

Stellungnahme

der Orsted Wind Power Germany GmbH

zum Referentenentwurf (Stand: 04.03.2022) der Bundesregierung
„Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Änderung des Windenergie-auf-See Gesetzes
und anderer Vorschriften“

WindSeeG-RefE

17. März 2022

Executive Summary

Ørsted begrüßt die angestrebte Beschleunigung des Ausbaus der Windenergie auf See sowie die Erhöhung der Ausbauziele. Diese bieten eine ambitionierte Perspektive und sind nach unserer Auffassung geeignet, die Energiewende deutlich zu beschleunigen. In diesem Zusammenhang erfährt auch der grundsätzliche Ansatz, zentral voruntersuchte Flächen sowie nicht zentral voruntersuchte Flächen mit zwei unterschiedlichen Mechanismen auszuschreiben, unsere volle Unterstützung. Insbesondere bezüglich der qualitativen Kriterien, welche für die Bewertung der Gebote bei der Vergabe von zentral nicht voruntersuchten Flächen angelegt werden sollen, sehen wir allerdings noch Nachbesserungsbedarf. An erster Stelle sollte bei der Vergabe stets der Fokus auf die bestmögliche Systemintegration gelegt werden, da nur so die vollständigen gesellschaftlichen und volkswirtschaftlichen Potentiale der Offshore-Windenergie genutzt werden können. Bestmöglich sollte dies in Kombination mit der Produktion von Wasserstoff einhergehen. Wir plädieren dafür, die vorgeschlagene (de facto) Konzessionszahlung auf einen festgelegten Betrag zu begrenzen, damit die Konzessionszahlung nicht das letztlich entscheidende Kriterium zur Differenzierung der Gebote darstellt. Zudem sollten Präqualifikationskriterien eingeführt werden, die sowohl die Realisierungswahrscheinlichkeiten erhöhen als auch Klimaschutzmaßnahmen fördern und im Sinne der Gesellschaft verantwortungsvolle Geschäftspraktiken sicherstellen.

1. Grundsätzliches

Das Energie- und Industriesystem in Deutschland muss grundlegend transformiert werden, um den Herausforderungen des Klimawandels, aber auch der aktuell immer dringlicher werdenden Notwendigkeit der Energieunabhängigkeit und -sicherheit, gerecht zu werden. Die Kombination von Offshore-Windkraft und Wasserstoffherzeugung an Land ist der Schlüssel zur Energieunabhängigkeit und Dekarbonisierung der deutschen Industrie. Die CO₂-freie Energiegewinnung ist eine zwingend erforderliche Maßnahme, um den deutschen Beitrag zur Bekämpfung des Klimawandels leisten zu können und die Ziele des Pariser Abkommens zu erreichen. Zugleich ist der Ausbau erneuerbarer Energien und die damit einhergehende Elektrifizierung vieler Sektoren ein wichtiger Schritt, um die Unabhängigkeit der Energieversorgung von ausländischen Energieimporten zu erhöhen. Das Gelingen der Energiewende ist daher von gesamtgesellschaftlicher Bedeutung. Vor diesem Hintergrund unterstützen wir die in § 1 Absatz 3 formulierte Vorrangstellung der Errichtung von Windenergieanlagen auf See und deren Onshore-Netzanbindung im Sinne des öffentlichen Interesses und der öffentlichen Sicherheit ausdrücklich.

Ørsted, der weltweite Marktführer im Bereich der Offshore-Windenergie, begrüßt die angestrebte Beschleunigung des Ausbaus der Windenergie auf See und somit der Energiewende. Die vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz vorgeschlagenen ambitionierten Ausbauziele für die Jahre 2030, 2035 und 2045 setzen starke Signale und werden die Versorgung mit grüner Energie in Deutschland deutlich erhöhen. Auch die grundlegende Entscheidung, zukünftig zentral voruntersuchte Flächen sowie nicht zentral voruntersuchte Flächen im Rahmen zweier unterschiedlicher Ausschreibungsrunden anzubieten, hält Ørsted für einen sinnvollen Ansatz. Allerdings weisen die beiden Ausschreibungsmodelle jeweils mehrere Herausforderungen auf, die es zu adressieren gilt. Ørsted bedankt sich daher für die Möglichkeit der Stellungnahme und macht im Folgenden davon Gebrauch.

Der entscheidende Kritikpunkt ist, dass der vorliegende Referentenentwurf die Bedeutung einer gelungenen Systemintegration nahezu vollständig außer Acht lässt. Die Energiewende kann nur gelingen, wenn die erneuerbaren Energien möglichst effizient und zudem flexibel nutzbar in das System integriert werden. Wir erachten es daher als eine zentrale Anforderung an den zukünftigen Rechtsrahmen, ein Gerüst für die bestmögliche Systemintegration zu schaffen. Ørsted ist daher der Ansicht, dass die Systemintegration bereits im Zuge der Problem- und Zieldefinition des Gesetzes stärker berücksichtigt werden muss. Um das Thema Systemintegration entscheidend voranbringen zu können, schlagen wir vor, die Nutzung des Stroms durch den Betreiber direkt am Netzverknüpfungspunkt zu ermöglichen. Dies hätte – insbesondere für die Systemintegration – mehrere Vorteile:

1. eine optimierte Nutzung durch Elektrifizierung nahegelegener Industrie, Wasserstoff-Elektrolyse oder Speichertechnologien (z.B. Batterien- oder Wärmespeicher);
2. keine Abregelung, sondern flexible Nutzung des Stroms; und
3. Bereitstellung von Systemdiensten für das Stromnetz durch die Betreiber

Die Einführung qualitativer Kriterien für die Vergabe nicht zentral voruntersuchter Flächen ist grundsätzlich begrüßenswert. Allerdings sind die vorgeschlagenen Kriterien nicht hinreichend in der Lage, eine Differenzierung der Gebote zu gewährleisten. Der aktuelle Vorschlag beläuft sich effektiv auf eine Unterscheidung der Gebote anhand der sogenannten „Höhe des Gebotswerts“. Diesen Mechanismus, der im Wesentlichen eine Konzessionszahlung vorsieht, wie sie auch bei der bereits vor Jahren diskutierten und abgelehnten Einführung der 2. Gebotskomponente enthalten war, lehnen wir in der vorgeschlagenen Form ab. Sowohl die Tatsache, dass die „Höhe des Gebotswerts“ nicht gedeckelt sein soll, wie auch die angedachte Verwendung der Finanzmittel, ist in unseren Augen nicht zielführend und sollte daher dringend überarbeitet werden. Die Zahlung einer nicht begrenzten Summe im Zuge der „Höhe des Gebotswerts“ würde den finanziellen Handlungsraum der an der Ausschreibung beteiligten Unternehmen stark minimieren. Im Sinne der vollständigen Nutzung der gesellschaftlichen und volkswirtschaftlichen Potentiale der Offshore-Windenergie sollte dieser finanzielle Spielraum allerdings für Innovationen sowie die bestmögliche Systemintegration verwendet werden. Dies ist mit Blick auf die aktuellen sicherheitspolitischen Ereignisse umso wichtiger, denn es bedarf dringend höherer Investitionen im Bereich der Energieerzeugung- und

Nutzung, um die Energieunabhängigkeit von fossilen Importen zu erhöhen. Daher plädieren wir dafür, die mögliche Höhe des Gebotswertes auf einen transparenten Betrag zu begrenzen.

