



HINTERGRUNDPAPIER



Netzanschluss von Offshore- Windparks in Frankreich und Deutschland

Rechtliche, praktische und finanzielle
Bedingungen

Mai 2017

Autorin: Anoucheh Bellefleur, DFBEW
anoucheh.bellefleur@developpement-durable.gouv.fr

Soutenu par:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Soutenu par:



MINISTÈRE
DE LA TRANSITION
ÉCOLOGIQUE
ET SOLIDAIRE



Disclaimer

Der vorliegende Text wurde durch das Deutsch-französische Büro für die Energiewende (DFBEW) verfasst. Die Ausarbeitung erfolgte mit der größtmöglichen Sorgfalt. Das DFBEW übernimmt allerdings keine Gewähr für die Richtigkeit und Vollständigkeit der Informationen.

Alle textlichen und graphischen Inhalte unterliegen dem deutschen Urheber- und Leistungsschutzrecht. Sie dürfen, teilweise oder gänzlich, nicht ohne schriftliche Genehmigung seitens des Verfassers und Herausgebers weiterverwendet werden. Dies gilt insbesondere für die Vervielfältigung, Bearbeitung, Übersetzung, Verarbeitung, Einspeicherung und Wiedergabe in Datenbanken und anderen elektronischen Medien und Systemen.

Das DFBEW hat keine Kontrolle über die Webseiten, auf die die in diesem Dokument sich befindenden Links führen. Für den Inhalt, die Benutzung oder die Auswirkungen einer verlinkten Webseite kann das DFBEW keine Verantwortung übernehmen.



Inhalt

Disclaimer	2
Zusammenfassung	4
Einführung	5
I. Netzanschlussplanung für Offshore-Windparks in Frankreich und Deutschland	5
I.1 Netzanschluss von Offshore-Windparks in Deutschland	5
I.1.1 Ausbauziele für die Offshore-Windenergie	5
I.1.2 Rechtsrahmen für die Netzanschlussplanung von Offshore-Windparks	6
I.2 Netzanschluss von Offshore-Windparks in Frankreich	8
I.2.1 Schlüsseldaten zur Offshore-Windenergie in Frankreich	8
I.2.2 Rechtsrahmen für die Netzanschlussplanung von Offshore-Windparks	8
II. Netzanschlussverfahren für Offshore-Windparks in Frankreich und Deutschland	10
II.1 Technische Aspekte des Netzanschlusses in Deutschland	10
II.2 Technische Aspekte und Anschlussschemata in Frankreich	12
III. Finanzierung und Risiken des Netzanschlusses von Offshore-Windparks in Deutschland und Frankreich	12
III.1 Finanzierung und Risiken des Netzanschlusses in Deutschland	12
III.2 Finanzierung und Risiken des Netzanschlusses in Frankreich	13
Liste der Abkürzungen	16



Zusammenfassung

Durch den Ausbau der Offshore-Windenergie in Frankreich und Deutschland sind zahlreiche neue Stromerzeugungsanlagen an die bestehenden Übertragungsnetze anzubinden. Diese Entwicklung wird auch in den kommenden Jahren anhalten: Frankreich will die Offshore-Windenergie bis 2023 auf eine installierte Leistung von insgesamt 3 GW ausbauen. Deutschland sieht für den Zeitraum von 2021 bis 2030 einen Zubau von 15 GW an installierter Leistung vor.

Die rechtlichen Vorschriften zur Anbindung von Offshore-Windparks an das Übertragungsnetz (ÜT), die die Planung, Genehmigung und Umsetzung der Anschlussvorhaben abdecken, haben in beiden Ländern eine signifikante Entwicklung durchlaufen. In Deutschland befindet sich der Rechtsrahmen für die Planung von Offshore-Windparks bis 2025 noch in einer Übergangsphase, bevor dann 2026 auf ein „zentralisiertes Modell“ umgestellt wird. In Frankreich werden die Anschlussmodalitäten für Offshore-Windparks im Zuge des neu eingeführten wettbewerblichen Dialogs (*dialogue concurrentiel*) zur Zuweisung von Offshore-Windenergie-Kapazitäten überarbeitet.

Diese regulatorische Entwicklung bleibt nicht ohne Auswirkungen auf die wesentliche Frage der Anschlussfinanzierung. So hängt die Möglichkeit, ein Offshore-Windpark-Projekt zu realisieren und zu finanzieren, in hohem Maße davon ab, welche Anschlussmodalitäten in beiden Ländern gelten. In Deutschland obliegt die Netzanbindung der Windenergieanlagen an Land dem Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), in dessen Regelzone sich das Offshore-Windenergie-Projekt befindet. Der ÜNB übernimmt die Kosten für den Anschluss der Anlagen auf dem Festland. In Frankreich sind die Netzanschlusskosten im Zuge des wettbewerblichen Dialogs vom erfolgreichen Bieter zu übernehmen. Die Bedingungen für die Durchführung des Netzanschlusses werden dementsprechend durch das den Bietern ausgehändigte Lastenheft bestimmt.

Darüber hinaus spielen die Kosten für die Finanzierung von Offshore-Windparks in Bezug auf die Netzanschlussrisiken für Ausgleichszahlungen und Versicherungsverträge eine wesentliche Rolle. Auch hier setzen die beiden Länder auf unterschiedliche Modelle. In Deutschland werden den Betreibern von Offshore-Windparks Entschädigungsbeträge ausbezahlt, die zu einer Erhöhung der Netzentgelte führen, die wiederum von den Endverbrauchern zu entrichten sind. In Frankreich sind die Risiken, die sich aus der Überschreitung der Netzanschlussfrist ergeben, im Gesetz klar geregelt, wohingegen die Bestimmungen zu Risiken, die sich aus der Nichtverfügbarkeit von Anschlussleitungen ergeben, von der Regulierungsbehörde noch zu erarbeiten sind.



Einführung

Einhergehend mit dem Ausbau der Offshore-Windenergie in Frankreich und Deutschland sind zahlreiche neue Stromerzeugungsanlagen an die bestehenden Übertragungsnetze anzubinden.. Diese Entwicklung wird auch in den kommenden Jahren anhalten: Frankreich will die Offshore-Windenergie bis 2023 auf eine installierte Leistung von insgesamt 3 GW ausbauen. Deutschland sieht für den Zeitraum von 2021 bis 2030 einen Zubau von 15 GW an installierter Leistung vor.

