricht im Optionenpapier selbst von „notwendigen Korrekturmechanismen“, um den effizienten Anlageneinsatz zu verbessern. Wie diese Korrekturmechanismen wirken, lässt sich nur beurteilen, wenn mehr Informationen vorliegen, z.B. zu den gewählten Referenzperioden und den Wechselmöglichkeiten der Direktvermarktungsform.

Hinweise zu Option 3: Zweiseitiger produktionsunabhängiger Differenzkontrakt

- Option 3 ist **mit vielen Nachteilen verbunden** und sollte nicht weiterverfolgt werden. So ist z.B. das **Ausfallrisiko nicht quantifizierbar**, was zu hohen Risikoaufschlägen führen würde. Beispielhaft genannt ist die Bewertung des Risikos des Anlagenausfalls in „Hochpreisphasen“. Vollkommen fehlenden Einnahmen

aufgrund einer Nichtproduktion, z.B. wegen eines technischen Defekts stünden in diesem Modell trotzdem Zahlungen im Rahmen des Claw-Back-Mechanismus entgegen.

- Es ist **unwahrscheinlich, dass eine gute Referenz für die Ermittlung des „Produktionspotenzials“ gefunden wird**, die auch moderne Anlagenkonzepte abbildet. Dies ist nicht nur bei der Windenergie der Fall, sondern auch **insbesondere PV-Anlagen mit Batteriespeichern**. Auch werden „reale Welt – Restriktionen“ wie z.B. ein voll ausgelastetes Verteilungsnetz im Modell nicht angemessen berücksichtigt.
- Das Energiesystem ist mit der Entwicklung von „Stromspitzen“ konfrontiert. Trotz lokaler/globaler Stromspitzen würde in Option 3 (und 4) eine **möglichst hohe Anlagenleistung angereizt** (weil förderseitig abgesichert). Das ist **genau das Gegenteil der Lösung der Stromspitzenthematik** und der notwendigen Verbesserung des heute dysfunktionalen Netzkapazitätsreservierungsmechanismus.
- Es ist daher **nicht nachvollziehbar**, dass die Option 3 vom BMWK weiterverfolgt wird.

Hinweise zu Option 4: Systemwechsel auf Produktionsunabhängigkeit und Kapazitätzahlungen

- Gegenüber Option 3 ist Option 4 zwar weniger nachteilhaft, bleibt aber hinter dem Nutzen von z.B. einer Weiterentwickelten Option 1 zurück. **Wir stellen in Frage, ob ein geringer Gewinn an Effizienz im Intraday-Handel eine Systemänderung mit all ihren Unsicherheiten und höheren Kosten in Folge höherer Finanzierungskosten rechtfertigt**. Insbesondere bleibt das Optionenpapier hier für eine Bewertung zu ungenau, gerade was die Referenzerlöse angeht, die nicht vom Betreiber beeinflussbar sind. Der Ansatz ist zudem auch keine „One-fit’s-all – Lösung“, die für jede Technologie taugt. Windkraft auf See, Windkraft an Land oder Photovoltaik (heute praktisch immer mit Batteriespeichern) haben zu unterschiedliche Charakteristiken bzgl. ihrer technischen Parameter (Leistung, Energie).
- Das Energiesystem ist mit der Entwicklung von „Stromspitzen“ konfrontiert. Trotz lokaler/globaler Stromspitzen würde in Option 4 (und 3) eine **möglichst hohe Anlagenleistung angereizt**, weil diese förderseitig abgesichert wird. Das ist **genau das Gegenteil der Lösung der Stromspitzenthematik** und der hinderlich für die Verbesserung des heute dysfunktionalen Netzkapazitätsreservierungsmechanismus.
- Es ist **unwahrscheinlich, dass eine gute Referenz für die Ermittlung des „Produktionspotenzials“ gefunden wird**, die auch moderne Anlagenkonzepte abbildet. Dies ist nicht nur bei der Windenergie der Fall, sondern auch **insbesondere PV-Anlagen mit Batteriespeichern**. Auch werden „reale Welt – Restriktionen“ wie z.B. ein nichtaufnahmefähiges Verteilungsnetz im Modell nicht angemessen berücksichtigt.

Konsultationsfragen zum Handlungsfeld

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

Das Optionenpapier schätzt die Effekte der vier genannten Optionen auf die Zielerreichung und Komplexität jeweils realistisch ein. Die Einschätzung zur Kontinuität erscheint jedoch zu optimistisch. Es besteht ein erhebliches Risiko eines Systembruchs. Wenn durch einen Systembruch im Förderregime unklar wird, welches Modell im Jahr 2027 gilt, ist auch unklar, zu welchen Konditionen man ein Photovoltaik- oder Windkraftprojekt planen kann, geschweige denn, welche Bank da zu welchen Bedingungen finanzieren wird. Dies wird zu einer Reduktion von Angebot auf dem Markt und einer Konsolidierung führen, da nur Akteure mit solidem Zugriff auf Eigenkapital diese Phase gut beherrschen können. Zudem ist ein Problem, dass „Reale Welt – Rahmenbedingungen“ vom Optionenpapier ausgeblendet werden. Insbesondere sind echte Restriktionen wie Netzzugang

und Einspeisevermögen, sowie Speicher nicht Teil der Analyse. Je nach Option verzerrt dies die Wirkmechanismen erheblich. Die PPA-Kompatibilität der Optionen ist ebenso fraglich. Der bne spricht sich daher für einen evolutionären Ansatz beim Investitionsrahmen für Erneuerbare Energien aus, bevorzugt durch Weiterentwicklung der Option 1 (Ergänzung des aktuellen Systems um einen Rückzahlungsmechanismus, mit einem Marktwertkorridor). Dies führt nicht zu einem Systembruch und kann in einen Reallabor gut getestet werden. Diese Variante ist zudem mit dem wichtigen Thema Finanzierungsstrukturierung durch PPA eher kompatibel als ein Systemwechsel. Optionen 3 und 4 sollten nicht weiterverfolgt werden. Sollte weiter an der Ausgestaltung von Option 3 oder 4 (Kapazitätzahlungen und produktionsunabhängiger Refinanzierungsbeitrag) festgehalten werden, sollte dies zunächst in einem Reallabor getestet werden. Dort könnte die Realitätstauglichkeit überprüft werden. Auf jeden Fall sollte die Option 1 mit weiterentwickelt werden, damit diese Option für den Fall zur Verfügung steht, dass die Optionen 3 und 4 den Realitätstest eines Reallabors nicht bestehen.

