



September 2024

**Stellungnahme zur
Konsultation
Optionenpapier
Strommarktdesign der Zukunft**



Leitfragen zu Kap. 3.1, Investitionsrahmen für erneuerbare Energien

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

Ja / ~~Nein~~

Antwort:

- Insgesamt werden viele der Chancen und Herausforderungen gut beschrieben.
- Option 3 und 4 werden hinsichtlich der zu erwartenden Reduzierung der Finanzierungskosten deutlich zu positiv gesehen. Vernachlässigt werden die Probleme durch die Komplexität der Mechanismen sowie die offene Frage der Ausgestaltung der Referenzanlage(n). Beide Aspekte stellen signifikante Risiken für Anlagenbetreiber dar und werden bei der Finanzierung zu einem Risikoaufschlag durch die Banken führen.
- Die regulatorische Fehleranfälligkeit durch die extreme Komplexität und die Notwendigkeit kontinuierlicher Anpassungen bleibt unerwähnt: Es ist unwahrscheinlich, dass die Ausgestaltung von Option 3 und 4 bspw. technische Neuerungen angemessen schnell abbilden und kreative Auslegungen ausschließen kann. Dies führt zu Verzerrungen im Wettbewerb. In der Konsequenz werden kontinuierliche Anpassungen des regulatorischen Rahmens notwendig. Gerade die relative Kontinuität und Sicherheit des aktuellen Fördersystems hat den EE-Ausbau in Deutschland bislang ausgezeichnet und zu den mitunter niedrigsten Kapitalkosten weltweit geführt. Aufgrund der beschriebenen inhärenten regulatorischen Unsicherheiten droht dieser Vorteil bei Optionen 3 und 4 wegzufallen und es droht ein genereller Anstieg der Kapitalkosten für Erneuerbaren-Projekte in Deutschland.
- Insgesamt zu wenig Beachtung findet das Zusammenspiel zwischen gefördertem und ungefördertem Ausbau. Ein marktlicher Zubau in wesentlichem Umfang muss ein zentrales Ziel für die Neugestaltung eines EE-Fördermechanismus sein. Dies ist gesellschaftlich geboten und energiewirtschaftlich zentral, um Kosten niedrig zu halten und den Anreiz zur Absicherung auf den Terminmärkten zu erhalten. Eine problematische Herausforderung besteht daher bei Option 2, 3 und 4 hinsichtlich der Vereinbarkeit mit PPAs. Bei der Ausgestaltung wäre darauf zu achten,

entweder die Möglichkeit eines Opt-outs einzuführen, oder dass zumindest Teile der Anlagenkapazität auch über PPAs vermarktet werden können. Zudem ist aufgrund des Doppelvermarktungsverbot das Ausstellen von Herkunftsnachweisen (HKN) unter Option 2,3 und 4 derzeit ausgeschlossen. Auch dieser Aspekt steht der Vereinbarkeit der Modelle mit einem marktlichen Zubau über PPAs im Wege. Bei einer Einführung wäre darauf zu achten, dass HKN ausgestellt und vom Betreiber vermarktet werden können.

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?

Antwort:

- In Optionen 2, 3 und 4 wird der Anreiz, Strom aus EE-Anlagen auf dem Terminmarkt zu vermarkten, erheblich eingeschränkt. Einerseits verringert die Übernahme des Preisrisikos seitens des Staats durch eine fixe Zahlung den Anreiz, sich auf dem Terminmarkt gegen Preisschwankungen abzusichern. Gleichzeitig wird durch die Erlösabschöpfung ein starker Anreiz gesetzt, den Strom zur gleichen Preisreferenz zu vermarkten, die für die Berechnung der Rückzahlung angesetzt wird. Werden die Erlöse für die Referenzanlage in Option 3 und 4 beispielsweise mit dem Day-Ahead-Preis berechnet, entsteht für Anlagenbetreiber ein starker Anreiz, ihre gesamte Stromerzeugung am Day-Ahead-Markt zu vermarkten, um das Basisrisiko einer Diskrepanz zwischen den Erlösen der Referenzanlage und der eigenen Anlage bestmöglich zu minimieren.
- Eine Terminvermarktung ist grundsätzlich wünschenswert, da sie es Verbrauchern ermöglicht, sich langfristig gegen hohe Preise abzusichern und gleichzeitig die Marktintegration Erneuerbarer Energien vorantreibt.
- Daher ist es wichtig, bei der Ausgestaltung darauf zu achten, entweder die Möglichkeit eines Opt-out einzuführen, oder dass zumindest Teile der Anlagenkapazität auch über PPAs vermarktet werden können.
- In Option 1 ergibt sich durch den Marktwertkorridor der Anreiz, das Preisrisiko durch Vermarktung am Terminmarkt abzusichern. Dies ist ein klarer Vorteil dieses Modells. Es ist ebenfalls eine Vermarktung als PPA möglich, insofern (mindestens) für die Erzeugung im Marktwertkorridor auch HKN ausgestellt werden, damit Verbraucher durch das PPA Zugang zu Grünstrom haben. Es gilt: je breiter der Marktwertkorridor, desto höher der Anreiz für eine Absicherung auf dem Terminmarkt. Dieses Modell sollte aufgrund seiner Vorteile weiterhin geprüft werden.