Im Hinblick auf die sich noch verändernden rechtlichen Rahmenbedingungen, kann sowohl für französische als auch für deutsche Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) die Planung des Netzanschlusses von Offshore-Windparks als Herausforderung angesehen werden. Vor diesem Hintergrund ist der Finanzierung und der Aufteilung der Kosten zwischen den Anlagenbetreibern, Netzbetreibern und Endabnehmern besondere Aufmerksamkeit zu widmen.

Das vorliegende Hintergrundpapier gibt einen Überblick über das in Frankreich bzw. Deutschland geltende Modell zur Netzanschlussplanung von Offshore-Windparks, präsentiert die der Planung zugrunde liegenden technischen Aspekte und widmet sich den Auswirkungen von Netzanschlussrisiken auf die Finanzierung von Offshore-Windparks in beiden Ländern.

I. Netzanschlussplanung für Offshore-Windparks in Frankreich und Deutschland

I.1 Netzanschluss von Offshore-Windparks in Deutschland

I.1.1 Ausbauziele für die Offshore-Windenergie

Das deutsche Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG), das im Zuge der letzten Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) erarbeitet wurde und am 1. Januar 2017 in Kraft getreten ist, sieht vor, die installierte Leistung von Offshore-Windenergieanlagen von 2021 bis 2030 auf insgesamt 15 GW zu steigern. Diese Zielsetzung war bereits in der vorangegangenen Fassung des EEG aus dem Jahre 2014 enthalten. Neu ist die Begrenzung des Offshore-Windenergie-Ausbauvolumens in Regionen, in denen das Stromnetz gesättigt ist. So sieht das WindSeeG vor, dass Ausschreibungen für ein jährliches Kapazitätsvolumen von 700 bis 900 MW vorgenommen werden, wobei ein jährlicher Durchschnitt von 840 MW nicht überschritten werden darf.¹ Im Dezember 2016 waren 4,1 GW an Erzeugungskapazität an das Netz angeschlossen. Anlagen mit einer Leistung von insgesamt 1,1 GW sind im Bau und für weitere 1,2 GW wurde die finale Investitionsentscheidung getroffen. Insgesamt sind somit etwa 85 Prozent der bis 2020 für die Offshore-Windpark-Anbindung reservierten Leistung (7,7 GW) in der konkreten Umsetzung.²

¹ § 5 des [Windenergie-auf-See-Gesetzes \(WindSeeG\)](#)

² Quelle: [Zahlen](#) vorgelegt von Deutsche WindGuard (Stand: Februar 2017).



1.1.2 Rechtsrahmen für die Netzanschlussplanung von Offshore-Windparks

Der Rechtsrahmen seit 2013

In Deutschland obliegt die Planung von Offshore-Windparks seit 2013 dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) und den deutschen Übertragungsnetzbetreibern, d. h. TenneT für die Nordsee und 50 Hertz für die Ostsee. Vor dem aktuellen Rechtsrahmen erstellt das BSH als zuständige Behörde für die Offshore-Raumplanung in der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ)³ einen Bundesfachplan Offshore (BFO). Basierend auf diesem Plan, legt dann der von den ÜNB erarbeitete Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP) den Bedarf an Anbindungsleitungen für Offshore-Windparks im Übertragungsnetz fest, der bis 2024 in ihrem Bilanzkreis zu decken ist.

Der O-NEP geht neben dem „Zubaunetz“ – d. h. den Anschlüssen, die vorzunehmen sind –, auch auf das sogenannte Startnetz ein. Hierbei handelt es sich einerseits um Netzanschlussysteme für Windparks, deren Netzanschlussantrag vor der Erstellung des O-NEP auf Grundlage der bisherigen Gesetzgebung eingereicht wurde, und andererseits um Projekte, die bereits in Betrieb sind.

Die Übergangsregelungen für den Zeitraum zwischen 2017 und 2025

Für den Zeitraum zwischen 2017 und 2025 gelten in Deutschland Übergangsregelungen, wobei die Ausschreibungen diejenigen Windpark-Projekte betreffen, die aktuell in der Planung oder Entwicklung sind. In dieser Übergangsphase gilt weiterhin das bestehende Regelwerk: Der BFO und der O-NEP werden letztmalig zum Ende des Jahres 2017 aktualisiert. Der O-NEP 2025 ist fertiggestellt. Für die 2017 veröffentlichte Version des O-NEP 2030, der von den ÜNB⁴ erarbeitet wurde, steht die Freigabe durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) noch aus. Die ÜNB stellen Ende des Jahres 2018 zudem ein letztes Dokument zur Umsetzungskontrolle bereit. Dieses Dokument wird den Ausbau des Offshore-Anschlussnetzes in Abhängigkeit von vier Ausbauszenarien und auf Grundlage der Daten, die vom BFO (für die Bereiche innerhalb der AWZ) und von dem vom betreffenden Bundesland erarbeiteten Ausbauprogramm für das Küstenmeer stammen, betrachten. Der O-NEP enthält ebenfalls eine Schätzung der Kosten, die der Netzausbau für jedes Ausbauszenario mit sich bringen wird.

In den Jahren 2021 bis 2025 wird ein Übergangssystem implementiert, in welchem bestehende Projekte an zwei Gebotsterminen zum 01.03.2017 und 01.03.2018 mit einem Ausschreibungsvolumen von jeweils 1.550 MW teilnehmen können.

Nach dieser Übergangsphase sieht die BNetzA den folgenden Zeitplan vor:

2021: 500 MW (ausschließlich in der Ostsee)

2022: 500 MW

2023: 700 MW

2024: 700 MW

2025: 700 MW

„Dänisches“ Konzept ab 2026: Zentralisierung des Flächenentwicklungsplans und des Netzentwicklungsplans

Das EEG 2017 sieht vor, bis 2026 ein zentrales („dänisches“) Konzept für die Projekterschließung einzuführen. Bei diesem zentralisierten Modell werden die Raumplanung für den Wind-auf-See-Ausbau und der Netzausbauplan parallel

³ Hinweis: Das BSH ist in Deutschland die für den Bereich außerhalb der 12-Seemeilen-Zone (dem sogenannten „Küstenmeer“) und innerhalb der AWZ zuständige Behörde. Für Bauprojekte im Küstenmeer sind die einzelnen Bundesländer zuständig.