1.1 Präqualifikation zur Wahrung volkswirtschaftlicher Interessen

Ørsted ist der Ansicht, dass der Ausbau der Offshore-Windenergie von solch zentraler Bedeutung für das zukünftige Energiesystem ist, dass das Anlegen von Präqualifikationskriterien im Rahmen der Ausschreibung erforderlich ist. Die Präqualifikation zielt darauf ab, die Realisierungswahrscheinlichkeit zu erhöhen, ganzheitliche Klimaschutzmaßnahmen zu fördern und im Sinne der Gesellschaft verantwortungsvolle Geschäftspraktiken sicherstellen zu können. Aus diesen Gründen sprechen wir uns dafür aus, für die Ausschreibung sowohl von zentral voruntersuchten als auch von nicht zentral voruntersuchten Flächen Mindestkriterien im Rahmen einer Präqualifikation im Verfahren zu etablieren.

Speziell schlagen wir vor, die international üblichen Kriterien (wie sie bspw. in Dänemark, Frankreich oder den Niederlanden angewendet werden) der nachweislichen Erfolgsbilanz bei der Planung, dem Bau und dem Betrieb von Offshore-Windparks auch in Deutschland anzuwenden. Selbiges gilt für den Nachweis der belastbaren Finanzstärke der beteiligten Unternehmen. Beide Kriterien sind geeignet, die Realisierungswahrscheinlichkeit zu erhöhen. Mit Blick auf die dringend erforderliche Dekarbonisierung der Energiewirtschaft sehen wir es als erforderlich an, von den an der Vergabe teilnehmenden Unternehmen mindestens eine Selbstverpflichtung zur Einhaltung des 1,5 Grad Ziels des Pariser Klimaabkommens, besser aber ein wissenschaftlich belastbares NetZero-Targets einzufordern.

Da die Betreiber der Offshore-Windparks nicht nur für möglichst geringe Kosten, sondern auch für verantwortungsvolle Geschäftspraktiken belohnt werden sollten, sind auch Kriterien zu Bekämpfung aggressiver Steuervermeidung angemessen. Es sollte vom Gewinner der Auktion (bzw. dem späteren Betreiber) eine gewisse Steuertransparenz auf Unternehmens- oder Projektebene eingefordert werden. Hintergrund ist, dass durch komplexe steuerliche Strukturierung eines Projekts ggf. die Möglichkeit der Steuervermeidung besteht, was zu verzerrenden Resultaten in der Auktion führen kann (insbesondere bei hohen monetären Komponenten im Rahmen von Geboten für Flächen oder CfD-Geboten). Auf Unternehmensebene können Standards wie der GRI 207 (Tax) für Transparenz sorgen. Bei Gebotsabgabe sollte die Befolgung eines Transparenzstandards ab Inbetriebnahme verpflichtend sein, oder einen Bonus für Bieter nach sich ziehen. Auch die in öffentlichen Ausschreibungen üblichen Nachweise zur steuerlichen Compliance der Muttergesellschaft oder anderer in Deutschland ansässiger Unternehmensteile könnten in diesem Zuge der Transparenz dienen. Zudem wäre es möglich, alle fünf Jahre über die durchschnittliche Steuerzahlung zu berichten, und ob sich an Firmen- und Steuerstruktur Änderungen ergeben haben. Entsprechende Informationen könnten sich aus den Steuererklärungen ergeben und darin geprüft werden, oder durch Wirtschaftsprüfer bestätigt und an die zuständigen Behörden/ Ministerien weitergeleitet werden. Letztlich sollte der Gesetzgeber auch im eigenen Interesse Transparenz schaffen, um Zahlungen der Betreiber im Rahmen des WindSeeG ins Verhältnis zu späteren Steuerzahlungen zu setzen. Vor allem dienen diese Vorschläge auch dem Ziel der neuen Bundesregierung, aggressive Steuervermeidung zu bekämpfen.

Zusammenfassend empfehlen wir folgende Präqualifikationskriterien:

- Nachweisbare Erfahrung in Entwicklung und Bau von Offshore Windparks: Zum Zeitpunkt der Gebotsabgabe min. 200 MW in Betrieb mit Verantwortung des Bewerbers für mindestens drei der fünf Projektgebiete (Planung, Design, Beschaffung, Ausführung und Qualitätskontrolle)
- Nachweisbare Finanzstärke: Min. BBB- Kreditrating oder 20% Eigenkapitalquote sowie 4 Mrd. EUR Umsatz (Durchschnitt 3 Geschäftsjahre)
- Mindestens eine Selbstverpflichtung zur Einhaltung des 1,5 Grad Ziels des Pariser Klimaabkommens, besser noch Vorlage eines wissenschaftlich belastbaren NetZero-Targets
- Verpflichtende Befolgung eines Standards für Steuertransparenz (z.B. GRI 207) ab Inbetriebnahme, oder: Bonus für Bieter mit entsprechendem Standard

1.2 Pönalen

Bezüglich der Pönalisierung plädiert Ørsted für mehr Transparenz und Rechtssicherheit. Während die Pönalen im Falle der Fristverletzung gem. § 41 Absatz 2 Satz 2 oder auch im Falle des Einreichens abweichender Angaben im Planfeststellungsverfahren (siehe § 55 (2)) eindeutig beschrieben sind, fehlt jene transparente Ausarbeitung an anderer Stelle. Insbesondere, da die Einhaltung von mindestens zwei der vorgeschlagenen qualitativen Kriterien (Recyclingfähigkeit der Rotorblätter sowie Energieertrag) erst sehr spät im Projektzyklus überprüfbar ist, muss ein rechtssicherer Rahmen für die Pönalisierung bei Nichterfüllung geschaffen werden. Durch fehlende Pönale droht ansonsten ein falscher Anreiz bei der Gebotsabgabe gesetzt zu werden. Es sollte daher deutlich ausgearbeitet werden, welche Prüfschritte wann durch welchen Akteur vollzogen werden und welche Pönale festgesetzt wird für den Fall einer Pflichtverletzung.