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

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

Zunächst möchten wir in Erinnerung rufen, dass eine Ausschreibung im EEG nicht dem Wettbewerb im Energiemarkt gleichkommt. Eine Ausschreibung zur Bestimmung einer gesicherten Förderhöhe ist eher als Versicherungsprodukt zu sehen. Das EEG bietet hier eine gesetzliche Absicherung. Weil Versicherungen günstiger werden, wenn das Risiko sinkt, sinken im Fall des EEGs auch die Förderkosten, wenn man sich zusätzlich zur gesetzlichen Absicherung (Zuschlag, anzulegender Wert) auch im regulären Energiemarkt absichern kann und darf (PPA, Terminmarkt). Zum Beispiel sind in der wettbewerbsintensiven PV-Ausschreibung Gebote nur so niedrig möglich, weil die Finanzierungsstrukturierung heute mit PPA kombinierbar ist. In der Anfangsphase der Finanzierung (hoher Zins) sichert man sich Erlöse zusätzlich und über dem Gebotswert durch einen PPA ab, z.B. 5 Jahre. Dazu ist es nötig, dass man in den Markt wechseln kann, konkret in die sonstige Direktvermarktung. Denn sonst ist eine Grünstrombelieferung nicht möglich, weil keine Herkunftsnachweise ausstellbar sind. Fällt dieser Mechanismus weg, steigen die Förderkosten, zusätzlich zum Anstieg der Kosten, die ein CfD-System mit sich bringt. Eine große Schwäche des Optionenpapiers ist daher, dass keine klaren Aussagen zu der Kompatibilität der vorgestellten Optionen mit der marktlichen Absicherung (PPA, Terminmarkt) enthält. Die Bewertung von Erlösunsicherheiten bei Gebotsabgabe ist daher eng mit der PPA-Kompatibilität der Option verbunden. Wir gehen davon aus, dass auch ein künftiges Fördersystem zumindest marktnah sein muss – sprich in geeigneten Grenzen eine PPA-tauglichkeit aufweist. Die produktionsabhängigen Optionen 1 und 2 wirken

zwar auf Einsatzentscheidungen am Intraday-Markt, aber dieser Effekt wird überschaubar sein. Sollte an der weiteren Ausgestaltung von Option 4 wegen potenziellen Vorteilen in der Intraday-Vermarktung festgehalten werden, stellen wir in Frage, ob der erhoffte geringe Gewinn eine Systemänderung mit all ihren Unsicherheiten inkl. Kostensteigerungen rechtfertigt. Auch der Intraday-Markt ist nicht homogen. Würde das Fördersystem hier eine geringe Ineffizienz enthalten (z.B. Betrieb bei leicht negativen Preisen), würden dies auch Anreize geben, insbesondere für Batteriespeicher. Batterien werden heute marktgetrieben ausgebaut und allein im Großspeicherbereich erwartet die Branche ca. 100 GWh in Jahr 2030 installierte Kapazität, die im Arbitragehandel aktiv sein kann. Diese Speicher sind auch in PV-erzeugungsarmen Zeiten verfügbar: Nachts, im Winterhalbjahr und auch bei hoher Windeinspeisung. Diese Wechselwirkung blendet das Optionenpapier aus. Ein Marktwertkorridor von Option 1 erlaubt zudem zusätzliche Absicherung über PPA in der Vermarktung im Marktprämienmodell, wenn auch nur in engen Grenzen. In Option 1 verbleibt zumindest eine kleine „Upside“ bei effizienter Vermarktung. Dieser Marktanreiz ist wichtig für effiziente Anlagenplanung und bildet einen zugelassenen Gewinn durch die Differenz zum Claw-Back-Mechanismus. Die Breite des Korridors muss vor der Gebotsabgabe eindeutig und langfristig bekannt sein (z.B. als +/- %-Wert vom Gebotswert, oder über ähnliche Metriken), da sonst die Finanzierung nicht eindeutig geplant und berechnet werden kann (höhere Risikoaufschläge, d.h. höhere Förderkosten wären die Folge).

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

- Welche Kapitalkostenunterschiede erwarten Sie im Vergleich von einem Investitionsrahmen mit und ohne einen Marktwertkorridor?
- Welche Kapitalkosteneffekte erwarten Sie durch Ausgestaltungsoptionen, die einen effizienten Anlagen-einsatz und eine systemdienliche Anlagenauslegung verbessern sollen (zum Beispiel durch längere Referenzperioden, Bemessung von Zahlungen an geschätztem Produktionspotenzial o. Referenzanlagen, ...)?

Die Antwort auf die Frage nach den Kapitalkostenunterschieden zwischen den Optionen ist stark davon abhängig, ob Kompatibilität zum PPA-Markt gegeben ist oder nicht. Zudem ist sehr relevant, ob ein Wechsel der Vermarktungsform zulässig ist, oder nicht. Diese Aussagen sind nicht oder nicht eindeutig im Optionenpapier enthalten. Fehlen solche Rahmenbedingungen, werden Kapitalkosten höher sein. Zum Beispiel sind in der wettbewerbsintensiven PV-Ausschreibung Gebote nur so gering, weil die Finanzierungsstrukturierung heute mit PPA kombinierbar ist. In der Anfangsphase der Finanzierung (hoher Zins) sichert man sich Erlöse zusätzlich und über dem Gebotswert durch einen PPA ab, z.B. 5 Jahre. Dazu ist es nötig, dass man in den Markt wechseln kann, konkret in die sonstige Direktvermarktung. Denn sonst ist eine Grünstrombelieferung nicht möglich, weil keine Herkunftsnachweise ausstellbar sind. In Option 3 ist das Ausfallrisiko nicht quantifizierbar, was zu hohen Risikoaufschlägen führen würde. Beispielhaft genannt ist die Bewertung des Risikos des Anlagenausfalls in „Hochpreisphasen“. Vollkommen fehlenden Einnahmen aufgrund einer Nichtproduktion (z.B. wegen eines technischen Defekts) stünden in Option 3 trotzdem Zahlungen im Rahmen des Claw-Back-Mechanismus entgegen. Gegenüber Option 3 ist Option 4 zwar weniger nachteilhaft, bleibt aber hinter dem Nutzen von z.B. einer Weiterentwickelten Option 1 zurück. Insbesondere bleibt das Optionenpapier hier für eine Bewertung zu

