

Liegt die Zukunft der Windenergie auf dem Wasser? – Das Potential und die Herausforderungen von Offshore-Windkraftanlagen

Julian Schmidt
Fakultät EI

Hochschule Konstanz – Technik, Wirtschaft und Gestaltung
78462 Konstanz, Germany
julian.schmidt@htwg-konstanz.de

Peter Weller
Fakultät EI

Hochschule Konstanz – Technik, Wirtschaft und Gestaltung
78462 Konstanz, Germany
peter.weller@htwg-konstanz.de

Abstract—Das Potential der Offshore-Windenergie, welches hauptsächlich auf hohe mittlere Windgeschwindigkeiten zurückzuführen ist, kann nicht ignoriert werden. Trotzdem zeigt die Betrachtung der aktuell installierten Leistung und der Stromgestehungskosten, dass zusätzliche Risiko- und Kostenfaktoren existieren. Diese sind vor allem auf die Installation, die Energiewandlersysteme und die Netzanbindung zurückzuführen. Getriebebeschäden sind einer dieser großen Kostenfaktoren. Aus diesem Grund gewinnen getriebelosen Windkraftanlagen mit permanentmagneterregten Synchrongeneratoren immer mehr an Relevanz. In der Netzanbindung von ganzen Offshore-Windparks überwiegt die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) ab einer Übertragungsdistanz von 80 km. Diese Tendenz ist sinkend. Steigende windparkinterne Spannungen auf 66 kV fördern zusätzlich den Verzicht auf Umspannplattformen, welche für die HGÜ-Technik aktuell sinnvoll sind. Diese und weitere bereits in Aussicht stehenden Entwicklungen führen zu einer Einschränkung der Risiko- und Kostenfaktoren. Es wird demnach davon ausgegangen, dass die Offshore-Windenergie, als Ergänzung zur Onshore-Windenergie, eine wichtige Rolle im Rahmen der Energiewende einnimmt.

Keywords—Offshore, Windenergie, Getriebeles, Permanentmagneterregter Synchrongenerator, Netzanbindung, HDÜ, HGÜ, Break-Even-Distanz

I. EINLEITUNG

Regenerative Energiesysteme entwickeln sich, aufgrund der zunehmend geforderten Entlastung unserer Umwelt, in einem rasanten Tempo weiter. Eines dieser regenerativen Energiesysteme ist die Windenergie, welcher eine große Rolle im Rahmen der Energiewende zugeschrieben wird. Globale Verfügbarkeit und gute technische Zukunftsaussichten sind nur zwei Merkmale, welche diese Rolle rechtfertigen [1, S. 1]. Seit der Konstruktion der ersten stromerzeugenden Windmühle im Jahr 1887 bis zu modernen Windparks heutzutage, zeichnet sich der Sektor der Windenergie durch eine außerordentliche technologische, politische und marktwirtschaftliche Entwicklung aus [2, S. 27-51].

Ein Themengebiet, welches eine hohe Relevanz besitzt, ist die Expansion von modernen Windkraftanlagen auf das Meer. Dieses Paper gibt einen Einblick in das Potential und die statistische Entwicklung der sogenannten Offshore-Windkraftanlagen. Weiterreichend werden die in diesem Kontext auftretenden Herausforderungen aufgeführt. Hierauf aufbauend wird ein technischer Einblick in zwei Entwicklungen gegeben. Diese dienen zur Verringerung der durch die Herausforderungen auftretenden Risiko- und Kostenfaktoren. In diesem Rahmen ist schlüssig dargestellt, ob die vielversprechenden Prognosen der Offshore-Windenergie wirklich gerechtfertigt sind.

II. POTENTIAL DER OFFSHORE-WINDENERGIE

Folgend wird das Potential der Offshore-Windenergie anhand der ausschlaggebendsten Vorteile verdeutlicht. Laut Definition fallen Windkraftanlagen, welche mindestens 12 sm also ca. 22 km von der Küste entfernt sind, in die Kategorie der Offshore-Windkraftanlagen [1, S. 492].

Für Deutschland zeigen langjährig durchgeführte Windgeschwindigkeitsmessreihen in einer Höhe von 10 m über der Oberfläche, dass an der Küste mittlere Windgeschwindigkeiten von bis zu 6 m/s erreicht werden. Im Binnenland können diese unter 3 m/s fallen [3, S. 294]. Als logische Schlussfolgerung bedeutet dies, dass auf dem Meer deutlich höhere Windgeschwindigkeiten als auf dem Binnenland vorherrschen [4–7]. Dieser Unterschied liegt bei über 25 % [8]. Die genannten Messungen auf einer Höhe von 10 m sind nur wenig aussagekräftig, da moderne Windkraftanlagen eine deutlich höhere Nabenhöhe besitzen. Um daher die mittlere Windgeschwindigkeit in Abhängigkeit von einer beliebigen Höhe berechnen zu können, müssen die Oberflächeneigenschaften der Umgebung bekannt sein. Gegenstände, Pflanzen und andere Bodenebenenheiten führen zu einem unterschiedlich starken Anstieg der Windgeschwindigkeit in unterschiedlichen Höhenlagen. Dieser Zusammenhang wird durch das sogenannte logarithmische Grenzschichtprofil beschrieben. Formel 1 aus [3, S. 296] zeigt, wie aus einer mittleren Windgeschwindigkeit $v(h_1)$ in einer Höhe h_1 eine zweite Windgeschwindigkeit $v(h_2)$ berechnet werden kann. Der Parameter d kann zur Abschätzung von Hindernissen herangezogen werden. Für die weitere Betrachtung wird dieser auf den Wert „0“ gesetzt. Von großer Bedeutung ist allerdings die Rauigkeitslänge z_0 , welche zur Parametrierung der Oberflächeneigenschaften dient [3, S. 297].

$$v(h_2) = v(h_1) \cdot \frac{\ln\left(\frac{h_2 - d}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{h_1 - d}{z_0}\right)} \quad (1)$$

Abbildung 1 ist eine Darstellung von Formel 1 für unterschiedliche Rauigkeitslängen. Anhand ihr kann ein wichtiger Zusammenhang erkannt werden. Für niedrigere Rauigkeitslängen nimmt die Windgeschwindigkeit mit zunehmender Höhe weniger zu, als für höhere [2, S. 312]. Auf offener See beträgt die Rauigkeitslänge lediglich ca. 0,0002 m, während ein offenes Gelände oder eine Weidelandschaft einen Wert von ca. 0,03 m aufweist [1, S. 296, 2, S. 311]. Es wird demnach ersichtlich, dass Offshore-Windkraftanlagen mit einer vergleichsweise niedrigen Nabenhöhe die hohen Windgeschwindigkeiten bereits deutlich besser ausnutzen können, als Onshore-

Windkraftanlagen mit der gleichen Nabenhöhe [2, S. 312, 4, 9, S. 27]. Zusätzlich führen niedrigere Turbulenzen auf dem Meer dazu, dass die Wechselbelastungen geringer sind, was zu einer höheren Lebensdauer führt [7, 8].

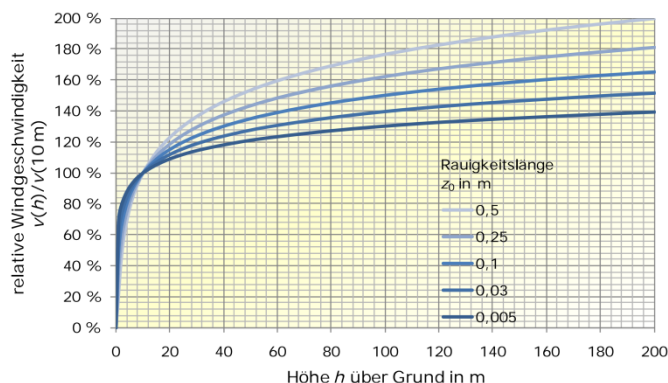


Abbildung 1: Zunahme der Windgeschwindigkeit für unterschiedliche Rauigkeitslängen in Abhängigkeit der Höhe über dem Grund, bezogen auf die Windgeschwindigkeit in 10 m Höhe aus [3, S. 297], mit freundlicher Genehmigung des Hanser Verlags

Der Unterschied der höheren mittleren Windgeschwindigkeit lässt sich auch an der Anzahl der jährlichen Volllaststunden erkennen. Während Onshore-Windkraftanlagen bis zu 2.500 jährliche Volllaststunden aufweisen, wurden in einem Forschungs-Offshore-Windpark bis zu 4.500 jährliche Volllaststunden registriert [10, S. 423].

