

Vorgelegt an der Universität Stuttgart
Stuttgarter Lehrstuhl für Windenergie (SWE)
am Institut für Flugzeugbau



Windenergieprojekt
Konzeption eines Floating Offshore Windparks

Bericht von:

Maximilian Hirthammer

Martin Jonietz Alvarez

Eddy Graf

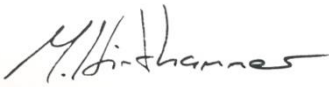
Kerim Torolsan

Beginn der Arbeit:	04.11.2020
Ende der Arbeit:	22.03.2021
Betreuer:	Prof. Dr. Po Wen Cheng, Dr.-Ing. Frank Lemmer

Eidesstattliche Erklärung

Wir versichern, dass wir die vorliegende Arbeit selbständig durchgeführt und verfasst haben, abgesehen von den Anregungen, die wir von Seiten unserer Betreuer, Herrn Prof. Dr. Po Wen Cheng und Dr.-Ing. Frank Lemmer, gegeben worden sind, und dass wir keine anderen als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt haben.

Stuttgart, 26. Mai 2021



Maximilian
Hirthammer



Martin
Jonietz Alvarez



Eddy
Graf



Kerim
Torolsan

Abstract

Ziel dieses Projektes war es, einen theoretischen Floating-Offshore-Windpark zu entwerfen, welcher auf dem heutigen Energiemarkt konkurrenzfähig ist und eine Basis für weitere Optimierungen bildet. Zu diesem Zweck wurden die einzelnen Bestandteile der Anlage, des Floaters und der Mooring Lines betrachtet sowie die Nachlaufeffekte drei verschiedener Windpark-Layouts untersucht. Für die jeweiligen Analysen fanden die Open-Source-Tools NEMOH, MoorDyn und FLORIS Anwendung. Abschließend wurden die resultierenden Windparkkonzepte bezüglich ihrer Wirtschaftlichkeit bewertet. Die Ergebnisse spiegeln den Kompromiss zwischen dem jährlichem Energieertrag und die Gesamtkosten der jeweiligen Konzepte wider.

Abstract

The aim of this project was to design a theoretical floating offshore wind farm that is competitive in today's energy market and forms a basis for further optimization. For this purpose, the individual components of the wind turbine, floater and mooring lines, were examined and the wake effects of three different wind farm layouts were investigated. For the respective analyses, the open-source tools NEMOH, MoorDyn and FLORIS were used. Consequently, the resulting wind farm concepts were evaluated with respect to their economic viability. The results reflect the trade-off between annual energy production and total costs of the respective concepts.

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	v
Abbildungsverzeichnis	vii
Tabellenverzeichnis	ix
Abkürzungsverzeichnis	x
1 Einleitung.....	1
2 Referenzdaten	4
2.1 Daten für den Referenzstandort.....	4
2.1.1 Filtern der Sensordaten.....	4
2.1.2 Extrapolation der Windgeschwindigkeit mit dem Power Law	4
2.1.3 Untersuchung der atmosphärischen Stabilität mittels Windscherung...5	
2.1.4 Weibullverteilung.....	6
2.1.5 Windrose	7
2.1.6 Ermittlung der Wellen-Datenverteilung.....	8
2.1.7 Aufstellung von Korrelationen zwischen Datensätzen.....	9
2.1.8 Ermittlung der 50-Jahres-Extremwerte.....	10
2.1.9 Bestimmung der Turbulenzintensität.....	13
2.1.10 Bestimmung des Ausbreitungskoeffizienten des Nachlaufs	16
2.2 Ausgewählte Referenzwindturbine.....	16
3 Floater-Optimierung.....	17
3.1 Verwendetes Floatermodell	17
3.2 Frequenzabhängige Floaterbewegung	17
3.2.1 Bewegungsgleichung des Floaters	18
3.2.2 Berechnung der hydrodynamischen Koeffizienten	18
3.2.3 Frequenzantwort des Floaters.....	19
3.3 Biegemoment am Turmfuß durch Pitch-Bewegung	20
3.3.1 Statische Auslenkung in Pitch-Richtung.....	20
3.3.2 Ausgewählte Wellenlastfälle.....	22
3.3.3 Dynamische Auslenkung in Pitch-Richtung.....	23
3.3.4 Biegespannung am Turmfuß.....	24
3.4 Optimierungsmöglichkeiten.....	26
4 Auslegung der Mooring Lines	27
4.1 Auslegungskonzepte.....	28

4.1.1	Minimal Footprint Auslegung	28
4.1.2	Shared Anchor Auslegung.....	29
4.2	Bildung der Rechengrundlage.....	29
4.3	Bestimmung der Floaterverschiebung.....	30
5	Nachlaufeffekte.....	33
5.1	Layouts.....	33
5.2	Modellierung.....	34
5.3	Implementierung in FLORIS	35
5.4	Berechnung des jährlichen Energieertrages	36
5.5	Auswertung der Ergebnisse	37
5.5.1	Floater-Verschiebung	37
5.5.2	Einfluss des Turbinenabstandes.....	37
5.5.3	Einfluss des Ausbreitungskoeffizienten	38
5.5.4	Einfluss der Windrichtung.....	39
5.5.5	Jahresenergieertrag	40
5.5.6	Vergleich der Layouts.....	41
6	Kostenabschätzung	43
6.1	Investitionskosten (CAPEX)	43
6.1.1	Einfluss der Inner-Park-Verkabelung.....	45
6.1.2	Einfluss des Mooring-Systems	46
6.2	Levelized Cost of Energy (LCOE)	47
6.2.1	Auswertung der LCOE unterschiedlicher Abstände.....	48
7	Zusammenfassung.....	50
8	Literatur.....	52
Anhang A: Datengrundlage	57	
Daten des Referenzstandorts	57	
Anlagendaten.....	58	
Anhang B: Hydrodynamische Koeffizienten des Floaters.....	59	
Hydrostatische Steifigkeit C	59	
Mitbewegte Wassermasse $A(\omega)$	59	
Radiation-Damping $B(\omega)$	60	
Hydrodynamischer Kraftvektor $F_e(\omega)$	60	
Anhang C: Auslegung der Mooring-Lines.....	62	

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Entwicklung Wassertiefe & Entfernung zum Festland bodenbefestigter offshore Windturbinen [1]	1
Abbildung 2: Wassertiefe in Europa [4]	2
Abbildung 3: Drei Layouts für die Anordnung der Anlagen	3
Abbildung 4: Kumulative Verteilung des Scherungsexponenten α	6
Abbildung 5: Weibullverteilung auf Nabenhöhe	7
Abbildung 6: Windrose	7
Abbildung 7: Verteilungsdichtefunktionen (Blau) und FINO1 Wellendatensätze (Orange)	9
Abbildung 8: Korrelation zwischen Wellenhöhe und Peak-Periode	9
Abbildung 9: Korrelation zwischen Wellenhöhe und mittlere Wellenperiode	9
Abbildung 10: Korrelation zwischen Windgeschwindigkeit und Wellenhöhe	10
Abbildung 11: Zeitkontinuierliche Vektoren der FINO1-Messdaten für 10- Minuten-Mittel-Windgeschwindigkeit (links) und Böen- Windgeschwindigkeit (rechts)	10
Abbildung 12: Zeitkontinuierlicher Vektor der FINO1-Messdaten für die signifikante Wellenhöhe	11
Abbildung 13: Ermittlung der Extremwerte für die 10-Minuten-Mittel- Windgeschwindigkeit (links) und die Böen-Windgeschwindigkeit (rechts)	13
Abbildung 14: Ermittlung des Extremwerts für die signifikante Wellenhöhe	13
Abbildung 15: Turbulenzintensität auf Nabenhöhe und Hauptwindrichtung (195° - 255°)	15
Abbildung 16: CAD-Modell des Floaters	17
Abbildung 17: Netz für den verwendeten Floater	19
Abbildung 18: Bezeichnung der Freiheitsgrade [29]	19
Abbildung 19: Betrag der RAOs in Surge, Heave und Pitch des verwendeten Floaters mit 0° Wellenrichtung	20
Abbildung 20: Statische Pitch-Auslenkung	21
Abbildung 21: Pitch-RAOs der ausgewählten Wellenfrequenzen	22
Abbildung 22: Verankerung des Minimal Footprint Auslegungskonzeptes	28
Abbildung 23: Verankerung des Shared Anchor Auslegungskonzeptes	29
Abbildung 24: Skizzenhafte Darstellung der vorgenommenen Berechnungsschritte	30
Abbildung 25: Spannungsabhängige Verschiebung des Floaters in X-Richtung	31
Abbildung 26: Grenzen der maximalen Verschiebung für die jeweiligen Auslegungskonzepte	32
Abbildung 27: Turbinen Layouts	33
Abbildung 28: Jensen Wake Modell [10]	34
Abbildung 29: Vorgehensweise der AEP-Berechnung	36