⁴ Die 2017 veröffentlichte Version des O-NEP 2030, die der BNetzA zur Freigabe vorgelegt wurde, lässt sich über diesen [Link](#) herunterladen.



erarbeitet und umgesetzt. Durch die Zentralisierung der Planung werden auch die Voruntersuchungen zu möglichen Offshore-Windpark-Standorten zusammengefasst: Die Verantwortung für diese Studien liegt damit nicht länger beim Betreiber, sondern beim Staat (d. h. dem BSH als zuständiger Behörde). Ab 2026 wird der O-NEP vom Offshore Flächenentwicklungsplan abgelöst.

Gemäß den vom deutschen Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) eingeführten neuen Planungsregelungen, ist es Aufgabe des BSH, den Offshore-Flächenentwicklungsplan für die ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ) und das Küstenmeer zu erarbeiten (durch Unterzeichnung eines Abkommens mit den Bundesländern, die an das Küstenmeer grenzen). Das BSH ist ferner dafür verantwortlich, Umweltvorstudien in der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) durchzuführen. Umweltuntersuchungen für das Küstenmeer sind von den Behörden des betreffenden Bundeslandes vorzunehmen.

Dem EnWG zufolge tragen die ÜNB die Verantwortung für den Anschluss, in ihrer Regelzone, der Erzeugungskapazitäten an das Übertragungsnetz.⁵ Zu den Pflichten der ÜNB gehört es auch, alle drei Jahre an der Erstellung des Netzentwicklungsplans (NEP) mitzuwirken.⁶ Der NEP sieht Maßnahmen zum Netzausbau, zur Netzoptimierung und zur Netzverstärkung vor, die nötig sind, um in den nächsten zehn bis fünfzehn Jahren einen sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten. Dieser Plan ist Gegenstand einer öffentlichen Anhörung und von der Bundesnetzagentur (BNetzA) freizugeben.⁷

Das EnWG sieht jedoch vor, die Planungsbestimmungen für die Offshore- und Onshore-Windenergie ab 2018 im Netzentwicklungsplan zusammenzuführen. Im neuen Plan wird auf Grundlage des Offshore-Flächenentwicklungsplans dargelegt, inwieweit die Übertragungsleitungen zu erweitern, zu optimieren und zu verstärken sind, um Erneuerbare-Energien-Anlagen auf See an das Übertragungsnetz an Land anzubinden. So beinhaltet der BFO – und ab 2026 der Offshore-Flächenentwicklungsplan – Folgendes:⁸

- abgegrenzte Gebiete für den Bau künftiger Offshore-Windparks (in der AWZ; hierzu gehören die Cluster 1 bis 8 in der Nordsee und die Cluster 1 bis 3 in der Ostsee, die im aktuellen BFO enthalten sind);
- Standorte von Konverterplattformen oder Umspannanlagen sowie Trassen oder Trassenkorridore für Anbindungsleitungen;
- standardisierte Technikvorgaben und Planungsgrundsätze für die Errichtung von Anschlussbauten;
- den Zeitplan der Ausschreibungen und das zugehörige Ausbauvolumen;
- den Zeitplan zur Inbetriebnahme und Anbindung von Offshore-Windparks.

Basierend auf dem BFO legt der O-NEP – und ab 2018 der Offshore-Flächenentwicklungsplan – Folgendes fest:

- das Startnetz, d. h. die bestehenden Verknüpfungspunkte und Anbindungsleitungen;
- das Zubaunetz, d. h. die Anschlüsse, die vorzunehmen sind, um die bereits in Betrieb genommenen Projekte und die Offshore-Windparks, deren Netzanschlussantrag eingereicht wurde, anzubinden;
- einen Zeitplan für die Errichtung des Zubaunetzes.

Laut diesem Modell werden zunächst die Anschlussnetze und Anschlusskapazitäten geplant um dann auf dieser Grundlage die auszubauenden Erzeugungskapazitäten zu bestimmen.

Für alle Bieter, die an Ausschreibungen für Offshore-Windparks teilnehmen, legt der Flächenentwicklungsplan mindestens sechs Monate vor Ende der Angebotsabgabefrist die folgenden Ausbaumodalitäten fest:

⁵ Siehe das [Hintergrundpapier des DFBEE zum Netzanschluss erneuerbarer Energien in Deutschland und Frankreich \(2016\)](#)

⁶ § 12b des [Windenergie-auf-See-Gesetzes \(WindSeeG\)](#)

⁷ Siehe das [Hintergrundpapier des DFBEW zur Entwicklung der Übertragungsnetze in Deutschland und Frankreich \(2017\)](#)

⁸ § 17a des [Windenergie-auf-See-Gesetzes \(WindSeeG\)](#)



- die den Ausschreibungen zugewiesenen Gebiete und die Aufteilung des in diesen Gebieten zu installierenden Kapazitätsumfanges;
- die Beschreibung der Offshore-Anbindungsleitungen und der Anschlussbauten, welche im Umfeld des Windparks von den ÜNB übernommen werden müssen, sowie das Datum ihrer jeweiligen Inbetriebnahme.

I.2 Netzanschluss von Offshore-Windparks in Frankreich

I.2.1 Schlüsseldaten zur Offshore-Windenergie in Frankreich

In Frankreich hat sich der Gesetzgeber das Ziel gesetzt, bis 2023 Offshore-Anlagen mit einer installierten Leistung von insgesamt 3 GW umzusetzen.⁹ Die sechs Windparkprojekte (Fécamp im Département Seine-Maritime, Courseulles im Département Calvados, St-Nazaire im Département Loire-Atlantique, Saint-Brieuc im Département Côtes-d'Armor, Île d'Yeu-Noirmoutier im Département Vendée und Dieppe-Le Tréport im Département Seine-Maritime), die aus den ersten Ausschreibungen in den Jahren 2011 und 2013 hervorgingen und mehr als 10 Kilometer vor der Küste liegen, werden über 225-kV-Seekabel mit dem Festland verbunden. Der Betreiber des französischen Übertragungsnetzes RTE schätzt die Investitionen zum Anschluss dieser Windparks auf 1,3 Milliarden Euro und plant, ab 2017, 150 Kilometer Seekabel zu verlegen, die durch 130 km unterirdische Landkabel verlängert werden sollen.

