

STELLUNGNAHME

des
Bundesverbands der Windenergie Offshore e.V. (BWO)

zum "Strommarktpapier" des BMWK

Stand: 06.09.2024



Bundesverband
der Windenergie
Offshore e.V.

1 ZUSAMMENFASSUNG 3

2 EINLEITUNG 4

3 HANDLUNGSFELD 1 4

3.1 TEILEN SIE DIE EINSCHÄTZUNG DER CHANCEN UND HERAUSFORDERUNGEN DER OBEN GENANNTEN OPTIONEN? 4

3.2 AUSWIRKUNGEN DER VERSCHIEDENEN OPTIONEN UND AUSGESTALTUNGSVARIANTEN AUF EFFIZIENTEN ANLAGENEINSATZ UND SYSTEMDIENLICHE ANLAGENAUSLEGUNG 5

3.2.1 WIE RELEVANT SIND AUS IHRER SICHT ERLÖSUNGSICHERHEITEN BEI GEBOTSABGABE DURCH PROGNOSEUNSIKERHEIT VON STUNDEN MIT NULL- ODER NEGATIVPREISEN JE OPTION? 6

3.2.2 WIE SCHÄTZEN SIE DIE RELEVANZ DER INTRADAY-VERZERRUNGEN DURCH PRODUKTIONSABHÄNGIGE INSTRUMENTE EIN? 6

3.2.3 WELCHE AUSWIRKUNGEN HÄTTE EINE UMSETZUNG DER OBEN GENANNTEN OPTIONEN AUF DIE TERMINVERMARKTUNG VON STROM DURCH EE-ANLAGEN? UNTERSCHIEDEN SICH DIE AUSWIRKUNGEN ZWISCHEN DEN OPTIONEN? ERWARTEN SIE AUSWIRKUNGEN AUF DIE TERMINVERMARKTUNG VON STROM DURCH DIE EIBEHALTUNG UND BREITE EINES ETWAIGEN MARKTWERTKORRIDORS? 6

3.3 BEWERTUNG DER AUSWIRKUNGEN DER VERSCHIEDENEN OPTIONEN UND DEREN AUSGESTALTUNGSVARIANTEN AUF DIE KAPITALKOSTEN 6

3.3.1 WELCHE KAPITALKOSTENUNTERSCHIEDE ERWARTEN SIE IM VERGLEICH VON EINEM INVESTITIONSRAHMEN MIT UND OHNE EINEN MARKTWERTKORRIDOR? 7

3.3.2 WELCHE KAPITALKOSTENEFFEKTE ERWARTEN SIE DURCH AUSGESTALTUNGSOPTIONEN, DIE EINEN EFFIZIENTEN ANLAGENEINSATZ UND EINE SYSTEMDIENLICHE ANLAGENAUSLEGUNG VERBESSERN SOLLTEN (ZUM BEISPIEL DURCH LÄNGERE REFERENZPERIODEN, BEMESSUNG VON ZAHLUNGEN AN GESCHÄTZTEM PRODUKTIONSPOTENZIAL ODER REFERENZANLAGEN, ...)? 7

3.4 AUSWIRKUNGEN DER VERSCHIEDENEN OPTIONEN UND DEREN AUSGESTALTUNGSVARIANTEN MIT BLICK AUF IHRE TECHNISCHE UND ADMINISTRATIVE UMSETZBARKEIT UND MÖGLICHE SYSTEMUMSTELLUNG 7