1.3 Gebotstermin

Die geplante Beschleunigung des Ausbaus der Windenergie auf See erfährt ausdrücklich unsere volle Unterstützung. Um die Ausschreibungsrunden bestmöglich vorbereiten zu können, ist es wichtig, dass die Gebotstermine in einem sinnvollen Abstand zueinander liegen. Den aktuellen Vorschlag des § 2a Absatz 2 bzw. Absatz 3 sehen wir daher kritisch. Statt die Gebotstermine ab dem Jahr 2023 auf für zentral voruntersuchte Flächen am 01. Juli, und für nicht zentral voruntersuchte Flächen am 01. August festzulegen, schlagen wir alternative Gebotstermine vor. Wir empfehlen, im Jahr 2023 am 01. September sowohl zentral voruntersuchte Flächen wie auch nicht zentral voruntersuchte Flächen in die Ausschreibung zu geben. Beginnend mit dem Jahr 2024 empfehlen wir, den Gebotstermin für nicht zentral voruntersuchte Fläche auf den 01. März zu legen. Für zentral voruntersuchte Flächen empfehlen wir, den Gebotstermin beginnend mit dem Jahr 2024 auf dem 01. September zu belassen.

2. Ausschreibung von zentral voruntersuchten Flächen

Für die Ausschreibung von zentral voruntersuchten Flächen wird die Einführung eines Systems basierend auf Differenzverträgen (CfD) mit zwanzigjähriger Laufzeit und ohne die Möglichkeit der vorzeitigen

Beendigung vorgesehen. Ørsted unterstützt diesen Vorschlag und die Einführung eines Differenzvertragssystem. Bezüglich einzelner der vorgeschlagenen Bedingungen besteht allerdings Nachbesserungsbedarf.

2.1 Präqualifikationskriterien

Wie zuvor bereits ausgeführt, empfiehlt Ørsted die Einführung von Präqualifikationskriterien für die Vergabe von zentral voruntersuchte Flächen.

2.2 Gebotstermin

Wie zuvor bereits ausgeführt, empfiehlt Ørsted für das Jahr 2023 die Festlegung des Gebotstermins auf den 01. September. Für alle Jahre ab dem Jahr 2024 empfiehlt Ørsted die Beibehaltung dieses Gebotstermins.

2.3 Sicherheit

Gemäß den Bestimmungen des § 41 des vorliegenden Referentenentwurfes sollen die zu hinterlegenden Sicherheiten um fünfzig Prozent reduziert werden. In Zukunft sollen damit für zentral voruntersuchte Flächen Sicherheiten in Höhe von 100 Euro pro „Kilowatt installierter Leistung“ hinterlegt werden. Hier ist zunächst zu betonen, dass es sich bei dieser Formulierung womöglich um einen Fehler handelt: statt die Höhe der Sicherheit an die *installierte Leistung* anzulegen, muss stattdessen die *zu installierende Leistung* Maßstab für die Höhe der Sicherheit sein. Andernfalls betrüge die Sicherheit stets null.

Statt die Akteursvielfalt zu erhöhen, läuft die Reduzierung der geforderten Sicherheit eher darauf hinaus, die Spekulation mit Flächen zu erleichtern. Dies wird umso mehr dadurch verschärft, dass zum Zeitpunkt der Gebotsabgabe lediglich 25 Prozent der Sicherheiten hinterlegt werden müssen. Die spätere Hinterlegung der restlichen 75 Prozent nach erfolgtem Zuschlag erhöht somit das Risiko wirtschaftlich nicht belastbarer Gebote. Das Argument, dass eine Reduzierung der Sicherheiten die Teilnahme an den Ausschreibungen erleichtert, ist zudem insofern nicht richtig, als dass kleinere Akteure erfahrungsgemäß ohnehin in Konsortien auftreten und die Teilnahme an den Ausschreibungen nicht beschränkt ist. Ørsted vertritt daher die Position, dass weder die bisherige Höhe der Sicherheit (§ 21 Windenergie-auf-See-Gesetz 2020) noch ihre Fälligkeit für die zentral voruntersuchten Flächen reduziert oder verändert werden sollte.

2.4 Herkunftsnachweise

Bei der Einführung eines Differenzvertragssystem ist es bedeutsam, die energieintensive Industrie stärker als bisher in den Blick zu nehmen. Für die Erreichung der sogenannten Scope2-Ziele, also Ziele zur Minderung indirekter CO₂-Emissionen aus der Erzeugung von eingekauftem Strom, Dampf, Wärme und Kühlung, benötigen insbesondere Unternehmen der energieintensiven Industrie sogenannte Herkunftsnachweise (HKN). Die gegenwärtige Rechtslage verbietet die Ausstellung von grünen Herkunftsnachweisen für Strom, der nach § 19 EEG gefördert wird. Das Umweltbundesamt stellt Anlagenbetreibern auf Antrag Herkunftsnachweise für Strom aus erneuerbaren Energien aus, für den keine Zahlung nach § 19 oder § 50 in Anspruch genommen wird. Es ist also Erzeugern aktuell nicht möglich, Strom aus EEG-Anlagen fördern zu lassen und Herkunftsnachweise mit grüner Eigenschaft separat zu vermarkten.

Unserer Einschätzung nach ist der Bedarf so enorm, dass sich ein Markt für Herkunftsnachweise aus durch CfD geförderten Strom entwickeln wird, und parallel ein Interesse für bilaterale Lieferverträge (PPA) weiter bestehen bleibt. Lediglich eine Direktvermarktung nach § 21a EEG ohne Inanspruchnahme einer Zahlung nach § 19 oder § 50 EEG ermöglicht gegenwärtig die Ausstellung und Weitergabe von Herkunftsnachweisen mit grüner Eigenschaft.