Weiterhin darf nicht vernachlässigt werden, dass jede Windkraftanlage physikalischen Platz benötigt. Dieser Platz muss, aufgrund der auftretenden Geräuscentwicklung, ausreichend weit von Wohngebieten entfernt sein [4]. Aus diesem Grund sind die Standorte auf dem Binnenland stark limitiert [6, 8]. Auf dem Meer hingegen sind passende und ausreichende Flächen vorhanden, während gleichzeitig die negativen Auswirkungen auf das Landschaftsbild minimiert werden [4, 6].

Zusammenfassend kann demnach gesagt werden, dass Offshore-Standorte höhere und konstantere Windgeschwindigkeiten aufweisen und die Windkraftanlagen gleichzeitig einen geringeren Einfluss auf Menschen, Tiere und Landschaft besitzen [4–6, 8].

III. STATISTISCHE BETRACHTUNG

A. Installierte Leistung und Wachstum

Das große Potential von Offshore-Windkraftanlagen spiegelt sich auch in der immer weiter zunehmenden weltweit installierten Leistung wider. Im direkten Vergleich zur weltweit installierten Leistung von Onshore-Windkraftanlagen ist die weltweit installierte Leistung von Offshore-Windkraftanlagen allerdings deutlich geringer. Abbildung 2 stellt diesen Sachverhalt in einem Balkendiagramm dar. Die verwendeten Daten stammen von einer Datenbank der International Renewable Energy Agency (IRENA) [11]. Der weltweit beobachtbare Trend ist auch bei der alleinigen Betrachtung der in Europa installierten Leistung wiederzufinden [12].

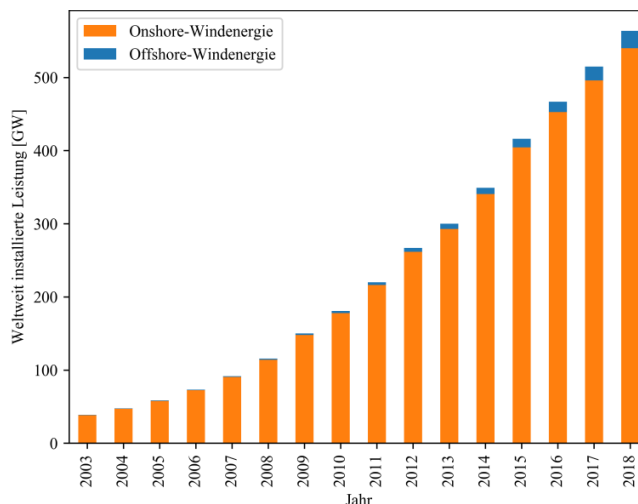


Abbildung 2: Weltweit installierte Windenergieleistung nach [11]

Die Betrachtung der installierten Leistung zeigt demnach die aktuelle Überlegenheit der Onshore-Windenergie. Auch im Bezug auf die jährlich neu installierte Leistung, also der Differenz zwischen zwei aufeinanderfolgenden Jahren, liegt die Onshore-Windenergie deutlich über der Offshore-Windenergie [12, 13].

Um eine besser bewertbare Aussage über das Wachstum der Offshore-Windenergie treffen zu können, wird daher weitergehend der prozentuale, jährliche Zuwachs betrachtet. Für die Erstellung dieser speziellen Sicht sind erneut Daten aus einer Datenbank der IRENA verwendet [11]. Bei der Betrachtung des in Abbildung 3 dargestellten Balkendiagramms fällt auf, dass zwischen den Jahren 2006 und 2008 ein Trendwandel zu erkennen ist. Seit dem Jahr 2008 zeichnet sich die Offshore-Windenergie ohne Ausnahmen durch ein höheres prozentuales Wachstum als die Onshore-Windenergie aus. Unter der Betrachtung des Zuwachses der Onshore-Windenergie des ersten Halbjahrs 2019 in Deutschland ist erkennbar, dass sich dieser Trend mit großer Wahrscheinlichkeit fortsetzen wird. Im ersten Halbjahr 2019 weist die Onshore-Windenergie den niedrigsten Leistungszuwachs seit dem Jahr 2000, in welchem das Erneuerbare-Energien-Gesetz eingeführt wurde, auf [14, S. 3]. Im Vergleich zum Vorjahr ist somit der Zuwachs des ersten Halbjahrs um 82 % gesunken. Dies ist unter anderem auf Repowering-Projekte, landespolitische Entscheidungen und Flächenprobleme zurückzuführen [14, S. 5-6].

Diese Erkenntnis untermauert die zuvor argumentierte Aussage, dass die Offshore-Windenergie im Rahmen der Energiewende immer mehr an Relevanz gewinnt.

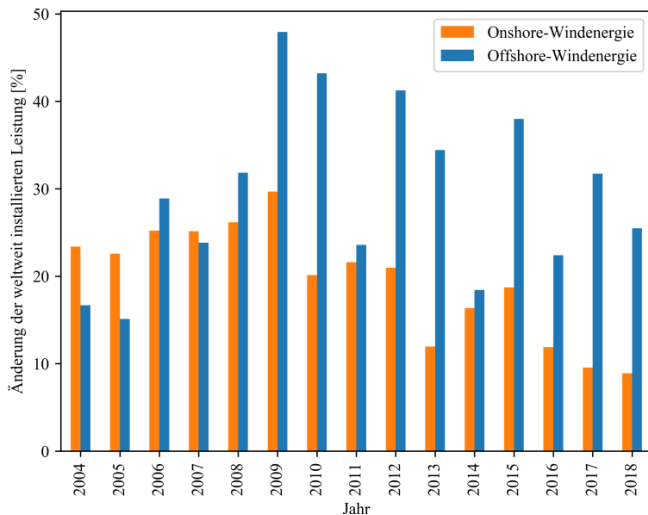


Abbildung 3: Weltweite prozentuale Änderung der installierten Windenergieleistung nach [11]

Die zuvor rein statistisch aufgestellte Beobachtung wird auch von der IRENA bestätigt. Sie sieht vor, dass innerhalb der nächsten Jahrzehnte die installierte Leistung von Offshore-Windenergie stark steigen wird. Während, wie in Abbildung 2 gezeigt, im Jahr 2018 die installierte Leistung weltweit noch bei 23 GW liegt, sind im Jahr 2030 bereits 228 GW möglich, was einer Steigerung um den Faktor 10 entsprechen würde [13]. Hierfür notwendig ist die Umsetzung von bereits geplanten Projekten in Nordamerika und Ozeanien. Diese Regionen liegen weit hinter den drei Nationen China, Vereinigtes Königreich und Deutschland, welche aktuell zusammen 88 % der weltweit installierten Offshore-Windleistung vorweisen [13].