3.4.1 WIE GROß SCHÄTZEN SIE DIE HERAUSFORDERUNGEN UND CHANCEN EINER SYSTEMUMSTELLUNG EIN? 7

3.4.2 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? 8

4 HANDLUNGSFELD 2 8

5	HANDLUNGSFELD 3 LOKALE SIGNALE	8
6	HANDLUNGSFELD 4 FLEXIBILITÄT	10

1 Zusammenfassung

- **Investitionssicherheit schaffen:** Für die Windenergie auf See ist der Erhalt bzw. die Stärkung der Investitionssicherheit von herausragender Bedeutung. Der BWO empfiehlt daher, die Besonderheiten der Erzeugungstechnologie bei der Gestaltung des Investitionsrahmens intensiv in den Blick zu nehmen.
- **Zwei-Säulen des Ausbaus beibehalten:** Wir stimmen dem BMWK zu, dass es neben dem Segment des geförderten Ausbaus einen starken marktlichen Zubau über PPAs und Terminmärkte geben muss.
- **Keine Handlungsoptionen ausschließen:** Die Auswirkungen der zur Diskussion gestellten Modelle sind nicht abschließend analysiert. Zum jetzigen Zeitpunkt sollten daher alle Handlungsoptionen – produktionsabhängige wie unabhängige – weiterverfolgt und diskutiert werden. Für den Erfolg der Modelle kommt es auf die Details der Ausgestaltung an. Das gilt insbesondere im Hinblick auf die angestrebte Senkung von Kapitalkosten.
- **Mögliche Nebeneffekte einer produktionsunabhängigen Förderung intensiv prüfen:** Die nun neu diskutierten produktionsunabhängigen Modelle haben nach unserer Einschätzung zwar Vorteile (je nach Ausgestaltung eine größere Investitionssicherheit). Entscheidend ist allerdings eine komplexitätsarme und energiewirtschaftlich sachgerechte Umsetzung. Eine Vorfestlegung auf diese Modelle lehnen wir ab.
- **Indexierung des CfD:** Im Falle der Einführung eines zweiseitigen Differenzvertrages muss eine Indexierung des Vertrages und damit eine Anpassung an die Inflationsentwicklung vorgesehen werden.
- **Investitionssicherheit nicht allein über den Förderrahmen herstellen:** Für Offshore-Wind gibt es neben dem Förderrahmen bzw. dem Auktionsdesign auch zahlreiche andere wichtige Einflussfaktoren zur Erreichung von Investitionssicherheit. So sollten nicht absehbare Änderungen an der Flächenkulisse, die zu Verschattungen und damit zu Ertragseinbußen führen, verhindert und die Realisierungsfristen für OWPs optimiert werden.

- Wir begrüßen das klare Bekenntnis des BMWK zur einheitlichen Strompreiszone und die eindeutige Feststellung, dass lokale Signale auch in Zukunft nicht den geplanten Netzausbau und Ausbau von Flexibilitäten werden ersetzen können.
- Es sind mehr Informationen hinsichtlich der Auswirkungen einer möglichen Einführung einer Offshore-Stromgebotszone erforderlich. Eine Offshore-Gebotszone könnte den Markt verzerren und die Marktintegration reduzieren.

2 Einleitung

Der Bundesverband der Windenergie Offshore e.V. (im Folgenden „BWO“) begrüßt die Erarbeitung des Papiers „Strommarktdesign der Zukunft“ (im Folgenden „Strommarktpapier“) und bedankt sich für die systematische Aufbereitung der Optionen in den einzelnen Handlungsfeldern.

Wir fokussieren uns aufgrund seiner besonderen Relevanz für die von uns vertretende Erzeugungstechnologie auf das Handlungsfeld „Investitionsrahmen für erneuerbare Energien“. Hinsichtlich der anderen Handlungsfelder konzentrieren wir uns auf die Aspekte mit deutlichem Bezug zur Erzeugungstechnologie Offshore-Wind.

3 Handlungsfeld 1 „Investitionsrahmen für erneuerbare Energien“

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

Die Schaffung bzw. die Stärkung der Sicherheit für Investitionen in erneuerbare Energien muss aus unserer Sicht handlungsleitend für die Reform des Rechtsrahmens sein.

Im Grundsatz werden in dem Papier die Chancen und Herausforderungen der einzelnen Handlungsoptionen zutreffend dargestellt. Im Einzelnen fehlen jedoch Aspekte. Einzelnen Darstellungen möchten wir im Folgenden widersprechen.

