

Startpunkte für ein europäisches Offshore-Netz - Welche Weichen können wir in Deutschland heute stellen?

BWO-Antworten zu Leitfragen

Stand: 28.10.2020



Allgemeine Anmerkungen:

Der BWO dankt für die Möglichkeit zur Stellungnahme. Wir begrüßen die Diskussion zum Aufbau eines europäischen Offshore-Netzes und welche Impulse dazu aus Deutschland kommen können und müssen.

Der Beantwortung der Leitfragen möchten wir folgende Vorschläge für einen Aktionsplan im Rahmen der Nordseekooperation (NSEC) voranstellen:

1. Die NSEC wird als regionale Koordinierungsstelle für grenzüberschreitende Meeresraum- und Netzplanung noch stärker mit nationalen Planungsbehörden verzahnt. Dadurch kann sichergestellt werden, dass mindestens 70 GW Offshore Wind¹ in den Mitgliedsstaaten der NSEC bis 2030 umgesetzt und zwei bis drei grenzüberschreitende Projekte konkret geplant werden können.
2. Die NSEC wird gemeinsam mit den Mitgliedsstaaten diese grenzüberschreitenden Projekte soweit voranbringen, dass sie im Zeitraum 2030 bis 2035 in Betrieb gehen können. Grundvoraussetzung hierfür ist ein System, das sowohl für Betreiber von Netzen als auch von Windparks Anreize zum (weiteren) Ausbau setzt und die Kosten zwischen den beteiligten Ländern nutzergerecht verteilt. Dabei sollten die Projekte möglichst viele der folgenden innovativen Anwendungen für zukünftige Netze aufweisen:
 - a. Kombination von grenzüberschreitender Offshore-Übertragungsleitung und Offshore Windparks („hybride Infrastruktur“)
 - b. Interoperabilität der Gleichspannungssysteme möglichst unterschiedlicher Anbieter
 - c. Anwendung von DC-Leistungsschaltern und weiteren Technologien, die einen sicheren Offshore-Netzbetrieb gewährleisten.

Die Vorhaben können durch Finanzmittel der Europäischen Union gefördert werden (bspw. aus der „EU-Recovery & Resilience Facility“).

2. Die NSEC wird die Europäische Kommission darin unterstützen, einen Rahmen für den wirtschaftlichen Betrieb von Netzen und Offshore-Windparks zu gestalten, so dass Betreiber von Netzen und Offshore-Windparks gleichermaßen einen Anreiz haben in neue Infrastruktur zu investieren. Dies erfordert im ersten Schritt eine Änderung der Strommarktregeln, so dass möglichst schon 2021 „hybride Infrastruktur“ in den Regeln definiert wird.
3. Die NSEC wird die Entwicklung einheitlicher technischer Standards im Bereich der Gleichstromtechnologie (in den relevanten Industrie- und Normungsgremien) organisatorisch und finanziell fördern, damit ein zukünftiges Offshore-Netz sicher und zuverlässig betrieben werden kann.

¹ Um die EU-Klimaziele bis 2050 zu erreichen, müssen ca. 130 GW Offshore-Wind bis 2030 installiert werden. Dies beinhaltet jedoch auch die Ziele des Vereinigten Königreichs von 40 GW. Die Ziele der NSEC sehen darüber hinaus 70 GW für die Mitgliedsstaaten vor. 20 GW entfallen demnach auf andere Gebiete.

1. Welches sind die größten nationalen und internationalen organisatorischen, technischen und regulatorischen Hürden bei der Verwirklichung eines europäischen Offshore-Netzes?

Für die Verwirklichung eines europäischen Offshore-Netzes ist Kooperation der Anrainerstaaten und EU-Mitglieder unabdingbar.

International stellt daher die lückenhafte Zusammenarbeit auf europäischer Ebene die größte Hürde dar. Dies bezieht sich aus organisatorisch-regulatorischer Sicht auf die Bereiche

1. Meeresraumplanung,
2. Netzplanung,
3. Anpassungen in den europäischen Strommarktregeln und
4. Vereinheitlichung des Rahmens für den wirtschaftlichen Betrieb von Netzen und Offshore Windparks.

Die technischen Herausforderungen sind größtenteils auch im europäischen Kontext zu lösen. Sie sind in Antwort 2 beschrieben.

Die Meeresraumplanung der EU Mitgliedstaaten muss Flächen für einen verbindlichen Offshore-Wind Ausbau von ca. 90 GW bis 2030 vorsehen.² Nur so können die ambitionierten Ziele der europäischen Kommission für den Klimaschutz erreicht werden. Diese Flächen sollten in den Meeresraumplänen, die bis 2021 der EU Kommission vorzulegen sind, erfasst werden. Auf Basis dieser Pläne gilt es Zonen zu definieren, in denen Projekte auch grenzüberschreitend umgesetzt werden können. **Derzeit gibt es keine Hinweise darauf, dass die Mitgliedsstaaten ansatzweise Flächen für 90 GW Offshore Wind ausweisen werden (Hürde 1).**

In einem parallelen Prozess müssen die nationalen Netzentwicklungspläne diese Zonen aufgreifen, um die zugebaute Leistung ins Netz zu integrieren. Der Ten-Year-Network-Development-Plan (TYNDP) von ENTSO-E kann hier das entscheidende Instrument sein, auf das sich einzelne Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) in nationalen Netzentwicklungsplänen beziehen können. Zeitlich und inhaltlich sollte eine Abstimmung von Netzentwicklungsplänen koordiniert ablaufen. **Eine solche Abstimmung ist derzeit nicht vorgesehen, sollte aber schnellstmöglich umgesetzt werden (Hürde 2).**