Nahezu 30 Prozent der Investitionen, die zwischen 2017 und 2019 in das Übertragungsnetz fließen, dienen letztendlich dazu, erneuerbare Energien einzubinden und den französischen Stromerzeugungspark auszubauen.¹⁰

I.2.2 Rechtsrahmen für die Netzanschlussplanung von Offshore-Windparks

Anschlussmodalitäten für Offshore-Windparks im Rahmen von Ausschreibungen und des wettbewerblichen Dialogs

Im Gegensatz zu anderen Anlagen, die Strom aus erneuerbaren Energien an Land erzeugen, fällt der Anschluss von Anlagen, die im Zuge von Ausschreibungen¹¹ errichtet werden, nicht unter den französischen Regionalplan zur Netzanschluss erneuerbarer Energien (*Schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables*, S3REN)¹². Die Modalitäten für die Durchführung des Netzanschlusses von Offshore-Windparks basieren auf einem Lastenheft.

Das Lastenheft wird im Zuge des 2016 eingeführten¹³ wettbewerblichen Dialogs (*dialogue concurrentiel*)¹⁴ im Anschluss an einen ersten Gesprächsaustausch erstellt. Den am wettbewerblichen Dialog beteiligten Branchenakteuren wurde ein Leitfaden zur Bewertung der Umweltauswirkungen von Offshore-Windparks zur Verfügung gestellt.¹⁵ Er berücksichtigt die Weiterentwicklung von Verfahren und Kenntnissen sowie Rückmeldungen aus bestehenden Windparkprojekten.

⁹ Siehe die [mehriährige Programmplanung für Energie \(PPE\)](#) (auf Französisch)

¹⁰ Siehe den [Zehnjährsplan zur Entwicklung des Stromübertragungsnetzes \(Schéma décennal de développement du réseau de transport d'électricité, SDDR\)](#) (auf Französisch) sowie das [Hintergrundpapier zur Entwicklung der Übertragungsnetze in Deutschland und Frankreich \(2017\)](#)

¹¹ Art. [L.311-10](#) des französischen Energiegesetzbuchs (*Code de l'énergie*) (auf Französisch)

¹² Die Modalitäten für die Durchführung des Netzanschlusses von schwimmenden Pilot-Windparks wurden nicht in dem Lastenheft der Pilotprojekte gestellt. Daher wird der Anschluss von schwimmenden Pilot-Windparks unter den S3REN fallen.

¹³ Siehe die französische [Verordnung vom 17. August 2016 zum wettbewerblichen Dialog für Stromerzeugungsanlagen](#) (auf Französisch)

¹⁴ Auf dieses neue Verfahren wird auch im [Memo des DFBEW zu Offshore-Windenergie und schwimmenden Windenergieanlagen in Frankreich \(2017\)](#) eingegangen.

¹⁵ Dieses Dokument kann von der [Homepage des französischen Ministeriums für Umwelt, Energie und Meeresangelegenheiten \(MEEM\)](#) heruntergeladen werden (auf Französisch).



Im Rahmen des aktuellen Ausschreibungsverfahrens (die Ausschreibungen von 2011 und 2013) obliegt es RTE, die Netzanbindung auszuführen und Studien zur Risikoverringerung durchzuführen, um so die am besten geeigneten Anschlusskonzepte zu erarbeiten. Der Netzanschluss von Offshore-Windparks ist somit Gegenstand einer öffentlichen Konzertierung unter der Leitung des Präfekten der Region, in welcher der Offshore-Windpark errichtet wird. Ziel der öffentlichen Konzertierung ist es, einen Bereich möglicher Trassen und Trassenkorridore auszumachen, Technik- und Umweltstudien durchzuführen und sich endgültig auf den Verlauf der unterseeischen und unterirdischen Verbindungen sowie auf die Lage der Hochspannungsstationen für den geplanten Park zu verständigen. Zum Abschluss dieser Vorabstimmungsphase wird das Anschlussprojekt einer öffentlichen Anhörung unterworfen, im Hinblick auf die Gemeinnützigkeitsfeststellung (*Déclaration d'utilité publique*), die Genehmigung nach dem Gesetz über das Wasser und die aquatische Umwelt und die Genehmigung für die Nutzung des öffentlichen Seegebietes. Am 1. Januar 2018 tritt die französische Verordnung vom 5. Mai 2017¹⁶ zu den Vorschriften für den Verlauf von Seekabeln und Meerespipelines auf dem Festlandsockel in der AWZ in Kraft. In ihrem Artikel 19 legt die Verordnung Folgendes fest:

- Der Seepräfekt ist die Behörde, die für die Freigabe der Kabeltrassen zuständig ist.
- Die Freigabe muss sechs Monate vor dem für den Anfang der Kabelverlegung geplanten Datum vorliegen.
- Der Präfekt hat zwei Monate Zeit, um den Verlauf der Pipelines und Kabel per Erlass zu genehmigen.

Bis jetzt dürfen Anbindungsleitungen nur im Küstenmeer gelegt werden. Die Kosten für Bauwerke, die für den Anschluss der Anlage benötigt werden, sind vom Stromerzeuger zu tragen.

Verfahren zum Anschluss an das französische Übertragungsnetz

Das Verfahren zur Bearbeitung von Anträgen auf Anschluss an das französische Übertragungsnetz wird in einer technischen Referenzdokumentation erläutert, die auf der Webseite von RTE öffentlich zugänglich ist¹⁷.

Um seine Anlage an das Übertragungsnetz anschließen zu lassen, muss der Betreiber bei RTE einen Antrag auf eine Untersuchung zum Netzanschluss stellen. Alternativ kann er, wenn er ein genaues Netzanschlussangebot für seine Anlage erhalten möchte, ein technisches und finanzielles Angebot (*Proposition technique et financière*, PTF) sowie die in der technischen Referenzdokumentation enthaltenen Formulare einreichen. Nach Eingang des Netzanschlussantrags hat RTE innerhalb von drei Monaten¹⁸ ein endgültiges PTF zu übermitteln. Dieses enthält die für den Anschluss gewählte technische Lösung sowie einen Kostenvoranschlag für die Bauwerke, welche für die Anbindung der Anlage an das Übertragungsnetz benötigt werden und deren Kosten, die vom Antragsteller zu tragen sind. RTE hat zudem das voraussichtliche Datum der Inbetriebnahme anzugeben. Der genaue Trassenverlauf wird zu diesem Zeitpunkt noch nicht festgelegt. RTE verpflichtet sich jedoch im PTF unter gewissen Vorbehalten dazu, dass die Kosten für den Netzanschlussantrag die im PTF angegebenen Kosten für einen bestimmten Standort um nicht mehr als 15 Prozent übersteigen.