ungenau, gerade was die Referenzerlöse angeht, die nicht vom Betreiber beeinflussbar sind. Ansatz 3 oder 4 sind auch keine „One-fit’s-all – Lösungen“, die für alle Technologien taugen. Windkraft auf See, Windkraft an Land oder Photovoltaik (heute praktisch immer mit Batteriespeichern) haben zu unterschiedliche Charakteristiken bzgl. ihrer technischen Parameter (Leistung, Energie). Es ist unwahrscheinlich, dass eine gute Referenz für die Ermittlung des „Produktionspotenzials“ gefunden wird, die auch moderne Anlagenkonzepte abbildet. Dies ist nicht nur bei der Windenergie der Fall, sondern auch insbesondere bei PV-Anlagen mit Batteriespeichern. Auch sind „reale Welt – Restriktionen“ wie z.B. ein nichtaufnahmefähiges Verteilungsnetz ein Anreiz für den Bau von Batteriespeicher. Das Energiesystem ist zudem mit der Entwicklung von „Stromspitzen“ konfrontiert. Trotz lokaler/globaler Stromspitzen würde in Option 3 (und 4) eine möglichst hohe Anlagenleistung angereizt, weil dies förderseitig abgesichert wird. Dies ist genau das Gegenteil der Lösung der Stromspitzen thematik und hinderlich bei der Verbesserung des heute dysfunktionalen Netzkapazitätsreservierungsmechanismus. Es sollte darauf geachtet werden, dass ein weiterentwickeltes Förderregime den Umgang mit kommenden Herausforderungen (Stromspitzen) und Ineffizienzen (Netzzugang mit hohen Kosten) nicht zusätzlich erschwert, denn auch dies führt zu Kosten. Option 3 und 4 wirken hier nachteilig.

4: Wie bewerten Sie die Auswirkungen der verschiedenen Optionen und deren Ausgestaltungsvarianten mit Blick auf ihre technische und administrative Umsetzbarkeit und mögliche Systemumstellung?

- *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 einem produktionsunabhängigen Refinanzierungsbeitrag auf Basis von Wettermodellen ein?*

Die Planung von Solarparks hat heute etwa einen Vorlauf von 2,5 Jahren, die von Windparks benötigt noch mehr Zeit. Wenn nun durch einen Systembruch im Förderregime unklar wird, welches Modell im Jahr 2027 gilt, ist auch unklar, zu welchen Konditionen man ein Projekt planen kann, geschweige denn, welche Bank dann zu welchen Bedingungen finanzieren wird. Dies wird zu einer Reduktion von Angebot auf dem Markt und einer Konsolidierung führen, da nur Akteure mit solidem Zugriff auf Eigenkapital diese Phase gut beherrschen können. Auch ein Test von neuartigen Optionen in z.B. einen Reallabor würde für die Planungssicherheit nur eine sehr grobe Indikation geben. Der bne spricht sich daher für einen evolutionären Ansatz beim Investitionsrahmen für Erneuerbare Energien aus, bevorzugt durch Weiterentwicklung der Option 1 (Ergänzung des aktuellen Systems um einen Rückzahlungsmechanismus, mit einem Marktwertkorridor). Dies führt nicht zu einem Systembruch und kann in einem Reallabor gut getestet werden. Diese Variante ist zudem mit dem wichtigen Thema Finanzierungsstrukturierung durch PPA eher kompatibel als ein Systemwechsel. Option 3 und 4 sollten nicht weiterverfolgt werden. Sollte weiter an der Ausgestaltung von Option 4 (Kapazitätzahlungen und produktionsunabhängiger Refinanzierungsbeitrag) festgehalten werden, stellen wir in Frage, ob ein etwaig geringer Gewinn an Effizienz im Intraday-Handel die umfassende Systemänderung mit all ihren Unsicherheiten und Sicherheitszuschlägen (höhere Finanzierungskosten) rechtfertigt. Ein Reallabor mit einem alleinigen Test von Option 4 führt aber gegebenenfalls in einen „Lock-In“, wenn nur diese Option getestet würde. Auf jeden Fall sollten daher die Optionen 1 und 2 mit getestet werden.

Handlungsfeld 2: Investitionsrahmen für steuerbare Kapazitäten

(BMWK-Zusammenfassung des Handlungsfeldes: [LINK](#), Seite 76/77)

Das Modell „Kapazitätsabsicherungsmechanismus durch Spitzenpreishedging“ (KMS) wird bevorzugt

Die im Optionenpapier diskutierten Modelle „Dezentraler Kapazitätsmarkt“ (DKM), „Zentraler Kapazitätsmarkt“ (ZKM) und „Kombinierter Kapazitätsmarkt“ (KKM) stellen hohe Anforderungen an die Parametrierung der Modelle. Dabei sind wesentliche Entwicklungen auf den Märkten, insbesondere für Technologien, die sich gerade in einer dynamischen Entwicklung befinden, nicht belastbar prognostizierbar. Es ist deshalb zu erwarten, dass eine Parametrierung der Modelle fehlerhaft ist und die Beiträge von flexiblen Lasten und Speichern unterschätzt und die Beiträge konventioneller steuerbarer Kraftwerke überschätzt.

Im Ergebnis führen solche Modelle zu einem zu geringen Zubau von flexiblen Lasten und Speichern, zu einem zu großen Zubau von konventionellen Kraftwerken und damit zu hohen Förderkosten, die als Umlage von den Verbrauchern zu zahlen sind. Zugleich sinken aber auch die Marktwerte für EE-Anlagen und damit steigt der Förderbedarf für diese Anlagen, was wiederum zu höheren Belastungen führt. Insgesamt steigen die Kosten für elektrische Energie, was wiederum die Umstellung der Sektoren Wärme und Verkehr sowie der Industrie auf strombasierte Lösungen hemmt und weiteren Förderbedarf auslöst. **Lediglich das Modell „Kapazitätsabsicherungsmechanismus durch Spitzenpreishedging“ (KMS) verspricht aufgrund der geringen Anforderungen an die Parametrierung des Modells ohne erhebliche negative Auswirkungen umsetzbar zu sein.** Im Gegensatz zu den anderen Modellen wäre ein KMS zudem sehr viel schneller umsetzbar, da er nicht von der EU beihilferechtlich genehmigt werden muss. Die aktuelle Strom-Binnenmarkttrichtlinie schreibt sogar die Einführung von Hedgingverpflichtungen vor, diese wird in der aktuellen Überarbeitung des EnWG auch aufgegriffen. Hier sollte man eine umfassendere Hedgingverpflichtung aufnehmen und damit den KMS umsetzen.