Abbildung 30: Normalisierte Leistung einer Turbinenreihe mit und ohne Floater-Verschiebung in Windrichtung.....	37
Abbildung 31: Normalisierte Leistung für eine Turbinenreihe bei unterschiedlichem Abstand	38
Abbildung 32: Normalisierte Leistung für eine Turbinenreihe bei unterschiedlichen Ausdehnungskoeffizienten	39
Abbildung 33: Windparkleistung in Abhängigkeit der Windrichtung für verschiedene Layouts bei $v = 11m/s$	40
Abbildung 34: Jahresenergieertrag in TWh für verschiedene Anordnungen	41
Abbildung 35: Vergleich der Layouts.....	42
Abbildung 36: Schematische Inner-Park-Verkabelung am Beispiel des Versetzten Layouts	45
Abbildung 37: LCOE bei einem Abstand von 7D	48
Abbildung 38: LCOE bei einem Abstand von 8D.....	49
Abbildung 39: Einträge der hydrostatischen Steifigkeitsmatrix	59
Abbildung 40: Einträge der A-Matrix.....	59
Abbildung 41: Einträge der B-Matrix.....	60
Abbildung 42: Fe in Surge Richtung	60
Abbildung 43: Fe in Sway Richtung	60
Abbildung 44: Fe in Heave Richtung	61
Abbildung 45: Fe in Roll Richtung	61
Abbildung 46: Fe in Pitch Richtung	61
Abbildung 47: Fe in Yaw Richtung	61
Abbildung 48: Ergebnisse des Vergleichs von MoorDyn und der Extrapolation der Berechnungsmatrix	62
Abbildung 49: Platzierung der Mooring Lines im Koordinatensystem von MoorDyn	62

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Mittlere Jahreswindgeschwindigkeit auf Nabenhöhe in Abhängigkeit der atmosphärischen Stabilität nach [10].....	5
Tabelle 2: Einteilung der atmosphärischen Stabilität nach [11].....	5
Tabelle 3: Verteilungsparameter für die Wellendaten	8
Tabelle 4: Schrittweise Ermittlung der Datengrundlage für die Extremwertextrapolation	12
Tabelle 5: Ermittelte 50-Jahres-Extremwerte	13
Tabelle 6: Einteilung des Ausbreitungskoeffizienten k_w in Abhängigkeit der atm. Stabilität.....	16
Tabelle 7: untersuchte Wellenlastfälle.....	22
Tabelle 8: Auslenkungen und Beschleunigungen in Pitch-Richtung	23
Tabelle 9: Werte der Biegespannung am Turmfuß	25
Tabelle 10: Kenngrößen der ausgewählten Mooring Lines [32]	27
Tabelle 11: Berechnungsparameter und resultierende Minimallänge	28
Tabelle 12: Material- & Fertigungskosten der einzelnen Komponenten	44
Tabelle 13: Installationskosten.....	44
Tabelle 14: Variable Länge des Inner-Park-Kabels.....	45
Tabelle 15: Variable Anzahl der Anker & Länge der Mooring-Line.....	46
Tabelle 16: Gesamt Investitionskosten unterschiedlicher Layouts & Abstände	46
Tabelle 17: Parameter für die LCOE-Berechnung.....	47
Tabelle 18: AEP bei einem Abstand von 7D	48
Tabelle 19: AEP bei einem Abstand von 8D	48
Tabelle 20: Wichtigste Parameter der IEA Wind 15-MW Turbine (Engl.) [13]...58	
Tabelle 21: Inputparameter für MoorDyn	62

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Bedeutung
AEP	Annual Energy Production (engl.) = Jahresenergieertrag
CAPEX	Capital Expenditure (engl.) = Investitionsausgaben
D	Rotordurchmesser
DOF	Degree of Freedom (engl.) = Freiheitsgrad
FLORIS	Flow Redirection and Induction in Steady State
LCOE	Levelized Cost of Energy (engl.) = Energiegestehungskosten
MATLAB	Matrix Laboratory
OPEX	Operational Expenditure (engl.) = Betriebskosten
RAO	Response Amplitude Operator (engl.) = Antwortamplitudenoperator
SWE	Stuttgarter Lehrstuhl für Windenergie
SWL	Still Water Level (engl.) = Ungestörte Wasseroberfläche
WACC	Weighted Average Cost of Capital (engl.) = gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten
WEA	Windenergieanlage

1 Einleitung

Mit dem stetigen Voranschreiten des Klimawandels und der unaufhörlichen Forderung von Politik und Gesellschaft diesem entgegen zu steuern, steigt die Nachfrage nach Energie aus erneuerbaren Ressourcen stetig an. Die Erhöhte Nachfrage führt sowohl im Onshore-, als auch im Offshore-Bereich zu stetig steigenden Zahlen der an das Netz angeschlossenen Windparks [2]. Dieser Trend führte in den letzten 18 Jahren zu einigen Herausforderungen, welche es für Offshore-Windparks zu bewältigen gab. Als Folge der stetig sinkenden zur Verfügung stehen Standorte mit einer hohen Windleistung wurden neue Windparks fortlaufen in tiefere Wassertiefen und mit einer größeren Entfernung zum Festland installiert (vgl. Abbildung 1) [1].

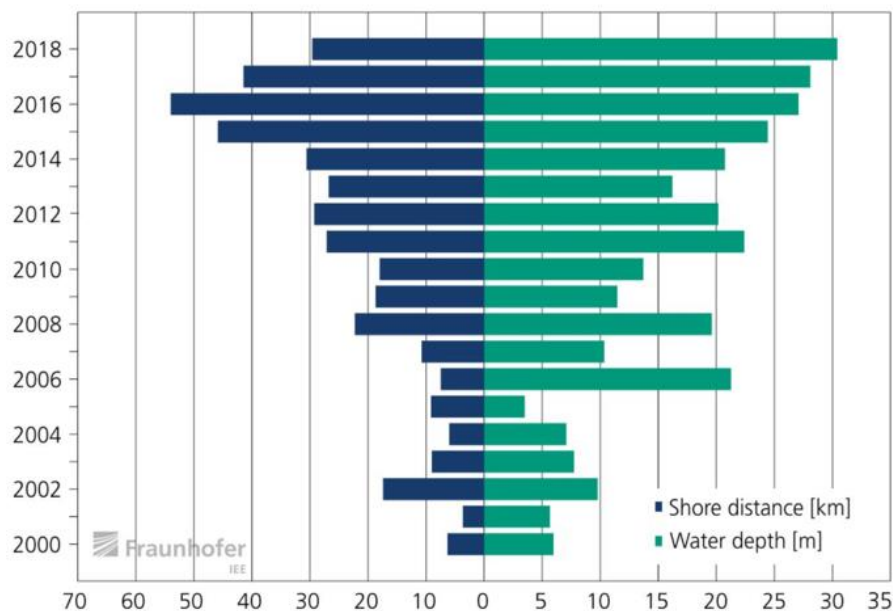


Abbildung 1: Entwicklung Wassertiefe & Entfernung zum Festland bodenbefestigter offshore Windturbinen [1]

Für den Windparkbetreiber bedeutet das eine Erhöhung der Installationskosten, da der Preis einer Bodenverankerung mit zunehmender Wassertiefe steigt. Des Weiteren führt die Vergrößerung des Abstandes zum Festland zu einer Steigerung der jährlichen Kosten für die Instandhaltung, so wie zu höheren Übertragungsverlusten beim Transport der erzeugten Energie an das Festland. Bei zu großer Entfernung bedarf es einer zusätzlichen Umspannstation in der Mitte des Übertragungskabels, um die Spannung erneut hoch zu transformieren [3]. Die erwähnten zusätzlichen Kosten zusammen mit dem sinkenden Wirkungsgrad verringern die Rentabilität des Windparks.