Eine noch zu schaffende, verantwortliche Stelle sollte die Meeresraum- und Netzentwicklung auf regionaler Ebene zusammenführen und abstimmen sowie die Zusammenarbeit mit nationalen Ministerien und Behörden koordinieren. In der Nordsee könnte dies durch die „North Sea Energy Cooperation“ organisiert werden. Da Deutschland hier zurzeit die Präsidentschaft innehat, besteht die Möglichkeit diese Ausweitung des Mandats maßgeblich voranzutreiben.³ In der Ostsee könnte z.B. die „Offshore Working Group“ im Rahmen des „Baltic Energy Market Interconnection Plan“ (BEMIP) ein solches Mandat übernehmen.⁴

Für länderübergreifende Projekte, die dem Stromhandel zwischen Ländern ebenso wie dem Abtransport von Offshore-Windstrom dienen, braucht es eine gesonderte Definition in den Strommarktregeln. Die derzeitigen Regeln in der Strommarktverordnung sind nicht für Offshore-

² Siehe Fußnote 1

³ Link zur [BMW Seite über die North Seas Energy Cooperation](#)

⁴ Link zu [BEMIP](#)

Netze entwickelt worden, und können z.B. bezüglich der Verteilung von Kapazitäten und der Definition von Engpasserlösen nicht direkt auf hybride Infrastruktur angewendet werden. **Es muss ein gemeinsames europäisches Verständnis dafür geben, dass „hybride Infrastruktur“ eine gesonderte Kategorie bei der Verbindung von Ländern darstellt (Hürde 3).**

Dass der Ausbau von vermaschten Offshore Netzen mit angeschlossenen Offshore Windparks volkswirtschaftliche Vorteile mit sich bringt, ist offensichtlich. Dabei bietet sich an, dass Länder mit großem Offshore Windpotential (absehbar bspw. Dänemark) dieses über den eigenen Bedarf hinaus für Nachbarstaaten nutzbar machen. Die Verbindung der Länder über Offshore Netze ist dafür unabdingbar. Die wirtschaftlichen Bedingungen aber entscheiden darüber, ob es einen Anreiz für Betreiber von Offshore Windparks gibt, das Potential zu nutzen. Die kombinierte Umsetzung von vermaschten Offshore-Netzen und Offshore Windparks kann nur dann ein Erfolgsmodell werden, wenn für Übertragungsnetzbetreiber wie Offshore Windparkbetreiber ökonomische Anreize so verteilt sind, dass beide ein Interesse an einem (weiteren) Ausbau haben. **Es gilt somit den Rahmen für den wirtschaftlichen Betrieb von Netzen und Offshore-Windparks einheitlich zu gestalten und Anreize, Offshore-Windpotenzial über die eigene Energienachfrage hinaus auszubauen, zu schaffen (Hürde 4).**

Verschiedene Marktmodelle für die Realisierung von hybriden Offshore-Projekten werden zurzeit diskutiert. Eine einheitliche europäische Lösung ist notwendig, um die Fragmentierung des internen Marktes zu vermeiden. Die Europäische Kommission sollte hierzu Kosten-Nutzen-Analysen zu einzelnen Modellen durchführen und Vorschläge für einen einheitlichen europäischen Rahmen setzen. Wie bereits im Vorfeld erwähnt, muss ein Zielmodell einen wirtschaftlichen Anreiz für die Betreiber von Offshore-Windparks setzen.

Der Ausbau von Offshore-Wind in hybriden Konzepten kann nach dem (international) etablierten Modell der Differenzverträge (CfD) erfolgen, wie es auch der BWO für Deutschland befürwortet. So kann sichergestellt werden, dass im Rahmen von wettbewerblichen Ausschreibungen jene Bieter den Zuschlag erhalten, die an den Standorten der Zone zu geringsten Kosten Strom produzieren können.

Es ist zu erwarten, dass manche Mitgliedsstaaten mehr von gemeinsamen Projekten profitieren werden als andere. Entsprechend sollte die Verteilung der Kosten des Offshore-Netzes neu definiert werden – unter Berücksichtigung der möglicher Trade-offs und Komplexität.

Eine im Vorfeld abgestimmte, einheitliche Methode zur Verteilung der Kosten zwischen allen beteiligten Ländern ist daher wünschenswert. Ein solcher Prozess ist von Natur aus schwierig und kann sich zeitlich in die Länge ziehen. In der Zwischenzeit sollten Wege gefunden werden, Kosten und Nutzen von Netzinfrastruktur und Windparks grob zu verteilen und die Umsetzung konkreter Projekte zu erleichtern. Die EU-Kommission kann dabei über die geeigneten Töpfe und Finanzierungsinstrumente für die regionale Förderung Finanzierungslücken überbrücken, wo sich Länder nicht auf die Kostenverteilung einigen können.

Die nationalen Hürden sind in Antwort 4 beschrieben.

Die technischen Hürden werden in der Antwort zu Frage 2 adressiert.

2. Was sind aus Ihrer Sicht die wesentlichen technischen Charakteristika eines Offshore-Netzes zur Verbindung von Offshore-Windparks?

Ein Offshore-Netz muss die folgenden technischen Eigenschaften aufweisen, die von Beginn an in Standards festgelegt werden, soweit dies möglich ist:

- Der Einsatz von leistungsstarker Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-Technologie (High Voltage Direct Current – HVDC), wobei Systemparameter – wie die Spannungsebene (320 kV, 525 kV) – standardisiert werden sollten. Da die Übertragungsleistung sich sukzessive und technologisch bedingt entwickeln wird, sollte hier von einer Standardisierung abgesehen werden.
- Die Multiterminalfähigkeit von HVDC-Konvertern ist entscheidend, um eine Vermaschung der Konverter auf der DC-Seite zu ermöglichen.
- Um das Offshore-Netz robust gegen Ausfälle von Komponenten der verbundenen Infrastruktur zu schützen, sind DC-Leistungsschalter für einen sicheren Betrieb unbedingt erforderlich. Mit der fortschreitenden Implementierung von DC-Leistungsschaltern wird sich die Vermaschung des Offshore-Netzes erhöhen.
- Ein gemeinsamer Betrieb, d.h. Interoperabilität, von HVDC Konvertern verschiedener Hersteller muss gegeben sein, damit die Konverter/ DC-Leistungsschalter miteinander sicher zu betreiben sind.
- Die Schwarzstartfähigkeit und Inselbetriebsfähigkeit von HVDC-Konvertern und Offshore-Windparks wird ein notwendiges Kriterium sein, um einen sicheren Netzbetrieb nach Ausfällen von Komponenten zu ermöglichen.