Konsultationsfragen zum Handlungsfeld

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

Die Notwendigkeit der Anpassungs- und Anschlussfähigkeit des Kapazitätsmechanismus, zumindest bezüglich der Modelle DKM, ZKM und KKM wird als sehr hoch eingeschätzt. Die auch international hohe Dynamik für die Entwicklung und Nutzung CO₂-freier Technologien für Erzeugung, Verbrauch und Speicher und eine entsprechende Dynamik bei den Kosten der Technologien lässt eine langfristige zentrale Prognose eines optimalen Technologiemies als sehr ambitioniert erscheinen. Es ist absehbar, dass auch politische Weichenstellungen mit Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit von einzelnen Technologien über einen solchen längeren Zeitraum verändert werden können, so dass Anpassungen der Kapazitätsmechanismen unausweichlich werden. Insbesondere der ZKM verlangt nach ausführlichen Analysen und Projektionen, die selbst schon Zeit in Anspruch nehmen und somit schon zum Zeitpunkt der Erstellung auf veralteten Daten aufsetzen, so dass bezweifelt werden muss, dass solche Modelle in der Lage sind, die hohe Dynamik ausreichend zu berücksichtigen, um einen tatsächlich effizienten Lösungsmix zu ermitteln. Diese Schwäche des ZKM strahlt dann auch in das

Kombinationsmodell KKM aus, hier werden noch zusätzliche Änderungsbedarfe durch die Abstimmung von KKM und DKM notwendig. Aber auch im DKM wird nachgesteuert werden müssen, da die Beiträge von Flexibilitäten und Speichern für die Versorgungssicherheit in diesem Modell vorgegeben werden, diese sich jedoch aufgrund der technischen und ökonomischen Weiterentwicklung dieser Technologien auch über die Zeit ändern. Ohne regelmäßige Änderungen wird sich das Ergebnis dieser Mechanismen immer weiter von einer effizienten Lösung entfernen und damit nicht notwendige volkswirtschaftliche Kosten verursachen.

Diese tendenzielle Unterschätzung der Beiträge von Flexibilitäten und Speichern führt durch Second- und Third-Order-Effekte zu einer weiteren Schwächung genau dieser Technologien, indem zu hohe konventionelle steuerbare Kapazitäten gefördert werden. Diese wiederum verschlechtern die Wirtschaftlichkeit der unkonventionellen Lösungen und müssen dann durch Korrekturen in den Kapazitätsmechanismen durch zusätzliche Kapazitäten kompensiert werden. Allein das KMS-Modell kennt diese Anpassungsprobleme nicht, da dieses Modell ausschließlich auf Marktmechanismen aufsetzt.

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

Die Herausforderung, im ZKM den Beitrag neuer Technologien angemessen zu berücksichtigen, ist sehr hoch. Dies gilt nicht nur für flexible Lasten sondern auch für Speicher, insbesondere für Batteriespeicher. Die technologische Entwicklung bei Speichern geht derzeit mit sehr hohem Tempo voran, die Kosten der Anlagen sinken schnell und kontinuierlich. Diese Entwicklungen sind schwierig korrekt zu antizipieren. Wissenschaftliche Modelle haben grundsätzliche Probleme aufgrund der Informationsasymmetrien solche Entwicklungen realitätsnah (und zeitnah) abzubilden. Erste Erfahrungen in anderen Märkten zeigen, dass z.B. Deratingfaktoren schwierig festzulegen sind, diese wurden im Zeitverlauf teils drastisch korrigiert.

Aber auch bei Flexibilitäten sind technologische Weiterentwicklungen mit hoher Dynamik möglich und bei entsprechender Rahmensetzung auch wahrscheinlich. Bisher gibt es kaum Anreize für Verbraucher, in flexiblere Verbrauchsanlagen zu investieren. Bei energieintensiven Verbrauchern sind die Anreize bisher sogar darauf ausgelegt, die Verbräuche zu verstetigen. Das ändert sich gerade. Wenn nun Anreize zur Flexibilisierung eingeführt werden, muss damit gerechnet werden, dass neue Lösungen für flexible Lasten entwickelt werden und damit neue Optionen entstehen. Solche neuen Lösungen sind schon konzeptionell nicht mit ausreichender Bestimmtheit in Prognosemodelle integrierbar. Schon daher ist bei der Berechnung der notwendigen neuen Kapazitäten die Unterschätzung der „unkonventionellen“ Beiträge sehr wahrscheinlich und eine Überdimensionierung des Bedarfs an konventionellen steuerbaren Kapazitäten kaum vermeidbar. Diese Überdimensionierung führt dann auch zu Rückwirkungen auf die Anreize für Flexibilitäten, da mit der Überdimensionierung tendenziell geringere Spitzenpreise und eine geringere Häufigkeit der Spitzenpreise einhergehen, die wiederum die Anreize, Flexibilitäten zu nutzen, verringert.

3: 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?

Europarechtlich sehen wir Rückzahlungsvorgaben für Förderungen von Speichern und flexiblen Lasten als notwendige Bedingungen einer beihilferechtlichen Genehmigung an, wenn gefördert wird, was im ZKM der Fall wäre. Allerdings fehlen Konzepte für solche Rückzahlungsmechanismen für Speicher und flexible Lasten. Die für konventionelle steuerbare Kapazitäten entwickelten Mechanismen können nicht auf diese „unkonventionellen“ Technologien übertragen werden, da die ökonomischen Zusammenhänge hier vollkommen anders sind. Einfache Lösungen, die sich an Marktpreisen orientieren, sind bei diesen Technologien nicht brauchbar und erhöhen eher ihr finanzielles Risiko.

Es müssten also zunächst auf Speicher und flexible Lasten angepasste Konzepte für Rückzahlungsmechanismen entwickelt werden; diese müssten dann in einem zweiten Schritt beihilferechtlich genehmigt werden. Allein dieser Prozess wird Jahre in Anspruch nehmen, ohne dass zum heutigen Zeitpunkt klar ist, ob die neuen Konzepte überhaupt die wirtschaftlichen Besonderheiten in einer sinnvollen Weise erfassen können. Damit besteht aus heutiger Sicht das Risiko, dass bei diesen Technologien entweder nicht ausreichend eine Überförderung verhindert werden kann oder dass die Rückzahlungsmechanismen überzogen ausgestaltet werden, mit dem Ergebnis, dass Speicher oder flexible Lasten nicht an den Fördermechanismen partizipieren.

