Vorschläge für Maßnahmen für bereits bezuschlagte Projekte Wind Offshore iRd WindSeeG

Die Ankündigung der Bundesregierung, einen Vorschlag für den Umgang mit bereits bezuschlagten Offshore-Wind-Flächen vorzulegen, ist ein wichtiges Signal. Angesichts des deutlich veränderten Marktumfeldes ist es entscheidend, für diese Projekte tragfähige Rahmenbedingungen zu schaffen und damit ihre Realisierung zu unterstützen. Daher begrüßen wir, dass das BMWE die Sorgen der Branche ernst nimmt und Optimierungen vorschlägt. Die vorgeschlagene Verlängerung der Betriebsdauer auf 35 Jahre wäre dabei ein wichtiger Schritt. Entscheidend ist eine pauschale Regelung, damit die verlängerte Betriebsdauer bereits in den Investitionsrechnungen der Projekte berücksichtigt werden kann.

Um die Realisierungschancen weiter zu verbessern, sind jedoch zusätzliche Anpassungen sinnvoll. Mit den folgenden Verbesserungen kann aus unserer Sicht ein guter Weg zur Realisierung der Projekte eröffnet werden:

1. **Laufzeiten**

- **Genehmigungszeitraum auch für bezuschlagte, noch nicht in Betrieb befindliche Projekte von 25 auf 35 Jahre verlängern.** Diese Projekte gehen teilweise im selben Zeitraum wie künftige Projekte in Betrieb und sind hinsichtlich Anlagen und Netzanbindungen technisch vergleichbar. Um ausreichend Planungssicherheit zu gewährleisten, sollte die Laufzeitverlängerung pauschal gewährt werden und nicht von einer Einzelfallprüfung abhängig sein. Eine Laufzeitverlängerung sollte ebenfalls mit einer Streckung der Zahlung der Strompreissenkungskomponente einhergehen (Start nach 17,5 Jahren statt nach 12,5 Jahren).

2. **Flächenoptimierung**

- **Die Ausschreibungsreihenfolge in den Zonen 2 und 3 sollte grundsätzlich konsequent an der Ertragsoptimierung ausgerichtet werden.** Dies gilt insbesondere, wenn durch eine mögliche Rückgabe zusätzliche Flächen in die Planung aufgenommen werden. Neu auszuschreibende Flächen mit den stärksten zusätzlichen Abschattungseffekten sollten möglichst spät entwickelt werden.
- Mit der zweiten Änderung des FEP 2025 hat das BSH wichtige Schritte zur Optimierung der Flächenkulisse und Ausbaureihenfolge unternommen. Diese Logik sollte im laufenden FEP-Fortschreibungsprozess fortgeführt werden. Dabei sollten N-6.8, N-6.9 und N-9.5 erneut anhand von Erträgen, Verschattung und volkswirtschaftlichen Gesamtkosten bewertet und ggf. für die für N-6.8 und N-6.9 vorgesehene Netzanbindung NOR-6-4 mögliche alternative, auch grenzüberschreitende Nutzungen geprüft werden.
- **Im Falle möglicher Neuausschreibungen von Flächen sollten bei der zeitlichen Planung auch die Auswirkungen auf die Lieferkette berücksichtigt werden.** Insbesondere sollte vermieden werden, dass deren geplante Inbetriebnahmezeitpunkte zu einer zu starken Bündelung mit bereits in Entwicklung befindlichen Projekten führen und dadurch die Wirtschaftlichkeit und Realisierungschancen dieser Projekte beeinträchtigen. Entsprechende Auswirkungen sollten auch mit Blick auf die im kommenden Jahr auszuschreibenden Projekte berücksichtigt werden.

- **Eine pauschal festgelegte Überbauung (wie z.B. für N-9.4)** sollte angesichts neuer Studienergebnisse überprüft, konkretisiert und ggf. gesenkt werden. Aktuelle Analysen sehen für untersuchte Flächen ein volkswirtschaftliches Optimum von rund fünf bis zehn Prozent.

- **Diese Optimierungslogik sollte auch grenzüberschreitend angewandt werden.** Deutschland und die Niederlande sollten gemeinsam prüfen, wie die Planung insbesondere von Doordewind mit Blick auf die Abschattung deutscher Offshore-Windkapazitäten von deutlich mehr als 10 GW optimiert werden kann. Zu prüfen sind insbesondere eine Kapazitätsreduzierung sowie räumliche und zeitliche Anpassungen, beispielsweise Pufferkorridore, alternative Flächen oder eine veränderte Entwicklungsreihenfolge. Auch kooperative Kompensationsansätze sollten einbezogen werden, um eine systemeffiziente Lösung für beide Seiten zu ermöglichen.