Mit Floating-Offshore-Wind besteht die Möglichkeit den steigenden Entfernungen vom Festland entgegen zu wirken und damit die Attraktivität dieses Energiesektors zu erneuern. Der große Unterschied zu Boden fixierten Windkraftanlagen (WEA), ist die Fähigkeit kostengünstig in großen Wassertiefen Anlagen zu betreiben.

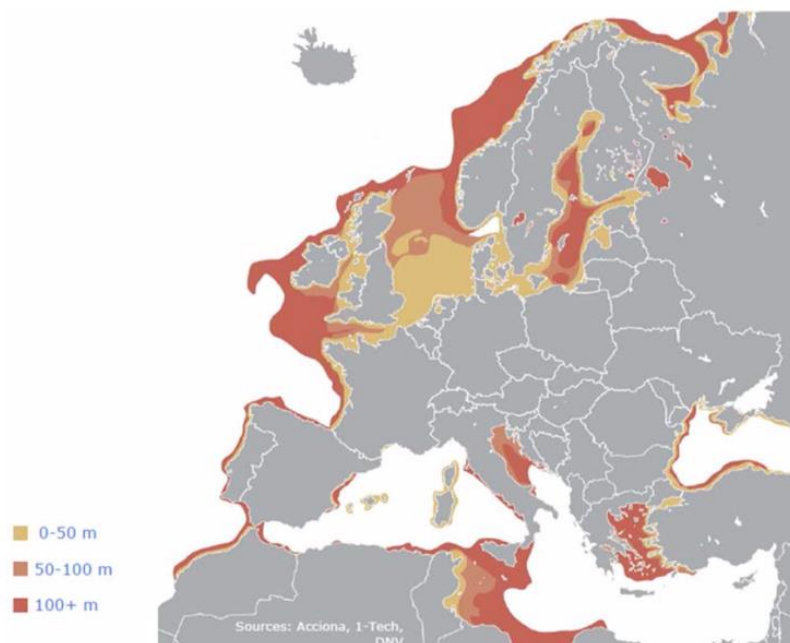


Abbildung 2: Wassertiefe in Europa [4]

Abbildung 2 ist zu entnehmen, dass genau diese großen Wassertiefen in Europa oft sehr nah am Festland an zutreffen sind [4]. Zusätzlich befindet sich eine Windleistung von $4TW$ in Wassertiefen größer als $60m$ in Europa [5], zu welcher es ohne Floating-Offshore-Wind keinen Zugang gäbe. Ein weiterer Vorteil der schwimmenden Plattformen ist die vereinfachte Installation, da Turbine und Plattform bereits am Hafen miteinander verbunden werden können und anschließend mittels einfacher Schlepper zum Zielstandort befördert werden können. Dieses Vorgehen erspart den Einsatz von teuren Kran-Vessels [6]. Mit einer schwimmenden Plattform bedarf es auch keiner aufwändigen und umweltschädigenden Installation von Monopiles, sondern nur leichten Ankern. Dies führt auch zu einer unabhängigeren Wahl des Standorts, da der Meeresuntergrund keine ausschlaggebende Rolle spielt. Auch wenn Floating-Offshore-Wind eine neue Technologie auf dem Markt darstellt, besteht die Möglichkeit der Technologieübernahme aus der offshore Öl- und Gasindustrie in den Bereichen der Plattform sowie der Verankerung.

Aus dem vorgestellten negativen Trend und den vielversprechenden Möglichkeiten von Floating-Offshore-Wind setzte sich das Projekt das Ziel, ein Gesamtkonzept für einen Floating-Offshore-Windpark aufzustellen und anhand von diesem Konzept die Basis für eine Optimierung zu bilden und die Wirtschaftlichkeit von Floating-Offshore-Wind zu überprüfen.

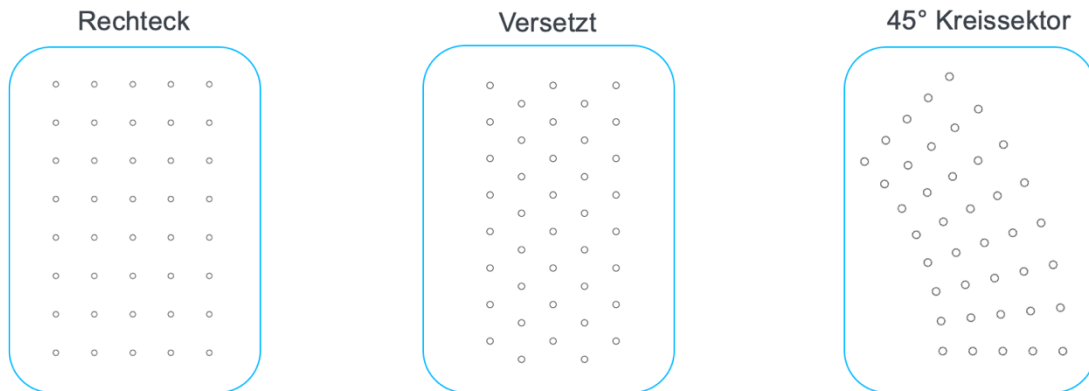


Abbildung 3: Drei Layouts für die Anordnung der Anlagen

Für eine aussagekräftige Überprüfung der Wirtschaftlichkeit wurde ein Windpark der Leistung 600MW mit 40 Anlagen, je 15MW konzipiert. Die Anlagen wurden mit drei verschiedenen Layouts (vgl. Abbildung 3) angeordnet und im Laufe des Projektes miteinander verglichen. Kombiniert mit den Herausforderungen und Eigenheiten der schwimmenden Plattform, des Mooring-Systems und den Effekten des Nachlaufes wurde im Projektverlauf der Preis für eine Megawattstunde eines Floating-Offshore-Windparks abgeschätzt.

2 Referenzdaten

Im Rahmen der Projektarbeit wurden vom SWE Wind- und Wellendaten für einen Referenzstandort sowie ein technischer Bericht für eine Windturbine zur Verfügung gestellt [7]. Diese werden nachfolgend genauer beschrieben.

2.1 Daten für den Referenzstandort

Die zur Verfügung gestellten Wind- und Wellendaten stammen von der Forschungsplattform FINO1 [8], welche sich in der Nordsee ca. 45km nördlich von Borkum befindet und in einer Wassertiefe von ca. 30m liegt. Eine Übersicht der angebrachten Sensoren wird im Anhang A aufgelistet. Die Daten liegen in einer Zeitauflösung von zehnminütigen Werten für den Zeitraum vom 1. Juni 2010 bis zum 31. Dezember 2019 vor.

2.1.1 Filtern der Sensordaten

Zunächst wurden die Daten des Sensors auf 91,5m Messhöhe gefiltert. Der Sensor zeichnet diese automatisch mit einer „quality flag“ auf, welche die Datenqualität beschreibt. Datenwerte, die eine schlechte Datenqualität aufwiesen und Zeitpunkte, an denen der Sensor nicht richtig funktionierte oder ausgeschaltet war, wurden aussortiert.

2.1.2 Extrapolation der Windgeschwindigkeit mit dem Power Law

Mithilfe des in [9] beschriebenen Power Laws wurden die Messwerte der Windgeschwindigkeit von der Höhe 91,5m auf Nabenhöhe extrapoliert. Die Extrapolation ist wie folgt definiert:

$$v_{hub} = v_{ref} \cdot \left(\frac{z_{hub}}{z_{ref}} \right)^\alpha = v_{ref} \cdot \left(\frac{150m}{91,5m} \right)^\alpha \quad (2-1)$$

mit:

v_{hub}	Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe
v_{ref}	Windgeschwindigkeit auf Sensorhöhe
α	Scherungsexponent
z_{hub}, z_{ref}	Naben- und Sensorhöhe

In Abhängigkeit der atmosphärischen Stabilität ergaben sich nach [10] unterschiedliche Scherungsexponenten. Eine genauere Erläuterung der Einteilung wird in Abschnitt 2.1.3 beschrieben. Die resultierende mittlere Jahresgeschwindigkeit auf Nabenhöhe \bar{v}_m ist in Tabelle 1 für unterschiedliche atmosphärische Schichtungen aufgelistet.