Die Herausforderung besteht darin, sich auf einheitliche Standards und Entwicklung dieser Komponenten zu einigen. Im Rahmen des Promotion-Projekts sind bereits entscheidende Vorarbeiten inkl. Demonstrationsprojekte (insbesondere in Bezug auf den DC-Leistungsschalter) geleistet worden. Weiterführende Arbeiten wurden an Industrie- und Normungsgremien wie CIGRE und IEC delegiert.

Ungeachtet der konkreten technischen Erfordernisse haben folgende technische Aspekte einen entscheidenden Einfluss auf Regulierung und Wirtschaftlichkeit von Offshore-Netzen:

- Plattformbasierte und inselbasierte Konzepte zur Bündelung der Offshore-Windenergie werden standortabhängig nebeneinander existieren und schrittweise technologisch weiterentwickelt und ausgebaut werden.
- Das erfordert, dass das Offshore-Netz modular ausgestaltet, d.h. ein sukzessiver Ausbau des Netzes möglich sein muss.
- Das Offshore-Netz wird perspektivisch über onshore DC-Hubs mit den bereits in der Umsetzung befindlichen bzw. darüber hinaus geplanten Punkt-zu-Punkt onshore HVDC Verbindungen oder Punkt-zu-Punkt HVDC-Interkonnektoren verbunden werden (SuperGrid).

Der modulare Aufbau der Systeme und die Möglichkeit das Offshore-Netz bzw. die Onshore Anbindungen wenn nötig zu erweitern, erfordern vorausschauende Investitionen. Konkret entsteht durch den modularen Aufbau ein Investitionsbedarf, der höher ist, als durch die unmittelbar geplanten Projektstufen absehbar bzw. zu rechtfertigen ist. Beispielhaft erwähnt seien hier größerer

Platz auf Offshore HVDC-Konverter, z.B. für die spätere Implementierung von DC-Leistungsschaltern. Bei der Verlegung der Hochspannungsleitungen gibt es Beispiele von Projekten der Amprion, in denen bereits Synergien geschaffen werden. Hierbei handelt es sich um die gemeinsame Verlegung der DC-Kabel für das Projekte A-Nord (DC-Verbindung von Emden/Ost nach Osterrath, Inbetriebnahmen 2025) und um die Verlegung von Leerrohren für den späteren Einzug der DC-Kabel für die geplanten Offshore-Netzanbindungssysteme DolWin 4 (Inbetriebnahme 2028) und BorWin 4 (Inbetriebnahme 2029) mit dem Netzanschlusspunkt in Hanekenfähr.

Die Regulierung sollte aber nicht nur diese konkreten, antizipatorischen Investitionen abdecken und die Netzbetreiber entsprechend vergüten, sondern auch jene, bei denen ein späterer Bedarf auf der Hand liegt, aber noch nicht konkret spezifiziert werden kann („no regret“). Die technisch-regulatorische Hürde besteht darin, möglichst länderübergreifend zu definieren, welche antizipatorischen Investitionen vor dem Hintergrund des Offshore-Windpotentials in einer Region berechtigt und somit von den Stromverbrauchern zu tragen sind.

Hersteller von Offshore-HVDC-Infrastruktur (Konverter, Kabel, Plattformen) benötigen ein hohes Maß an technischem Know-how ebenso wie starke finanzielle und personelle Ressourcen. Dies schränkt die Vielfalt der Anbieter solcher Systeme stark ein. Die beteiligten Mitgliedsstaaten können durch Forschung im öffentlichen Rahmen, Standardisierung und Bürgschaften für konkrete Projekte das Risiko für alle Beteiligten reduzieren und Eintrittsbarrieren für neue Anbieter abbauen. Beispielsweise wären hier ein notwendiger Bedarf an Forschungs- und Entwicklungsarbeiten zu nennen, um Testeinrichtungen zur Erprobung der Interoperabilität von HVDC-Systemen verschiedener Hersteller zu errichten, zu betreiben und dazugehörige standardisierte Testprozeduren zu definieren.

3. Welche technischen Varianten eines Offshore-Netzes (innerhalb Deutschlands sowie ins Ausland) sind denkbar?

Grundsätzlich lassen sich folgende technische Varianten des Offshore Netzes gemäß der historischen und zukünftigen Entwicklung voneinander unterscheiden:

- Separate, radiale Offshore-Netzanbindungssysteme innerhalb eines Landes
- Interkonnektoren
- Plattformbasierte Offshore-Hubs im nationalen und europäischen Rahmen und
- Inselbasierte Offshore-Hubs

Grundsätzlich wird die Entwicklung beim Aufbau eines nationalen und europäischen Offshore-Netzes nicht stringent den vorgestellten Konzepten folgen. Deshalb ist es zu erwarten, dass sich Mischformen der vorgestellten Konzepte etablieren und sich schrittweise weiterentwickeln werden.

Separate, radiale Offshore-Netzanbindungssysteme innerhalb eines Landes

Die derzeitige Methode zum Verbinden von Offshore-Windparks mit dem landseitigen Netz besteht aus Punkt-zu-Punkt-Verbindungen.

Hochspannungs-Wechselstrom-Übertragungs-Technologie (High Voltage Alternating Current – HVAC) für den Offshore-Netzanschluss:

Die technische Machbarkeit von HVAC-Netzanschlussssystemen hängt von der Stärke des Netzanschlusspunkts an Land im Verhältnis zur Größe des Offshore-Windparks und der Entfernung vom Offshore-Windpark zum Netzanschlusspunkt ab. Für Strecken bis zu 100 km können Offshore-Windparks in einer Größenordnung bis zu 1 GW direkt über 220/275-kV-AC-Systeme an das landseitige Übertragungsnetz angeschlossen werden.