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?

Antwort:

- Allgemein dürften die Kapitalkosten ohne Marktwertkorridor etwas niedriger sein, da jegliches Risiko hinsichtlich der allgemeinen Strompreisentwicklung für den Betreiber entfällt und vom Staat übernommen wird.
- In einem System mit Marktwertkorridor hängen die letztendlichen Kapitalkosten von der Ausgestaltung des Korridors ab: je niedriger der Floor, desto höher werden die Kapitalkosten ausfallen.
- Gleichzeitig ist bei der Betrachtung auch die positive Auswirkung des Marktwertkorridors auf die Investitionsbereitschaft zu berücksichtigen. Durch die Möglichkeit bis zum festgelegten Cap mehr verdienen zu können als in einem System ohne Marktwertkorridor, steigen für Betreiber die Erlöschancen. Wenngleich also der niedrigere Floor ein größeres Risiko bedeutet, erhöht der Cap die Chancen. Ein Investitionsrahmen mit Marktwertkorridor macht das System daher attraktiver für eine größere Bandbreite an Investoren und erhöht so den Wettbewerb. Der Staat übernimmt keine Risiken, die auch effizient von Investoren getragen werden können. In der Konsequenz sind die Gesamtkosten des Erneuerbaren-Ausbaus daher trotz ggf. höherer Kapitalkosten nicht zwangsläufig höher als in einem System ohne 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, ...)?

Antwort:

- Die Annahme deutlich geringerer Kapitalkosten bei Option 3 und 4 im Vergleich zu Option 1 teilen wir nicht.
- Die Frage der konkreten Ausgestaltung der Referenzanlage ist nicht zufriedenstellend beantwortet. Die Referenzanlage ist jedoch Dreh- und Angelpunkt des Modells und ein Auseinanderfallen des fiktiven und tatsächlichen Erlöses wird zum neuen Basisrisiko für Betreiber.
- Die Bewertung der Kapitalkosten von Option 3 und 4 beschränkt sich auf theoretische Argumente und berücksichtigt nicht ausreichend die Probleme, die sich bei der praktischen Umsetzung ergeben. Diese stellen jedoch ein entscheidendes Risiko der beiden Modelle dar und werden zu einem Risikoaufschlag der Banken führen – und damit die Kapitalkosten erhöhen.
- Bekannte Lösungsvorschläge setzen entweder zu allgemein an und öffnen kreativen Geschäftsmodellen Tür und Tor, oder sie sind so kleinteilig, dass sie extrem komplex und damit fehleranfällig werden. Kontinuierliche Anpassungen und ein regulatorisches Nachsteuern wird damit zwangsläufig ein solches Fördersystem charakterisieren und die Stabilität und Vorhersehbarkeit aus Sicht der Investoren negativ beeinflussen. Gerade diese relative Kontinuität und Sicherheit hat den Erneuerbaren-Ausbau in Deutschland jedoch bislang ausgezeichnet und zu den mitunter niedrigsten Kapitalkosten im Vergleich zu anderen Ländern geführt. Aufgrund der beschriebenen inhärenten regulatorischen Unsicherheiten droht dieser Vorteil bei Option 3 und 4

wegzufallen und es droht ein genereller Anstieg der Kapitalkosten für Erneuerbaren-Projekte in Deutschland.