B. Stromgestehungskosten

Die Prognose für die nächsten Jahrzehnte muss allerdings mit Vorsicht betrachtet werden. Der in Abbildung 2 dargestellte vergleichsweise niedrige Anteil von Offshore-Windenergie ist ein klarer Indikator für zusätzliche Risiko- und Kostenfaktoren. Um diesen Indikator zu bestätigen, werden weiterreichend die Stromgestehungskosten betrachtet. Stromgestehungskosten sind das Verhältnis aus den während des gesamten Lebenszyklus auftretenden Kosten und der während des gesamten Lebenszyklus umgewandelten Energie [15]. Sie sind demnach eine weitere geeignete Kennzahl um verschiedene Energiesysteme miteinander zu vergleichen.

Abbildung 4 stellt die Entwicklung der Stromgestehungskosten von Offshore-Windenergie, Onshore-Windenergie und Photovoltaik-Solarenergie gegenüber. Im Jahr 2018 lag der globale Mittelwert der Stromgestehungskosten aller beauftragter Offshore-Windkraftanlagen mit 0,127 USD/kWh mehr als doppelt so hoch wie der globale Mittelwert aller beauftragter Onshore-Windkraftanlagen mit 0,056 USD/kWh [15]. Ein ähnliches Bild ergibt sich auch beim Vergleich der beauftragten Photovoltaik-Solarenergie und der Offshore-Windenergie. Außerdem im Diagramm erkennbar ist, dass von allen drei in der Abbildung aufgeführten Techniken die Offshore-Windenergie zwischen den Jahren 2010 und 2018 den niedrigsten prozentualen Rückgang der Stromgestehungskosten aufweist.

Die Betrachtung der Stromgestehungskosten bestätigt demnach, dass die Offshore-Windenergie, trotz ihres großen

Potentials, zusätzliche Risiko- und Kostenfaktoren aufweist. Es existiert sogar die Tendenz, dass die Konstruktion von großen und hochtechnologisierten Windparks auf dem Meer ein erhöhtes Risiko der Kostenüberschreitung besitzt [16].

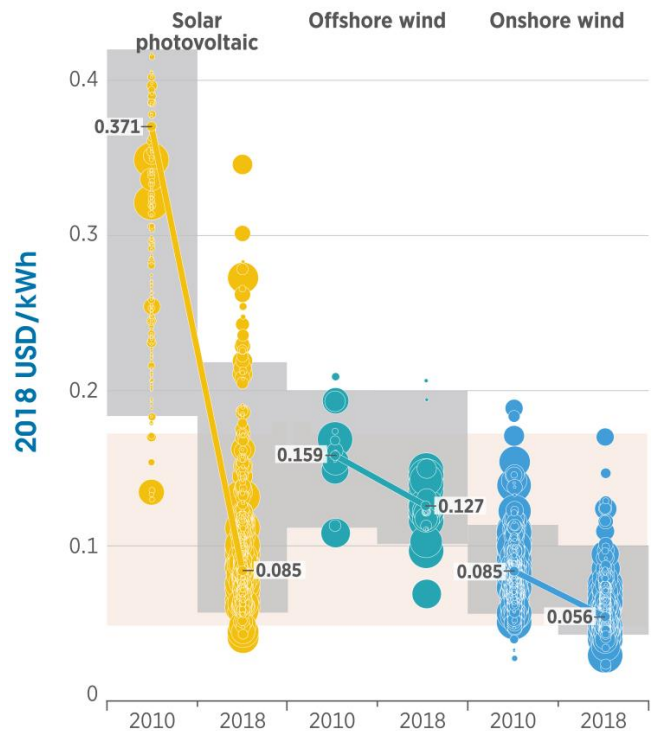


Abbildung 4: Globaler Mittelwert der Stromgestehungskosten von Photovoltaik-Solarenergie, Offshore-Windenergie und Onshore-Windenergie in Abhängigkeit vom Beauftragungsjahr, Ausschnitt aus [15, S. 12], Copyright © IRENA 2019

Es stellt sich demnach die Frage, worin die Herausforderungen liegen und welche technischen Entwicklungen zukünftig zur Verringerung dieser Risiko- und Kostenfaktoren beitragen können.

IV. HERAUSFORDERUNGEN DER OFFSHORE-WINDENERGIE

In Abschnitt II wurde das große Potential der Offshore-Windenergie dargestellt. Abschnitt III zeigt allerdings auf, dass sowohl die installierte Leistung als auch die Stromgestehungskosten dieses große Potential nicht widerspiegeln. Dies lässt sich auf einige spezifische Herausforderungen der Offshore-Windenergie zurückführen. Auslöser dieser Herausforderungen sind vor allem die komplexen Umgebungsbedingungen des Meeres. Diese Umgebungsbedingungen wirken sich sowohl auf die Konstruktion, als auch auf den Betrieb maßgeblich aus [4]. Folgend sind einige dieser Herausforderungen aufgeführt.

Von großer Bedeutung ist das Fundament jeder Windkraftanlage. Die immensen Belastungen durch die salzhaltige Luft, den Wellengang, den Wind und die Sonneneinstrahlung müssen frühzeitig berücksichtigt werden, woraus ein besonders hoher Entwicklungsaufwand folgt [17, S. 3, 18, S. 32]. Die Betrachtung der reinen Anlagenkosten in Relation zu den Gesamtprojektkosten verdeutlicht, dass auch die Installation durch die extremen Randbedingungen erschwert wird. Während bei einer Onshore-Windkraftanlage die Anlagenkosten ca. 75 % der Gesamtkosten betragen, betragen diese bei einer Offshore-Windkraftanlage nur ca. 33 %. Dieser Unterschied ist vor

allein auf die deutlich höheren Kosten von Operationen auf dem Meer zurückzuführen [4].

Obwohl sich die Energiewandlersysteme von Offshore-Windkraftanlagen hauptsächlich am Onshore-Markt orientiert, fordert der Offshore-Markt eine höher technologisierte Technik. Dies ist auf höhere Lasten und erschwerte Bedingungen durch Korrosion zurückzuführen [4]. Im Fokus liegt hierbei das Getriebe, welches als ein unter starker Belastung stehendes Bauteil gilt [18, S. 72].

Eine weitere Herausforderung ist die Integration der Offshore-Windparks an das sich auf dem Land befindende Energienetz. Dies betrifft sowohl den Energietransport, als auch die zuverlässige Vorhersage der verfügbaren Leistung [18, S. 173].

In den folgenden zwei Abschnitten werden Entwicklungen und Studienergebnisse erläutert, welche den zusätzlichen Kosten- und Risikofaktoren der Offshore-Windenergie begegnen. Im Detail werden getriebelelose Windkraftanlagen und der Energietransport an das Festland betrachtet.

V. GETRIEBELOSE WINDKRAFTANLAGEN

Die steigenden Anforderungen an die Zuverlässigkeit von Windkraftanlagen führen unumgänglich auch zur Entwicklung neuer Antriebskonzepte, von welchen der getriebelelose Direktantrieb eine Variante ist [19]. Dass diese Variante sich immer mehr auf dem Markt etabliert ist auch am Angebot von führenden Windkraftanlagenherstellern zu erkennen. Die getriebelelose Windkraftanlage E-115 von Enercon ist die im Jahr 2017 deutschlandweit am häufigsten erbaute Windkraftanlage [20, S. 16]. In der Literatur werden getriebelelose Windkraftanlagen daher bereits als zweite Standardbauweise bezeichnet [21]. Im Folgenden wird schlüssig dargestellt, warum der getriebelelose Direktantrieb besonders im Offshore-Bereich, in welchem Ausfälle mit zusätzlichen Kosten verbunden sind, immer mehr an Relevanz gewinnt.

A. Relevanz getriebeleloser Windkraftanlagen

Abbildung 5 zeigt standortunabhängig die Häufigkeit der Schäden an Komponenten von Windkraftanlagen in einem Kreisdiagramm. Auffällig ist, dass Getriebe, Antriebsstrang und Generator mit 10% nur einen kleinen Teil aller Schadensfälle auslösen. Es muss allerdings bedacht werden, dass die reine Betrachtung der prozentualen Auftretswahrscheinlichkeit eines Schadens nichts über das Ausmaß und die Ausfalldauer der Windkraftanlage aussagt. Beide dieser Punkte wirken sich maßgeblich auf die mit einem Ausfall verbundenen finanziellen Verluste aus [2, S. 325].