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

Die Anforderungen an die abgestimmte Parametrierung der Modelle sind sehr hoch, so dass eher die Gefahr besteht, dass die Kombination aus den Modellen nicht die erwarteten Vorteile bringt, sondern insgesamt schlechter abschneidet. Sofern der ZKM nicht ausreichend präzise parametriert wird und die damit geförderten konventionellen steuerbaren Kapazitäten überdimensioniert werden, ist im DKM nur noch mit geringen Einnahmen zu rechnen. Dadurch sinken auch die Einnahmen für „unkonventionelle“ Kapazitäten im DKM. Auch im EOM können diese flexiblen Lasten und Speicher nur noch geringere Einnahmen erreichen, da die konventionellen Kapazitäten Preisspitzen dämpfen. Somit führen Fehlparametrierungen des ZKM auch zu Folgen im DKM. Diese Fehlparametrierung führt dann auch dazu, dass im DKM für konventionelle Kraftwerke geringere Einnahmen generiert werden können. Dies werden Kraftwerksanbieter bei den Ausschreibungen im ZKM berücksichtigen und damit die Kosten des ZKM erhöhen. Der Vorteil einer Kostensenkung im ZKM wird durch den KKM dann nicht erreicht.

Auch eine Fehlparametrierung des DKM wird zu entsprechenden Folgen führen. Werden die Präqualifikationsbedingungen zulasten der flexiblen Lasten und Speicher festgelegt, so werden mehr konventionelle steuerbare Kapazitäten nachgefragt und damit überdimensioniert. Damit steigen auch die Kosten des DKM. Eine Kostensenkung im KKM ist nur dann zu erwarten, wenn die zusätzlichen Einnahmen im DKM von den Anbietern richtig antizipiert werden können. Damit würden Fehler im Zusammenspiel zwischen DKM und KKM auch insgesamt zu höheren Kosten führen.

Auch die Selbsterbringung wird durch die Fehlparametrierung erschwert, da die Überdimensionierung der konventionellen Kraftwerke Spitzenpreise senkt. Damit kann die Selbsterbringung auch innerhalb des DKM nicht mehr die volle Wirkung entfalten.

Die Kombination der Modelle ist wesentlich abhängig von der Qualität der Parametrierungen, die, wie dargestellt, an praktische Grenzen stößt. Der KKM wird im Ergebnis keine überlegene Methode darstellen. Der KKM ist mit höheren Anforderungen an die Parametrierung verbunden und voraussichtlich auch mit größeren Herausforderungen bei Rückforderungsmechanismen und der beihilferechtlichen Genehmigung.

Die Einführung eines ZKM sollte in jedem Fall erst deutlich nach der Einführung eines DKM erfolgen, da nur dann die Erlöse im DKM hinreichend gut abgeschätzt und im ZKM berücksichtigt werden können.

5: Wäre aus ihrer Sicht auch eine Kombination aus ZKM und KMS denkbar?

Auch eine Kombination aus ZKM und KMS ist grundsätzlich möglich. Da im KMS die Gefahr von Fehlparametrierungen deutlich geringer als im DKM ist, wäre diese Kombination weniger fehleranfällig als ein KKM, wie es im Optionenpapier dargestellt wurde. Allerdings bleiben die grundsätzlichen Probleme der Parametrierung des ZKM erhalten und damit sind die Folgen einer Fehlparametrierung vergleichbar. Insbesondere eine Überdimensionierung der konventionellen steuerbaren Kraftwerke ist so wahrscheinlich wie problematisch. Damit sinken die Erlösmöglichkeiten im EOM, also Einnahmen, die ergänzend zu den Kapazitätsmechanismen erlangt werden, vor allem für flexible Lasten und Speicher. Somit ist auch in dieser Kombination damit zu rechnen, dass andere Lösungen als konventionelle steuerbare Kraftwerke verdrängt werden und letztlich der ZKM der Mechanismus ist, über den die Kraftwerksinvestitionen gesteuert werden. Es bietet sich bei dieser Kombination an, zunächst den verhältnismäßig einfach einzuführenden KMS umzusetzen und erst auf Basis der Ergebnisse dieses Mechanismus nach einigen Jahren zu prüfen, ob weitere Maßnahmen erforderlich sind, und ob eine dieser Maßnahmen ggfs. ein ZKM wäre. Alternativen zu einem ZKM wären auch dann eine weitere Stärkung des Marktes oder der Ausbau der Kapazitätsreserve. Letztere könnte ohnehin automatisch vergrößert werden, wenn KWS-Erdgaskraftwerke in die Reserve gehen, sollte die Umstellung auf Wasserstoff nicht erfolgen.

6: Haben Sie darüber hinaus Anmerkungen zu diesem Handlungsfeld?

ZKM, DKM und KKM haben ein hohes Risiko für die Überdimensionierung von konventionellen steuerbaren Kraftwerken. Damit entstehen unmittelbar höhere Kosten, die per Umlage auf Verbraucher verteilt werden. Die Überdimensionierung führt zu geringeren Spitzenpreisen und zu einer geringeren Häufigkeit von Spitzenpreisen. Damit ist die Refinanzierung von flexiblen Lasten und Speichern schwieriger und sie werden in der Folge in geringerem Umfang ausgerollt oder müssen zusätzlich gefördert werden. Damit steigt wiederum der Bedarf für konventionelle steuerbare Kraftwerke und damit auch die Kosten. Zugleich sinken die Marktwerte für EE-Anlagen. Als Folge davon steigt der Förderbedarf für EE-Anlagen, der zu höheren Belastungen des Bundeshaushalts oder ggf. zu höheren Umlagen führt. Insgesamt steigen die Kosten für elektrische Energie, was folglich die Umstellung der Sektoren Wärme und Verkehr sowie der Industrie auf strombasierte Lösungen erschwert und dort weiteren Förderbedarf auslöst, mindestens aber die Belastungen der Bürger, Gewerbe und Industrie erhöht. In Abwägung dieser Folgen erscheint die Einführung eines ZKM, DKM oder KKM als hoch riskant. Auch politisch dürfte die Einführung einer zusätzlichen Umlage kritisch wahrgenommen werden.

Zudem können die Mechanismen ZKM, DKM oder KKM nicht schnell eingeführt werden. Die Konzeption detaillierter Modelle wird erhebliche Zeit in Anspruch nehmen, wenn sie wirklich sorgfältig erarbeitet werden sollen.

Dazu kommt die notwendige Genehmigung durch die EU und eine Umsetzungsphase. Damit ist keine dieser Lösungen schnell umzusetzen – und noch kein zusätzliches Kraftwerk gebaut.