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 Teilaspekte: Wie groß schätzen Sie die Herausforderungen und Chancen einer Systemumstellung ein?

Antwort:

- Die Umsetzung von Option 1 und 2 schätzen wir als unkompliziert ein. Beide Modelle sind eine Weiterentwicklung des bestehenden Systems und damit kein Systembruch.
- Option 1 hat zudem den Vorteil, dass Entwickler auf die bisherigen Erfahrungen in der Vermarktung über PPAs zurückgreifen können. Bei Offshore-Wind ist dieser marktliche Zubau bereits seit Jahren gängige Praxis und auch für die Onshore-Technologien besteht in der Branche ausreichend Erfahrung, ein Cap&Floor-Modell praktisch in neue PPA-Verträge einzubinden.
- Zudem ist Option 1 auch das einzige Modell in dem trotz Doppelvermarktungsverbot grüne Herkunftsnachweise für die Dekarbonisierung der Industrie bereitgestellt werden können. Für die drei anderen Modelle wäre nach derzeitigem Stand eine Ausnahme vom Doppelvermarktungsverbot notwendig und geboten.
- Option 3 und 4 sind aufgrund der herausfordernden Referenzanlagen-Definition hingegen sowohl technisch als auch administrativ schwierig umzusetzen. Je nach Ausgestaltung setzen bekannte Lösungsvorschläge entweder zu allgemein an und öffnen kreativen Geschäftsmodellen Tür und Tor, oder sie sind so kleinteilig, dass sie extrem komplex und damit fehleranfällig werden.
- Der Vorschlag auf eine CAPEX-Förderung umzustellen ist grundsätzlich zu begrüßen. Wenngleich dies eine grundlegende Änderung in der Systematik der Erneuerbaren-Förderung bedeutet, ist dies für die Planung und den Bau der Projekte erst einmal darstellbar. Die Umsetzung der in Option 4 vorgeschlagenen Übergewinnabschöpfung scheint praktisch jedoch komplex und schließt in ihrer Konzeptionierung eine Vermarktung über PPAs aus. Eine deutlich unkompliziertere Form der Erlösabschöpfung ohne Referenzanlage wäre eine Preisobergrenze auf Basis eines Jahresmittelwertes.

Haben Sie darüber hinaus Anmerkungen zu diesem Handlungsfeld?

Antwort:

- Insgesamt zu wenig Beachtung findet das Zusammenspiel zwischen gefördertem und ungefördertem Ausbau. Ein marktlicher Zubau in wesentlichem Umfang muss ein zentrales Ziel für die Neugestaltung eines EE-Fördermechanismus sein. Dies ist gesellschaftlich geboten und energiewirtschaftlich zentral, um die Liquidität auf den Terminmärkten zu erhalten. Eine problematische Herausforderung besteht daher bei Option 2, 3 und 4 hinsichtlich der Vereinbarkeit mit PPAs. Bei der Ausgestaltung wäre daher darauf zu achten, entweder die Möglichkeit eines Opt-outs einzuführen, oder dass zumindest eine Anlage ihre Kapazität auf das geförderte Segment und marktbasierter Vermarktung aufteilen kann.

Leitfragen zu Kap. 3.2, Investitionsrahmen für steuerbare Kapazitäten

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

Antwort:

- Die Anpassungs- und Anschlussfähigkeit des Kapazitätsmechanismus ist sehr wichtig, um sowohl technologische Entwicklungen angemessen zu integrieren als auch auf veränderbare Marktbedingungen reagieren zu können, z.B. durch eine Änderung in der Dimensionierung. Lock-in Effekte müssen vermieden werden.
- Es ist wichtig, den Beitrag neuer Technologien und flexibler Lasten zur Versorgungssicherheit angemessen berücksichtigen zu können, was eine Anpassungsfähigkeit des Mechanismus hinsichtlich der teilnehmenden Technologien und technischen Kriterien (beispielsweise De-Rating-Faktoren) erfordert. Hier ist eine enge Zusammenarbeit und Konsultation mit Marktteilnehmern wichtig. In Großbritannien wurde beispielsweise eine Expertengruppe gegründet, die Stellung zur vorgeschlagenen Methodik der Übertragungsnetzbetreiber beziehen konnte.