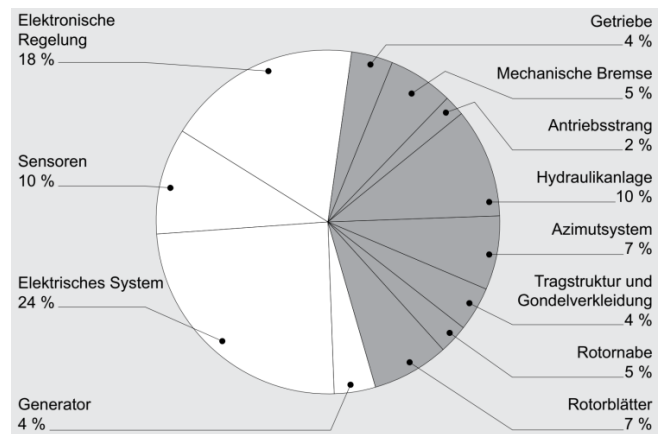


Abbildung 5: Schadensstatistik von Windkraftanlagen aus [2, S. 325], mit freundlicher Genehmigung des Erich Schmidt Verlags

Für die Betrachtung der Kosten eines Ausfalls muss demnach auch die Ausfalldauer pro Schaden berücksichtigt werden. Diese Ausfalldauer und die Windgeschwindigkeiten, welche am Standort vorherrschen, sind die ausschlaggebenden Größen für die finanziellen Einbußen [2, S. 325]. In Abbildung 6 ist daher die durchschnittliche Ausfalldauer pro Schaden zusätzlich aufgeführt. Das Diagramm zeigt, dass Getriebe, Generator und Antriebsstrang mit Abstand die höchste durchschnittliche Ausfalldauer aufweisen. Insgesamt führt dies zu der Erkenntnis, dass genau diese Schäden, obwohl sie relativ selten auftreten, die Gesamtinstandhaltungskosten dominieren [2, S. 326]. Im Bezug auf Offshore-Windkraftanlagen, bei welchen der Aufwand für Wartungsarbeiten deutlich höher als bei Onshore-Windkraftanlagen ist, bedeutet dies, dass solche Schäden möglichst zu vermeiden sind. Das Ausmaß kann z.B. an den Folgen eines Getriebeschadens verdeutlicht werden. Dieses muss im Schadenfall vollständig ausgebaut und an Land transportiert werden, bevor eine Reparatur möglich ist [18, S. 72].

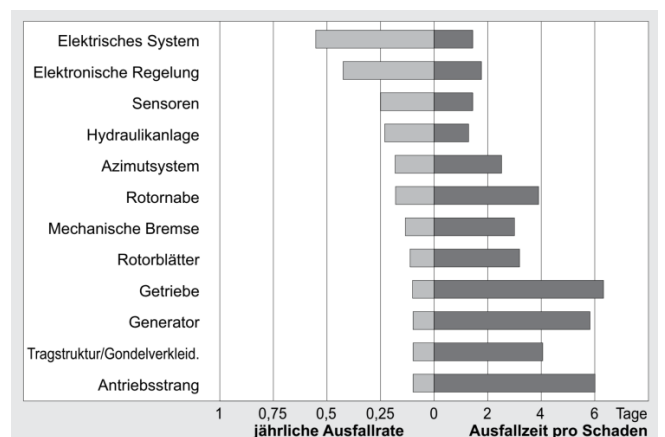


Abbildung 6: Auswirkung von Schäden an Windkraftanlagen abgebildet durch durchschnittliche jährliche Ausfallraten und Ausfallzeiten aus [2, S. 326], mit freundlicher Genehmigung des Erich Schmidt Verlags

Um diesen Risikofaktoren zu begegnen wird daher eine Variante zur technischen Umsetzung getriebeleloser, also direktantriebener Windkraftanlagen beschrieben. Fundamental für diese Umsetzung ist die gesamte Betrachtung des Energiewandlersystems.

B. Umsetzung getriebeloser Windkraftanlagen

Prinzipiell werden getriebelose Windkraftanlagen mit fremderregten oder permanentmagneterregten Synchrongeneratoren umgesetzt. Die kompakte Bauweise bei hoher Leistung lässt den permanentmagneterregten Synchrongenerator immer mehr in den Mittelpunkt rücken [2, S. 330, 22, 23]. Deshalb wird dieses Konzept folgend vorgestellt und dem am Markt weit verbreiteten Konzept mit Getriebe und doppeltgespeistem Asynchrongenerator gegenübergestellt [21, S. 453]. Hierbei wird berücksichtigt, dass Windkraftanlagen mit hoher Leistung in den meisten Fällen einen drehzahlvariablen Betrieb fordern [21, S. 435].

Abbildung 7 zeigt ein weit verbreitetes Energiewandlersystem von Windkraftanlagen, welches aus einem Getriebe und einem doppeltgespeisten Asynchrongenerator besteht. Um mit dieser Topologie einen drehzahlvariablen Betrieb zu ermöglichen, wird lediglich ein Teilumrichter benötigt [3, S. 341, 23]. Es kann sowohl Leistung vom Rotor ins Netz, als auch vom Netz in den Rotor eingespeist werden, wodurch der Asynchrongenerator über- oder untersynchron betrieben werden kann. Sein Blindleistungsbedarf lässt sich also variabel regeln [3, S. 341]. Über den Teilumrichter muss hierfür lediglich eine Leistung zwischen 25 % und 40 % der Nennleistung des Generators geführt werden [1, S. 185, 23, 24]. Sowohl ein drehzahlvariablen Betrieb, als auch ein regelbarer Blindleistungsbedarf sind auch von getriebelosen Windkraftanlagen erwünscht, da das Blindleistungsverhalten beim Parallelbetrieb mehrerer Windkraftanlagen nicht zu vernachlässigen ist [21, S. 435].

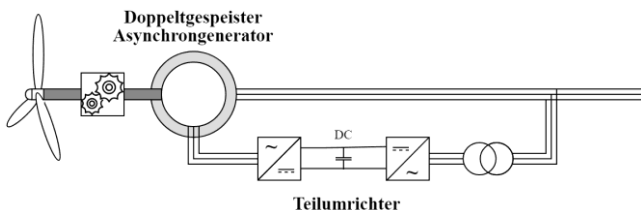


Abbildung 7: Energiewandlersystem mit Getriebe, doppeltgespeistem Asynchrongenerator und Teilumrichter

In Abbildung 8 ist das Energiewandlersystem einer getriebelosen Windkraftanlage mit einem permanentmagneterregten Synchrongenerator und Vollumrichter abgebildet. Besitzt eine Windkraftanlage kein Getriebe, so muss der Generator deutlich niedrigere Drehzahlen verarbeiten können. Aus diesem Grund liegt die Anzahl der Pole der permanentmagneterregten Synchrongeneratoren meist in einem Bereich von 48 bis zu über 80 [3, S. 340, 22, 25]. Um bei üblichen Drehzahlen zwischen 15 min^{-1} und 60 min^{-1} Generatorfrequenzen von 50 Hz erreichen zu können, sind allerdings 100 bis 400 Pole nötig. Konstruktiv spiegelt sich dies in großen Herausforderungen wider [1, S. 188]. Zusätzlich kann, aufgrund der Permanentmagnete, die Erregung nicht verändert werden, wodurch keine Veränderung der Frequenz beziehungsweise des Blindleistungsbedarfs des Generators möglich ist [26, S. 603]. Aus diesem Grund werden permanentmagneterregte Synchrongeneratoren fast ausnahmslos in Kombination mit einem Vollumrichter ausgeführt [1, S. 185, 23, 26, S. 603]. Diese leistungselektronische Komponente ermöglicht zum einen die Variation des Blindleistungsbedarfs und zum anderen den Betrieb in einem breiten und variablen Drehzahlbereich [1, S. 186, 3, S. 340].