Anders verhält es sich mit dem KMS. Der Mechanismus ist nicht genehmigungspflichtig, wenig anfällig für Fehlparametrierungen und kann wesentlich schneller umgesetzt werden. Die Einbindung von flexiblen Lasten und Speichern ist einfacher und kann zu deutlich geringeren Kosten als die anderen Modelle führen. Die Marktwerte der EE werden damit eher stabilisiert und verbessern damit deren Wirtschaftlichkeit. Damit verspricht dieses Modell die geringsten Risiken aufzuweisen und dennoch zusätzliche Einnahmen für die benötigten Kapazitäten bereitzustellen. Eine kurzfristige Umsetzung wäre bereits mit der aktuellen Überarbeitung des EnWG möglich, dazu müsste lediglich die Hedgingverpflichtung in § 5 Abs. 4 weiter gefasst werden. Auch eine zeitnahe Weiterentwicklung in einer Folgenovelle wäre möglich.

Handlungsfeld 3: Lokale Signale

(BMWK-Zusammenfassung des Handlungsfeldes: [LINK](#), Seite 95)

Flaschenhals bei lokalen Signalen ist die fehlgeschlagene Digitalisierungsstrategie

Lokale Signale sind ein zentrales Instrument, um mit dem schleppendem Netzausbau und daraus entstehenden Netzengpässen in einer wirtschaftlich effizienten Weise umzugehen. Für die Niederspannungsebene hat die BNetzA bereits ein einfaches Modell eingeführt, das lokale Anreize zur besseren Auslastung der Netze bietet. Aufbauend auf diesem Modell können auch für die höheren Spannungsebenen einfache Lösungen gefunden werden. Diese Modelle würden dann nach und nach verbessert werden. Perspektivisch sollten auch Erzeuger und Speicher, die über Netzentgelte derzeit nicht erreicht werden, in ein Anreizsystem eingebunden werden. Der entscheidende Flaschenhals für solche Lösungen ist jedoch die fehlgeschlagene Digitalisierungsstrategie – hier besteht noch immer dringender Handlungsbedarf. Denn flexible Netzentgelte nützen gar nichts, wenn die fehlende Digitalisierung die Sichtbarkeit, Adressierung, Abrechnung und Steuerung der flexibilitätsgebenden Anlagen verhindert. Lokale Signale für Investitionen in Förderprogramme sind grundsätzlich denkbar und könnten in Einzelfällen auch sinnvoll sein. Allerdings wirken solche Signale langfristig, können nicht an veränderte Netz-Situationen angepasst werden und geben keine Anreize für einen optimalen Dispatch der Anlagen. Zudem verteuern sie tendenziell die Förderprogramme. Auch wirken sie nur bei Neuanlagen, nicht aber im Bestand.

Konsultationsfragen zum Handlungsfeld

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

1: Welche Rolle sehen Sie für lokale Signale in der Zukunft?

Lokale Signale an alle potenziellen Flexibilitätsgeber sind entscheidend, um wirtschaftlich effizient mit Netzengpässen umzugehen. Da der Netzausbau dem Ausbau der Erneuerbaren Energien und dem Hochlauf der neuen Verbraucher bereits jetzt hinterherläuft, muss selbst mittel bis langfristig mit signifikanten Engpässen

im Stromnetz gerechnet werden. Darüber hinaus ist es wirtschaftlich nicht sinnvoll, die Netze auf seltene Leistungsspitzen auszulegen. Die Stromerzeugung und der Verbrauch muss steuerbar sein, um zum einen Netzüberlastungen zu verhindern und zum anderen vorhandene Erzeugungspotentiale auch dann möglichst umfangreich zu nutzen. Zugleich ergibt sich damit eine bessere Ausnutzung der Netzinfrastruktur, die letztlich kostensenkend wirkt. Bestehende Lösungen wie Redispatch für die Erzeugung können nicht einfach auf Verbraucher übertragen werden. Es gilt deshalb, neue Lösungen zu entwickeln, die eine wirtschaftlich effiziente Nutzung des Netzes ermöglichen. Lokale Signale können hier die zentrale Rolle einnehmen. Entscheidend ist dabei, dass lokale Signale über marktliche Anreize transportiert werden, damit ein wirtschaftlich effizienter Dispatch erfolgen kann. Zentrale Steuerungen durch die Netzbetreiber können die wirtschaftliche Effizienz nicht erreichen. Lokale Signale werden allerdings einen schnellen und konsequenten Netzausbau nicht ersetzen können, denn dessen Verbindungs- und Koordinationsfunktion wächst in den nächsten Jahren deutlich und benötigt dafür auch mehr Kapazitäten. Da mit lokalen Signalen vorrangig Netzengpässe adressiert werden sollen, sind die Netzentgelte kurzfristig die Größe, um lokale Signale zu transportieren. Grundsätzlich müssen aber auch andere marktliche Lösungen in Betracht kommen, zumal Netzentgelte die meisten Flexibilitätsgeber nicht erreichen. Wie im Optionenpapier dargestellt, sind hier allerdings noch konzeptionelle Lösungen z.B. für das Gaming-Problem zu finden.

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

Vorteile:

Option 1 (Zeitlich/regional differenzierte Netzentgelte) haben den Vorteil, dass viele Verbraucher schnell erreicht werden und eine Teilnahme mit niedrigen Eintrittshürden verbunden ist. Zudem kann damit gezielt auf die Netzsituation reagiert werden. Im Gegensatz zur Option 2 werden sowohl Anreize für den Dispatch der Anlagen als auch (indirekt) Investitionsanreize gegeben.

Option 2 (Regionale Steuerung in Förderprogrammen) kann vor allem die Neuansiedlung von Erzeugern oder Verbrauchern lenken, Anreize für optimalen Dispatch werden jedoch nicht gesetzt.

Option 3 (Flexible Lasten im Engpassmanagement) ist noch zu wenig konkret, um klare Vor- oder Nachteile zu benennen. Flexibilitätsmärkte hätten den Vorteil, gegenüber Option 1 die Anreize noch präziser/feingranularer abzubilden und hätten zumindest theoretisch damit einen Effizienzvorteil.