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

Antwort:

- Wir stimmen der Einschätzung im Optionenpapier zu, dass die Einbindung von Lastflexibilität und Speichern in einem zentralen Kapazitätsmarkt herausfordernd ist, insbesondere für neue Technologien und kleinere Flexibilitäten, da es für sie schwieriger ist, standardisierte Vorgaben zu erfüllen.
- Dieser Nachteil des Modells wird dadurch verstärkt, dass solche Technologien dadurch doppelt benachteiligt werden: Sie können nicht nur nicht am Kapazitätsmarkt teilnehmen, sondern sind mehr Wettbewerb ausgesetzt durch alternative steuerbare Kapazitäten, die durch den ZKM an den Markt kommen.
- Für ein Gelingen der Energiewende brauchen wir sowohl technologische Innovationen als auch die Flexibilität dezentraler Akteure. Daher ist es unerlässlich, diese Technologien und Potentiale in dem einzuführenden Kapazitätsmarktmodell zu berücksichtigen. Sollte ein zentrales Modell gewählt werden, muss ein besonderes Augenmerk auf der Innovationsfähigkeit liegen.
- Wir stimmen der Einschätzung im Optionenpapier zu, dass die Dimensionierung durch einen zentralen und tendenziell risikoaversen Akteur im ZKM zu einer Überdimensionierung führen kann. Eine Überdimensionierung führt zu höheren Kosten des Kapazitätsmechanismus und zu Ineffizienzen auf dem Strommarkt, da entstehende Überkapazitäten den Preisbildungsmechanismus beeinflussen und daher das Geschäftsumfeld für alle anderen Erzeuger und Flexibilitäten verschlechtert.

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?

Antwort:

- Wir schätzen die Signifikanz eines Rückzahlungsmechanismus für Speicher und flexible Lasten als sehr hoch ein, da diese ihre Erlöse durch Preisvolatilität erzielen und nicht allein auf hohe Strompreise reagieren.
- Grundsätzlich gilt, dass die notwendigen Kapazitätzahlungen umso höher ausfallen werden, je niedriger die Schwelle für den Rückzahlungsmechanismus angesetzt ist. Je häufiger und mehr Marktteilnehmer zurückzahlen müssen, desto weniger Einkommen verzeichnen sie, und desto höher die benötigte Kapazitätzahlung.
- Die im von Consentec, r2b und Öko-Institut- Kurzpapier zur Ausgestaltung eines kombinierten Kapazitätsmarktes vorgebrachte Variante (reliability option), geht mit Risiken für Anlagenbetreiber einher:
 - Bei einer zu niedrigen Preisschwelle könnte ein ineffizienter Dispatch der Anlagen am Strommarkt angereizt werden.
 - Anlagen, die nicht am kurzfristigen Spotmarkt vermarktet sind, sondern beispielsweise langfristige Lieferverträge haben, würden zu einer Rückzahlung verpflichtet werden, obwohl sie möglicherweise den Strom nicht zu Spotmarktpreisen vermarktet haben. Dies erinnert an die Herausforderung bei der Gewinnabschöpfung während der Energiekrise. Ein Beispiel: eine Anlage vermarktet ihren Strom langfristig für 90 EUR/MWh und erhält eine Kapazitätzahlung, der Schwellenwert für die Abschöpfung beträgt 350 EU/MWh. Wenn der Spotmarktpreis nun 450 EUR/MWh beträgt, müsste die Anlage $(450-350) = 100$ EUR/MWh zahlen, obgleich sie den Spotmarktpreis nicht realisieren konnte.
- Zudem werden Gewinne von Anlagenbetreibern bereits heute besteuert – durch Unternehmensbesteuerung. Aufgrund dieser Herausforderungen würden wir eine gründliche juristische Prüfung, ob die zum Beispiel in der Beihilferichtlinie genannten „Beschränkungen der Rentabilität und/oder Rückforderung im Zusammenhang mit möglichen positiven Szenarien“ im Falle eines ZKM zur Gewährung der Angemessenheit notwendig sind, begrüßen.
- Sollte eine Einführung eines Rückzahlungsmechanismus als notwendig erachtet werden, sollten folgende Kriterien berücksichtigt werden:
 - Der Schwellenwert sollte hoch gewählt werden und dynamisiert werden, um einen effizienten Dispatch zu gewährleisten und Unsicherheiten zu reduzieren.
 - Separate Bedingungen für Speicher und Lastflexibilität, u.a. Beschränkung der Rückzahlungspflicht auf Dauer der maximalen Erbringungszeit (Service Level Agreement), Berücksichtigung von Aktivierungskosten zusätzlich zum Schwellenpreis und ein Stop-Loss-Limit.