Tabelle 1: Mittlere Jahreswindgeschwindigkeit auf Nabenhöhe in Abhängigkeit der atmosphärischen Stabilität nach [10]

Atm. Stabilität	Stabil	Neutral	Instabil
α [–]	0,06	0,10	0,27
\bar{v}_m [m/s]	9,37	9,55	10,39

2.1.3 Untersuchung der atmosphärischen Stabilität mittels Windscherung

An der FINO1 Messstation sind Sensoren in unterschiedlicher Höhe angebracht. Dies ermöglicht eine Untersuchung der Windscherung indem das Power-Law „rückwärts“ angewendet wird, um den Scherungsexponenten zu bestimmen. Die Untersuchung bezieht sich auf die Sensormesswerte von 41,5m und 91,5m Höhe. In [11] wird eine Einteilung der atmosphärischen Schichtung anhand des Scherungsexponenten vorgeschlagen. Nach diesem Zusammenhang ergibt sich für den betrachteten Zeitraum die in Tabelle 2 aufgelistete Verteilung.

Tabelle 2: Einteilung der atmosphärischen Stabilität nach [11]

Schichtung	Scherungsexponent	Häufigkeit
Konvektiv	$\alpha > 0.15$	22%
Neutral	$0.07 < \alpha < 0.15$	23%
Instabil	$\alpha < 0.07$	55%

Die kumulative Verteilung des Scherungsexponenten ist in Abbildung 4 graphisch dargestellt.

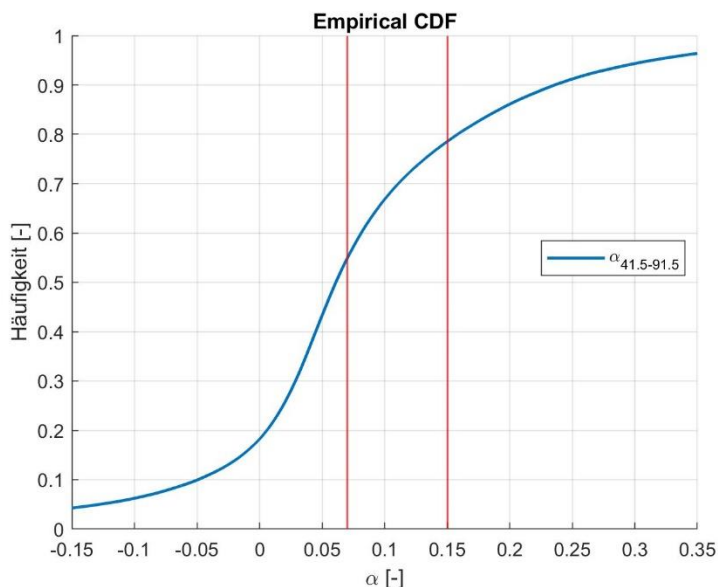


Abbildung 4: Kumulative Verteilung des Scherungsexponenten α

2.1.4 Weibullverteilung

Mit den auf Nabenhöhe extrapolierten Messwerten der Windgeschwindigkeit wurde eine Weibullverteilung aufgestellt. Diese gibt eine akkurate Näherung an, wie häufig eine bestimmte Windgeschwindigkeit auftritt. Diese Information ist relevant für die Berechnung des Jahresenergieertrags (AEP). Für die Verteilungsdichtefunktion gilt folgender Zusammenhang [10]:

$$f(v) = \frac{k}{A} \cdot \left(\frac{v}{A}\right)^{k-1} \cdot \exp\left[-\left(\frac{v}{A}\right)^k\right] \quad (2-2)$$

mit

k	Formparameter
A	Skalierungsparameter

Mittels des Statistiktools von MATLAB wurden die Weibullparameter zu $k = 2,13$ und $A = 10,82 \text{ m/s}$ bestimmt. In Abbildung 5(a) ist der zugehörige Funktionsgraph dargestellt. Die kumulative Verteilung ist in Abbildung 5(b) dargestellt und wurde nach [10] wie folgt berechnet:

$$F(v) = 1 - \exp\left[-\left(\frac{v}{A}\right)^k\right] \quad (2-3)$$

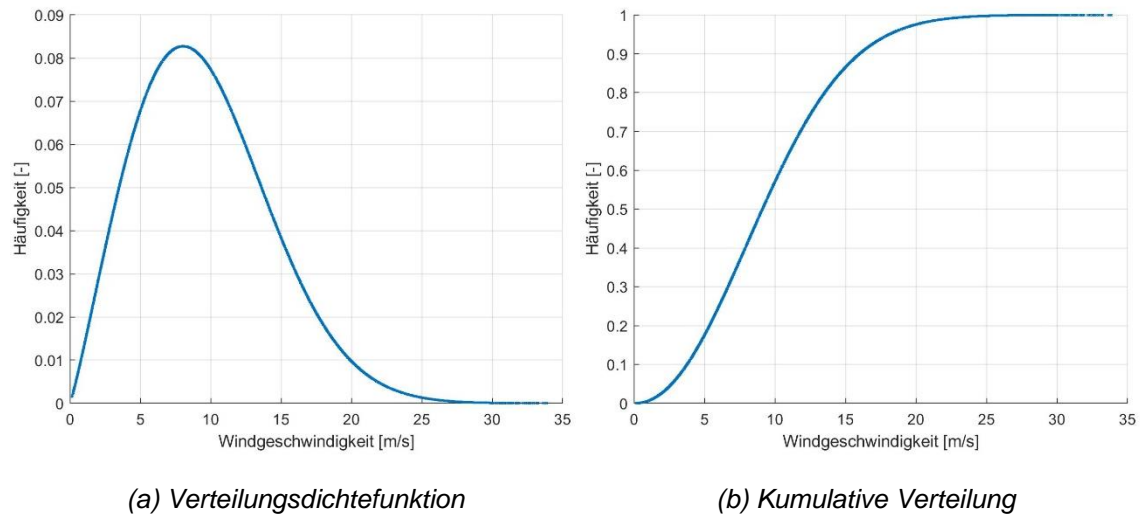


Abbildung 5: Weibullverteilung auf Nabenhöhe

2.1.5 Windrose

Um die Abhängigkeit von Windrichtung, Windgeschwindigkeit und Häufigkeit darzustellen, wurde das Skript „Windrose.m“ [12] verwendet. Aus der in Abbildung 6 dargestellten Windrose lässt sich ableiten, dass die Hauptwindrichtung in südwestlicher Richtung zwischen 200° und 250° liegt.

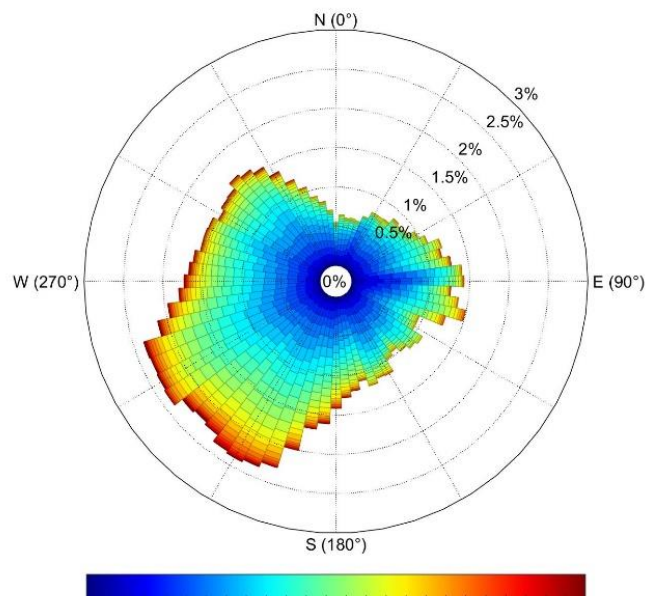


Abbildung 6: Windrose

2.1.6 Ermittlung der Wellen-Datenverteilung

Beim Analysieren der gegebenen Daten für die Wellen ist festzustellen, dass die Weibullverteilung die Werte der Messungen [13] nicht vorhersagen kann. Deswegen wurde zunächst anhand statistischer Tests eine passende Verteilung ermittelt. Allerdings liefern weder der Chi-Square Test [14] noch der Kolmogorov-Smirnov Test [15] eine geeignete Verteilung. Demnach wurden die Tests nicht für die Auswahl der Wellenverteilung genutzt.