Nachteile:

Option 1 (Zeitlich/regional differenzierte Netzentgelte) hat den Nachteil, dass sie, um handhabbar zu bleiben, keine starke Ausdifferenzierung zulässt. Zudem werden mit diesem Instrument und der heutigen Netzentgelt-systematik wichtige Flexibilitätsgeber wie Einspeiser, Speicher und manche Verbraucher wie z.B. Elektrolyseure nicht adressiert. Der heutige Stand der Digitalisierung der Netze muss schnell verbessert werden, damit deren Steuerung, Abrechnung und Sichtbarkeit überhaupt gegeben ist.

Option 2 (Regionale Steuerung in Förderprogrammen) adressiert vor allem die Investitionsentscheidung. Der Dispatch der Anlagen ist damit ohne Weiteres nicht sinnvoll zu adressieren, da bereits bei der Investitionsentscheidung die Dispatch-Anreize klar sein müssten. Diese Anreize im Laufe der Zeit an die sich ändernden

Bedingungen anzupassen, ist problematisch. Zudem bedeutet eine regionale Steuerung in Förderprogrammen auch eine geringere Effizienz der Förderprogramme, ihre Kosten werden steigen.

Option 3 (Flexible Lasten im Engpassmanagement) ist noch zu wenig konkret, um klare Vor- oder Nachteile zu benennen. Flexibilitätsmärkte können tendenziell höhere Einstiegshürden mit sich bringen, so dass nicht das ganze Flexibilitätspotenzial gehoben würde.

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

Der entscheidende Ansatz ist, die Digitalisierung voranzubringen. Die bisherige Digitalisierungsstrategie ist gescheitert. Ohne die Digitalisierung können jedoch Signale nicht kommuniziert werden, kann keine Steuerung erfolgen und differenzierte Netzentgelte nicht abgerechnet werden. Damit bildet die Digitalisierung derzeit den wesentlichen Flaschenhals für lokale Signale.

Ist diese Voraussetzung vorhanden, können in einem ersten Schritt einfache strukturierte Netzentgelte mit lokalen Signalen schnell umgesetzt werden und entfalten dann auch schnell Wirkung.

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

Ohne lokale Signale wird der Ausbau von Erneuerbaren, Erzeugern und Ausbau und Integration von neuen Verbrauchern wie strombasierte Mobilität und Wärme ausgebremst. Damit wird die Dekarbonisierung dieser Sektoren verzögert und verursacht höhere Kosten in anderen Sektoren, die dann die Dekarbonisierungsziele erfüllen müssen. Zusätzlich entstehen höhere Kosten für Redispatch und tendenziell auch ein höherer Netzausbaubedarf, der ebenfalls zu höheren Kosten führt.

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

Ein erstes einfaches Modell ist bereits von der BNetzA festgelegt worden. Hier werden für vorab festgelegte Zeitfenster unterschiedliche Arbeitsentgelte (für die Niederspannungsebene) vorgegeben. Diese Netzentgelte können auf einzelne Netzgebiete oder Netzteile beschränkt werden. Dieses Modell könnte für Verbraucher mit Leistungspreisanteilen einfach ergänzt werden, in dem die in den engpassfreien Zeiten gemessenen Leistungen nicht in die Berechnung der Netzentgelte eingehen. Ein solches einfaches Modell kann nur der Einstieg in eine verbesserte Steuerung des Verbrauchs darstellen. Perspektivisch könnten die Zeitfenster flexibilisiert werden. Um auch Speicher und Erzeugungsanlagen mit entsprechenden Anreizen zu adressieren, wären weitere Änderungen der Netzentgeltstrukturen und die Ausweitung der Netzentgeltzahlergruppen notwendig. Hier kämen dann auch „negative Netzentgelte“ in Betracht. Entscheidend ist jedoch, dass vorrangig die digitale Infrastruktur insbesondere auf Seiten der Netze zügig verbessert wird.

Handlungsfeld 4: Flexibilisierung der Nachfrage

(BMWK-Zusammenfassung des Handlungsfeldes: [LINK](#), Seite 107)

Flexibilisierung setzt Digitalisierung voraus

Die Flexibilisierung der Nachfrage setzt zwingend die beschleunigte Einführung intelligenter Messsysteme und damit verbundener digitaler Mess- und Steuerungsdienstleistungen voraus. Aus Sicht des bne zeigt die aktuelle Lage, dass der überkomplexe Ansatz die Digitalisierung derzeit zum Stillstand gebracht hat. Der iMSys-Rollout ist kein Selbstzweck. Mit der großen Menge zusätzlicher fluktuierender EE-Erzeugung und den vielen neuen flexiblen Anlagen in der Niederspannung wird das Problem immer drängender, Verbrauch und Erzeugung zeitlich und räumlich zu koordinieren. Ohne zeitliche aufgelöste, rasch verfügbare abrechnungsrelevante Messwerte können erzeugende und verbrauchende Marktlokationen nicht auf der Basis von Werten bilanziert werden, sondern werden über standardisierte Lastprofile abgebildet. Die einfache Erhebung und Übermittlung von Messwerten muss überragendes und vorrangiges Ziel des iMSys-Rollout sein, um auch nur ansatzweise die kurzfristigen Herausforderungen im Energiesystem angehen zu können. Erst danach sind Anreizmodelle wie etwa dynamische Netzentgelte erfolgreich umsetzbar, wobei diese bekanntlich in der Zuständigkeit der unabhängigen Regulierungsbehörde liegen. Indirekt wirkt sich auch die Anreizstruktur für Investitionen der Verteilnetzbetreiber als Hemmnis auf der Nachfrageseite aus, da derzeit Investitionen in Kupfer gegenüber Investitionen in Digitalisierung und verbesserte Betriebsprozesse im Vorteil sind.

Konsultationsfragen zum Handlungsfeld

1: Stimmen Sie der Problembeschreibung und den Kernaussagen zu?

Der Problembeschreibung und den aufgeführten Kernaussagen können wir zustimmen. Allerdings wird deutlich, dass den PKNS-Bewertungskriterien Teilhabe und Akzeptanz im Handlungsfeld Nachfrageseitige Flexibilitätspotenziale wenig Gewicht eingeräumt worden ist. Das ist deshalb besonders bedauerlich, weil wiederum deren Ausgestaltung zentrale Bedeutung für die Fähigkeit und die Bereitschaft von Menschen ist, mit ihrem Verbrauchsverhalten auf Anforderungen des Energiesystems zu reagieren. Zwar werden Preissignale als Möglichkeit für Verbraucherinnen und Verbraucher, eigene Handlungsspielräume im Energiesystem zu nutzen, und als Anreiz für Investitionen in flexible Verbrauchseinrichtungen benannt. Doch die weitergehende Aktivierung der Gesellschaft durch Teilhabemöglichkeiten und das Potenzial für größere Akzeptanz aufgrund eines verbesserten Energiesystemverständnisses werden nicht als Potenziale benannt. Zwar wird die weitergehende Digitalisierung des Energiesystems als Grundlage vorausgesetzt, jedoch vornehmlich auf die Verstetigung des ungeeigneten bestehenden Roll-outs hingewiesen. Tatsächlich tragen regulatorische Hemmnisse selbst weiterhin dazu bei, technische Hemmnisse zu erzeugen, die den Roll-out ausbremsen. Innovationen wie sie in anderen Ländern längst Standard sind, sind im aktuellen Regelwerk ausgeschlossen.