Sobald das PTF vom Stromerzeuger akzeptiert ist, unterzeichnen RTE und der Stromerzeuger – nach Abschluss aller administrativen Verfahren zur Einholung von Genehmigungen, der Konsultation und detaillierter technischer Studien – eine Anschlussvereinbarung. RTE beginnt mit den Anschlussarbeiten nach einer Anzahlung für die Voruntersuchungen und für die Kosten der Arbeitsleistungen in Höhe von 30 Prozent. Die Anschlussvereinbarung gibt Folgendes an:

- die für den Anschluss gewählte technische Lösung;
- die Beschreibung der anzuschließenden Anlage;

¹⁶ Siehe die französische [Verordnung Nr.°2017-781 vom 5. Mai 2017](#) (auf Französisch)

¹⁷ Siehe die [technische Referenzdokumentation \(*Documentation technique de référence*\)](#) (auf Französisch)

¹⁸ Diese Frist kann in Übereinstimmung mit dem Betreiber auf bis zu 6 Monate verlängert werden.

- die auf Basis detaillierter technischer Studien aktualisierten Anschlusskosten;
- die von der Installation erwartete Leistung;
- das Datum der Bereitstellung des Anschlusses;
- den Zahlungsplan.

Ein Übertragungsnetz-Anschlussvertrag (*Contrat d'accès au réseau public de transport, CART*) wird vor dem Netzanschluss der Anlage und der Inbetriebnahme der Anlage unterzeichnet. Er regelt die technischen, juristischen und finanziellen Bedingungen für die Einspeisung von erzeugtem Strom in öffentliche Netze sowie für die Ausspeisung von Strom, der für den Betrieb der Hilfssysteme der Stromerzeugungsanlagen benötigt wird. Der Vertrag enthält ferner vor allem Bestimmungen zu Zählern, zur Stromqualität und zu Haftungsfragen und beschreibt die Modalitäten für die Anwendung des Netzentgelts.

Vor der endgültigen Netzaufschaltung unterzeichnen RTE und der Stromerzeuger schließlich noch eine Betriebsvereinbarung. Diese regelt die Verantwortlichkeiten der beiden Akteure und enthält die für die Betriebsdauer geltenden Betriebs- und Sicherheitsregeln.

II. Netzananschlussverfahren für Offshore-Windparks in Frankreich und Deutschland

II.1 Technische Aspekte des Netzanchlusses in Deutschland

Der Flächenentwicklungsplan und der Offshore-Netzentwicklungsplan geben für jedes Ausbaugbiet eine erste Orientierung für den Verlauf der Seekabel und den Standort der Konverterplattformen auf See an. Anhand dieses Schemas lassen sich die Kosten für den Bau und den Betrieb von Konverterplattformen auf See umlegen, die Plattformen an den für einen Installationsort geplanten Leistungsbedarf anpassen und die Verläufe und Umweltauswirkungen begrenzen (siehe Abbildung 1).

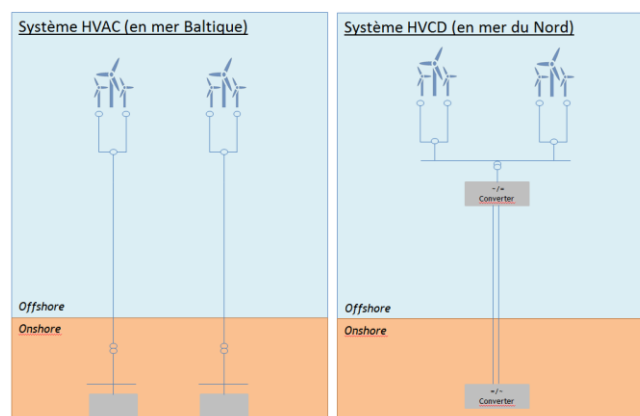


Abbildung 1: Gleichstrom- und Wechselstrom-Anschlussysteme für Offshore-Windparks in Deutschland
Quelle: TenneT (2016); Darstellung: DFBEW

Der Anschluss der Offshore-Windparks erfolgt über Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen (HGÜ) in der Nordsee bzw. über Wechselstrom-Anbindungsleitungen in der Ostsee. Die Übertragungsnetzbetreiber sind für den Bau und den Betrieb der Anbindungsleitungen ab dem HGÜ-Konverter an Land bis zu den Umspannplattformen im Meer verantwortlich.

Dass in der Nordsee Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen (HGÜ)¹⁹ zum Einsatz kommen, erklärt sich dadurch, dass die dortigen Offshore-Windparks einen größeren Abstand zur Küste überbrücken müssen. Die Verwendung von HGÜ-Leitungen eignet sich optimal für unterirdische und unterseeische Verbindungen ab einer Länge von 60 bis 80 Kilometern.²⁰ Zu Beginn des Jahres 2012 wurde die Anlage „BARD Offshore 1“ als erster Windpark mit einer HGÜ-Leitung des Typs „Borwin 1“ angeschlossen.²¹ Im Jahr 2015 wurde der Park „Nordsee Ost“ durch die HGÜ-Leitung „Helwin 1“ angebunden; es folgte der Windpark „Meerwind Süd/Ost“. Die Windparks „DanTysk“, „Butendiek“ und „Nördlicher Grund“ sind an die HGÜ-Leitung „SylWin 1“ angeschlossen. Für den Anschluss künftiger und bestehender Windparks in der Nordsee sind neue HGÜ-Leitungen vorgesehen.²²

In der Nordsee umfasst das Startnetz eine Leistung von etwa 7,1 GW, davon sind 1,8 GW in der Vorbereitungs- oder Genehmigungsphase, 1 GW in der Bauvorbereitung und 4,3 GW in Betrieb.²³ Zum Vergleich: Das Startnetz in der Ostsee umfasst 1,1 GW, wovon 750 MW in der Bauvorbereitungs- oder Bauphase sind. Das aktuell bestätigte Zubaunetz umfasst zwei 900-MW-Systeme in der Nordsee, mit den Leitungen NOR-1-1 und NOR-3, sowie OST-B-1, ein System mit einer Kapazität von zweimal 250 MW in der Ostsee.²⁴

Jeder Offshore-Windpark ist mit einer Umspannplattform verbunden. Der von den Windenergieanlagen eingeleitete HTA-Strom wird dort in HTB-Strom mit einer Spannung von 380 oder 220 kV umgewandelt. HGÜ-Leitungen verbinden mehrere Windpark-Trafostationen mit einer Konverterplattform auf See, die wiederum über HGÜ-Leitungen mit einer Konverterstation an Land verbunden ist. Dort angekommen, wird der Gleichstrom in Wechselstrom umgewandelt.