Richtig ist die Grundaussage, dass CfD-Modelle den Entwicklern und Investoren Investitionssignale senden sollen und Kapitalkosten und Stromgestehungskosten durch sie abgesenkt werden, indem unproduktive Risiken abgemildert werden.

Jedoch sind pauschale Präferenzaussagen zu den genannten Optionen schwer möglich. Anzumerken ist:

- Bei Option 1 werden die möglichen Auswirkungen auf den Terminmarkt nicht näher dargestellt, obwohl sich das Modell positiv auf die Liquidität der Terminmärkte auswirken könnte.
- Bei den Optionen 1 und 2 (gleitende Marktprämie mit Refinanzierungsbeitrag und produktionsabhängiger Differenzvertrag) und zu einem gewissen Grad auch bei Handlungsoption 3 ist die zentrale Schwäche das **Verbleiben des Mengenrisikos beim Betreiber**. Für die Offshore-Windenergie ist das besonders problematisch, da hier zusätzliche Risiken durch **Abschattungseffekte** bestehen.
- Der Vorteil von Option 4 (Kapazitätzuschlag mit produktionsunabhängigem Refinanzierungsbeitrag) liegt darin, dass das **Mengenrisiko** nicht mehr beim Betreiber liegt. Dafür entsteht ein Basisrisiko (Differenz zwischen tatsächlichen Strommarkterlösen und der zur Berechnung des Refinanzierungsbeitrages zugrunde gelegten Strommarkterlösen) für den Anlagenbetreiber. Risiken sollten jedoch nur dann beim Betreiber verortet werden, wenn es sich um produktive Risiken handelt.

- Die Optionen 3 und 4 gehen mit einem Paradigmenwechsel von der produktionsabhängigen zur produktionsunabhängigen Förderung einher. Aufwand, Nutzen und potentielle Nebenwirkungen müssen im Vorfeld gründlich analysiert werden.
- Hinsichtlich der **Referenzanlagen** bestehen offene Fragen. Zum Beispiel ist unklar, wie bei Option 4 die wichtige **technologiespezifische Differenzierung** vorgenommen werden soll. Für die Entwicklungen der Methodiken müssen die Branchenverbände eingebunden werden.
- Insgesamt zu wenig Beachtung findet im „Strommarktpapier“ das Zusammenspiel zwischen gefördertem und ungefördertem Ausbau. Ein funktionierender marktlicher Zubau muss im Rahmen der Neugestaltung eines EE-Fördermechanismus große Bedeutung zugemessen werden. Dies ist energiewirtschaftlich zentral, um die Kosten des EE-Ausbaus niedrig zu halten und den Anreiz zur Absicherung auf den Terminmärkten zu erhalten. Auch die „EU-Strommarktrichtlinie“ und die „Strommarktverordnung“ geben die Vereinbarkeit von Fördersystemen mit PPAs vor.

Die Schaffung bzw. die Stärkung der Sicherheit für Investitionen in erneuerbare Energien muss aus unserer Sicht handlungsleitend für die Reform des Rechtsrahmens sein.

Im Grundsatz werden in dem Papier die Chancen und Herausforderungen der einzelnen Handlungsoptionen zutreffend dargestellt. Im Einzelnen fehlen jedoch Aspekte. Einzelnen Darstellungen möchten wir im Folgenden widersprechen.

Richtig ist die Grundaussage, dass CfD-Modelle den Entwicklern und Investoren Investitionssignale senden sollen und Kapitalkosten und Stromgestehungskosten durch sie abgesenkt werden, indem unproduktive Risiken abgemildert werden.