HVDC-Technologie für den Offshore-Netzanschluss:

Die Offshore-Windparks werden derzeit entweder einzeln oder zu Clustern von mehreren Offshore-Windparks zusammengefasst und mit HVDC-Offshore Netzanschlussssystemen an das landseitige Übertragungsnetz angeschlossen. Ideal erreichen die Windparks bzw. die Cluster eine kritische Größe von 0,9-2 GW, damit die Windenergie über standardisierte 320-kV-900-MW-HVDC bzw. 525-kV-2-GW-HVDC Offshore-Netzanschlussssysteme an Land geleitet werden kann.

Beispiele:

HVAC-Netzanschlussssysteme sind aus Projekten in Großbritannien, den Niederlanden, Dänemark und Deutschland bekannt und technisch ausgereift. VSC-basierte HVDC-Netzanschlussssysteme⁵ sind ebenfalls technisch ausgereift und aus Projekten in Deutschland bekannt. In naher Zukunft wird diese Technologie auch in Projekten in Großbritannien, den USA und den Niederlanden eingesetzt.

Vermaschung der Onshore-Netze über Offshore-Netzanbindung und Interkonnektoren

Die Verbindungen zwischen den Stromnetzen der Offshore-Anrainer untereinander werden im Offshore-Bereich über separate Netzanbindungen und DC-Interkonnektoren (320-kV bzw. 525-kV) hergestellt und so die Onshore-Übertragungsnetze miteinander vermascht. Dieses Konzept enthält keine neuen Topologien, setzt jedoch die Fortsetzung der aktuellen Trends der Technologieentwicklung voraus, z.B. die Bereitstellung von 525-kV-2-GW-HVDC Systemen.

Plattformbasierte Offshore Hubs

Nationale Umsetzung

Dieses Konzept kann auf einem national getriebenen Offshore-Netzausbau basieren und setzt daher keine vollständige grenzüberschreitende Zusammenarbeit voraus. Das Ziel des nationalen Offshore-Netzes besteht darin, die in der Außenwirtschaftszone erzeugte Offshore-Windkraft in das jeweilige landseitige Übertragungsnetz abzutransportieren.

⁵ Ein Voltage Source Converter (VSC) ist ein selbstgeführter Umrichter für die HGÜ-Technik. Er wird auch als 4-Quadranten-Umrichter bezeichnet, da er die eingehende Wechselspannung mittels Gleichrichter in eine Gleichspannung umwandelt, diese über die HGÜ-Leitung überträgt und mittels Wechselrichter am Ende der HGÜ-Leitung wiederum in eine Wechselspannung wandelt.

Darüber hinaus können bei Bedarf und Möglichkeit die Offshore-Netze zweier Länder durch hybride Infrastruktur miteinander verbunden werden.

Bei hybrider Verwendung von Offshore-Netzanschlussystemen werden Kabel bei hoher Windenergieeinspeisung für den Abtransport des Stroms an Land verwendet (Nutzung der Verbindung als Exportkabel). Bei geringer Windgeschwindigkeit wird dem Markt freie Übertragungskapazität zwischen zwei Ländern zur Verfügung gestellt (Interkonnektor). Da die Offshore-Windparks zweier Länder möglicherweise näher beieinander liegen als zwei Onshore-Netzanschlusspunkte dieser Länder selbst, ist es möglicherweise wirtschaftlicher, die Windparks offshore miteinander zu verbinden anstelle die Länder onshore weiter zu vermaschen.

Beispiel:

Die Kriegers Flak Combined Grid Solution zwischen Deutschland und Dänemark mit den angeschlossenen Windparks Kriegers Flak (DK) und Baltic II (DE) ist ein bereits umgesetztes Projekt, das diesem Konzept technisch folgt, auch wenn die Umsetzung dieses Pionierprojektes noch durch EU-Fördergelder ermöglicht worden ist.

Umsetzung im europäischen Rahmen

Dieses Konzept basiert auf einer stark vernetzten, dezentralen Strategie im europäischen Rahmen. Relativ kleine plattformbasierte Hubs sind offshore verteilt und über HVDC- oder HVAC-Verbindungen miteinander verbunden. Nationale Grenzen werden nicht als Einschränkung angesehen. Das Ergebnis ist ein hoch belastbares und flexibles Offshore-Gleichstromnetz, bei dem Ringtopologien im Falle eines Kabelausfalls alternative Routen für den Abtransport der Energie an Land sorgen. Dieses Konzept ermöglicht flexible und technisch optimale Verbindungen ohne Einschränkungen, was an welchen Standort angeschlossen werden soll.

Dazu sind aber fortschrittliche DC-Netztechnologien wie DC-Leistungsschalter (offshore) und DC-Schutzsysteme erforderlich. Im Grunde ähnelt dieses Konzept in Bezug auf die Betriebsphilosophie dem eines vermaschten Onshore-Netzes, obwohl noch einige Unterschiede bestehen, wie z. B. AC (onshore) vs. DC (offshore), Kabel (offshore) vs. Freileitungen (onshore) und der Redundanzgrad (höhere Vermaschung onshore). Darüber hinaus kann der Lastfluss im vermaschten Offshore-Gleichstromnetz von den vorhandenen HVDC-Konvertern nicht mehr vollständig gesteuert werden. Dies ist eine zusätzliche technische Einschränkung, die bei der Netz- und Anlagenplanung berücksichtigt werden muss.

Inselbasierte Offshore-Hubs

Dieses Konzept sieht die Schaffung mehrerer zentraler Offshore-Hubs zum Abtransport der Offshore-Windenergie vor, um Skaleneffekte bei den Installationskosten des Offshore-Netzes zu erreichen. Diese inselbasierten Hubs haben zwei Hauptvorteile: geringere Kosten und die Möglichkeit einer verstärkten Vermaschung untereinander.