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

- Wir beurteilen einen KKM als insgesamt positiv, da er durch die dezentrale Komponente den Marktteilnehmern mehr Gestaltungsraum eröffnet und somit einen hohen Anreiz zur Lastflexibilität, Einbindung von Speichern und innovativen Lösungen gibt.
- Der Mechanismus kann so besser auf Innovationen und veränderte Marktbedingungen reagieren, was in dem dynamischen Umfeld der Energiewende sehr wichtig ist. Daher sollte im Verhältnis zwischen zentraler und dezentraler Komponente darauf geachtet werden, dass ein größerer Fokus auf der dezentralen Komponente liegt und die zentrale Komponente nicht überdimensioniert wird.

Eine Überdimensionierung in der zentralen Auktion könnte zu zu vielen Zertifikaten führen, was die vom Versorger zu beschaffende Anzahl an Zertifikaten reduziert und daher Zertifikatspreise senkt. Dies erschwert Altanlagen und Neuanlagen mit kürzeren Refinanzierungszeiträumen die Finanzierung über den dezentralen Teil.

- Anlagen sollten im Prinzip selbst wählen können, ob sie in die zentrale Auktion bieten oder die Finanzierung über Zertifikate im dezentralen Teil präferieren. Für Speicher kann dies zum Beispiel vom Refinanzierungszeitraum abhängen (beeinflusst von der Speichergröße, i.e. 1-Stunden-Batterie vs. 4-Stunden-Batterie).
- Die Handelbarkeit der Zertifikate ist hierbei ein wichtiger Punkt (Auktion und kontinuierlicher Handel, Handel auch über das Ende der Lieferperiode).
- Die größte Herausforderung des DKM ist, die Abgrenzung und Wechselwirkung zwischen der zentralen und dezentralen Komponente zu parametrisieren.
- Wir stimmen der Einschätzung zu, dass im dezentralen Teil kein Clawback notwendig ist. Für den zentralen Teil begrüßen wir eine gründliche juristische Prüfung, ob die zum Beispiel in der Beihilferichtlinie genannten „Beschränkungen der Rentabilität und/oder Rückforderung im Zusammenhang mit möglichen positiven Szenarien“ im Falle eines ZKM zur Gewährung der Angemessenheit notwendig sind, da ein Clawback mit negativen Auswirkungen verbunden ist.

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

Antwort:

- Im Vergleich zu einer Kombination aus ZKM und DKM erscheint eine Kombination aus ZKM und KMS schwieriger zu implementieren, auch hinsichtlich der Wechselwirkung. Einer der Gründe hierfür ist, dass die relevante Größe im ZKM & DKM in EUR/MW angegeben wird, während im KMS die Versorger ihre Beschaffungsmengen gegen Preisspitzen absichern – was EUR/MWh zur relevanten Größe macht. Dies erschwert ebenfalls die Dimensionierung der zentralen Komponente.
- Eine funktionierende Schnittstelle zwischen beiden Systemen (zentral und dezentral) erscheint daher schwieriger.

Haben Sie darüber hinaus Anmerkungen zu diesem Handlungsfeld?

Antwort:

- Wichtig in allen Modellen ist eine gute Ausgestaltung. Hier würden wir gerne auf folgende Kriterien hinweisen, die zu einem funktionierendem Kapazitätsmarktdesign beitragen können:
 - Klare Methode zur Festlegung der Auktionsvolumen, um Transparenz und Investitionssicherheit sicherzustellen.
 - Technologieneutrale Ausgestaltung, um den Wettbewerb zu maximieren und die geringsten Kosten für den Endverbraucher zu erreichen.
 - Ein transparentes und konsistentes Auktionsdesign fördert das Vertrauen der Investoren. Bei ausreichender Beteiligung sollten die Mitgliedstaaten einen Pay-as-Clear-Preismechanismus anwenden. Der ZKM sollte eine kleine Anzahl von Unterkategorien haben, um mehr Wettbewerb und niedrigere Kosten zu ermöglichen.
- Alle Elemente müssen in Hinblick auf ihre Auswirkungen auf den Großhandelsmarkt abgewogen werden. Insbesondere die Auswirkungen auf den Spotmarkt sollten geringgehalten werden.