Wir empfehlen, die bestehende Praxis zumindest im Hinblick auf Differenzverträge anzupassen und die Ausstellung von Herkunftsnachweisen auch für Strom aus nach § 19 EEG geförderten Anlagen zu ermöglichen. Dafür sprechen zwei Gründe:

1. Der aktuelle Entwurf der Renewable Energy Directive III (RED III) sieht mit Artikel 1 Absatz 9 eine Änderung von Artikel 19 Absatz 2 und Absatz 8 REDII dahingehend vor, dass den Mitgliedstaaten die Möglichkeit genommen wird, einem Erzeuger, der finanzielle Unterstützung erhält, keine Herkunftsnachweise auszustellen. In diesem Fall könnte nach Umsetzung in nationales Recht die grüne Eigenschaft auch im Rahmen des CfD-Modells weitergegeben und für die Erfüllung der Scope2-Ziele verwendet werden. Die Ausstellung von Herkunftsnachweisen auch für geförderten Strom ist in fast allen Mitgliedsländern der Europäischen Union üblich.
2. Im Zusammenspiel von CfD mit Auktionen ergibt sich, dass die erwarteten Erlöse aus dem Verkauf der Herkunftsnachweise im Rahmen der wettbewerblichen Ermittlung des CfD in die Gebotsabgabe einbezogen werden. Diese erwarteten Erlöse aus den HKN wirken also kostensenkend bei der Auktion und mindern so die Stromgestehungskosten für alle Verbraucher.

Ørsted spricht sich vor diesem Hintergrund dafür aus, dass die grüne Eigenschaft des Stroms im Zusammenhang mit CfD und Auktionen erhalten bleibt und dem Erzeuger in Form von Herkunftsnachweisen zur Verfügung gestellt wird.

3. Ausschreibung von nicht zentral voruntersuchten Flächen

Die Vergabe von nicht zentral voruntersuchten Flächen über ein System aus qualitativen Kriterien erachtet Ørsted als grundsätzlich sinnvoll und zielführend. Die an die Vergabe anzulegenden Kriterien sollten so gewählt sein, dass die volkswirtschaftlichen und gesellschaftlichen Potentiale der Offshore-Windenergie bestmöglich genutzt werden. Der aktuelle Entwurf des WindSeeG erfüllt unserer Auffassung nach diese Anforderung nicht. Insbesondere sind die vorgeschlagenen Kriterien nicht hinreichend in der Lage, eine Differenzierung zwischen den einzelnen Geboten herbeizuführen. Vorschläge von Ørsted zur Verbesserung der Differenzierbarkeit der Kriterien und zur konkreten Umsetzbarkeit befinden sich in Tabellenform am Ende unserer Stellungnahme. Im Folgenden werden die einzelnen Aspekte näher beleuchtet.

3.1 Kriterium: Höhe des Gebotswertes

Die künftigen Ausschreibungen für nicht zentral voruntersuchte Flächen, sollten nicht allein und über den Preis entschieden werden. Es besteht mit der Novellierung des WindSeeG die historische Möglichkeit, ein System zu entwickeln, das gleichermaßen volkswirtschaftlich sinnvoll ist als auch klimapolitische und wirtschaftspolitische Belange im Fokus hat.

Die mangelnde Differenzierbarkeit durch die vorgeschlagenen qualitativen Kriterien resultiert unserer Ansicht nach aber in einer Situation, in der der größte Unterschied zwischen den Geboten durch die „Höhe des Gebotswerts“ begründet sein wird (WindSeeG §53 (2)). Bei diesem Kriterium handelt es sich im Kern um eine ungedeckelte Konzessionszahlung, wie sie auch in vorherigen Gesetzgebungsprozessen (WindSeeGesetz 2020) diskutiert und abgelehnt wurde. Ørsted spricht sich klar gegen die Einführung einer solchen ungedeckelten Zahlung aus.

Ein Wettbewerb um die höchste Zahlung im Rahmen des Kriteriums „Höhe des Gebotswertes“ bringt mehrere nachteilige Effekte mit sich. Durch die notwendige Einplanung einer unvorhersehbaren monetären Summe wird der finanzielle Spielraum für Innovationen in allen Bereichen deutlich eingeschränkt, insbesondere in Bezug auf die bestmögliche Systemintegration, sowie die Vereinbarkeit mit Belangen des Natur- und Artenschutzes. Die Planung, der Bau und der Betrieb eines Offshore-Windparks erfordert bereits eine enorme Investitionssumme, welche nach den Kriterien der Kosteneffizienz, des volkswirtschaftlichen- und gesellschaftlichen Mehrwertes sowie der wirtschaftlichen Stabilität des Projektes aufgeteilt und eingesetzt werden sollte.

Die in der Gesetzesbegründung angesprochene Abschöpfung der Zahlungsbereitschaft und die Verwendung für die Finanzierung des Offshore-Netzanschlusses ist nicht effizient, sondern stellt lediglich einen Vermögenstransfer dar, insbesondere zugunsten der Übertragungsnetzbetreiber. Volkswirtschaftlich effizienter ist die Nutzung der Zahlungsbereitschaft für Maßnahmen, die außerhalb des Wirkungsbereichs der Übertragungsnetzbetreiber für eine bessere Integration von erneuerbarem Strom in das Energiesystem sorgen (s. Kapitel 3.1.1).

Der gesellschaftliche Mehrwert ist zudem wegen der fehlenden Deckelung der Zahlung, und der vor diesem Hintergrund notwendigen Refinanzierung über bilaterale Lieferverträge fraglich. Ein hohes Gebot stellt die wirtschaftliche Stabilität des Projektes in Frage, denn gleichzeitig muss dieser Wert über bilaterale Lieferverträge refinanziert werden. Die daraus resultierenden hohen Strompreise gehen zu Lasten der Abnehmer in der Industrie, die im internationalen Wettbewerb stehen. In der Vergangenheit wurden diese Abnehmer eigentlich von der Offshore-Haftungsumlage befreit. Sie würden in dem Modell der ungedeckelten Gebotszahlung aber wieder stärker (indirekt) über den hohen Strompreis im Liefervertrag belastet werden.

Vor diesem Hintergrund lehnt Ørsted das vorgeschlagene Kriterium „Höhe des Gebotswertes“ in der vorgeschlagenen Form ab. Stattdessen spricht sich Ørsted nachdrücklich für die Begrenzung der Zahlung auf eine festzulegende Summe aus. Eine Deckelung der zu leistenden Zahlung erscheint sinnvoll, um die Gefahren eines zügellosen Wettbewerbs zu reduzieren und nicht unnötig hohe Summen auf die Spekulation über den Wert einer Fläche zu investieren.