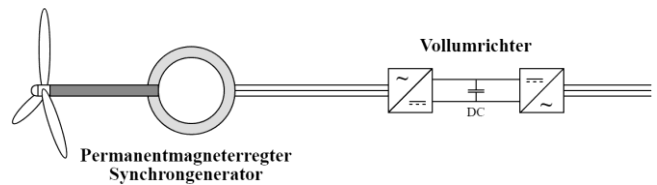


Abbildung 8: Getriebeloses Energiewandlersystem mit permanentmagneterregtem Synchrongenerator und Vollumrichter

C. Auswirkungen getriebeloser Windkraftanlagen

Nicht vernachlässigbar ist, dass Vollumrichter deutlich höhere Ausfallraten besitzen als Teilumrichter [27]. Die Studie in [28] zeigt, dass trotz dieser Tatsache die Kombination von permanentmagneterregtem Synchrongenerator und Vollumrichter die zuvor erarbeitete größte Anforderung, also die Zuverlässigkeit, erfüllt. Simulativ sind die Wartungskosten und die Verfügbarkeitszeit von Offshore-Windkraftanlagen mit unterschiedlichen Energiewandlungsprinzipien miteinander verglichen. In beiden Kategorien schneiden getriebelose Windkraftanlagen mit einem permanentmagneterregten Synchrongenerator besser ab als doppeltgespeiste Asynchrongeneratoren mit Getriebe. Hauptsächlich ist dies auf die hohen Kosten der anfallender Getriebewartungen zurückzuführen [28].

Im Kontrast hierzu besitzt der vielversprechende Einsatz von permanentmagneterregten Synchrongeneratoren auch Nachteile, welche sich beispielsweise in einer großer Bauform widerspiegeln [24]. Eine weitere zentrale Rolle nimmt das Magnetmaterial ein, welches sowohl hohe Kosten als auch geringe Verfügbarkeit besitzt [2, S. 330, 21, S. 432, 29]. Hauptsächlich eingesetzt wird Neodym. China besitzt hinsichtlich dieser seltenen Erde ein Monopol, was in den vergangenen Jahren immer wieder zu Preissprüngen geführt hat. Es wird davon ausgegangen, dass sich dieses Monopol zukünftig auflöst. Ein Grund hierfür ist auch die Entwicklung von Ersatzmaterialien, welche stark durch die Automobilindustrie vorangetrieben wird [21, S. 432].

Es ist demnach ersichtlich, dass getriebelose Windkraftanlagen sowohl heute, als auch zukünftig große Potentiale zur Verbesserung der Zuverlässigkeit von Onshore- und Offshore-Windkraftanlagen besitzen. Zuverlässigkeit ist ein besonders wichtiges Kriterium der Offshore-Windenergie, wodurch getriebelose Windkraftanlagen mehr an Relevanz gewinnen und sich daher auch immer weiter etablieren werden [2, S. 330, 28].

VI. NETZANBINDUNG VON OFFSHORE-WINDPARKS

Eine im Rahmen des Fortschritts der Offshore-Windenergie auftretende Herausforderung ist die zuverlässige Anbindung von Windparks an das sich auf dem Festland befindende Energienetz. Aufgrund der hohen Kosten für Fundamente und Netzanbindung werden vermehrt Windkraftanlagen mit einer Leistung von über 5 MW eingesetzt [1, S. 347]. Diese Leistung wird in der Regel als Dreiphasenwechselstrom mit einem anlagenabhängigen Spannungspegel zwischen 690 V und 35 kV bereitgestellt [18, S. 94, 30, 31, S. 36]. Windparks bewegen sich dementsprechend in einem Leistungsbereich von 100 MW bis zu einigen GW. Um diese mit fossilen Kraftwerken vergleichbare Leistungen auf dem Festland bereitstellen zu können, müssen auf dem Meer zuverlässige Energienetze geschaffen werden [1, S. 347].

Die aktuell hauptsächlich eingesetzte Funktionsweise kann dabei ganz allgemein und technologieunabhängig wie folgt beschrieben werden. Die von den einzelnen Windkraftanlagen umgewandelte Energie wird durch ein Energiesammelsystem, welches die Verschaltung mehrerer Windkraftanlagen beinhaltet, zu einer sich auf dem Meer befindenden Übertragungsplattform geleitet. Diese Übertragungsplattform und ihr Übertragungssystem stellt die Energie über Seekabel einer Übertragungsplattform auf dem Land oder in der Küstenregion zur Verfügung [30]. Als Übertragungssystem kommen hierbei prinzipiell zwei Techniken zum Einsatz, welche folgend beschrieben werden.

A. Hochspannungs-Drehstrom-Übertragung (HDÜ)

In Abbildung 9 ist die Übertragung der Energie mittels Hochspannungs-Drehstrom-Übertragung (HDÜ) dargestellt. Die von den einzelnen Windkraftanlagen umgewandelte Energie wird über Sammelschienen zusammengeführt und im Anschluss auf einer Umspannplattform zur Übertragung auf das Festland auf einen höheren Spannungspegel transformiert [18, S. 94, 30, 31, S. 36]. In der Literatur werden verschiedene Bereiche für den Spannungspegel dieses Dreiphasenwechselstroms genannt. Die Werte liegen zwischen 100 kV und 400 kV [18, S. 94, 31, S. 36, 32]. Mit zunehmender Länge der Übertragungskabel und steigender Übertragungsleistung steigt unumgänglich auch der zu übertragende oder zu kompensierende Blindleistungsanteil [32, 33]. Dieser Effekt wird durch den hohen Kapazitätsbelag und einen Metallmantel von Offshore-Kabeln verstärkt [34, S. 185]. Der hohe Kapazitätsbelag wird durch die benötigte Isolierung der einzelnen Leiter ausgelöst [35, S. 175].

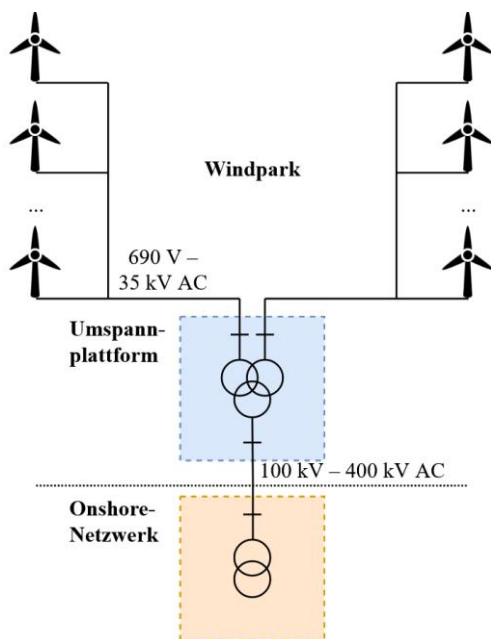


Abbildung 9: Netzanbindung eines Offshore-Windparks mittels HDÜ

B. Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung

Als vielversprechende Alternative wird daher vermehrt auf die in Abbildung 10 dargestellte Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) gesetzt. Hierfür werden in der Regel mindestens zwei Plattformen auf dem Meer benötigt. Die Umspannplattform wandelt den von den Windkraftanlagen kommenden Dreiphasenwechselstrom in einen Dreiphasenwechselstrom mit einem höheren Spannungspegel um. Dieses Vorgehen verringert die Transportverluste zur einer zweiten Plattform, welche als HGÜ-Stromrichterplattform dient [30]. Diese Plattform wandelt den Dreiphasenwechselstrom in einen Gleichstrom, mit einer meist bipolaren Spannung von ± 200 kV bis ± 300 kV, um [36, S. 27]. Am Land oder in der Küstenregion findet diese Umwandlung in umgekehrter Richtung statt. Während das Gewicht von Umspannplattformen typischerweise zwischen 1.000 t und 2.000 t liegt, wiegen HGÜ-Stromrichterplattformen meist deutlich über 10.000 t [31, S. 37]. Dies spiegelt sich auch in den Kosten, welche für eine HGÜ-Stromrichterplattform höher sind, wider [37].