Ein weiterer Ansatz besteht darin, die zur Auswahl stehenden Verteilungen mit dem jeweiligen ‚Probability Plot‘ [16] der Datensätze zu vergleichen. Dieser Vergleich liefert, dass eine Log-Normal Verteilung für die Wellendaten angenommen werden kann. Den Formeln (2-4) und (2-5) ist die mathematische Definition dieser Verteilung zu entnehmen:

$$f_X(x) = \frac{1}{x\sigma\sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{(\ln(x) - \mu)^2}{2\sigma^2}\right) \quad (2-4)$$

$$F_X(x) = \Phi\left(\frac{\ln(x) - \mu}{\sigma}\right) \quad (2-5)$$

mit

$$\Phi(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^x e^{-t^2/2} dt$$

Für die verwendeten Datensätze wurden die Verteilungsparameter der Tabelle 3 verwendet. In der Abbildung 7 ist der Vergleich zwischen den berechneten Verteilungsdichtefunktionen und den Daten zu sehen.

Tabelle 3: Verteilungsparameter für die Wellendaten

Symbol	Sig. Wellenhöhe [m]	Mittlere Wellenperiode [s]	Peak-Wellenperiode [s]
Mittelwert μ	1,21	4,89	6,58
Varianz σ^2	1,50	1,05	1,12

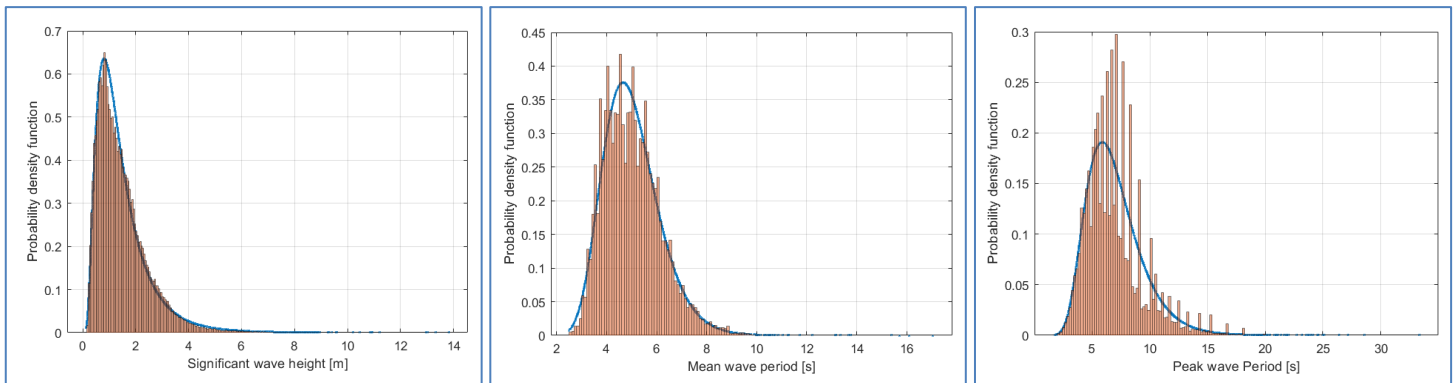


Abbildung 7: Verteilungsdichtefunktionen (Blau) und FINO1 Wellendatensätze (Orange)

2.1.7 Aufstellung von Korrelationen zwischen Datensätzen

Damit die AEP-Verluste, die durch die Welleneinwirkung entstehen, mit dem gesamten AEP verrechnet werden können, wurden die Wellendaten zu der Windgeschwindigkeit auf Hub-Höhe korreliert. Somit ist es möglich, bei einer gegebenen Windgeschwindigkeit die erwartete Wellenhöhe und Wellenperioden anzugeben.

Zunächst wurden die beiden Perioden in Abhängigkeit der Wellenhöhe angegeben. In beiden Fällen kann die Korrelation durch eine Potenzfunktion der Form $f(x) = A * x^b$ angenähert werden. Die Koeffizienten können entweder durch eine Interpolation der FINO1-Daten in MATLAB („Powerfit“) bestimmt oder aus einem vergleichbaren Standort übernommen werden.

Für die Korrelation zwischen Peak-Periode und Wellenhöhe wurden nach [17] die Koeffizienten $A = 5$ und $b = 0,5$ gewählt. Für die Korrelation zwischen der mittleren Wellenperiode und der Wellenhöhe wurden hingegen die durch die Interpolation erhaltenen Werte von $A = 4,674$ und $b = 0,277$ hergenommen, da keine passenden Literaturwerte gefunden wurden. In Abbildung 8 und Abbildung 9 sind diese Korrelationen dargestellt:

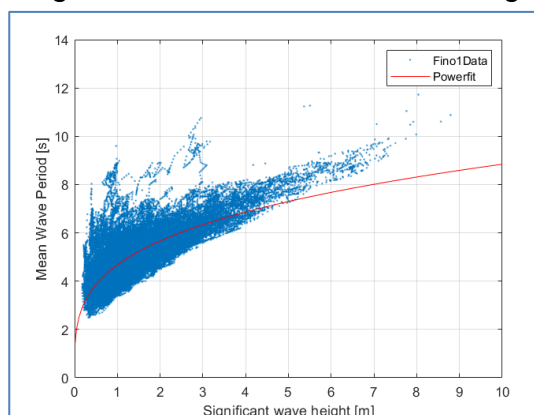


Abbildung 8: Korrelation zwischen Wellenhöhe und mittlere Wellenperiode

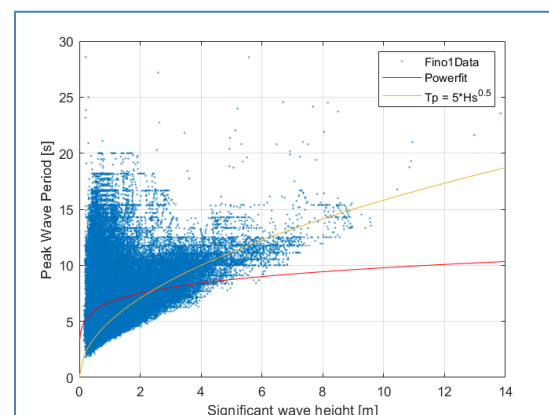


Abbildung 9: Korrelation zwischen Wellenhöhe und Peak-Periode

Anschließend wurde die Wellenhöhe in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit mit dem Polynom $f(x) = a * x^2 + b * x + c$ beschrieben. Die Koeffizienten wurden durch eine Interpolation mit MATLAB bestimmt: $a = 7,096 * 10^{-3}$, $b = -0,0157$ und $c = 0,810$. In der Abbildung 10 ist diese Beziehung zu sehen.

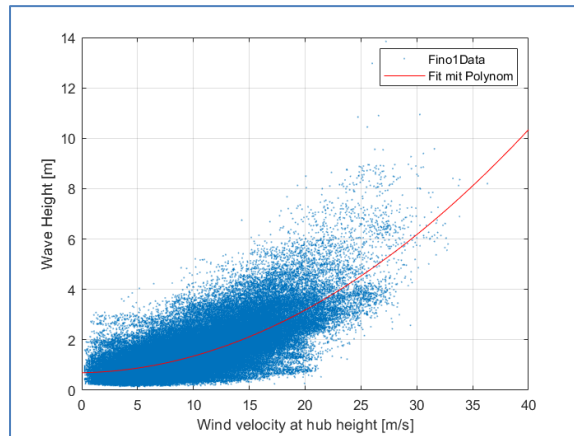


Abbildung 10: Korrelation zwischen Windgeschwindigkeit und Wellenhöhe

2.1.8 Ermittlung der 50-Jahres-Extremwerte

Zur Bestimmung der standortsspezifischen 50-Jahres-Extremwerte wurden die FINO1-Messdaten als Berechnungsgrundlage genommen [13]. Für die Extremwertberechnung der Windgeschwindigkeiten war es nötig diese auf Nabenhöhe zu übertragen. Die hierzu vorgenommene Berechnung wird in Abschnitt 2.1.2 beschrieben. Ermittelt wurden die 50-Jahres-Extremwerte für die zehn-Minuten-Mittel- und Böen-Windgeschwindigkeiten auf Nabenhöhe sowie die 50-Jahres-Extremwellen mit Bezug auf die signifikante Wellenhöhe. Die Berechnung der Werte fand in der Softwareumgebung von MATLAB statt. Im Folgenden werden die vorgenommenen Berechnungsschritte und hieraus resultierende Ergebnisse wiedergegeben.