Anfänglich erfordern die DC-Verbindungen zu den landseitigen Übertragungsnetzen nur grundlegende DC-Technologien (z.B. 320-kV-1-GW-HVDC als Monopol⁶ oder 525-kV-2-GW-HVDC als Bipol⁷), da diese als Punkt-zu-Punkt-Verbindungen vom Hub zu einem landseitigen Übertragungsnetz ausgeführt werden. Die einzelnen DC-Verbindungen zu den landseitigen Übertragungsnetzen sind über ihre AC-Anschlüsse an das hubinterne AC-System angeschlossen und zusammengeschaltet, d.h. ähnlich wie im onshore-Netz. Dies bedeutet, dass der Aufbau eines AC-Hubs technologisch nicht komplex ist und mit heutiger Technologie und Systemsicherheit bewältigt werden könnte.

Ein solcher AC-Hub bietet zudem die Möglichkeit, verschiedene zukünftige DC-Verbindungsoptionen mit fortschrittlichen DC-Technologien wie DC-Leistungsschaltern (onshore) in einem praktischen Umfeld auszuprobieren (z.B. Erweiterung zu einem DC-Hub).

- Worin bestehen die Unterschiede und Gemeinsamkeiten zwischen den vorgestellten Ansätzen?

Gemeinsam ist allen Hub-basierten Konzepten, dass sie Kosteneinsparungen bei der Netzanbindung beinhalten und geringere Umweltauswirkungen als separate, radiale Verbindungen haben. Grundsätzlich kann man zwei Ansätze unterscheiden, die jedoch auch parallel zueinander entwickelt werden können:

- Ein zentralisierter Ansatz, z.B. das „North Sea Wind Power Hub“, bei dem ein großer zentraler Knotenpunkt definiert und in der Form einer künstlichen Insel errichtet wird. An diesen zentralen Knotenpunkt können sich Länder und Offshore Windparks anschließen.
- Ein dezentraler, modularer Ansatz, z.B. „Eurobar“, bei dem sich kleinere, verteilte Knotenpunkte in den jeweiligen Anrainerstaaten miteinander verbinden, um Stromhandel und Versorgungssicherheit zu verbessern.

- Was sind jeweils die Vorteile und Nachteile?

- Zentraler Ansatz, Vorteile:
Die Kostensenkungen können hauptsächlich aufgrund der potenziell geringeren Kosten für die benötigte Offshore-Infrastruktur erzielt werden, da die Plattformen für HVDC Konverter in diesen Leistungsklassen größer und schwerer als heute und demnach sehr teuer sind.

⁶ HVDC ausgeführt als symmetrischer Monopol werden in Deutschland seit Jahren für den Anschluss von Offshore-Windparks an Land eingesetzt. Zwei Kabel (+ Pol und - Pol) verbinden dabei die HVDC-Konverter onshore und offshore. Die Übertragungskapazität liegt derzeit bei max. 1.200 Megawatt bei einer Gleichspannung von 320 kV.

⁷ Bipole mit metallischem Rückleiter werden in Zukunft in den Niederlanden und Deutschland für den Anschluss von Offshore-Windparks in einer Größenordnung von 2 Gigawatt verwendet. Drei Kabel (+ Pol, - Pol, Metallischer Rückleiter) verbinden dabei die zwei HVDC-Konverter auf der onshore-Seite mit zwei HVDC-Konvertern auf der offshore-Seite. Der Vorteil der Lösung ist, dass das System immer noch mit der Hälfte der Leistung betrieben werden kann, wenn ein Konverter oder ein Kabel außer Betrieb ist. Die Übertragungskapazität unter Verwendung dieses Konzepts liegt bei maximal 2.000 Megawatt bei einer Gleichspannung von 525 kV.

Die Offshore-Windparks werden über relativ kurze AC-Verbindungen mit den Hubs verbunden. Ein DC-Netz zwischen den Hubs und den landseitigen Übertragungsnetzen würde errichtet werden, um die Energie an Land abzutransportieren. Dies bietet den Vorteil Leistungen von 2 bis zu 10 Gigawatt zu bündeln und durch Verbindungen zu mehreren Ländern für den Abtransport der Energie zu sorgen. Dieses Konzept stellt zudem ein hohes Maß an Übertragungskapazität für den Markt zwischen einzelnen Ländern bereit, insbesondere während Zeiträumen mit geringer Windeinspeisung. In Zukunft wird es ggf. möglich sein, auf einer Insel oder ein Plattform Strom direkt in Wasserstoff umzuwandeln, der dann per Pipeline an Land transportiert wird. In jedem Fall könnte bei einer künstlichen Insel ein Hafen für Wartungsarbeiten eingeplant werden. Bei bestehenden Inseln, wie z.B. Bornholm, wäre Infrastruktur bereits vorhanden und eine Realisierung leichter umsetzbar.

○ Zentraler Ansatz, Nachteile:

Der Nachteil einer künstlichen Insel besteht darin, dass diese zunächst errichtet werden muss. Dies ist genehmigungstechnisch und insbesondere vor dem Hintergrund von Umweltauflagen sehr aufwändig und braucht Zeit. Das Risiko, das mit der Errichtung einer künstlichen Insel einher geht, ist daher für Projektentwickler und Investoren sehr hoch.

Gleichzeitig stellt sich die Frage wie die hohen Investitionskosten getragen werden. Problematisch wäre, wenn die Windparkbetreiber, die diese Investitionen refinanzieren müssten, sich ggf. unter Zwang in einem bestimmten Radius an die Insel anschließen müssen. Dies würde die Finanzierungsrisiken der Offshore-Windparkbetreiber erhöhen und würde insbesondere in den Jahren bevor die volle Kapazität der Insel ausgenutzt wird, zu hohen finanziellen Belastungen führen. Ein weiterer Nachteil solcher Inselösungen besteht darin, dass bei Ausschöpfung der Kapazität der Insel, eine Kapazitätserweiterung schwierig wäre.