Leitfragen zu Kap. 3.3, lokale Signale

Welche Rolle sehen Sie für lokale Signale in der Zukunft?

Antwort:

- Wir sehen es als positiv an, dass Deutschland sich zur einheitlichen deutsch-luxemburgischen Gebotszone bekennt.
- Wir sehen Netzausbau als die beste Lösung an, um die physische Realität des Netzes und das Marktergebnis zusammenzubringen. Diese können durch lokale Signale ergänzt werden.

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

Vorteile:

- Option 1 (Zeitlich / regional differenzierte Netzentgelte) liefert ein Preissignal, während Optionen 2 und 3 administrativ gesteuert wirken. Daher ergeben sich aus Option 1 mehr Möglichkeiten für dezentrale Akteure, auf lokale Preissignale zu reagieren. Dies ermöglicht die Einbindung verschiedener (auch kleinteiliger) Flexibilitäten.

Nachteile:

- Wir lehnen Option 3 (Flexible Lasten im Engpassmanagement) klar ab, insofern Redispatch nicht marktbasierend erfolgt.
- Während flexible Lasten in der Tat ein großes Flexibilitätspotential aufweisen, ist eine Integration in den regulatorischen Redispatch sehr herausfordernd, da eine objektive Kosteneinschätzung für Lasten nicht möglich ist. Hier ist ein marktbasierter Redispatch notwendig, bei dem Akteure ihre (Opportunitäts-)kosten in den Markt bieten können und somit ihren entgangenen Nutzen individuell festlegen können.
- Erste Priorität muss sein, die bestehenden Redispatch-2.0-Prozesse für Erzeugungsanlagen zu optimieren und die bestehenden massiven Umsetzungsschwierigkeiten zu beheben. Die zusätzliche Integration einer neuen Technologie in ein bereits nicht funktionierendes System wird die Effizienz des Redispatch weiter verringern.
- Redispatchmärkte existieren in verschiedenen europäischen Ländern und entsprechen dem Zielmodell der europäischen Regulierung zum Engpassmanagement. Eine Einführung von marktbasierendem Redispatch kann zu Wohlfahrtsgewinnen führen und eine Einbindung von Lasten ermöglichen. Risiken, wie etwa strategisches Gebotsverhalten, können regulatorisch adressiert werden – hierfür kann auch auf Erfahrungen aus anderen Ländern zurückgegriffen werden.

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

Antwort:

- Wir sehen die Gefahr von steigenden Redispatch-Volumen. Dies führt nicht nur zu hohen Systemkosten, sondern auch zu hohen Kosten und Aufwand seitens der Marktteilnehmer, z.B. durch fehlende Standardisierung, mangelnde Transparenz und operative Herausforderungen.
- Allein die Möglichkeit des Redispatch mindert den Wert eines PPA, da der Abnehmer mit einer Einschränkung der Bereitstellung von Grünstrom rechnen muss, die weder kontrolliert noch

vorhergesagt werden kann. Dies liegt daran, dass die entgangenen HKN nicht physisch ersetzt werden und der ausgeglichene Redispatch-Strom daher als Graustrom zählt. Abnehmer von deutschen PPAs sind aber oftmals explizit an Grünstrom mit deutschen HKN interessiert, teilweise sogar anlagengebunden (Strom- und Herkunftsnachweise aus der gleichen Anlage). Die imperfekte Erstattung von HKN erhöht das Vertragsrisiko und hemmt die Entwicklung des deutschen PPA-Marktes, und damit letztendlich den Ausbau marktbasierter Erneuerbarer.

Haben Sie darüber hinaus Anmerkungen zu diesem Handlungsfeld?