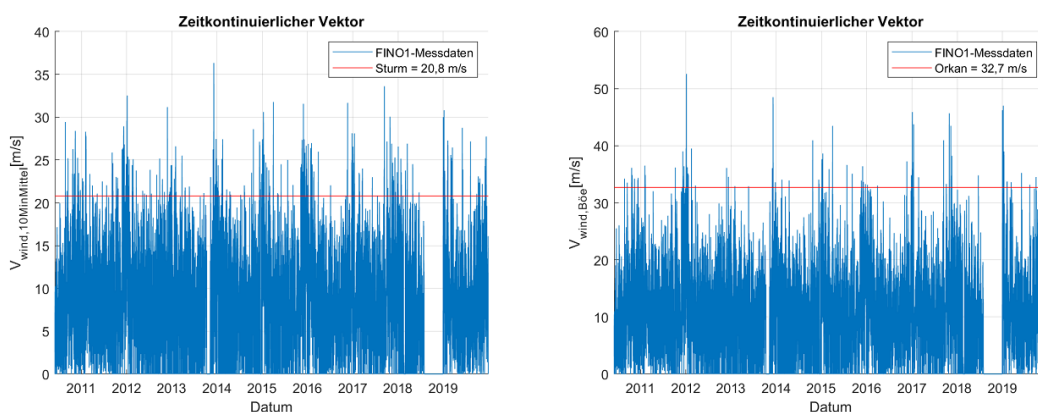


Abbildung 11: Zeitkontinuierliche Vektoren der FINO1-Messdaten für 10-Minuten-Mittel-Windgeschwindigkeit (links) und Böen-Windgeschwindigkeit (rechts)

Für eine Extremwertbetrachtung gilt es zunächst eine zeitliche Unabhängigkeit in den zugrundeliegenden Datensätzen zu erreichen. Hierfür wurde als erster Schritt eine Umformung der 3501×144 Daten-Matrizen in zeitkontinuierliche Vektoren vorgenommen. In und Abbildung 12 sind die hieraus resultierenden

Vektoren dargestellt. Die Datenlücken in den Diagrammen sind auf die FINO1-Messdaten zurückzuführen.

Im zweiten Schritt erfolgte eine Aussortierung der Daten, welche für eine Extremwertberechnung als ungeeignet erachtet wurden. Hierfür wurden die Kriterien der Windgeschwindigkeit für das Wetterereignis Sturm, $v_{wind} \geq 20,8 \text{ m/s}$, auf die zehn-Minuten-Mittelwindgeschwindigkeiten und für das Wetterereignis Orkan, $v_{wind} \geq 32,7 \text{ m/s}$, auf die Böen-Windgeschwindigkeiten angewandt [18]. Diese Kriterien sind in als rote Linien dargestellt. Die Aussortierung der signifikanten Wellenhöhen fand auf Basis einer visuellen Abschätzung statt, hier wurde eine Höhe $h_s = 4\text{m}$ seitens des Autors als zweckmäßig bewertet. Diese ist ebenfalls als rote Linie der Abbildung 12 zu entnehmen.

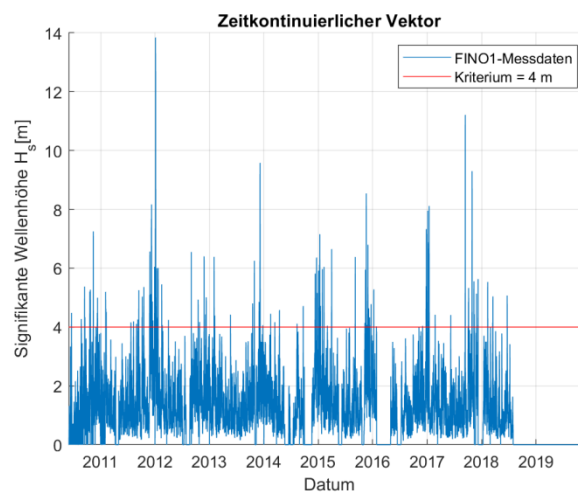


Abbildung 12: Zeitkontinuierlicher Vektor der FINO1-Messdaten für die signifikante Wellenhöhe

Im dritten und letzten Schritt der Datenaufbereitung wurden die übrigen Werte der jeweiligen Windgeschwindigkeitsvektoren mit der MATLAB Funktion „*islocalmax*“ auf einen Abstand von sieben Tagen hin untersucht. Dabei wurde das Ziel verfolgt lokale Maxima zu erhalten, welche nicht aus demselben Wetterereignis stammen. Hiermit wurde die zeitliche Unabhängigkeit der Datensätze sichergestellt. Abschließend wurde eine Untersuchung auf mögliche Ausreißer mit der MATLAB Funktion „*isoutlier*“ vorgenommen und diese aussortiert. Hierfür wurde das Standard MATLAB Kriterium $Median \pm 3 * Median$ verwendet. Die hierdurch schrittweise entstandene Datengrundlage für die Extremwertextrapolation ist der Tabelle 4 zu entnehmen.

Tabelle 4: Schrittweise Ermittlung der Datengrundlage für die Extremwertextrapolation

Daten-Vektoren:	Wetterereignisse:	Lokale Maxima:	Ausreißer:	Daten-grundlage:
10-Minuten-Mittel-Windgeschwindigkeit	9 545 Werte	105 Werte	1 Wert	104 Werte
Böen-Windgeschwindigkeit	926 Werte	42 Werte	4 Werte	38 Werte
Signifikante Wellenhöhe	7 765 Werte	64 Werte	3 Werte	61 Werte

Auf Basis der Ermittelten zeitlich unabhängigen Daten, sind die Extremwertextrapolationen erfolgt. Zunächst wurde eine absteigende Sortierung der Werte in den jeweiligen Datensätzen vorgenommen, welche dann dazu verwendet wurde, die Unterschreitungswahrscheinlichkeiten der einzelnen Werte zu bestimmen.

Unterschreitungswahrscheinlichkeiten der einzelnen Werte:

$$p(x_i) = 1 - i/(N + 1) \quad (2-6)$$

Mit:

$$i \quad \text{Rang}(x_i)$$

$$N \quad \text{Anzahl der Daten}$$

Nachfolgend wurde die reduzierte Variable der einzelnen Werte ermittelt:

$$y(x_i) = -\log(-\log(p(x_i))) \quad (2-7)$$

Das hierdurch entstandene jeweilige Datenfeld dient als Berechnungsgrundlage für die Extremwertextrapolation. Hierbei wird in einer doppellogarithmischen Darstellung eine Regressionsgerade durch die errechneten Werte gelegt. Nachfolgend wird der Schnittpunkt der jeweiligen Regressionsgerade mit den reduzierten Variablen der 50-Jahres-Unterschreitungswahrscheinlichkeiten betrachtet, um hieraus den 50-Jahres-Extremwert zu bestimmen. Dieses Verfahren ist für die jeweiligen Betrachtungsfälle zehner-Minuten-Mittel- und Böen-Windgeschwindigkeit sowie der signifikanten Wellenhöhe in den Abbildung 13

und Abbildung 14 dargestellt. Tabelle 5 fasst die dadurch ermittelten 50-Jahres-Extremwerte zusammen.