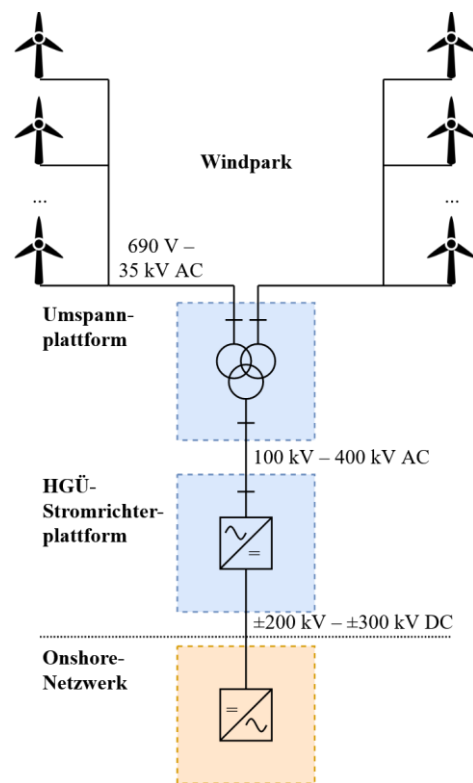


Abbildung 10: Netzanbindung eines Offshore-Windparks mittels HGÜ

C. Break-Even-Distanz

Es stellt sich demnach die Frage, ab welcher Distanz die Investition in eine solche, mit deutlichem Mehraufwand verbundene, HGÜ-Stromrichterplattform wirtschaftlich sinnvoll ist. Analog zu einem Großteil der Literatur wird bei dieser Betrachtung lediglich die HGÜ mit selbstgeführten Umrichtern betrachtet. Die folgend aufgeführten Distanzen sind lediglich als eine Einschätzung wahrzunehmen. Genauere Angaben müssen projektspezifisch ausgearbeitet werden.

Die in [30] vorgestellte Studie vergleicht beide vorgestellten Techniken anhand eines Fallbeispiels. Für einen Offshore-Windpark mit einer Übertragungsdistanz von 80 km sind sowohl HDÜ, als auch HGÜ realisierbar. Die

technische und wirtschaftliche Betrachtung zeigt, dass bei einer Distanz von 80 km mit beiden Übertragungstechniken ähnlich gute Ergebnisse im Bezug auf die Energieeffizienz und Kosten erreicht werden. Die mit steigender Distanz steigenden Kapazitäten der Übertragungskabel und die hiermit verbundenen zunehmenden Investitionen zur Blindleistungskompensation führen zu einer Überlegenheit der HGÜ für Distanzen von mehr als 80 km [30]. Die wirtschaftliche Grenze von 80 km wird auch in anderen Quellen beschrieben [31, S. 37, 37]. Werden lediglich die Energieverluste betrachtet und die Investitionskosten in die Technik von der Betrachtung ausgeschlossen, liegt die Grenze etwas unter 80 km. Abbildung 11 stellt die Break-Even-Distanz der Energieverluste eines Windparks mit einer Leistung von 300 MW dar. Erkennbar ist, dass diese bei ca. 75 km liegt [37]. Die höhere Break-Even-Distanz bei der wirtschaftlichen Betrachtung lässt sich hauptsächlich auf die höheren Kosten der HGÜ-Technik zurückführen. Zu beachten ist, dass die vorgestellten Break-Even-Distanzen nicht nur von der Übertragungstechnik selbst, sondern auch von der Leistung des Windparks abhängig sind [38]. Aus diesem Grund sind diese Distanzen nur für eine erste Abschätzung heranzuziehen.

Mit der weiteren Entwicklung von leistungselektronischen Komponenten wird die Break-Even-Distanz der Energieverluste der wirtschaftlichen Betrachtung immer niedriger werden, wodurch die Überlegenheit der HGÜ bei Offshore-Windparks deutlicher wird [30].

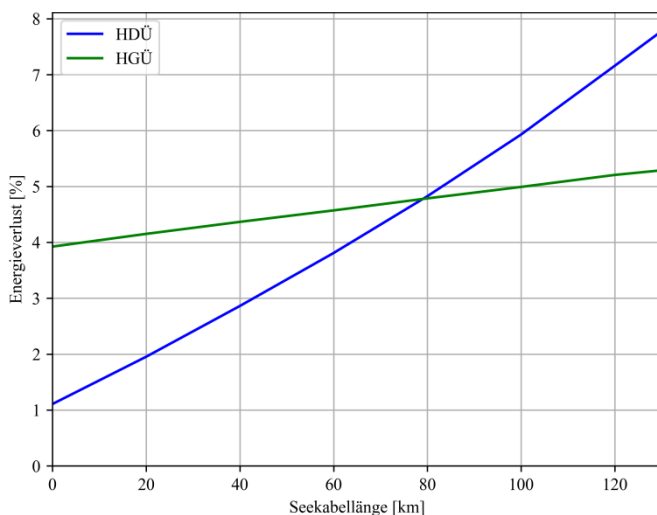


Abbildung 11: Prozentualer Energieverlust des Energietransports eines 300 MW-Offshore-Windparks in Abhängigkeit von der Seekabellänge nach [37]

Bei keiner dieser Betrachtungen ist berücksichtigt, dass mehrere Windparks die gleiche HGÜ-Stromrichterplattform verwenden können. In vielen Fällen lassen sich allerdings mehrere Offshore-Windparks mit einer einzigen HGÜ-Stromrichterplattform vernetzen, wodurch eine Sammelanbindung entsteht [39]. In einer solchen Konstellation ist auch denkbar, dass nicht jeder Windpark für sich geregelt wird, sondern ganze Zusammenschlüsse intelligent vernetzt sein können. Die intelligente Regelung der Blindleistungskompensation ermöglicht bei einer solchen Vernetzung, dass Verluste verringert werden können [39].

D. Verzicht auf Umspannplattformen bei der HGÜ

In der vorgestellten Topologie der HGÜ ist, wie in Abbildung 10 dargestellt, jeder Windpark auf zwei Plattformen auf dem Meer angewiesen. Diese sind die Umspannplattform, welche den Dreiphasenwechselstrom auf einen höheren Spannungspegel wandelt, und die HGÜ-Stromrichterplattform. Obwohl die Kosten einer Umspannplattform deutlich geringer als die Kosten einer HGÜ-Stromrichterplattform sind, dürfen sie nicht vernachlässigt werden. Sie spielen eine signifikante Rolle bei der Betrachtung der Gesamtprojektkosten eines Windparks [40]. Aus diesem Grund vergleicht die in [40] ausgeführte Studie die vorgestellte, in Abbildung 10 gezeigte, Topologie mit einer alternativen Topologie. Diese verzichtet auf die Umspannplattform und verbindet die Windkraftanlagen direkt mit der HGÜ-Stromrichterplattform. Hierfür wird zunächst angenommen, dass die einzelnen Windkraftanlagen einen Dreiphasenwechselstrom mit einem Spannungspegel von 33 kV bereitstellen.