3. Netzanschlüsse

- **Die Überlegung zum Entfall des Selbstbehalts bei einem verzögerten Netzanschluss wird begrüßt.** Da die Kompensationsregelung erst greift, sobald der Netzanschlusstermin verbindlich ist, hängt ihre kalkulatorische Wirkung vom Zeitpunkt der Verbindlichkeit ab. Frühere Klarheit darüber, ab wann der Netzanschlusstermin verbindlich ist, würde eine verlässlichere Berücksichtigung der Regelung in der Investitionsrechnung ermöglichen

4. Finanzierungsbedingungen

- **Verbesserung der Finanzierungsbedingungen,** beispielsweise durch KfW-Instrumente sowie einer Ausweitung bestehender Finanzierungsangebote der Europäischen Investitionsbank (EIB) zur Erleichterung der Fremdkapitalfinanzierung von Offshore-Windparks

    - **Hintergrund: Es bestehen bereits Finanzierungsprogramme für Erneuerbare Energien (inklusive Offshore auf nationaler Ebene (KfW) sowie auf EU-Ebene (EIB), diese sind jedoch von den Finanzierungsvolumina pro Projekt sowie den Konditionen nicht ausreichend (z. B. KfW Kredit Nr. 270 für Erneuerbare** Energien: max. **150 Mio € pro Projekt und** Zinssatz **ab 4,43%; KfW Kredit Nr. 273 für Offshore**: **max. 400 Mio. €, Direktkredit nur als Teil eines Bankkonsortiums zu den gleichen Konditionen wie der kommerzielle Kredit).** International gibt es weitere Beispiele für staatliche Finanzierungsprogramme für Energieprojekte (z. B. für Kernenergie in Schweden, USA).

    - **Set-up: Um effektiv die Realisierungswahrscheinlichkeit zu verbessern, müsste ein Offshore-Finanzierungsprogramm idealerweise folgende Eigenschaften aufweisen**

        - Direkte Projektfinanzierung durch KfW oder EIB mit deutlich höherem Finanzierungsanteil („Gearing“): 50-75% der Projektkosten, bis zu 3 Mrd. pro Projekt

        - Attraktive Konditionen (gute Bonität und Track-Rekord bei der Projektumsetzung vorausgesetzt) in etwa auf Höhe des

Refinanzierungszins der KfW am Kapitalmarkt (3-4%), ggf. ermöglicht durch begrenzten Bundeszuschuss an die KfW („staatliche Zinsverbilligung“, in diesem Fall Beihilfecharakter)

- Laufzeit des Kredits und Zinsbindung bis zu 20 Jahre

- **Beispielrechnung: Je nach Ausgestaltung der Konditionen könnten durch die staatliche Fremdkapitalbereitstellung die Kapitalkosten der Projekte und damit die Stromgestehungskosten signifikant gesenkt und damit eine Realisierung ermöglicht werden**
  - Vereinfachte Überschlagsrechnung für ein illustratives Projekt verdeutlicht die Größenordnung:
    - Referenz kommerzielle Projektfinanzierung (25% Eigenkapital (EK) und 75% Fremdkapital (FK)): Stromgestehungskosten ca. 120 Euro/MWh
    - „Maximalpotenzial“ mit hohem Anteil staatlicher Fremdkapitalfinanzierung und Zinsvorteil (25% EK, 75% staatliches FK; 1%-Punkt Zinsvorteil): ca. 113 Euro/MWh, d.h. **ca. 6% geringere Stromgestehungskosten**
- **Finanzierungsprogramm könnte sowohl von der KfW als auch von der EIB aufgelegt werden**
- Perspektivisch könnte ein solches Programm auch zukünftige Ausschreibungen nach WindSeeG unterstützen und dabei den Absicherungsbedarf durch CfDs reduzieren
- **Nächste Schritte: praktische Umsetzbarkeit validieren (Fokus KfW)**
  - Klärung des notwendigen politischen Entscheidungsprozesses und der gesetzlichen Verankerung, insbesondere im Falle eines Bundeszuschusses an die KfW
  - Klärung der Umsetzungszeit von einer politischen Entscheidung bis zur effektiven Beantragung und Zusage eines Kredits (notwendig bis zur spätestmöglichen „FID“ der Projekte)
  - Klärung der möglichen Konditionen und Rahmenbedingungen für die Kredite