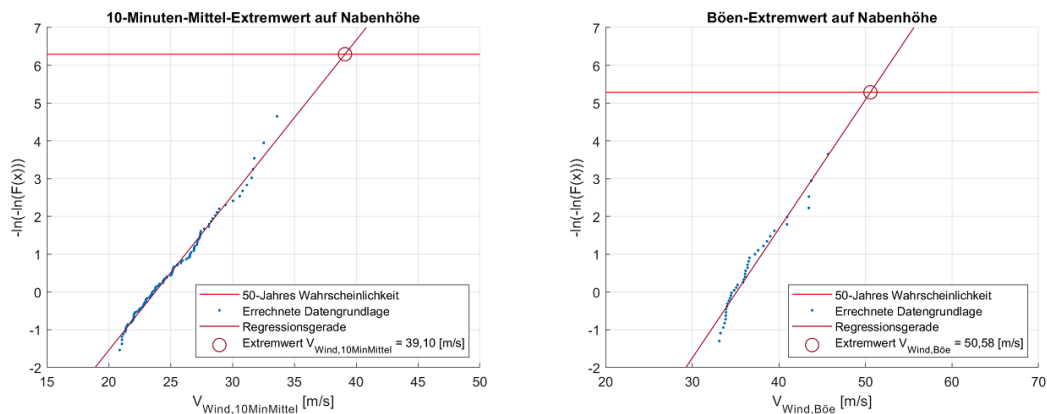


Abbildung 13: Ermittlung der Extremwerte für die 10-Minuten-Mittel-Windgeschwindigkeit (links) und die Böen-Windgeschwindigkeit (rechts)

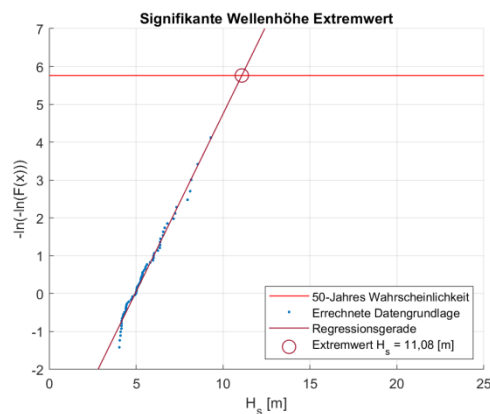


Abbildung 14: Ermittlung des Extremwerts für die signifikante Wellenhöhe

Tabelle 5: Ermittelte 50-Jahres-Extremwerte

	10-Minuten-Mittel-Windgeschwindigkeit	Böen-Windgeschwindigkeit	Signifikante Wellenhöhe
50-Jahres-Extremwert	39,10 m/s	50,58 m/s	11,08 m

2.1.9 Bestimmung der Turbulenzintensität

Die Bestimmung der standortsabhängigen Turbulenzintensität wurde auf Basis der FINO1-Messdaten, welche wie in Absatz 2.1.2 wiedergegeben auf Nabenhöhe übertragen wurden, gemäß der Norm EN IEC 61400-3-1:2019 vorgenommen [19]. Dabei wurde zusätzlich eine Unterteilung der Turbulenzintensität in

15° Abschnitte der Windrichtung durchgeführt. Die dazu benötigten Berechnungen sind in der Softwareumgebung von MATLAB erfolgt. Im nachfolgenden sind die einzelnen Berechnungsschritte und die sich daraus ergebende Turbulenzintensität für die in Absatz 2.1.5 ermittelte Hauptwindrichtung wiedergegeben.

Zu Beginn wurde eine Unterteilung der auf Nabenhöhe übertragenen FINO1-Messdaten nach Windrichtungsabschnitten vorgenommen. Hierdurch wurde die zuvor erwähnte Windrichtungsabhängigkeit erreicht. Auf die dadurch entstandenen Datensätze wurden die weiterführenden Berechnungsschritte zur Turbulenzintensitätsermittlung in gleicher Weise angewendet. Zunächst wurde eine iterative Bestimmung der windgeschwindigkeitsabhängigen Oberflächenrauheit z_0 vorgenommen.

Oberflächenrauheit nach IEC 61400-3 Gl. 7:

$$z_0 = \frac{A_c}{g} * \left(\frac{\kappa * V_{hub}}{\ln(z_{hub}/z_0)} \right)^2 \quad (2-8)$$

Mit:

$A_c = 0,011$	Charnock-Parameter gemäß IEC 61400-3 für offene See
$\kappa = 0,40$	von-Karman-Konstante
g	Erdbeschleunigung

Anschließend wurde die Standartabweichung der Windgeschwindigkeit über See $\sigma_{u,s}$ berechnet.

Standartabweichung nach IEC 61400-3 Gl. 8:

$$\sigma_1 = \frac{V_{hub}}{\ln(z_{hub}/z_0)} + 1,28 * 1,44 * I_{15} \quad (2-9)$$

Mit der Standardturbulenzintensität für die Turbinenklasse 1C:

$$I_{15} = I_{ref,1C} = 0,12.$$

Hieraus wurde die standortabhängige Turbulenzintensität TI ermittelt:

$$TI = \sigma_1 / v_{Wind, horizontal} \quad (2-10)$$

Die Ergebnisse dieser Berechnung für die Hauptwindrichtung des Standorts sind in Abbildung 15 dargestellt. Um den Betriebsbereich der WEA zu kennzeichnen wurden die Ein- und Ausschaltwindgeschwindigkeiten erkenntlich gemacht. Auffällig ist die hohe Turbulenzintensivität im niedrigen Windgeschwindigkeitsbereichen, welche auf thermische Induktion zurückzuführen ist. Diese verliert ihren Einfluss jedoch mit ansteigender Windgeschwindigkeit, wobei die hierdurch zunehmende Oberflächenrauheit zu dem Haupteinflussfaktor für die Entstehung von Turbulenzen und den Anstieg der Turbulenzintensität wird [20]. Hieraus ergibt sich im Betriebsbereich der WEA eine Turbulenzintensität von 9% bis 13%.

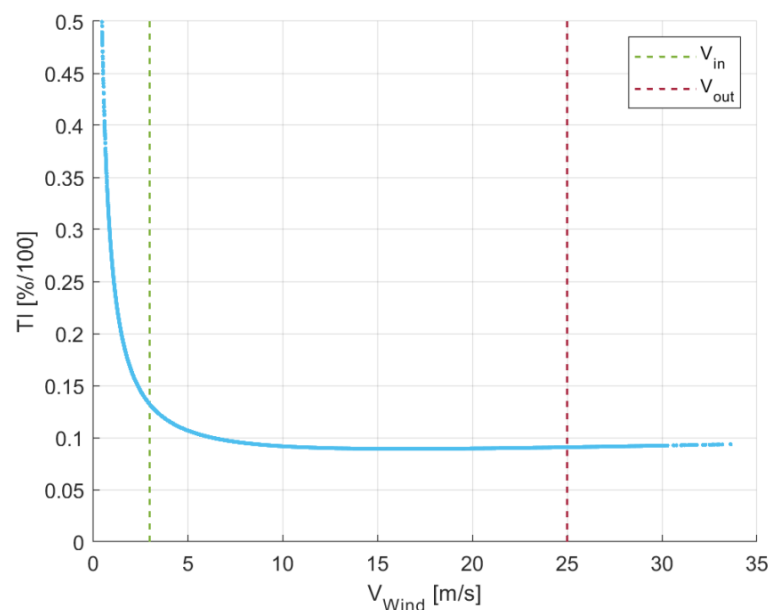


Abbildung 15: Turbulenzintensität auf Nabenhöhe und Hauptwindrichtung (195° - 255°)

2.1.10 Bestimmung des Ausbreitungskoeffizienten des Nachlaufs

Der Ausbreitungskoeffizient k_w des Nachlaufes, welcher in 5.5.3 genauer beschrieben wird, kann nach [21, 22] als Funktion der Turbulenzintensität angegeben werden:

$$k_w = 0,4 \dots 0,5 \cdot TI \quad (2-11)$$

Daraus wurde der Bereich des Ausbreitungskoeffizienten zu $0,036 \leq k_w \leq 0,065$ berechnet. Für unterschiedliche atmosphärische Stabilitätsbedingungen wurde die in Tabelle 6 aufgelistete Einteilung vorgenommen.