Jedoch sind pauschale Präferenzaussagen zu den genannten Optionen schwer möglich. Anzu-merken ist: •Bei Option 1 werden die möglichen Auswirkungen auf den Terminmarkt nicht näher dargestellt, obwohl sich das Modell positiv auf die Liquidität der Terminmärkte auswirken könnte. •Bei den Optionen 1 und 2 und zu einem gewissen Grad auch bei Handlungsoption 3 ist die zentrale Schwäche das Verbleiben des Mengenrisikos beim Betreiber. Für die Offshore-Windenergie ist das besonders problematisch, da hier zusätzliche Risiken durch Abschattungseffekte bestehen. •Der Vorteil von Option 4 liegt darin, dass das Mengenrisiko nicht mehr beim Betreiber liegt. Dafür entsteht ein Basisrisiko (Differenz zwischen tatsächlichen Strommarkterlösen und der zur Berechnung des Refinanzierungsbeitrages zugrunde gelegten Strommarkterlösen) für den Anlagenbetreiber. Risiken sollten jedoch nur dann beim Betreiber verortet werden, wenn es sich um produktive Risiken handelt. •Die Optionen 3 und 4 gehen mit einem Paradigmenwechsel von der produktionsabhängigen zur produktionsunabhängigen Förderung einher. Aufwand, Nutzen und potentielle Nebenwirkungen müssen im Vorfeld gründlich analysiert werden. •Hinsichtlich der Referenzanlagen bestehen offene Fragen. Zum Beispiel ist unklar, wie bei Option 4 die wichtige technologiespezifische Differenzierung vorgenommen werden soll. Für die Entwicklungen der Methodiken müssen die Branchenverbände eingebunden werden. •**Zu kurz** im „Strommarktpapier“ kommt das Zusammenspiel zwischen gefördertem und ungeförder-tem Ausbau. *Dies ist wichtig, um die Kosten des EE-Ausbaus niedrig zu halten und Anreize zur Absicherung auf den Terminmärkten zu bieten. Die „EU-Strommarktrichtlinie“ und die „Strommarkt-verordnung“ verlangen ebenfalls die Vereinbarkeit von Fördersystemen mit PPAs.*

3.2 Auswirkungen der verschiedenen Optionen und Ausgestaltungsvarianten auf effizienten Anlageneinsatz und systemdienliche Anlagenauslegung

- Grundsätzlich kann man mit allen vier Optionen eine systemdienliche Anlagenauslegung und ein effizienter Anlageneinsatz angereizt werden.
- Bei den Optionen 1 und 2 sollte dabei eine monatliche oder jährliche Referenzperiode angewandt werden.
- Die zielgerichtete Auslegung ist maßgeblich von der korrekten Ermittlung der Referenzanlage abhängig.

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

- Erlösunsicherheiten spielen zum Zeitpunkt der Gebotsabgabe in dem Maße eine Rolle, wie Preis- und Mengenrisiken beim Betreiber verbleiben.
- Die Optionen mit produktionsunabhängigem Refinanzierungsbeitrag reduzieren die Auswirkungen der Prognoseunsicherheit, da hier die Refinanzierung teilweise oder vollständig unabhängig von der Erlössituation erfolgt.
- Die erwartete Häufigkeit und Größenordnung negativer und niedriger Preise ist derzeit und perspektivisch zunehmend ein relevanter Faktor, der bei der Gebotsabgabe regelmäßig eingepreist und berücksichtigt wird. Dieses Risiko ist (insbesondere über lange Zeiträume) schwierig antizipierbar, da das Ausmaß des Eintretens negativer Preise wiederum stark von anderen regulatorischen Entscheidungen abhängig ist, wie das BMWK im Strommarktpapier selbst beschreibt. So gibt es beispielsweise erhebliche Unsicherheiten darüber, wie schnell Flexibilitäten in den Markt gelangen werden (die negative Preise verhindern) und der Netzausbau voranschreitet. Dieser Umstand spricht für die Optionen 3 und 4, da bei diesen das Risiko der negativen Preise nicht eingepreist werden muss.