Antwort:

- Um die Zeitbedarfe für die Netzanschlüsse besser abschätzen zu können, sollten Netzbetreiber Informationen über die in ihrem Netzgebiet verfügbaren Kapazitäten veröffentlichen.
- Wir begrüßen, dass das BMWK ein Aktionspaket Redispatch plant. Wir regen hier folgende Verbesserungen an:
 - Physikalischer Ausgleich von HKN im Redispatch, um die Grünstromeigenschaft zu bewahren und marktbasierete Anlagen auf ein level-playing-field mit geförderten Anlagen zu stellen.
 - Rechtlicher Rahmen: Wir fordern eine Schärfung der rechtlichen Rahmenbedingungen für die Übergangslösung.

Leitfragen zu Kap. 3.4, Flexibilität

Stimmen Sie der Problembeschreibung und den Kernaussagen zu?

Ja / ~~Nein~~

Haben Sie darüber hinaus Anmerkungen zu diesem Handlungsfeld?

Antwort:

- Es ist wichtig, bestehende Hemmnisse für Flexibilitätslösungen wie Speicher und Wasserstoff konsequent abzubauen.
- Batteriespeicher können einen wichtigen Beitrag zur Flexibilisierung des deutschen Strommarkts leisten. Hierfür sind die regulatorischen Rahmenbedingungen entscheidend. Die in der Speicherstrategie vorgesehenen Änderungen begrüßen wir. Wir setzen uns für eine permanente Netzentgeltbefreiung für Batterien ein.
- Richtigerweise wurde erkannt, dass das Ausschließlichkeitsprinzip ein Hindernis für Batterien ist, ihre Flexibilität systemdienlich einzubringen. Im Solarpaket wurden entsprechende Änderungen im EEG aufgenommen, die eine dauerhaft gemischte Nutzung von Netz- und Erneuerbarem-Strom für Batterien ermöglicht. Problematisch ist, dass die vorgeschlagenen Wege zur Aufhebung des Ausschließlichkeitsprinzip ausschließlich für Batterien umgesetzt werden, die aus geförderten Anlagen laden – dies ergibt sich daraus, dass ausschließlich Regelungen im EEG an der Stelle des Förderanspruchs umgesetzt werden. Eine parallele Umsetzung für die Ausstellung von HKN für marktbasiertere Anlagen in der Durchführungsverordnung über Herkunfts- und Regionalnachweise für Strom aus erneuerbaren Energien (HkrNDV) fehlt. Dies führt zu einer Ungleichbehandlung von marktbasiertere und geförderte EE-Anlagen.

Cautionary Note

The companies in which Shell plc directly and indirectly owns investments are separate legal entities. In this document "Shell", "Shell Group" and "Group" are sometimes used for convenience where references are made to Shell plc and its subsidiaries in general. Likewise, the words "we", "us" and "our" are also used to refer to Shell plc and its subsidiaries in general or to those who work for them. These terms are also used where no useful purpose is served by identifying the particular entity or entities. "Subsidiaries", "Shell subsidiaries" and "Shell companies" as used in this document refer to entities over which Shell plc either directly or indirectly has control. The term "joint venture", "joint operations", "joint arrangements", and "associates" may also be used to refer to a commercial arrangement in which Shell has a direct or indirect ownership interest with one or more parties. The term "Shell interest" is used for convenience to indicate the direct and/or indirect ownership interest held by Shell in an entity or unincorporated joint arrangement, after exclusion of all third-party interest.