Die Analyse, welche in Abbildung 12 dargestellt ist, zeigt anhand der zwei orangenen Kennlinien, dass bei einer Windkraftanlage mit einer Leistung von 6 MW für Distanzen deutlich unter 10 km der Verzicht auf die Umspannplattform in niedrigere jährliche Energieverluste resultiert. Für größere Distanzen ändert sich dieser Trend, sodass das Einführen einer Umspannplattform im Windpark die jährlichen Energieverluste des Energietransports zur HGÜ-Stromrichterplattform verringert [40].

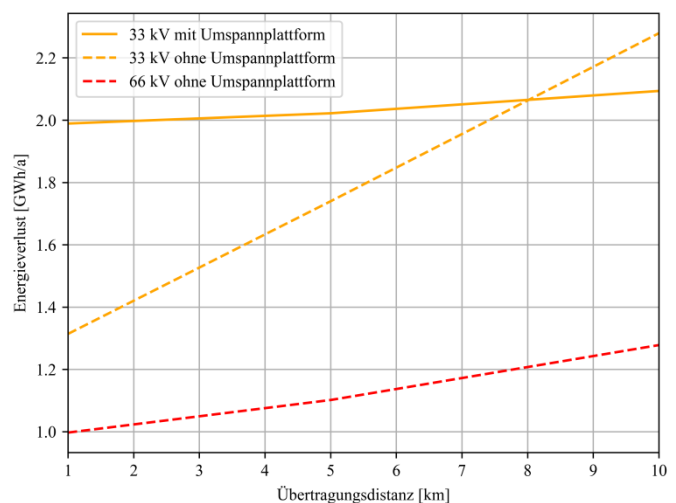


Abbildung 12: Jährlicher Energieverlust des Energietransports einer 6 MW-Offshore-Windkraftanlage zur HGÜ-Stromrichterplattform in Abhängigkeit von der Übertragungsdistanz nach [40]

Von großer Bedeutung sind ebenfalls die Kurzschlussströme, mit welchen die Seekabel bei einem Kurzschluss auf der HGÜ-Stromrichterplattform belastet werden. Hohe Ströme führen zu einer starken Wärmeentwicklung und starken magnetischen Kräften und sind daher unerwünscht. Simulationen zeigen auf, dass der Verzicht auf eine Umspannplattform, unter der Annahme, dass in den Windkraftanlagen doppeltgespeiste Asynchrongeneratoren verbaut sind, die Kurzschlussströme um den Faktor 4 bis 6 erhöhen. Anlagen mit Vollumrichter, also z.B. getriebelose Windkraftanlagen mit Synchrongeneratoren, weisen lediglich 2,5 bis 3,5 mal so hohe Kurzschlussströme auf [40].

Zuvor wurde die Erkenntnis gewonnen, dass Sammelanbindungen mehrerer Windparks zu einer HGÜ-

Stromrichterplattform anzustreben sind. Dies führt zu längeren Übertragungsdistanzen von den einzelnen Windkraftanlagen zur HGÜ-Stromrichterplattform. Die durch eine Umspannplattform resultierenden geringeren Energieverluste und das günstigere Kurzschlussverhalten sind demnach ein Indiz dafür, dass bei einer windparkinternen Spannung von 33 kV zukünftig der Verzicht auf die Umspannplattform in nur wenigen Fällen sinnvoll ist.

Im Gegenzug wird davon ausgegangen, dass die Transformatoren in Windkraftanlagen immer höhere Spannungen bereitstellen können. Bereits bei einer Verdoppelung der windparkinternen Spannung von 33 kV auf 66 kV bedeutet dies, dass die Verluste pro übertragener Distanz deutlich sinken, was den Verzicht auf eine Umspannplattform begünstigt [40]. In Abbildung 12 ist dieses Verhalten an der roten Kennlinie zu sehen. In dieser Weiterentwicklung und dem damit verbundenen Verzicht auf die Umspannplattform besteht ein großes Potential zur Verringerung der Stromgestehungskosten [31, S. 77]. Deutschland, als führender Staat im Bereich der Offshore-Windenergie, hat dieses Potential bereits erkannt und im Flächenentwicklungsplan 2019 das 66 kV-Direktanbindungskonzept erstmalig als Standard festgelegt. Im Kontrast hierzu sah der Bundesfachplan Offshore 2016/2017 noch den Anschluss mittels Umspannplattformen und einer Spannung von 155 kV vor [41, S. 23].

VII. ZUSAMMENFASSUNG UND FAZIT

Der Offshore-Windenergie wird eine entscheidende Rolle in der Energiewende zugeschrieben. Das große Potential ist vor allem auf die Verfügbarkeit hoher mittlerer Windgeschwindigkeiten, niedrige Turbulenzen, kein Platzmangel und niedrige Einflüsse auf Menschen, Tiere und das Landschaftsbild zurückzuführen.

Die Betrachtung der aktuell installierten Leistung und der Stromgestehungskosten verdeutlicht entgegen dieses Potentials allerdings, dass die Offshore-Windenergie vor Herausforderungen steht, welche in zusätzliche Risiko- und Kostenfaktoren münden. Diese Herausforderungen betreffen unter anderem die Installation, die Energiewandlersysteme und die Netzanbindung.

Deutlich ersichtlich wird, dass der Umstieg auf getriebelose Windkraftanlagen mit permanentmagneterregten Synchrongeneratoren die Zuverlässigkeit von Windkraftanlagen verbessert. Besonders im Sektor der Offshore-Windenergie ist dies von hoher Bedeutung, weshalb davon ausgegangen werden kann, dass sich getriebelose Windkraftanlagen immer weiter etablieren.

Ebenfalls große Fortschritte weisen die Techniken zur Übertragung der Energie von einem Offshore-Windpark zum Festland auf. Wie aufgezeigt beträgt die Break-Even-Distanz zwischen HDÜ und HGÜ momentan ca. 80 km. Die Implementierung von Sammelanbindungen und Fortschritte im Bereich der Leistungselektronik lassen allerdings darauf schließen, dass diese Distanz immer geringer wird und die HGÜ zur dominierenden Technik wird. Um weitere Kosten zu senken ist der Verzicht auf eine Umspannplattform, welche Windpark und HGÜ-Stromrichterstation verbindet, möglich. Als zukunftsweisend gilt in diesem Bezug die Einführung windparkinterner Spannungen von 66 kV. Hierdurch wird der Verzicht auf die Umspannplattform für Distanzen von deutlich über 10 km wirtschaftlich sinnvoll.

Eine geeignete Kombination könnte demnach der Einsatz von getriebelosen Windkraftanlagen mit Vollumrichter und einer windparkinternen Spannung von 66 kV sein. Diese Variante umgeht nicht nur die Nachteile eines Getriebes, sondern verringert auch die Kurzschlussströme in einer Topologie ohne Umspannplattform.

Obwohl die Offshore-Windenergie Schwächen aufzeigt, verdeutlicht der Einblick in die vorgestellten Studien und Entwicklungen, dass zukünftige Fortschritte genau diese Schwächen eingrenzen können. Materialtechnik, Antriebstechnik und Leistungselektronik entwickeln sich stetig weiter, wodurch die Offshore-Windenergie stark profitiert. Der hohe prozentuale Zuwachs der installierten Gesamtleistung bestätigt den Eindruck, dass das Potential der Offshore-Windenergie überwiegt und sie daher einen wichtigen Beitrag zur Energiewende beitragen wird. Im Bezug auf die in der Überschrift gestellte Fragestellung kann demnach die Aussage getroffen werden, dass die Offshore-Windenergie zukünftig eine zentrale Rolle einnehmen wird und als sinnvolle Ergänzung zur bereits etablierten Onshore-Windenergie dienen wird.