3.2.2 Wie schätzen Sie die Relevanz der Intraday-Verzerrungen durch produktionsabhängige Instrumente ein?

Die praktische Relevanz ist aktuell begrenzt, da die Verzerrungen insbesondere dann auftreten, wenn die Intraday-Preise sehr deutlich unter den Day-Ahead-Preisen liegen. Die mögliche Verzerrung durch produktionsabhängige Instrumente ist eher weniger relevant. Die Relevanz könnte mit zunehmendem EE-Ausbau jedoch steigen.

Zugleich könnten durch die Optionen 3 und 4 Verzerrungen des Intraday-Marktes stärker vermieden werden.

3.2.3 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?

Für den Erhalt hoher Liquidität in Terminmärkten ist die gleichzeitige Beibehaltung von gefördertem und ungefördertem EE-Ausbau (über PPAs) ausschlaggebend. Wir stimmen also dem BMWK zu, dass es neben dem geförderten Neubau auch einen starken marktlichen Zubausegment (PPA; Terminmarkt) geben muss.

Jedoch wird durch die Einführung von CfDs die Terminvermarktung an Bedeutung verlieren. Option 1 könnte das vorteilhafteste Modell für die Terminvermarktung von geförderten Anlagen darstellen. Grundsätzlich sollte bei produktionsabhängigen CfDs die Referenzperiode so gewählt werden, dass die Anlagen auf Marktpreise reagieren. Dies wird durch eine längere, also zum Beispiel jährliche Referenzperiode erreicht.

3.3 Bewertung der Auswirkungen der verschiedenen Optionen und deren Ausgestaltungsvarianten auf die Kapitalkosten

Die Annahme des BMWK, dass Optionen 3 und 4 grundsätzlich niedrigere Finanzierungskosten haben, bedarf der empirischen Überprüfung und wird von uns in dieser grundsätzlichen Form nicht geteilt. Denn die Herausforderung liegt bei beiden Modellen in der Bestimmung des Betrages, der durch den Betreiber zurückgezahlt werden muss. Die Ermittlung dieses Werts ist hängt von der richtigen Referenzanlage ab. Die korrekte Bestimmung dieses Referenzwertes ist aber zentral für das Funktionieren des Modells.

Sofern das Risiko von Abweichungen besteht, ist es wahrscheinlich, dass auch die finanzierenden Institute diese Unsicherheiten der beiden Optionen erkennen und entsprechende Risikoaufschläge bei der Finanzierung nehmen.

3.3.1 Welche Kapitalkostenunterschiede erwarten Sie im Vergleich von einem Investitionsrahmen mit und ohne einen Marktwertkorridor?

3.3.2 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 oder Referenzanlagen, ...)?

Wir beantworten diese beiden Fragen gemeinsam.

- Wichtigster Bestimmungsfaktor für die Kapitalkosten ist der Anteil der abgesicherten Erlöse. Je höher ihr Anteil ist, desto günstiger sind die Kapitalkosten.
- Insbesondere unproduktive Risiken führen zu einem Anstieg der Kapitalkosten, da sie vom Anlagenbetreiber nur kaum beeinflusst und nur schwierig abgeschätzt werden können. Daher sollte (insbesondere bei Option 4) darauf geachtet werden, das Basisrisiko auf produktive Risiken zu beschränken.
- Längere Referenzperioden erhöhen das Abweichungsrisiko vom Referenzpreis auf Erzeugerseite und damit tendenziell die Kapitalkosten.
- Eine sachgerechte Bemessung von Zahlungen durch ein **geschätztes** Produktionspotenzial oder Referenzanlagen ist für die Berechnung des Refinanzierungsbeitrags und damit für die Höhe der Kapitalkosten wesentlich.
- Bei der Ausgestaltung des Referenzmodells sollte insbesondere technologiespezifische Risiken berücksichtigt werden, die im Falle von Offshore hauptsächlich in Verschattungseffekten liegen.