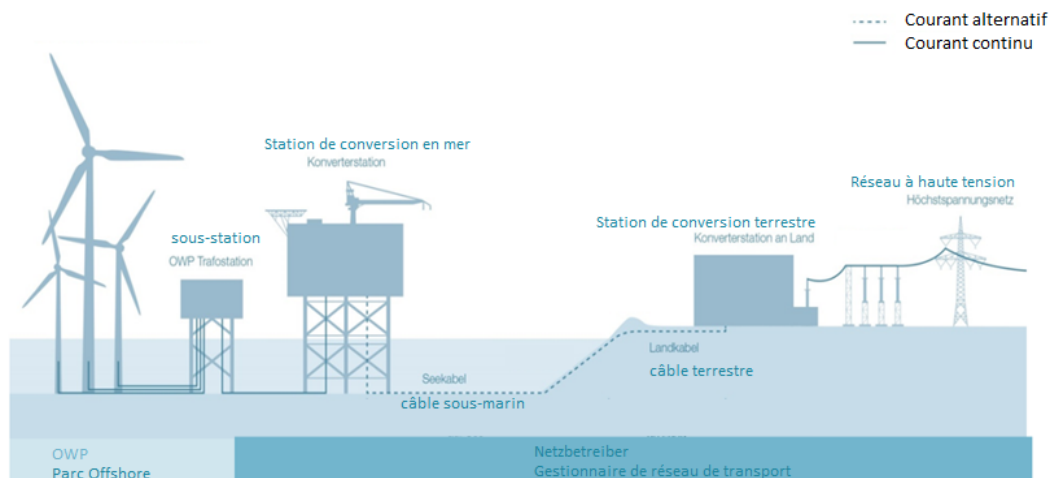


Abbildung 2: Anschluss eines Windparks über Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen (HGÜ) in Deutschland

Quelle: TenNET (2016); Darstellung DFBEW

¹⁹ Siehe das [Hintergrundpapier des DFBEW zur Entwicklung der Übertragungsnetze in Deutschland und Frankreich \(2017\)](#)

²⁰ 50 Hertz (2014): [Antworten auf häufig gestellte Fragen zur Energiepolitik](#)

²¹ Quelle: [Offshore-Nordsee-Planungskarte, BNetzA \(2016\)](#)

²² Quelle: [Bundesministerium für Wirtschaft und Energie \(BMWi\)](#)

²³ Quelle: [O-NEP 2025](#)

²⁴ Ebenda.

II.2 Technische Aspekte und Anschlussschemata in Frankreich

Um Offshore-Windparks an das französische Stromübertragungsnetz anzuschließen, sieht dessen Betreiber (RTE) 225-kV-Seekabel vor, die unterirdisch von einem „Offshore-Stromposten“ zum bestehenden Netzanbindungspunkt führen. So ist jeder Offshore-Windpark mit einer OWP-Trafostation verbunden. Die Spannung wird dort auf 225 kV gebracht, bevor der Strom an den Stromposten an Land bzw. an die „Anschlussstelle“ weitergeleitet wird. Dort angekommen, wird die Spannung bei Bedarf auf 400 kV erhöht, damit der Strom in das Stromnetz an Land eingespeist werden kann.

Das Anschlussschema, die Kabelanzahl (Einzel- oder Doppelbindungen) sowie die Betriebsspannung der Netzanbindung des Offshore Windparks an das französische Stromübertragungsnetz sind von der Leistung des Windparks abhängig.

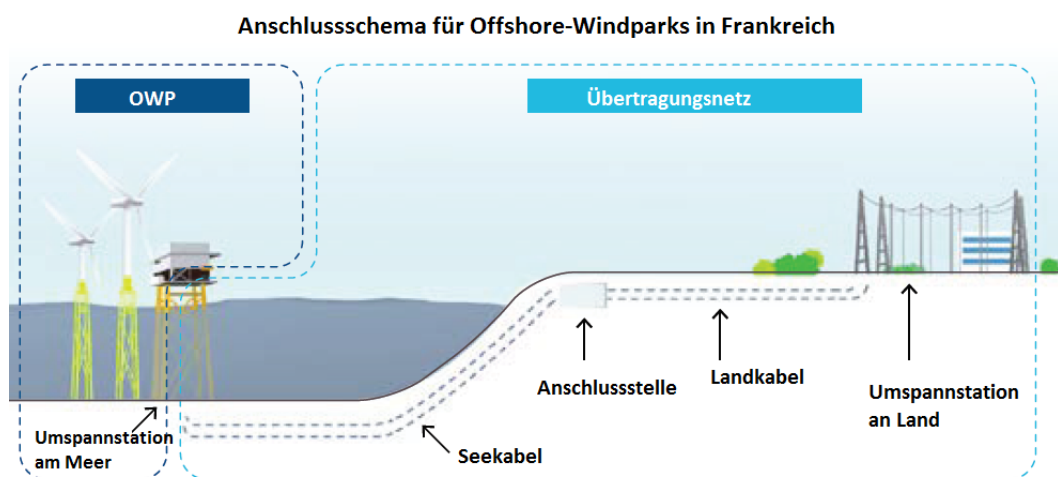


Abbildung 3: Anschlussschema für Windparks in Frankreich
Quelle: RTE, SDDR 2016

III. Finanzierung und Risiken des Netzanchlusses von Offshore-Windparks in Deutschland und Frankreich

III.1 Finanzierung und Risiken des Netzanchlusses in Deutschland

In Deutschland obliegt die Anbindung der Offshore-Windparks kraft § 17d Absatz 1 EnWG dem ÜNB, in dessen Regelzone sich das Offshore-Projekt befindet.²⁵ Die ÜNB übernehmen die Kosten für den Anschluss der Offshore-Anlagen ab der Umspannplattform im Meer bis zum Festland und legen diese Anschlusskosten auf die Netzentgelte (und damit auf die Endabnehmer) in ihrer Regelzone um.