○ Dezentraler, modularer Ansatz, Vorteile:

Im Rahmen einer europäischen Umsetzung können relativ kostengünstige Hybrid-Interkonnektoren entstehen, wie dies beim plattformbasierten nationalen Offshore Hub Konzept der Fall ist.

Dieser Ansatz setzt weder auf künstliche Inseln noch auf ein vorab beschlossenes Gesamtkonzept. Gleichzeitig können die Investitionssummen besser verteilt werden, und die Kapazitäten des Netzes der Nachfrage nach Strom in der fortschreitenden Elektrifizierung Europas angepasst werden.

Die Größe der Knotenpunkte könnte der Entwicklung der HVDC Technologie, und damit der auf dem Markt erhältlichen Standards, folgen.

Zwei oder mehrere Offshore-Windparks können miteinander verbunden sein und sich ein leistungsstärkeres Kabel teilen, was wirtschaftlich attraktiv ist.

Offshore-Windparks können in einer ringartigen Netztopologie miteinander verbunden werden. Auf diese Weise ergeben sich Optionen zum Stromtransport über alternative Routen, sofern eine einzelne Verbindung nicht zur Verfügung steht.

- Dezentraler, modularer Ansatz, Nachteile:

Der Lastfluss kann im vermaschten Offshore-Gleichstromnetz von den vorhandenen HVDC-Konvertern nicht mehr vollständig gesteuert werden. Dies ist eine zusätzliche technische Einschränkung, die bei der Netz- und Anlagenplanung berücksichtigt werden muss.

Dieser Ansatz erfordert ein hohes Maß an Interoperabilität von Systemen und deshalb Standardisierung von technischen Vorgaben auf europäischer Ebene.

- Welcher Zeitrahmen ist für die Realisierung der Konzepte anzunehmen?

Dezentrale, modulare Ansätze sind grundsätzlich schneller zu realisieren als eine zentrale Lösung, die eine künstlich zu errichtende Insel beinhaltet.

- Welche Ansätze werden derzeit in anderen europäischen grenzüberschreitenden Projekten verfolgt? Wie verhalten sich Überlegungen der deutschen ÜNBs hierzu?

Siehe Beispiele oben. Darüber hinaus gibt es weitere Projekte, deren finales Setup jedoch noch nicht abschließend geklärt ist, weshalb sie hier noch nicht als konkrete Beispiele aufgeführt werden können.

4. Was ist für eine schrittweise, evolutionäre Entwicklung eines europäischen Offshore-Netzes besonders zu beachten auf nationaler Ebene?

Die unter 1. erwähnten internationalen Schritte in der Entwicklung eines europäischen Offshore-Netzes führen zu folgenden Konsequenzen auf nationaler Ebene:

1. Meeresraumplanung:

Die Zusammenarbeit des BSH mit den jeweiligen Behörden der Nachbarländer ist von entscheidender Bedeutung. Eine Verzahnung der Planung und Abstimmung potenzieller, grenznaher Flächen für Offshore-Windenergie ist unbedingt erforderlich und muss in den Fortschreibungen für Flächenentwicklungsplan und Raumordnung berücksichtigt werden. Zudem sollte die Meeresraumplanung in einem ersten Schritt die europäischen Klimaambitionen aufgreifen und sicherstellen, dass ausreichend Flächen für den Offshore-Windausbau Verfügung stehen.

2. Netzplanung:

Aufgrund der topographischen Beschränkungen gibt es in Deutschland nur wenige Möglichkeiten Kabelkorridore an Land zu führen. Diese müssen frühzeitig von den ÜNB definiert werden. Dabei müssen Gespräche zwischen Bund, Ländern und dem BSH geführt werden um die (Anzahl der) Korridore im Hinblick auf eigene Ausbauziele und das Potenzial in den Nachbarstaaten zu definieren. Die Offshore-Windindustrie sollte in diese Gespräche ebenfalls mit eingebunden werden, um die bestmögliche technische Lösung zu erarbeiten. Es sollten Anlandungszonen definiert und das Übertragungsnetz an Land auf diese zentralen Knotenpunkte ausgerichtet werden. Entscheidend ist dabei, dass die Energie in Form von Strom oder als

Wasserstoff im Rahmen von Power-to-X Anwendungen genutzt oder weiter transportiert werden kann. Hierbei sollte an Netze für Strom *und* Wasserstoff - onshore wie offshore - gedacht werden.

3. Anpassungen in den europäischen Strommarktregeln:
Es ist von entscheidender Bedeutung hybride Infrastruktur im europäischen Rahmen zu definieren. Ein einheitlicher regulatorischer Rahmen für die Anwendung von Binnenmarktregeln ist dabei notwendig.
4. Vereinheitlichung des Rahmens für den wirtschaftlichen Betrieb von Netzen und Offshore Windparks:
Zukünftige, grenzüberschreitende Offshore-Wind-Projekte lassen sich bestmöglich mit CfD-basierten Auktionen umsetzen.
Der Ausbau eines Netzes für Offshore Infrastruktur geht über die in der nationalen Investitionsplanung üblichen 10 Jahre hinaus. Letztlich müssen auch antizipatorische Investitionen von den Regulierungsbehörden genehmigt werden, die erst 10 bis 15 Jahren später ihren Nutzen für eine dekarbonisierte Energieversorgung entfalten. Dies betrifft Netze auf See genauso wie die Verstärkung der landseitigen Abführung des Stroms. Die Anreizregulierung für Netzbetreiber in Deutschland sollte daher antizipatorische Investitionen in Offshore-Netzinfrastruktur als umlagefähige Ausgabe beinhalten.

5. Ein Offshore Netz wird nur schrittweise wachsen können. Daher erscheint wichtig, Startpunkte und Pilotprojekte für eine Implementierung zu definieren vor dem Hintergrund der langfristigen Vision eines vermaschten Offshore-Netzes. Wie schätzen die Teilnehmer dies ein?