Durch eine Begrenzung würde zum einen eine höhere Investitionssicherheit herrschen, weil die Wettbewerber die aufzuwendenden Kosten zuverlässiger einschätzen können. Zudem wäre eine Deckelung geeignet die Investitionsbereitschaft der Bietenden zwar grundsätzlich zu testen, ohne dabei aber ein unverträgliches riskantes Bieterverhalten zu stimulieren. Schließlich würden auch die Stromkunden,

insbesondere aus der Industrie, nicht übermäßig belastet werden, so dass langfristige Lieferverträge zu wettbewerbsfähigen Preisen abgeschlossen werden können.

Da die Verwendung der zu leistenden Zahlung in ihrer jetzigen Form ausgesprochen zweifelhaft erscheint, sollte die Differenzierung der Gebote durch die Bewertung der anderen Kriterien erfolgen und nicht in erster Linie an eine Gebotshöhe geknüpft sein. Die Deckelung der Zahlung würde den Wettbewerb auf den anderen Feldern anregen und somit innovationsfördernd wirken.

3.1.1 Verwendung der Gebotskomponente

Neben der Tatsache, dass die Konzessionszahlung auf eine festzulegende Summe begrenzt werden sollte, spricht sich Ørsted zudem für eine Überarbeitung der Verwendung der zu leistenden Zahlung aus. Der Referentenentwurf sieht vor, die finanzielle Zahlung im Rahmen der Gebotskomponente anteilig auf die sogenannte „Meeresnaturschutzkomponente“ (§ 58) und die „Stromkostensenkungskomponente“ (§59) zu verwenden. Während Ørsted eine solche Aufteilung im Wesentlichen unterstützt, besteht bezüglich der konkreten Ausgestaltung noch Diskussionsbedarf.

Im aktuellen Vorschlag ist unserer Ansicht nach die sogenannte „Stromkostensenkungskomponente“ mit einer anteiligen Verwendung von 80% überrepräsentiert, während die Meeresnaturschutzkomponente (derzeit 20%) aufgewertet werden sollte.

3.1.2 Bewertung der Meeresnaturschutzkomponenten

Neben der geforderten Deckelung der Konzessionszahlung sind wir der Ansicht, dass der Meeresnaturschutzkomponente eine höhere Gewichtung als die bislang vorgesehenen 20 von 100 zugesprochen werden sollte. Ørsted ist sich der Verantwortung bewusst, den Einfluss der Geschäftstätigkeiten auf die Meeresumwelt möglichst gering zu halten und die Auswirkungen soweit wie möglich zu mittigeren – auch unter der Verwendung finanzieller Mittel. Daher erscheint eine Gewichtung von lediglich 20 Prozent zu gering. Die Verwendung der Mittel durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz unterstützt Ørsted.

3.1.3 Bewertung der Stromkostensenkungskomponente

Grundsätzlich sollte der Stromkostensenkungskomponente eine geringere Gewichtung als die derzeit vorgeschlagenen 80 von 100 zugeteilt werden.

Wir verstehen das Bestreben, die Endverbraucher finanziell zu entlasten. Die Offshore Windparkbetreiber über eine indirekte Finanzierung des Netzanschlusses an den Kosten des Offshore Ausbaus zu beteiligen, ist allerdings vor dem Hintergrund der Monopolstellung der Übertragungsnetzbetreiber nicht der richtige Weg. Sinnvoller wäre es, den Netzanschluss als Teil des Offshore Windparks unter wettbewerblichen Bedingungen

auszuschreiben.¹ Da dies regulatorisch nicht vorgesehen ist, sollte zumindest die Nutzung des erzeugten Stroms durch den Offshore Windparkbetreiber direkt am Netzanbindungspunkt ermöglicht werden. So könnte zusätzlicher Strombedarf durch Elektrifizierung nahegelegener Industrie, Wasserstoff-Elektrolyse oder Speichertechnologien entlang der Netzverknüpfungspunkte von Offshore Windparks den vollen Weitertransport des Stroms in Verbrauchszentren erleichtern. Dadurch kann auch ein Anreiz gesetzt werden, Einspeisepunkte von Offshore Windkraft über ein Wasserstoffnetz zu verbinden und zusätzliche Transportkapazitäten für heimische Energieträger zu schaffen. Insgesamt sehen wir für das Ziel, die Stromkosten für die Endverbrauchenden gering und stabil zu halten, bedeutend mehr Potential in Maßnahmen der Systemintegration als in der vorgeschlagenen Reduzierung der Offshore-Netzumlage.

Schließlich adressiert die aktuell angedachte Verwendung der Finanzmittel aus dieser Kategorie die Schwierigkeiten beim Netzausbau unseres Erachtens nur unzureichend. Die Offshore-Netzumlage wird erhoben, um seitens der Übertragungsnetzbetreiber Kosten aus Entschädigungen bei Störungen oder Verzögerungen der Anbindung von Offshore-Windanlagen sowie die Kosten, die beim Bau und Betrieb der Netzanbindungsleitungen anfallen, zu decken. Die Zahlung der Offshore-Windparkbetreiber an den Übertragungsnetzbetreiber würde im bestehenden System aber vor allem dazu führen, dass der Übertragungsnetzbetreiber dieses Geld an den Betreiber des Offshore-Windparks zurückzahlt, sollte sich z.B. der Netzanschluss verzögern. Eine echte Maximierung des gesellschaftlichen und volkswirtschaftlichen Nutzens ergäbe sich daraus nicht.

3.1.4 Vereinbarkeit mit den überarbeiteten EU-Richtlinien zu Klima-, Energie- und Umweltschutzbeihilfen (CEEAG)

Unserer Ansicht nach machen die neuen EU-Richtlinien zu Klima-, Energie- und Umweltschutzbeihilfen der Europäischen Kommission (CEEAG, Januar 2022) die Einführung von unbegrenzten Zahlungen bei der Vergabe von Konzessionen nicht erforderlich. Wir sind der Auffassung, dass der aktuelle Referentenentwurf für das WindSeeG auf einer zu restriktiven Auslegung der CEEAG basiert. Insbesondere vor dem Hintergrund der Formulierung des Kapitel 4.1.3.5 Randnummer 112 und des Kapitels 3.1.2.3 Randnummer 50 CEEAG vertreten wir die Ansicht, dass eine so starke Fokussierung auf die Höhe einer monetären Gebotskomponente nicht erforderlich ist, um den Anforderungen der CEEAG gerecht zu werden. Die neuen EU-Richtlinien sind ausdrücklich nicht auf den monetären Wert fokussiert, sondern erlauben vielmehr die Verknüpfung der Konzession mit anderen qualitativen Kriterien, welche geeignet sind, das Ziel des Gesetzes zu erreichen. Vor diesem Hintergrund vertreten wir die Position, dass die Einführung einer ungedeckelten Zahlung als