3.4 Auswirkungen der verschiedenen Optionen und deren Ausgestaltungsvarianten mit Blick auf ihre technische und administrative Umsetzbarkeit und mögliche Systemumstellung

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

Die Umsetzung der Handlungsoption 1 und 2 ist unserer Auffassung nach vergleichsweise unkompliziert, da sie eine Weiterentwicklung des bestehenden Systems darstellen.

Option 1 hat zudem den Vorteil, dass Entwickler auf die bisherigen Erfahrungen in der Vermarktung von Green PPAs zurückgreifen können. Bei Offshore-Wind ist dieser marktliche Zubau bereits seit Jahren gängige Praxis.

Der Aufwand für eine Systemumstellung schätzen wir bei den Handlungsoptionen 3 und 4 **als hoch ein**. Diese Optionen sollten aber in der weiteren Diskussion in der Plattform klimaneutrales Stromsystem weiter geprüft und eine genaue Abwägung zwischen Aufwand, Mehrwert und Nebenwirkungen der Einführung vorgenommen werden.

Eine zu hohe Komplexität der beschriebenen Optionen (insbesondere bei 3 und 4) könnte einerseits zu einer ungünstigen Relation zwischen Aufwand und dem Risiko eines Fadenrisses führen (wie bei einigen Erzeugungstechnologien in der Vergangenheit beobachtet). Auf der anderen Seite sind Effizienzgewinne durch das neue Fördersystem möglich.

Andererseits hat die Erzeugungstechnologie Offshore-Wind in der Vergangenheit bereits zahlreiche und auch weitreichende Systemumstellungen durchlaufen. Diese sind grundsätzlich mit Unsicherheiten verbunden gewesen. Zwar ist einerseits ein stabiles Regulierungs- bzw. Förderumfeld zentral, andererseits sind Anpassungen im Prozess der Energiewende ggfs. unumgänglich, oder wie vom BMWK ausgeführt, EU rechtlich zwingend.

Zugleich bitten wir das BMWK um mehr Informationen bzw. Abschätzungen über die möglichen Auswirkungen einer Einführung einer Offshore-Stromgebotszone. Im Papier wird derzeit noch nicht diskutiert, wie sich diese auf die Vermarktung von Offshore-Windenergieanlagen in den Modellen auswirken würde.

3.4.2 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?

Es lässt sich gegenwärtig noch nicht abschließend beurteilen, ob ein Förderinstrument, das künftig einen produktionsunabhängigen Rückzahlungsbetrag mittels standortabhängiger Wetterprognosen vorsieht, zu einer effizienteren, transparenteren und für die Projektentwicklung handhabbareren Förderung führt. Auf die hohe Komplexität des Modells hatten wir bereits hingewiesen.

Falls eine Prüfung der Modelle in Reallaboren erfolgen soll, könnte aber die Offshore-Technologie sich aufgrund weniger und größerer betroffenen Anlagen für eine beschleunigte Umsetzung anbieten.

Jedoch sollten die Optionen 3 und 4 weiter analysiert werden. Ein solcher Mechanismus, welcher die Referenzerzeugungsmenge ermittelt, muss jedoch verlässlich und diskriminierungsfrei funktionieren. Er muss konstant und akkurat das Erzeugungspotenzial errechnen können. Darüber hinaus müssen alle Möglichkeiten der Manipulation ausgeschlossen werden können. Eine Einsicht in die Erzeugungsdaten sollte ermöglicht und allen betroffenen Erzeugungseinheiten der Zugang gewährt werden.

Wir weisen zudem noch darauf hin, dass im Falle der Einführung eines neuen Fördersystems auf angemessene Übergangsfristen zu achten ist. Dies ist für die Erzeugungstechnologie Offshore aufgrund der besonderen Projektlaufzeiten besonders wichtig.

Im Falle der Einführung der Option 4 für Offshore ist eine technologiespezifische Ausgestaltung des Referenzmodells unerlässlich, um die Besonderheiten der Technologien (unterschiedliche Potentiale zur systemdienlichen Auslegung, unterschiedliche bestehende Portfolien und unterschiedliche Risikoexposition) hinreichend zu adressieren.