VIII. LITERATUR

- [1] S. Heier, *Windkraftanlagen: Systemauslegung, Netzintegration und Regelung*, 6. Aufl. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2018.
- [2] T. Schulz, Hg., *Handbuch Windenergie*. Berlin: Erich Schmidt Verlag, 2015.
- [3] V. Quaschnig, *Regenerative Energiesysteme: Technologie - Berechnung - Simulation ; mit 119 Tabellen*, 10. Aufl. München: Hanser, 2019.
- [4] M. D. Esteban, J. J. Diez, J. S. López und V. Negro, „Why offshore wind energy?“, *Renewable Energy*, Jg. 36, Nr. 2, S. 444–450, 2011.
- [5] L. Li und J. Ren, „Offshore Wind Turbines and Their Installation“, *2010 International Conference on Innovative Computing and Communication and 2010 Asia-Pacific Conference on Information Technology and Ocean Engineering*, S. 248–251, 2010.
- [6] R. Green und N. Vasilakos, „The economics of offshore wind“, *Energy Policy*, Jg. 39, Nr. 2, S. 496–502, 2011.
- [7] X. Yang und K. Bai, „Development and prospects of offshore wind power“, *2010 World Non-Grid-Connected Wind Power and Energy Conference*, 2162-1063, 2010.
- [8] L. Wang, J. Wei, X. Wang und X. Zhang, „The development and prospect of offshore wind power technology in the world“, *2009 World Non-Grid-Connected Wind Power and Energy Conference*, 2162-1063, 2009.
- [9] K. Knarr, D. Horst, S. Bofinger und P. Hochloff, *Energiewirtschaftliche Bedeutung der Offshore-Windenergie für die Energiewende: Update 2017*, 2017.
- [10] A. Schaffarczyk, *Einführung in die Windenergietechnik*. München: Hanser, 2016.
- [11] International Renewable Energy Agency, *Renewable Electricity Capacity and Generation Statistics*. [Online] Verfügbar unter: <https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Capacity-and-Generation/Query-Tool>. Zugriff am: 13. November 2019.
- [12] WindEurope, *Wind energy in Europe in 2018: Trends and statistics*, 2019.
- [13] International Renewable Energy Agency (IRENA), *Future of wind: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects (A Global Energy Transformation paper)*. Abu Dhabi, 2019.
- [14] Deutsche WindGuard GmbH, *Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland: Erstes Halbjahr 2019*. Varel, 2019.
- [15] International Renewable Energy Agency (IRENA), *Renewable Power Generation Costs in 2018*. Abu Dhabi, 2019.
- [16] B. K. Sovacool, P. Enevoldsen, C. Koch und R. J. Barthelmie, „Cost performance and risk in the construction of offshore and onshore wind farms“, *Wind Energ.*, Jg. 20, Nr. 5, S. 891–908, 2017.
- [17] K. E. Thomsen, *Offshore wind: A comprehensive guide to successful offshore wind farm installation*, 2. Aufl. London: Academic Press, 2014.

- [18] M. Durstewitz und B. Lange, Hg., *Sea - Wind - Power: Research at the first German offshore wind farm Alpha Ventus*. Berlin, Heidelberg, s.l.: Springer Berlin Heidelberg, 2017.
- [19] R. McKenna, P. Ostman v.d. Leye und W. Fichtner, „Key challenges and prospects for large wind turbines“, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Jg. 53, S. 1212–1221, 2016.
- [20] *Jahrbuch Windenergie 2018: BWE Marktübersicht - Windmarkt, Technik und Service*, 28. Aufl. Berlin: Bundesverband Windenergie, 2018.
- [21] E. Hau, *Windkraftanlagen*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2016.
- [22] G. Fandi, F. O. Igbinoia, I. Ahmad, J. Svec und Z. Muller, „Modeling and simulation of a gearless variable speed wind turbine system with PMSG“, *2017 IEEE PES PowerAfrica*, S. 59–64, 2017.
- [23] R.-J. Wang und S. Gerber, „Magnetically geared wind generator technologies: Opportunities and challenges“, *Applied Energy*, Jg. 136, S. 817–826, 2014.
- [24] A. Beainy, C. Maatouk, N. Moubayed und F. Kaddah, „Comparison of different types of generator for wind energy conversion system topologies“, *2016 3rd International Conference on Renewable Energies for Developing Countries (REDEC)*, 2016.
- [25] T. d. P. M. Bazzo, J. F. Kolzer, R. Carlson, A. F. F. Filho und F. Wurtz, „Optimum design of a gearless wind turbine PMSG considering wind speed probability density function“, *2015 Tenth International Conference on Ecological Vehicles and Renewable Energies (EVER)*, 2015.
- [26] A. Binder, *Elektrische Maschinen und Antriebe: Grundlagen, Betriebsverhalten*. Berlin, Heidelberg: Springer, 2012.
- [27] J. Carroll, A. McDonald und D. McMillan, „Reliability Comparison of Wind Turbines With DFIG and PMG Drive Trains“, *IEEE Trans. Energy Convers.*, Jg. 30, Nr. 2, S. 663–670, 2015.
- [28] J. Carroll *et al.*, „Availability, operation and maintenance costs of offshore wind turbines with different drive train configurations“, *Wind Energ.*, Jg. 20, Nr. 2, S. 361–378, 2017.
- [29] Z. Chen und H. Li, „Overview of different wind generator systems and their comparisons“, *IEEE Trans. Energy Convers.*, Jg. 2, Nr. 2, S. 123–138, 2008.
- [30] D. Xu, G. Mu, H. Liu und G. Yan, „Assessment on large-scale offshore wind farm integration“, *2014 9th IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications*, S. 556–559, 2014.
- [31] International Renewable Energy Agency (IRENA), *Innovation Outlook: Offshore Wind*. Abu Dhabi, 2016.
- [32] G. F. Reed, H. A. A. Hassan, M. J. Korytowski, P. T. Lewis und B. M. Grainger, „Comparison of HVAC and HVDC solutions for offshore wind farms with a procedure for system economic evaluation“, *2013 IEEE Energytech*, S. 1–7, 2013.
- [33] M. Hu, S. Xie, J. Zhang und Z. Ma, „Desing selection of DC & AC submarine power cable for offshore wind mill“, *2014 China International Conference on Electricity Distribution (CICED)*, S. 1675–1679, 2014.
- [34] M. Raza, „Offshore Grid Control of Voltage Source Converters for Integrating Offshore Wind Power Plants“. Dissertation, Departament d'Enginyeria Elèctrica, Universitat Politècnica de Catalunya, 2017.
- [35] P. A. Lynn, *Onshore and offshore wind energy: An introduction*. Chichester, West Sussex, Hoboken, NJ: Wiley, 2012.
- [36] R. L. King, „Electrical transmission systems for large offshore wind farms“. Dissertation, Cardiff University, 2011.
- [37] B. van Eeckhout, D. van Hertem, M. Reza, K. Srivastava und R. Belmans, „Economic comparison of VSC HVDC and HVAC as transmission system for a 300 MW offshore wind farm“, *Euro. Trans. Electr. Power*, Jg. 1, Nr. 3, 661–671, 2009.
- [38] N. B. Negra, J. Todorovic und T. Ackermann, „Loss evaluation of HVAC and HVDC transmission solutions for large offshore wind farms“, *Electric Power Systems Research*, Jg. 76, Nr. 11, S. 916–927, 2006.
- [39] Ö. Göksu, J. N. Sakamuri, C. A. Rapp, P. Sørensen und K. Sharifabadi, „Cluster Control of Offshore Wind Power Plants Connected to a Common HVDC Station“, *Energy Procedia*, Jg. 94, S. 232–240, 2016.
- [40] H. Ahmad, S. Coppens und Uzunoglu Bahri, „Connection of an Offshore Wind Park to HVDC Converter Platform without Using Offshore AC Collector Platforms“, *2013 IEEE Green Technologies Conference (GreenTech)*, S. 400–406, 2013.
- [41] Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, *Flächenentwicklungsplan 2019 für die deutsche Nord- und Ostsee*. Hamburg, Rostock, 2019.