¹ Eine empirische Studie des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung (DIW) zum Marktdesign für eine effiziente Netzanbindung von Offshore-Windenergie aus dem Jahr 2019 zeigt, dass eine wettbewerbliche Vergabe und der gemeinsame Bau der Netzanbindung mit dem Windpark die Kosten des Offshore-Netzanschlusses um bis zu 30 Prozent reduzieren könnte. Ørsted sieht im wettbewerblichen Ansatz viele Vorteile und schlägt diesen daher als einen grundsätzlichen Lösungsansatz vor. Hierdurch ließen sich die Kosten für den Offshore-Netzanschluss erheblich reduzieren. Zudem würde eine solche Änderung auch die Notwendigkeit der Erhebung einer Offshore-Netzumlage reduzieren, da der Betreiber des Offshore-Windparks selbst für die rechtzeitige und störungsfreie Fertigstellung der Offshore Netzanbindung zuständig wäre. Yann Girard, Claudie Kemfert, Julius Stall: *Comparing Regulatory Designs for the Transmission of Offshore Wind Energy*, in: *Economics of Energy and Environmental Policy*, Vol. 10, No. 1, 2021.

Bestandteil der Entscheidungsgrundlage für die Erteilung der Konzession nicht durch die Richtlinien der EU erforderlich ist.

3.2. Kriterium: Energieertrag

Den Vorschlag, den Energieertrag gemessen an der maximal überstrichenen Rotorfläche aller auf der Fläche zu installierenden Anlagen als qualitatives Kriterium aufzunehmen, lehnen wir ab. Das Kriterium erscheint in dieser Form ungeeignet eine Differenzierung der Gebote zu ermöglichen, da zu erwarten ist, dass alle Wettbewerber den gleichen oder einen sehr ähnlichen Rotortypen verwenden werden, aufgrund der eher überschaubaren Wettbewerbssituation in der Herstellung von Windenergieanlagen. Stattdessen schlagen wir vor, den zugesagten Jahresenergieertrag als Kriterium einzuführen, und den Betreibern auch die Möglichkeit der Stromspeicherung einzuräumen.

3.3 Kriterium: Umfang des beabsichtigten Abschlusses von Verträgen über die Lieferung von auf der ausgeschriebenen Fläche erzeugter Energie

Das vorgeschlagene Kriterium basiert in der Konsequenz auf der Frage, welcher Bieter die Abnahme des höchsten Anteils der erzeugten Energie auf einer Fläche im Rahmen von *Purchase Power Agreements (PPA)* zusichert. Ørsted begrüßt die Belohnung von PPA-Verträgen. PPAs sind geeignet, industrielle Abnehmer in Deutschland planbar mit grünem Strom zu versorgen und gleichzeitig die nötigen Investitionen eines Offshore-Windparkbetreibers abzudecken. Allerdings ergeben sich aus dem aktuellen Vorschlag einige Probleme, welche es zu adressieren gilt.

Die aktuelle Formulierung des § 53 Absatz 4 sieht vor, dass bereits Absichtserklärungen über Lieferverträge oder Kooperationsvereinbarungen ausreichend sind, um dieses Kriterium zu erfüllen. Zwar müssen die Lieferverträge die Vertragsdauer sowie die Strommenge umfassen, allerdings ist es nur sehr begrenzt möglich, gesetzlich eine Erlösabsicherung des Betreibers sicher zu stellen. Letztlich besteht hier die Gefahr „leerer Versprechungen“. Es ist unseres Erachtens nach sehr wahrscheinlich, dass alle Teilnehmer der Auktion eine hundertprozentige Abdeckung der erzeugten Strommenge durch PPAs zusagen werden und das Kriterium keine Differenzierbarkeit erlaubt.

Dies gilt vor allem dann, wenn die Stromabnahme auch mit verbundenen Unternehmen des Bieterkonsortiums, insbesondere mit internen Handelsabteilungen, vereinbart werden kann. Dann erhöht sich die Wahrscheinlichkeit, dass mehrere Wettbewerber eine hundertprozentige Abnahmegarantie geben werden. Damit wäre eine Differenzierbarkeit nicht mehr gegeben.

Besser wäre, die Absichtserklärungen für die Abnahme an die verbundenen CO₂-Minderungen zu koppeln. So würden jene Bieter bevorzugt, deren Abnahmeerklärungen in besonderem Maße mit CO₂-Einsparungen einher gehen. Ebenso relevant ist im Sinne der besseren Systemintegration eine Abnahme von Einrichtungen, die über Demand Side Management ihren Stromverbrauch steuern können. Beide Kriterien würden eine hinreichende Differenzierung erlauben. Die Abnahme durch verbundene Unternehmen sollte auf 20% der Kapazität begrenzt werden.

Ein potentielles Problem sehen wir in der Marktmacht möglicher Abnehmer, die in eine deutlich bevorzugte Verhandlungsposition gehoben werden könnten. Kennen diese Abnehmer ihre Marktmacht, könnten sie nicht

wettbewerbsübliche Preise für den Strom verlangen. Bieter könnten dadurch gedrängt sein, sich vor der Auktion in ein Abhängigkeitsverhältnis zu begeben. Wir regen daher an, dass jeweils nur eine maximale Menge der Kapazität auf einen Abnehmer entfallen sollte. Damit würde die Verhandlungsposition der Erzeuger gestärkt, das PPA-Portfolio diversifiziert und das Erlösrisiko begrenzt werden.

3.4 Kriterium: Vereinbarkeit mit Belangen des Natur- und Artenschutzes

Ørsted begrüßt ausdrücklich, dass die Vereinbarkeit mit den Belangen des Natur- und Artenschutzes im Rahmen der qualitativen Kriterien berücksichtigt wird. Wir sind uns der Verantwortung bewusst, einen möglichst geringen Einfluss auf die Umwelt, insbesondere auch die Meeresumwelt, und den dort heimischen Arten zu haben. Das vorgeschlagene Kriterium zur Bestimmung der Vereinbarkeit mit den Belangen des Natur- und Artenschutzes sollte daher unserer Ansicht nach in den folgenden Bereichen überarbeitet werden. Zudem sind wir der Ansicht, dass bei Nichteinhaltung mögliche Pönalen in den Fonds für Meeresnaturschutz fließen sollten (s. Tabelle in Kapitel 4).