Bei Offshore müssen vor allem die lokal stark unterschiedlich auftretenden Abschattungseffekte besonders adressiert werden. Hier könnten sowohl eine anlagenscharfe als auch eine regionale Ausgestaltung des Referenzmodells praktikable Optionen darstellen. Bei dieser Umsetzung können sowohl Windmessungen als auch mathematische Modelle zum Einsatz kommen.

4 Handlungsfeld 2 Investitionsrahmen für steuerbare Kapazitäten

Bezüglich Handlungsfeld 2 beschränken wir uns auf einige wenige zentrale Aussagen mit eindeutigem Bezug zu der Erzeugungstechnologie Offshore-Wind, ohne auf die Einzelfragen einzugehen.

Wir bitten insbesondere zu beachten, dass ein Kapazitätsmechanismus die Rentabilität der Erneuerbaren sowie von Speichern durch die Begrenzung der für die Finanzierung eines Offshore-Windparks erforderlichen Preisspitzen erheblich reduzieren könnte. Hierzu wären Überlegungen des BMWK willkommen, wie diesen negativen Auswirkungen begegnet werden soll.

5 Handlungsfeld 3 Lokale Signale

Bezüglich Handlungsfeld 3 beschränken wir uns auf einige wenige zentrale Aussagen mit eindeutigem Bezug zu der Erzeugungstechnologie Offshore-Wind, ohne auf die Einzelfragen einzugehen.

Zunächst einmal begrüßen wir es, dass das BMWK sich im vorliegenden Papier in seinen Ausführungen zu lokalen Signalen zur einheitlichen Strompreiszone bekennt. Zudem schließen wir uns der klaren Auffassung des BMWK an, dass lokale Signale auch in Zukunft nicht den geplanten Netzausbau ersetzen.

Lokale Signale spielen auch für die Erzeugungstechnologie Offshore-Wind in der Zukunft eine große Rolle, insbesondere im Hinblick auf die Potenziale der Technologie für die Erzeugung von grünem Wasserstoff. Dies ist besonders wichtig, um Netzengpässe zu vermeiden und die Systemstabilität zu gewährleisten. Zudem können lokale Signale Investitionen in Regionen fördern, in denen zusätzliche Stromnutzung aus Effizienzgesichtspunkten sinnvoll ist.

Wir unterstützen **regionale Steuerungsinstrumente** insofern, dass Erzeuger und Stromabnehmer die Netzsituation bei ihren Investitionsentscheidungen dort, wo dies geboten scheint, berücksichtigen und netzdienliche Standorte wählen. In Bezug auf die Erzeugungstechnologie Offshore gibt es mit dem **Flächenentwicklungsplan bereits jetzt einen Prozess, mit dem der optimale Netzanschluss von Offshore-Windparks ermittelt wird**. Aus Sicht des BWO sollte künftig auch die systemdienliche Rolle von Offshore-Wasserstoff im Flächenentwicklungsplan und anderen Ausbauplänen noch stärker berücksichtigt werden.

Mit direktem Bezug zu Offshore-Wind und mit Blick auf die im Papier diskutierte Handlungsoption 2 („regionale Steuerung“) möchten wir auf die seit der letzten Novelle im Jahre 2022 des WindSeeG enthaltende **Verordnungsermächtigung (in § 96 Abs. 9 WindSeeG) aufmerksam machen**. Sie sieht die Ausschreibung von systemdienlich mit Elektrolyseuren erzeugtem grünem Wasserstoff ab dem Jahre 2023 vor. Demnach sollen in den Jahren in den Jahren 2023 bis 2028 jährlich 500 MW Elektrolyseurleistung ausgeschrieben werden.