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

Da Teilhabe und Akzeptanz nicht als zentrale Potenziale in der Problembeschreibung auftauchen, verwundert es nicht, dass entsprechende Handlungsoptionen auch in den Aktionsbereichen kaum benannt werden. So werden Haushalte zwar als Handelnde im Aktionsbereich 1 "Preisreaktion ermöglichen" angesprochen, die

Perspektive der Haushalte aber vornehmlich hinsichtlich ihrer Möglichkeit, überhaupt auf dynamische Preise zu reagieren, und ihrer Sensibilität bei der Bepreisung berücksichtigt. Zwei Aspekte sind hier besonders hervorzuheben. Wenngleich die Bedeutung der Aktivierung von Flexibilität betont wird, wird mit Blick auf Teilnahmehemmnisse im Wesentlichen auf die Fähigkeit, durch entsprechende Zähltechnik variable Tarife wählen zu können, abgestellt. Es fehlt ein Aktionsbereich zur weiteren Vereinfachung und Beschleunigung der Einführung von intelligenten Messsystemen mit Bilanzierung auf der Basis von Werten (Viertelstundenbilanzierung). Die anhaltenden Herausforderungen im Roll-out rechtfertigen es, hier nicht nur im Aktionsbereich 1 auf die Verstärkung bestehender Prozesse hinzuweisen, sondern dringende Handlungsbedarfe auch unmittelbar in einem eigenen Aktionsbereich zu adressieren.

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

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

Konkrete Hemmnisse bestehen insbesondere in den oben dargelegten Herausforderungen für die beschleunigte wettbewerbliche Einführung intelligenter Messsysteme und damit verbundener digitaler Mess- und Steuerungsdienstleistungen. Indirekt wirkt sich auch die Anreizstruktur (ARegV) für Investitionen der Verteilnetzbetreiber als Hemmnis auf der Nachfrageseite aus, da Investitionen in Kupfer gegenüber Investitionen in Digitalisierung und verbesserte Betriebsprozesse im Vorteil sind.

In vielen Netzgebieten fokussieren grundzuständige Messstellenbetreiber derzeit den Roll-out digitaler Infrastruktur wenn überhaupt entsprechend der Pflichteinbaufälle, was den gesetzlichen Anforderungen entspricht, aber wenig zur stärkeren Durchdringung der für die Aktivierung von Flexibilitätspotentialen notwendigen Bilanzierung auf der Basis von Werten (Tarifanwendungsfall „TAF“ 7) beiträgt. Es darf in den nächsten Jahren nicht darum gehen, pauschal Verbraucher mit über 6000kWh Jahresverbrauch prioritär mit iMSys auszustatten, wenn dahinter keine fluktuierende Erzeugungsanlage und flexible Verbrauchsanlage angeschlossen ist und lediglich der datensparsame TAF 1 zum Einsatz kommen wird. Ebenso wenig kann es jetzt darum gehen, die bereits viertelstundenscharf gemessenen großen Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen mit iMSys auszustatten, weil hiermit gegenüber dem Status Quo für das Energiesystem kein Mehrwert gehoben wird. Stattdessen müssen unbedingt Einbaufälle priorisiert werden, wo absehbar TAF 7 zur Anwendung kommt und die Bilanzierung auf der Basis von diesen Viertelstundenwerten erfolgt. Es handelt sich vorrangig um Marktlokationen von §14a Anlagen, kleiner Erzeugungsanlagen, mit dynamischen Tarifen, mit virtuellem Summenzähler, für gemeinschaftliche Gebäudeversorgung und Energy Sharing, sowie weitere Fälle mit verpflichtender Bilanzierung auf der Basis von Werten. Außerdem sollten Einbaufälle, bei denen sich die Kunden freiwillig für die Bilanzierung auf der Basis von Werten entscheiden, ebenfalls priorisiert werden. Alle anderen Einbaufälle sollten zurückgestellt werden. Ziel muss sein, die Gesamtzahl von iMSys drastisch zu erhöhen und den Anteil der iMSys mit TAF 7 von derzeit unter 40% auf über 90% anzuheben.

4: Welche konkreten Handlungsoptionen sehen Sie?

Erfreulich ist, dass das BMWK die Relevanz der nachfrageseitigen Flexibilität klar benennt. Besorgniserregend dagegen ist der durch die geplante Erarbeitung einer „koordinierten Flexibilitäts-Agenda“ aufgrund des damit voraussichtlich verbundenen Verzögerungspotenzials bei der raschen Aktivierung nachfrageseitiger Flexibilität. Eile ist allerdings geboten, angesichts der Vielzahl nicht oder nur eingeschränkt steuerbarer Erzeugungsanlagen, die bereits jetzt erheblichen Preisdruck erzeugen. Notwendig ist, die benannten technischen und regulatorischen Hemmnisse zügig und gezielt abzubauen. Denkbar wären auch weiter vereinfachende Übergangsregelungen, wie sie beispielsweise in anderen Ländern bereits umgesetzt werden. Zur beschleunigten Aktivierung nachfrageseitiger Flexibilitätspotenziale für die Energiesystementlastung könnten beispielsweise vorübergehend Verbrauchswerte der Flexibilität zur Bilanzierung zugelassen werden, wenn ein intelligentes Messsystem beantragt aber noch nicht installiert wurde, um lange Wartezeiten zu überbrücken. In Kalifornien werden beispielsweise Verbrauchswerte von Elektrofahrzeugen auf Basis des OEM Backends genutzt. Auch die Erleichterung des Anschlusses dezentraler Unterzähler in technischen Anschlussbedingungen von Verteilnetzbetreibern kann hierzu beitragen. Wie oben angemerkt, entspräche auch diese Herangehensweise der zuletzt von auf europäischer Ebene beschlossenen Vereinfachungen.

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.**