3.4.1 Lärmschutz

Wir sind uns der Relevanz der möglichst umfassenden Vermeidung von Lärmemissionen bewusst. Die Sanktionierung bestimmter Gründungsformen ist allerdings nicht sinnvoll. Ein solches Vorgehen negiert die technologischen Fortschritte und innovativen Schallschutzkonzepte, welche bereits im Einsatz sind oder sich noch in der Entwicklung befinden. Stattdessen schlagen wir vor, dass jeder Bieter eine Lärmschutzgrenze (in Dezibel) formuliert, welche bei der Installation der Fundamente nicht überschritten werden darf. Das Erreichen der gesetzten Grenze obliegt dann der Innovationskraft der Wettbewerber.

3.4.2 Versiegelung des Meeresbodens

Mit Blick auf die Versiegelung des Meeresbodens ist es verwunderlich, dass der aktuelle Referentenentwurf dieses wichtige Thema zwar als Stellschraube für den Arten- und Naturschutz erkennt, es aber versäumt hieraus ein Kriterium abzuleiten. Wir empfehlen daher dies nachzuholen und jenen Bieter zu belohnen, der die geringste Versiegelung des Meeresbodens (gemessen in Quadratmetern) zusagt.

Außerdem ist diskussionswürdig, warum im Hinblick auf den Natur- und Artenschutz lediglich die Gründungstechnologien in den Blick genommen werden, die Dekarbonisierung beim Material sowie dem Bau und Betrieb der Offshore-Windparks und deren Wertschöpfungskette allerdings unberücksichtigt bleiben.

3.5 Kriterium: Recyclingfähigkeit der Rotorblätter von Windenergieanlagen auf See

Auch beim Kriterium der Recyclingfähigkeit der Rotorblätter besteht noch einiger Diskussionsbedarf. Nach unserer Auffassung ist dieses Kriterium weder geeignet eine Differenzierung zwischen den Bietern zu gewährleisten, noch ist es bei der Gebotsabgabe zuverlässig bewertbar.

Das Recycling der Rotorblätter ist ein Prozess, der erst nach dem Ende der Lebensdauer der Windenergieanlage Relevanz erhält. Gemessen an der Laufzeit der Windenergieanlagen stellt dieses Kriterium also auf einen Zeitpunkt ab, der frühestens in den 2060er Jahren erreicht sein wird. Es ist aus heutiger Sicht vollkommen unvorhersehbar, welche technischen Möglichkeiten des Recyclings sich zu

diesem Zeitpunkt bieten werden. Daher ist davon auszugehen, dass die meisten Wettbewerber einen größtmöglichen Anteil angeben werden. Zudem lässt sich die Realisierbarkeit dieser Gebote bei der Gebotsabgabe nicht überprüfen. Das Kriterium eignet sich somit nicht für eine sinnvolle Bewertung.

Sollte dennoch ein Kriterium eingeführt werden welches auf die Recyclingfähigkeit von Bauteilen abstellt, so schlagen wir vor, die gesamte Windenergieanlage in den Blick zu nehmen. Kreislaufwirtschaft ist ein ambitioniertes aber notwendiges Mittel, mit den knappen Ressourcen umzugehen und sollte daher gefordert und gefördert werden.

3.6 Vorschlag für zusätzliches Kriterium: Regionale Wertschöpfung und Qualifizierung

Die zunehmende Bedeutung der Offshore Windkraft erfordert besondere Anstrengungen bei der Qualifizierung von Fachkräften. Im Rahmen des WindSeeG sollte zusätzliches Engagement der bietenden Unternehmen belohnt werden, welches dem Arbeitskräftemangel vorbeugt und Aus- und Weiterbildung vorantreibt. Dies kann in Unterstützung für Städte und Kommunen bei der Ausbildung und Qualifizierung junger Erwachsener für Berufe im Bereich Windenergie und verwandter Berufe bestehen, und auf MINT-Fächer, oder Kommunikationskompetenz für die Bedeutung der Energiewende abzielen.

Viele Unternehmen stehen bei der Umsetzung der Energiewende vor großen Umbrüchen in Ihren Tätigkeitsfeldern und/ oder in der Art des Energieverbrauchs. Im Rahmen des WindSeeG sollte Unterstützung für Unternehmen in ausgewählten Wirtschaftszweigen vorgesehen werden, die ihre Produkte und Services auf den Bereich Offshore Wind oder Systemintegration auszuweiten möchten, oder die bei der Integration von erneuerbaren Energien vor besonderen Herausforderungen stehen. Dabei ist ein besonderes Augenmerk auf KMU zu legen.

3.7 Präqualifikationskriterien

Wie zuvor bereits ausgeführt, empfiehlt Ørsted die Einführung von Präqualifikationskriterien für die Vergabe von nicht zentral voruntersuchte Flächen.

3.8 Gebotstermin

Wie zuvor bereits ausgeführt, empfiehlt Ørsted für das Jahr 2023 die Festlegung des Gebotstermins auf den 01. September. Für alle Jahre ab dem Jahr 2024 empfiehlt Ørsted die Festlegung des Gebotstermins auf den 01. März.

4. Vorschläge von Ørsted zur Verbesserung der Differenzierbarkeit der in § 53 genannten Kriterien und ihrer Umsetzbarkeit

Vorschlag für bessere Differenzierbarkeit: Gebotswert §53 (2)	Vorschlag zur Überprüfung	Pönale
<p><i>Die Zahlung unter §53 (2) sollte gedeckelt werden.</i></p> <p><i>Alternativ zu einer direkten Zahlung der Stromkostensenkungskomponente sollte eine Zahlung für Investitionen eingebracht werden können, die mit zusätzlicher Last in hinreichender Nähe zum Netzverknüpfungspunkt einher gehen, oder die Systemdienste für den jeweiligen ÜNB bereitstellen. Diese Investitionsmaßnahmen sollten konkret</i></p> <p><i>(1) Mit der Steigerung von Energieeffizienz in Industrieprozessen, Wasserstofferzeugung, der Nutzung von Wärmepumpen, Nah- oder Fernwärmenetzen oder anderen Power-to-X Anwendungen in Verbindung stehen; und/ oder</i></p> <p><i>(2) benötigte Systemdienste in der entsprechenden Region bereitstellen (bspw. für Blindleistung, Kurzschlussleistung, Schwungmasse etc.), die maximal zu den Kosten umgesetzt werden, die den zuletzt veröffentlichten Kostenschätzungen der ÜNBs im Netzentwicklungsplan entsprechen.</i></p>	<p><i>Die Investitionsmaßnahme/n muss/ müssen in den Prozess der Netzentwicklungsplanung eingebracht werden und spätestens zwei Jahre nach tatsächlicher Inbetriebnahme des relevanten Offshore-Netzanbindungssystems umgesetzt werden.</i></p> <p><i>Die für die genannten Maßnahmen bereitgestellten Investitionssummen, werden nach finanzmathematischen Methoden von den Zahlungen für die Stromkostensenkungskomponente abgezogen.</i></p>	<p><i>Keine, da die Zahlung alternativ zur Stromsenkungskomponente vorgenommen wird.</i></p>