Die Verordnungsermächtigung gibt vor, dass im Rahmen der Ausschreibungen „*nähere Anforderungen an die Systemdienlichkeit, insbesondere zum systemdienlichen Standort, zur Flexibilität und zum Betrieb der Anlagen, zu den zulässigen Vollbenutzungsstunden und zum Anschluss an ein Wasserstoffnetz oder einen -speicher sowie Kriterien für die Feststellung der Systemdienlichkeit, die insbesondere die Standortwahl und Betriebsweise der Elektrolyseure beeinflussen, getroffen werden können*“. Das BMWK sollte zügig Klarheit darüber herstellen, wie es dieses Kriterium inhaltlich zu gestalten gedenkt.

Es ist hier angeraten, die Systemdienlichkeit hier ebenfalls im Sinne von „Netzdienlichkeit“ zu betrachten. Der Bieter würde demzufolge Zusagen zum Bau von netzdienlich ausgelegten Elektrolyseuren unterbreiten. Die Anlagen dienen dann der flexiblen Umwandlung von Strom in Wasserstoff und auch der Flexibilisierung der Stromabnahme. Neben den Erfordernissen des Stromsystems bei der Verortung solcher Elektrolyseure sind auch die Erfordernisse der H₂-Infrastruktur (H₂-Kernnetz und H₂-Speicher) in der Betrachtung von Systemdienlichkeit zu berücksichtigen. Ebenso sind mit Blick auf die **Betriebsweise** von solchen Elektrolyseuren die Bedarfe des Stromsystems und des H₂-Systems/Abnahme zu berücksichtigen.

Hierdurch entstehen Assets, die bewirtschaftet werden können und zugleich die Netzengpasskosten reduzieren. Die Nähe der Elektrolyseprojekte zu Anlandungspunkten des Stroms sollte hierbei ebenfalls eine wichtige Rolle spielen. Natürlich dürfen demgegenüber die betriebswirtschaftlichen Anforderungen, also die Geschäftsmodelle der Betreiber, nicht nachrangig behandelt werden. Ohne eine betriebswirtschaftliche Tragfähigkeit wird es zu keinen positiven Investitionsentscheidungen kommen und das Potenzial der Elektrolyse für die Dekarbonisierung der schwer zu elektrifizierenden Sektoren sowie deren Beitrag zur Netzdienlichkeit nicht schnell genug gehoben werden können. Das Ziel der Netzdienlichkeit bei der Lokalisierung der Elektrolyseure muss daher zu einem angemessenen Ausgleich mit dem Ziel eines zügigen Wasserstoff-Hochlaufs gebracht werden.

Im Zusammenhang mit Offshore-Wind sind für systemdienliche Investitionen, insb. für die Onshore und die Offshore-Elektrolyseure entscheidend, dass für finale Investitionsentscheidungen in flexible Nachfrage (wie z.B. Elektrolyseure) die Rahmenbedingungen vorhersehbar und stabil sein. Dies bedeutet auch, dass es Bestandsschutz für einen netzdienlichen Standort zum Zeitpunkt einer finalen Investitionsentscheidung geben sollte.

Zudem muss aufgrund der hohen Investitionsvolumina und der langen Projekt-/Realisierungszeiträume bei Offshore-Windprojekten möglichst langfristige Visibilität bzgl. netzdienlicher Standorte, um mit möglichst geringer regulatorischer Unsicherheit Projekte an netzdienlichen Standorten entwickeln zu können.

6 Handlungsfeld 4 Flexibilität

Wir begrüßen die Bestrebungen des BMWK, neue Flexibilisierungspotenziale auf der Nachfrageseite zu identifizieren und zu heben.

Die Flexibilisierung der Nachfrage und – bezogen auf die Erzeugungstechnologie Offshore-Wind insbesondere großer Verbraucher wie Elektrolyseure – ist entscheidend, um das Stromsystem in Deutschland an die wachsenden Anteile erneuerbarer Energien anzupassen.

Kontakt

Bundesverband der Windenergie Offshore e.V.

Manuel Battaglia

Spreeufer 5

10178 Berlin

info@bwo-offshorewind.de

Tel.: +49 30 28 44-4650

Lobbyregister: R000252