Dem können wir zustimmen, allerdings ist es wichtig die ersten Projekte so zeitnah wie möglich zu realisieren. Wir sprechen uns für Prototypen-Projekte auf europäischer Ebene aus, in deren Rahmen regulatorische wie technische Konzepte ausgereift werden können (siehe Antwort 10 für die Beispiele North Sea Wind Power Hub und Energieinsel Bornholm).

Gleichzeitig können erste Schritte gegangen werden, indem die bestehenden Planungen (FEP und NEP) in Deutschland Lösungen aufgreifen, die für die Weiterentwicklung der HVDC Technologie nötig sind. So kann das Beispiel Niederlande dienlich sein, wo neue Offshore HVDC-Konverter für die Vermaschung vorbereitet sein müssen (z.B. 525-kV-2-GW-HVDC Plattformen so ausgestalten, dass sie Multiterminal-fähig sind). Bei den Clustern 9 – 13 bietet sich durch die Verbindung Multiterminal-fähiger HVDC-Konverter die Erprobung von ringartiger Netztopologie an, mit der Offshore-Windparks untereinander verbunden werden können (siehe Antwort 2).

6. Was muss ganz konkret in den nächsten zehn Jahren passieren, damit mittel- bis längerfristig (2030-2040) ein Offshore-Netz umgesetzt werden kann?

Wie bereits in Antwort 1 und 4 erwähnt, sollte die Meeresraum- und Flächenentwicklungsplanung mit den Nachbarstaaten in der AWZ, d.h. Niederlande, Dänemark, Großbritannien und Polen, verzahnt werden. Gemeinsame Flächen entlang der Grenzen der AWZ sollten identifiziert und die Eignung für Offshore Windparks festgestellt werden. Parallel sollten Entscheidungen der Netzplanung getroffen werden. Es werden sich Flächen für bilaterale und multilaterale Verbindungen anbieten. Hier stellt sich die Frage, ob die dt. Raumplanung und der FEP ggf. einen „Paradigmenwechsel“ brauchen in ihrem traditionellen Ansatz, Flächen von der Küste nach außen zu entwickeln (Stichwort Entenschnabel). In dieser Hinsicht könnten perspektivisch ggf. gewisse „Konkurrenzen“ zu netzungebundenen Konzepten wie der Wasserstoffherstellung entstehen.

Mittel für einfache Prototypen-Projekte, wie oben erwähnt, sollten so schnell wie möglich von den Regierungen, beispielsweise im Rahmen des EU-Recovery Fund im Zuge der wirtschaftlichen Unterstützung zur Minderung der Effekte der Corona-Pandemie, ermöglicht werden. Bzgl. der Interoperabilität von HVDC-Systemen verschiedener Hersteller ist es notwendig, Testeinrichtungen zu deren Erprobung zu errichten und standardisierte Testprozeduren zu definieren.

Damit mehr Mittel und Ressourcen für die Entwicklung und den Bau des Netzes zur Verfügung stehen, sollte geprüft werden, ob neben Netzbetreibern auch weitere Parteien wie Technologieanbieter oder Windparkbetreiber die Möglichkeit haben sollten, sich am Ausbau des Netzes zu beteiligen. In diesem Fall wären v.a. die Entflechtungsregeln für Transport und Produktion von Strom zu berücksichtigen. Es könnte bspw. geprüft werden, ob bei einem solchen Modell die Anlagen nach Inbetriebnahme an den zuständigen Netzbetreiber übergehen könnten, wie es derzeit in Großbritannien Praxis ist. Für eine solche Marktteilnahme sind Regeln zu definieren und umzusetzen.

7. Sehen sie seitens der nationalen Behörden aktuell dringenden Handlungsbedarf zur Ermöglichung eines Offshore-Netzes? Wenn ja, worin besteht er?

Wie in den Antworten zu den anderen Fragen erläutert, ist es aus Sicht des BWO dringend notwendig, dass aufgrund der langen Realisierungsfristen jetzt Schritte eingeleitet werden, um ein vermaschtes Offshore-Netz zu ermöglichen. Festlegungen, die gegenwärtig in den nationalen Regelwerken getroffen werden (bspw. Raumordnungsplan, FEP, WindSeeG), sollten die notwendigen Schritte bereits heute nach Möglichkeit antizipieren bzw. ausreichend Flexibilität für zukünftige Anpassungen lassen.

8. Wie können die zuständigen deutschen Behörden die Umsetzung eines Offshore-Netzes konkret weiter voranbringen? Zum Beispiel:

1. Welche technischen Voraussetzungen bzw. Standards sollten jetzt bei den zukünftigen Netzanbindungssystemen eingeplant werden, um eine spätere Vernetzung zu ermöglichen?

Es müssen Standardisierungen bei den Komponenten der HVDC Infrastruktur Einzug halten. Insbesondere gilt dies für die Konvertergrößen, Konverter-Topologien, Komponenten der DC-Schaltanlagen als auch Komponenten der benötigten superschnellen Kommunikation, die für den Systemschutz der HVDC und des HVDC Netzes benötigt werden. Details dazu sind bereits in verschiedenen Arbeitsgruppen der Normungsgremien wie CIGRE, IEC oder CENELEC in Arbeit. Beispiele für bereits identifizierte und notwendige Harmonisierungen und Standardisierungen (siehe PROMTION Projekt) dazu sind unter anderem:

- Standardisierung von Komponenten in DC-Schaltanlagen
 - Standardisierung von HVDC Leistungsschaltern
 - Standardisierung von HVDC GIS (Gas Isolierte Schaltanlagen)
- Anforderungen an den HVDC Systemschutz in Multiterminal HVDC-Anwendungen
 - Schutzstrategien und Schutzkonfigurationen
 - Übertragungsgeschwindigkeit in Kommunikationsprotokollen in der HVDC GIS
 - Kommunikationsschnittstellen zwischen HVDC Leistungsschaltern und den elektronischen Schutzgeräten (IEDs)
- Sicherstellung der Interoperabilität von HVDC Konvertern verschiedener Hersteller
 - Standardisierung von Technologien, einheitliche Systemspezifikationen herstellerweit
 - Lösungsansätze für die Vermeidung von Interaktionen zwischen der Regelung der HVDC-Konverter und dem Leitungsschutz von AC-Kabeln
 - Modellierung von Multiterminal Konvertern für Netzstudien
 - Testeinrichtungen und Testprozeduren zur Bestätigung der Interoperabilität von HVDC-Systemen verschiedener Hersteller