Vorschlag für bessere Differenzierbarkeit: Energieertrag §53 (3)	Vorschlag zur Überprüfung	Pönale
<p><i>Die Bieter geben den geplanten P50 Wert der Jahresenergieproduktion in GWh an, den der Offshore Windpark dem Stromnetz bereitstellt.</i></p> <p><i>Hierbei darf gesicherte Erzeugungskapazität, die ihre Energie aus dem Offshore Windpark bezieht, mit einbezogen werden. Plant ein Bieter mit einer solchen Kapazität, sollte sie in MW angegeben und mit Kriterien der Verfügbarkeit versehen werden.</i></p> <p><i>Der Bieter, der die höchste Jahresenergieproduktion auf der vorgegebenen Fläche erzielt, erhält die maximale Punktzahl.</i></p>	<p><i>Sechs Jahre nach Einspeisung der ersten Anlage des Offshore Windparks (§81 (2) 4.) werden die eingespeisten Mengen aus dem Offshore Windpark und der evtl. damit verbundenen, gesicherten Kapazität der Betriebsjahre 2 – 6 kumuliert. D.h., das Jahr nach Inbetriebnahme der ersten Anlage des Offshore Windparks wird nicht berücksichtigt. Auf Basis der Betriebsjahre 2 bis 6 wird ein jährlicher Durchschnitt ermittelt.</i></p>	<p><i>Pönalen sind fällig, wenn der in dem Gebot zugesagte P50 Wert (der jährliche Durchschnitt) nicht erreicht wird.</i></p>

Vorschlag für bessere Differenzierbarkeit: Lieferverträge §53 (4)	Vorschlag zur Überprüfung	Pönale
<p><i>Der Umfang des beabsichtigten Abschlusses von Verträgen über die Lieferung von auf der ausgeschriebenen Fläche erzeugter Energie wird anhand des Anteils der gesamten voraussichtlich zu liefernden Energiemenge an der Gesamtstromerzeugung bewertet.</i></p> <p><i>Dabei sind Lieferverträge mit verbundenen Unternehmen auf 20% der Kapazität des Offshore Windparks beschränkt.</i></p> <p><i>In den Absichtserklärungen für Lieferverträge ist zudem</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <i>○ die voraussichtlichen CO₂-Einsparungen und</i> <i>○ das Potential für Demand-Side-Management in MW</i> <p><i>zu benennen</i></p> <p><i>Die Bewertung erfolgt je zur Hälfte nach dem Potential für Demand-Side-Management (in MW) und den voraussichtlichen CO₂-Einsparungen, die durch den Liefervertrag erzielt werden (in Tonnen CO₂-Äquivalent) auf Basis der zuletzt vom Abnehmer berichteten CO₂ Emissionen.</i></p>	<p><i>Die Prüfung findet zwei Jahre nach Inbetriebnahme (§81 (2) 4.) des Windparks statt.</i></p>	<p><i>Bei Verfehlung der Verpflichtung zahlt der Betreiber eine Pönale in Höhe eines zu definierenden Prozentsatzes der Stromkostensenkungskomponente</i></p>

Vorschlag für bessere Differenzierbarkeit: Natur- und Artenschutz §53 (5)	Vorschlag zur Überprüfung	Pönale
<p><i>Jeder Bieter sollte einen durchschnittlichen db-Wert nennen, der bei der Installation der Fundamente nicht überschritten werden darf (logarithmische Skalierung der Gebote wie bei db-Messungen sollte dabei berücksichtigt werden).</i></p> <p><i>Die durch den OWP in Anspruch genommene Fläche sollte durch die Angabe des Flächenverbrauchs von Fundamenten und Kolkschutz in qm bemessen werden.</i></p>	<p><i>Die tatsächlichen Schallemissionen bei der Installation der Fundamente jeder Position werden, wie bisher, in den Berichten des Betreibers aufgeführt und dienen als Grundlage der Überprüfung beim BSH.</i></p> <p><i>Die Einbringung von Kolkschutz beim Bau ist vom Betreiber hinreichend zu dokumentieren; dies betrifft auch das Einbringen von Kolkschutz während des Betriebs und nach Abschluss der Bautätigkeit.</i></p>	<p><i>Bei Verfehlung sollte eine Zahlung in Höhe eines gewissen Prozentsatzes der Meeresnaturschutzkomponente anfallen.</i></p> <p><i>Dies betrifft auch das nachträgliche Einbringen von Kolkschutz.</i></p>

Ansprechpartnerin: Bianca Barth

Head of Regulatory Affairs Germany

biaba@orsted.com

Über Ørsted

Ørsted glaubt an eine Welt, die vollständig auf grüne Energie setzt. Das Unternehmen plant, baut und betreibt Offshore- und Onshore-Windparks, Solar-Parks, Energiespeicheranlagen sowie Anlagen für erneuerbaren Wasserstoff weltweit. Zudem bietet Ørsted intelligente Energielösungen für Unternehmen. In Deutschland betreibt Ørsted insgesamt vier Offshore-Windparks in der deutschen Nordsee und versorgt umgerechnet etwa 1,4 Mio. Haushalte mit grünem Strom. Zwei weitere Projekte befinden sich in der Entwicklung. Außerdem arbeitet Ørsted in Deutschland an Projekten zur Produktion von erneuerbarem Wasserstoff im industriellen Maßstab. Ørsted ist das einzige Energieunternehmen der Welt mit einem durch die Science Based Targets Initiative (SBTi) wissenschaftlich validierten Netto-Null-Emissionsziel. 2022 wurde Ørsted von Corporate Knights als das nachhaltigste Energieunternehmen der Welt ausgezeichnet und ist ein durch das Carbon Disclosure Project anerkannter Vorreiter in Bezug auf Klimaschutz.

Ørsted Wind Power Germany GmbH ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung eingetragen.