Der Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP) ermittelt den Bedarf für den Ausbau des Offshore-Netzes für die nächsten zehn Jahre gemäß einem straffen Zeitplan. In der 2017 veröffentlichten Fassung des O-NEP 2030, die derzeit der Bundesnetzagentur zur Freigabe vorliegt, werden die Anschlusskosten für alle Windparks in der Nord- und

²⁵ Art. 17d des [Windenergie-auf-See-Gesetzes \(WindSeeG\)](#)



Ostsee in drei verschiedenen Szenarien auf 17 Milliarden Euro geschätzt. Einem vierten Szenario zufolge, ist mit Kosten von 24 Milliarden Euro zu rechnen.²⁶

Unter bestimmten Umständen haben Offshore-Windparks kraft § 17e EnWG im Falle von Störungen oder der Verzögerung der Anbindung Anspruch auf eine finanzielle Entschädigung. Dies gilt insbesondere, wenn:

- eine Windenergieanlage länger als zehn aufeinander folgende Tage den erzeugten Strom nicht in das Netz einspeisen kann;
- aufgrund einer Verzögerung bei der Anbindung keine Netzaufschaltung möglich ist: wenn der ÜNB den in § 17d Absatz 2 genannten Fertigstellungstermin nicht einhalten kann, kann der Anlagenbetreiber ab dem elften auf das Fristende folgenden Tag eine Entschädigung beantragen;
- die Einspeisung an mehr als zehn Tagen im Kalenderjahr wegen betriebsbedingter Wartungsarbeiten an der Netzanbindung nicht möglich ist.

Solche ggf. an die Betreiber von Offshore-Windenergieanlagen gezahlten Entschädigungen führen zu einer Erhöhung der Netzentgelte, die den Endverbrauchern in Rechnung gestellt werden. § 17f Absatz 7 EnWG führt eine Offshore-Haftungsumlage (OHU) ein, deren Höhe jährlich neu angepasst wird. Mit dieser Umlage können ÜNB die Kosten für diese Entschädigungen abdecken und sie landesweit und auf faire Art und Weise auf alle Endabnehmer umlegen.²⁷

§ 17g EnWG begrenzt die Haftung des ÜNB für nicht vorsätzlich verursachte Sachschäden auf einen Höchstbetrag von 100 Millionen Euro. Gemäß § 17h EnWG ist der ÜNB verpflichtet, eine Versicherung abzuschließen, die Vermögens- und Sachschäden abdeckt, welche dem Betreiber der Offshore-Anlage aufgrund einer nicht rechtzeitig fertiggestellten oder gestörten Anbindung der Offshore-Anlage an das Übertragungsnetz des anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreibers entstehen.

III.2 Finanzierung und Risiken des Netzanchlusses in Frankreich

Im Rahmen des Verfahrens, das für die aus den ersten beiden Ausschreibungen hervorgegangenen Projekte angewandt wurde, sind die Netzanchlusskosten für die Offshore-Windenergieanlage bis zum Verknüpfungspunkt an Land vom Bieter, der den Zuschlag erhält, zu übernehmen. Die Netzanbindung wird durch RTE vorgenommen und die Finanzierung erfolgt gemäß den Bestimmungen der vom Stromerzeuger und RTE unterzeichneten Anbindungsvereinbarung. Darüber hinaus sieht Artikel L342-2 des französischen Energiegesetzbuchs vor, dass der Stromerzeuger, das Einverständnis von RTE vorausgesetzt, die Anbindung auf eigene Kosten von einem von RTE genehmigten Unternehmen vornehmen lassen kann, wobei das vom Bauherrn erstellte Lastenheft einzuhalten ist.²⁸ Gemäß Artikel L.342-7 des französischen Energiegesetzbuchs gilt für den Fall, dass der Übertragungsnetzbetreiber auch Bauherr der Anbindung ist, dass die allgemeinen Grundsätze für die Berechnung des von ihm zahlbaren Beitrags auf Vorschlag der französischen Regulierungsbehörde für Energie (*Commission de régulation de l'énergie*, CRE) von der Verwaltungsbehörde – ggf. in Form einer Preisstaffel – festgelegt werden. Die Bestimmungen zum Anschluss an das öffentliche Übertragungsnetz sind jedoch bislang nicht Gegenstand von Umsetzungsvorschriften. So hat die CRE eine öffentliche Konsultation²⁹ zu den allgemeinen Grundsätzen der Berechnung der vom Übertragungsnetzbetreiber gemäß Artikel L.342-6 und L.342-7 des französischen Energiegesetzbuchs zahlbaren Gebühr eingeleitet.

Es gibt rechtliche Bestimmungen, die auf die Risiken der verzögerten Anbindung von Offshore-Windparks eingehen.

²⁶ Hinweis: Diese Zahlen sind nur Richtwerte, da der Plan noch nicht von der BNetzA freigegeben wurde.

²⁷ Lesen Sie diesbezüglich auch das in § 17 EnWG beschriebene [Verfahren zur Berechnung der Offshore-Haftungsumlage](#) durch.

²⁸ [Art. L342-2](#) des französischen Energiegesetzbuchs (auf Französisch)

²⁹ Siehe die [Konsultation](#) auf der Homepage der CRE (auf Französisch)



Das [französische Energiewendegesetz \(Loi relative à la transition énergétique\)](#) hat Artikel L.342-3 des französischen Energiegesetzbuchs derart modifiziert, dass die Netzanschlussfrist für Erneuerbare-Energien-Anlagen auf 18 Monate begrenzt wurde und die Nichteinhaltung dieser Frist „eine Entschädigung nach einer festen Staffelung nach sich ziehen könne“, die durch eine besondere Verordnung definiert wird. Die französische [Verordnung Nr. 2017-628 vom 26. April 2017](#) enthält folgende Bestimmungen:

- Die Netzanschlussfrist, die in der vom Netzbetreiber und Anlagenbetreiber unterzeichneten Anschlussvereinbarung genannt wird, darf nicht die im französischen Energiegesetzbuch festgelegte Frist von 18 Monaten überschreiten.³⁰
- Das Lastenheft der Ausschreibung für die Offshore-Windparks kann für den Fall, dass die in der Anschlussvereinbarung angegebene Netzanschlussfrist überschritten wird, besondere Entschädigungsbestimmungen vorsehen.
- Werden im Lastenheft keine besonderen Bestimmungen vorgegeben, muss die, für einen entstandenen Schaden gezahlte Entschädigung, die Finanzierungskosten und -mehrkosten sowie die für die Konzeption, Erschließung und Errichtung der Anlage anfallenden Mehrkosten abdecken.
- Die durch die Fristüberschreitung entstehenden Finanzierungskosten und -mehrkosten werden in Abhängigkeit von der Art der Projektfinanzierung ermittelt.
- Die für die Konzeption, Erschließung und Errichtung der Stromerzeugungsanlage anfallenden Mehrkosten werden pauschal angesetzt.
- Der Erlass führt eine Höchstentschädigung ein, die sich gemäß den in Artikel R.342-4-11 des französischen Energiegesetzbuchs angegebenen Modalitäten errechnet. Die Höchstgrenze versteht sich pro Anlage und Jahr und hängt von der Anlagenleistung ab.