Forward-Looking Statements

This document contains forward-looking statements (within the meaning of the U.S. Private Securities Litigation Reform Act of 1995) concerning the financial condition, results of operations and businesses of Shell. All statements other than statements of historical fact are, or may be deemed to be, forward-looking statements. Forward-looking statements are statements of future expectations that are based on management's current expectations and assumptions and involve known and unknown risks and uncertainties that could cause actual results, performance or events to differ materially from those expressed or implied in these statements. Forward-looking statements include, among other things, statements concerning the potential exposure of Shell to market risks and statements expressing management's expectations, beliefs, estimates, forecasts, projections and assumptions. These forward-looking statements are identified by their use of terms and phrases such as "aim"; "ambition"; "anticipate"; "believe"; "commit"; "commitment"; "could"; "estimate"; "expect"; "goals"; "intend"; "may"; "milestones"; "objectives"; "outlook"; "plan"; "probably"; "project"; "risks"; "schedule"; "seek"; "should"; "target"; "will"; "would" and similar terms and phrases. There are a number of factors that could affect the future operations of Shell and could cause those results to differ materially from those expressed in the forward-looking statements included in this document, including (without limitation): (a) price fluctuations in crude oil and natural gas; (b) changes in demand for Shell's products; (c) currency fluctuations; (d) drilling and production results; (e) reserves estimates; (f) loss of market share and industry competition; (g) environmental and physical risks; (h) risks associated with the identification of suitable potential acquisition properties and targets, and successful negotiation and completion of such transactions; (i) the risk of doing business in developing countries and countries subject to international sanctions; (j) legislative, judicial, fiscal and regulatory developments including regulatory measures addressing climate change; (k) economic and financial market conditions in various countries and regions; (l) political risks, including the risks of expropriation and renegotiation of the terms of contracts with governmental entities, delays or advancements in the approval of projects and delays in the reimbursement for shared costs; (m) risks associated with the impact of pandemics, such as the COVID-19 (coronavirus) outbreak, regional conflicts, such as the Russia-Ukraine war, and a significant cybersecurity breach; and (n) changes in trading conditions. No assurance is provided that future dividend payments will match or exceed previous dividend payments. All forward-looking statements contained in this document are expressly qualified in their entirety by the cautionary statements contained or referred to in this section. Readers should not place undue reliance on forward-looking statements. Additional risk factors that may affect future results are contained in Shell plc's Form 20-F for the year ended December 31, 2023 (available at www.shell.com/investors/news-and-filings/sec-filings.html and www.sec.gov). These risk factors also expressly qualify all forward-looking statements contained in this document and should be considered by the reader. Each forward-looking statement speaks only as of the date of this document, September 2024. Neither Shell plc nor any of its subsidiaries undertake any obligation to publicly update or revise any forward-looking statement as a result of new information, future events or other information. In light of these risks, results could differ materially from those stated, implied or inferred from the forward-looking statements contained in this document.

Shell's Net Carbon Intensity

Also, in this document we may refer to Shell's "Net Carbon Intensity" (NCI), which includes Shell's carbon emissions from the production of our energy products, our suppliers' carbon emissions in supplying energy for that production and our customers' carbon emissions associated with their use of the energy products we sell. Shell's NCI also includes the emissions associated with the production and use of energy products produced by others which Shell purchases for resale. Shell only controls its own emissions. The use of the terms Shell's "Net Carbon Intensity" or NCI are for convenience only and not intended to suggest these emissions are those of Shell plc or its subsidiaries.

Shell's net-zero emissions target

Shell's operating plan, outlook and budgets are forecasted for a ten-year period and are updated every year. They reflect the current economic environment and what we can reasonably expect to see over the next ten years. Accordingly, they reflect our Scope 1, Scope 2 and NCI targets over the next ten years. However, Shell's operating plans cannot reflect our 2050 net-zero emissions target, as this target is currently outside our planning period. In the future, as society moves towards net-zero emissions, we expect Shell's operating plans to reflect this movement. However, if society is not net zero in 2050, as of today, there would be significant risk that Shell may not meet this target.

Forward-Looking non-GAAP measures

This document may contain certain forward-looking non-GAAP measures such as [cash capital expenditure] and [divestments]. We are unable to provide a reconciliation of these forward-looking non-GAAP measures to the most comparable GAAP financial measures because certain information needed to reconcile those non-GAAP measures to the most comparable GAAP financial measures is dependent on future events some of which are outside the control of Shell, such as oil and gas prices, interest rates and exchange rates. Moreover, estimating such GAAP measures with the required precision necessary to provide a meaningful reconciliation is extremely difficult and could not be accomplished without unreasonable effort. Non-GAAP measures in respect of future periods which cannot be reconciled to the most comparable GAAP financial measure are calculated in a manner which is consistent with the accounting policies applied in Shell plc's consolidated financial statements.

The contents of websites referred to in this document do not form part of this document.

We may have used certain terms, such as resources, in this document that the United States Securities and Exchange Commission (SEC) strictly prohibits us from including in our filings with the SEC. Investors are urged to consider closely the disclosure in our Form 20-F, File No 1-32575, available on the SEC website www.sec.gov.