Darüber hinaus müssen auch die Regelwerke wie Grid Codes, Planungsinstrumente der Behörden und der ÜNB sowie auch Betriebsphilosophien und Systembetriebshandbücher für Multiterminal HVDC Netze mit direkter Einspeisung von Offshore-Windparks erstellt werden. Im Einzelnen wären das beispielsweise

- Erstellung eines Grid Codes, der für die DC-Seite von HVDC Systemen und für Multiterminal HVDC-Anwendungen Systemanforderungen stellt; der bereits in der Anwendung befindliche europäische HVDC Grid Code behandelt derzeit nur die Anforderungen an beide AC-Seiten der HVDC Verbindungen, da diese die Schnittstelle seeseitig zum Offshore Windpark als auch zum landseitigen Übertragungsnetz darstellen
- Aufnahme von Multiterminal HVDC Anwendungen in den FEP als alternatives Konzept bzw. als ein weiteres Standardkonzept für DC-Hub Lösungen und Definition von verbindlichen technischen Standards an Multiterminal-HVDC-Anwendungen im FEP

- Erarbeitung von Planungsgrundlagen für Multiterminal HVDC Anwendungen und vermaschte Offshore-Netze; u.a. Aufnahme des (n-1)-Kriteriums in die Planungsgrundlage für Offshore-Netzanbindungssysteme, um den Ausfall einzelner Leitungen kompensieren zu können
- Erarbeiten von Systembetriebshandbüchern für Multiterminal HVDC Anwendungen und vermaschte Offshore-Netze; u.a. weitgehende Harmonisierung der betrieblichen „Loss-of-Infeed“ Anforderung zwischen den europäischen Synchronzonen, die über Offshore-Interkonnektoren / Offshore-Netzanbindungssysteme miteinander verbunden werden

2. In welchem Maße sind in Abhängigkeit der technischen Ausführung Räume für die spätere Vernetzung zu sichern? Zeichnen sich bereits heute erforderliche Kabelkorridore für eine internationale Vernetzung ab?

Wie in Antwort 4 geschildert, müssen frühzeitig weitere Kabelkorridore bzw. Gates (die den Übergang von AWZ zum Küstenmeer darstellen) sowie ggf. Landungszonen für Energie definiert werden. Dabei sollte bspw. eine Erweiterung der Gates in der Nordsee von derzeit fünf auf mindestens sechs Kabelkorridore in Erwägung gezogen werden. Als Alternative zum Stromtransport kommt der Transport von Offshore erzeugtem Wasserstoff in Frage. Hierbei ist in Koordination mit der Meeresraumplanung und dem FEP zu klären, welche der vorhandenen Pipelines dafür umgewidmet werden kann. Eine parallele und verzahnte Durchführung und Konsultation von FEP, Strom-NEP und Gas-NEP ist dabei entscheidend.

9. Könnten die im FEP vorgesehenen seeseitigen Verbindungen von Netzanbindungssystemen als Startpunkte für ein Offshore-Netz genutzt werden?

Die im FEP ab 2026 vorgesehenen seeseitigen Netzanbindungssysteme können als Startpunkte für ein Offshore-Netz genutzt werden, wenn folgende Bedingungen bereits in der Planungsphase berücksichtigt werden:

- Leistungsstarke HVDC-Technologie (z.B. 525-kV-2-GW-HVDC) muss eingesetzt werden
- Die HVDC-Konvertern müssen multiterminalfähig sein
- DC-Leistungsschalter müssen offshore nachträglich implementiert werden können; Hinweis: der kommerzielle und damit marktreife Einsatz von DC-Leistungsschaltern wird aus heutiger Sicht erst um das Jahr 2030 erwartet – obwohl erste Anwendungen von DC-Leistungsschaltern schon im Jahr 2025 ausgeliefert werden könnten.
- die Interoperabilität von HVDC Konvertern verschiedener Hersteller muss gegeben sein
- die Schwarzstartfähigkeit und Inselbetriebsfähigkeit der HVDC-Konverter muss gewährleistet sein
- das HVDC Systemschutzkonzept muss für einen vermaschten Betrieb des Offshore-Netzes ausgelegt sein
- Technische Regeln (System Operation Handbook for Meshed Offshore Grids) für den Betrieb des vermaschten Offshore-Netzes müssen erstellt werden und bereits europaweit abgestimmt sein.

10. In welchen Regionen oder MS bieten sich Pilotprojekte an? Welche Aspekte sind bei Pilotprojekten besonders zu beachten?

Dänemark und die Niederlande bieten sich als Partnerländer für Deutschland an, da die Regierungen dort bereits an konkreten Projekten arbeiten und weiteren Partnern in den Projekten offen gegenüberstehen. Die dänische Regierung hat bekannt gegeben, die Errichtung bis 2030 von inselbasierten Hubkonzepten in der Nord- sowie Ostsee zu untersuchen.⁸

Auch im Rahmen des EU-Projektes „PROMOTioN“ wurde betont, dass ein nächster Schritt zur Marktreife ein reales Demonstrationsprojekt sein muss.

Kontakt:

Andreas Mummert
Manager Public Affairs – Technik & Betrieb
Bundesverband der Windparkbetreiber Offshore e.V.
Schiffbauerdamm 19
10117 Berlin

info@bwo-offshorewind.de
Tel.: +49 (0) 30 28 44 93 41

⁸ <https://fm.dk/media/18017/faktaark-til-foerste-del-af-klimahandlingsplanen.pdf>