Das französische [Gesetz Nr. 2017-227 vom 24. Februar 2017](#) zum Stromeigenverbrauch und zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien geht ausdrücklich auf die Bedingungen ein, die es RTE erlauben, die Finanzierung von Entschädigungen für die Verzögerung der Anbindung, vollständig oder teilweise nach einem Höchstbetrag über das Netzentgelt (*Tarif d'utilisation du réseau public d'électricité*, TURPE) abzudecken.

Es wurden gesetzliche und behördliche Bestimmungen erlassen, um die Rahmenbedingungen für Erneuerbare-Energien-Anlagen auf See zu vereinfachen und abzusichern.

- Das französische [Leroy-Gesetz für eine nachhaltige Wirtschaft \(Loi Leroy pour l'Economie Bleue\) vom 20. Juni 2016](#) führt Bestimmungen ein, welche die Versicherbarkeit von Erneuerbare-Meeresenergie-Projekten vereinfacht, indem sie teilweise mit Seeversicherungen gleichgesetzt wird:
 - o Abänderung von Artikel L.125-5 des französischen Versicherungsgesetzbuchs (*Code des assurances*) mit dem Ziel, erneuerbare Meeresenergien vom Anwendungsbereich der Versicherung für Naturkatastrophen auszuschließen;
 - o Abänderung von Artikel L.111-6 des französischen Versicherungsgesetzbuchs durch Hinzufügen eines Absatzes 1-d), gemäß dem, die von einem Erlass des obersten französischen Verwaltungsgerrichts (*Conseil d'Etat*, CE) ([Französischer Erlass Nr. 2017-627 vom 26. April 2017](#)) definierten Erneuerbare-Meeresenergie-Anlagen (*Énergies marines renouvelables*, EMR) als „großes Risiko“ anzusehen sind, so dass Versicherungsverträge besondere Bedingungen bezüglich der Garantiebestimmungen zur Behebung von Schäden, die aus Terrorakten resultieren, enthalten können.
- Die französische [Verordnung Nr. 2017-627 vom 26. April 2017](#) zum Versicherungssystem von Erneuerbare-Meeresenergie-Anlagen ordnet Offshore-Windparks der Kategorie „großes Risiko“ zu, wie der Artikel L.111-6 des französischen Versicherungsgesetzbuchs definiert. Diese Verordnung dient dazu, die Versicherbarkeit von Offshore-Windparks zu verstärken.

³⁰ Artikel D.342-4-1 bis D.342-4-6 des [französischen Energiegesetzbuchs](#) (auf Französisch)



Was die Risiken der Nichtverfügbarkeit des Übertragungsnetzes angeht, gelten die im Übertragungsnetz-Anschlussvertrag (CART) vereinbarten Haftungsbestimmungen. Dennoch plant RTE, zusätzliche Daten zu liefern, um die Risiken der Nichtverfügbarkeit des Übertragungsnetzes noch besser zu bewerten. Die CRE hat am 23. März 2017 eine öffentliche Konsultation³¹ zu den Entwicklungen des Katalogs der ausschließlich von RTE erbrachten Leistungen erstellt. Der französische ÜNB schlägt nämlich vor, „im Falle einer ungeplanten Nichtverfügbarkeit des unter Wasser gelegenen Teils des Übertragungsnetzes einer Offshore-Stromerzeugungsanlage, einen Zusatzdienst anzubieten“. Dieser bestünde in einer optionalen Dienstleistung, die durch einen spezifischen Finanzierungsmechanismus Geldbußen für RTE einführt. Diese kann in Anspruch genommen werden im Falle einer Nichtverfügbarkeit in Folge einer Havarie des unter Wasser liegenden Teils des Übertragungsnetzes. RTE verpflichtet sich, den Betreibern, die diese Dienstleistung gewählt haben, die Geldbuße zu leisten, sofern der unter Wasser liegende Teil des Übertragungsnetzes innerhalb einer Frist von 60 Tagen nicht wieder in Betrieb genommen ist.

Nach abgeschlossener Konsultation widmen sich die Stromerzeuger und RTE nun den weiteren Verhandlungen. Für die dritte – laufende – Ausschreibung werden die Netzanschlussmodalitäten auf Grundlage des Lastenhefts bestimmt. Darauf wird im Dokument der Konsultation³² für den wettbewerblichen Dialog eingegangen, der sich auf Offshore-Windenergieanlagen in einem großen Gebiet vor der Küste Dünkirchens bezieht und am 16. Dezember 2016 begonnen hat. Dieses Lastenheft wurde den Bietern, die in die Vorauswahl gekommen sind, zur Stellungnahme vorgelegt.

³¹ Siehe die [Konsultation](#) auf der Homepage der CRE (auf Französisch)

³² Siehe das [Konsultationsdokument \(*Document de consultation*\), CRE \(2017\)](#) (auf Französisch)



Liste der Abkürzungen

AWZ	Ausschließliche Wirtschaftszone
BFO	Bundesfachplan Offshore
BNetzA	Bundesnetzagentur
BSH	Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie
CART	Übertragungsnetz-Anschlussvertrag (<i>Contrat d'accès au réseau public de transport</i>)
CRE	französische Regulierungsbehörde für Energie (<i>Commission de régulation de l'énergie</i>)
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
HGÜ	Höchstspannungs-Gleichstrom-Übertragung
NEP	Netzentwicklungsplan
PTF	technisches und finanzielles Angebot (<i>Proposition technique et financière</i>)
O-NEP	Offshore-Netzentwicklungsplan
S3REnR	Regionalplan zur Netzanbindung erneuerbarer Energien (<i>Schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables</i>)
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
ÜT	Übertragungsnetz
WindSeeG	Windenergie-auf-See Gesetz