Tabelle 6: Einteilung des Ausbreitungskoeffizienten k_w in Abhängigkeit der atm. Stabilität

Atm. Stabilität	Stabil	Neutral	Instabil
k_w [–]	0,065	0,04	0,036

2.2 Ausgewählte Referenzwindturbine

Für die Ausarbeitung dieses Projektes wurde die IEA Wind 15-Megawatt Referenzwindturbine [7] hergenommen. Hierfür sind alle Anlagendaten, die im Rahmen dieser Arbeit benötigt wurden in [23] veröffentlicht.

Es handelt sich hierbei um eine hochskalierte Windturbine. Diese verfolgt den Trend immer größer ausgelegter Windturbinen der letzten Jahre [7]. Sie besitzt einen Rotordurchmesser von $240m$ und eine Hubhöhe von $150m$. Sie ist für eine Nennwindgeschwindigkeit von $10,6m/s$ konzipiert, mit einer Einschaltwindgeschwindigkeit von $3m/s$ und eine Ausschaltwindgeschwindigkeit von $25m/s$. Weitere Daten sind dem Anhang A und den Quellen [7] und [23] zu entnehmen. Diese Anlage ist als „Fixed-Offshore“ konzipiert. Daher wird bei den folgenden Berechnungen die Monopile-Struktur ignoriert.

3 Floater-Optimierung

In den nächsten Unterkapiteln werden die Zusammenhänge zwischen der Floaterbewegung und den auftretenden Lasten erläutert, sodass ein Optimierungsproblem aufgestellt werden kann.

3.1 Verwendetes Floatermodell

Die Aufstellung der Berechnungsgrundlage erfolgt für ein einziges Floatermodell. Es wurde ein Semi-Submersible-Floater verwendet, da diese Bauweise bei einer geringen Wassertiefe anwendbar ist. Zudem ist diese eine bewährte Bauart und ihre Installationskosten fallen deutlich geringer aus, als bei anderen Konfigurationen [24].

Das verwendete Modell ist eine angepasste Version des SWE-TripleSpar [25]. Dieser wird in einer laufenden Bachelorarbeit [26] für die Montage einer IEA 15 MW Anlage hochskaliert. Die Massen- und Geometriedaten, so wie das CAD-Modell in der Abbildung 16 konnten dieser entnommen werden.

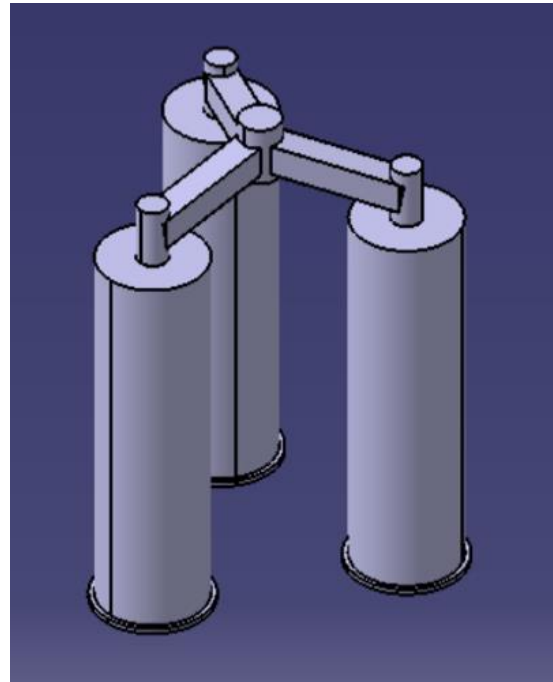


Abbildung 16: CAD-Modell des Floaters [26]

3.2 Frequenzabhängige Floaterbewegung

Ein wichtiger Teil der Lasten, die auf die Struktur wirken, wird von der Bewegung des Floaters aufgerufen. Diese Bewegung entsteht durch das Auftreten von Wellen und wird durch die restlichen statischen Kräfte beeinflusst. Die Wirkung der Wind- und Mooring-Line-Kräfte wurden bei der Berechnung der Floaterbewegung vernachlässigt, da ein statisches Gleichgewicht zwischen beiden angenommen werden kann (s. Kapitel 4).

3.2.1 Bewegungsgleichung des Floaters

In einem ersten Schritt wurde die Bewegungsgleichung des Floaters aufgestellt und nach der Bewegungsamplitude aufgelöst. Somit entstehen die Response Amplitude Operators (RAOs) für die sechs Freiheitsgrade (DOFs) (drei für Translation und drei für Rotation):

$$RAO(\omega) = \frac{a}{h_w} = \frac{F_e(\omega)}{-\omega^2(M + A(\omega)) - i\omega(B(\omega)) + C} \quad (3-1)$$

Mit:

Symbol	Beschreibung	Gegeben durch
h_w	Wellenhöhe [m]	Wellenlastfall
ω	Wellenfrequenz [rad/s]	Wellenlastfall
M	Trägheitsmatrix	NEMOH
$A(\omega)$	Matrix der mitschwingenden Wassermasse (Added mass)	NEMOH
$B(\omega)$	Matrix der Abstrahlungsdämpfung (Radiation damping)	NEMOH
$F_e(\omega)$	Kraftvektor [N] und [Nm]	NEMOH
C	Hydrostatische Steifigkeitsmatrix	NEMOH
a	Bewegungsvektor der Anlage [m] und [°]	Berechnet in (3-1)

Die Matrizen M, A, B und C und der Vektor F_e können mithilfe der Linearen Potentialtheorie ermittelt werden [27]. Auf die Berechnung dieser Koeffizienten wird im nächsten Abschnitt näher eingegangen.

3.2.2 Berechnung der hydrodynamischen Koeffizienten

Für die Berechnung der oben genannten Werte wurde die Open-Source Software NEMOH [28] verwendet. Die Bedienung dieses Programms über MATLAB ist mit der geeigneten Anpassung der Pfade und Ordnerstruktur möglich. Es ist die Erstellung eines Netzes für die untergetauchte Floateraußenfläche nötig.

Um die Koordinaten für den verwendeten Floater festzusetzen, wurde ein Skript erstellt, welches die drei Zylinder erzeugt und an die geeignete Stelle verschiebt. Somit ist es möglich, den Floater als einen einzigen Körper zu modellieren.

Anschließend wurden diese Koordinaten in eine vom Herausgeber von NEMOH zur Verfügung gestellten Anwendung eingelesen. Diese Anwendung heißt *mesh.m* und verfeinert das von dem Benutzer definierte Netz. Es werden dabei ebenfalls mehrere Textdateien erzeugt, die die Nötige Information für die Anwendung der Hauptroutine *nemoh.m* beinhalten. In der Abbildung 17 ist das Netz zu erkennen, mit dem die hydrostatischen Koeffizienten des Floaters berechnet wurden.

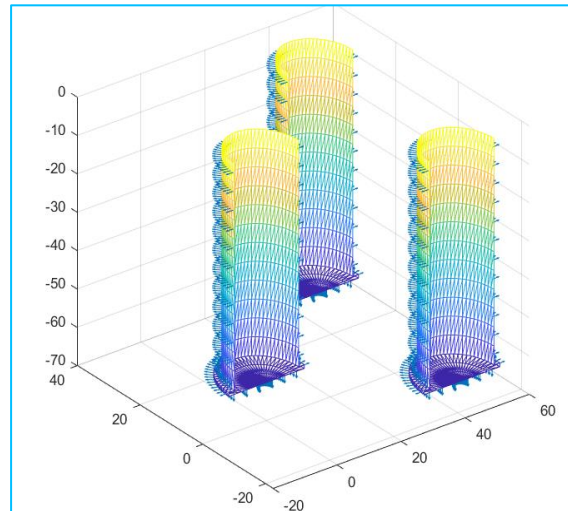


Abbildung 17: Netz für den verwendeten Floater

Mit der geeigneten Eingabe der Geometrie- und Masseneigenschaften, sowie mit der Angabe der Wassertiefe (es wurden 200m angenommen), Wellenrichtung und Wellenfrequenz kann die Berechnung der hydrostatischen Koeffizienten erfolgen. Die Werte dazu sind im Anhang B zu finden. Diese werden bezüglich der Wasseroberfläche (SWL) berechnet und ausgegeben. Deswegen ist eine nachträgliche Anpassung aller Matrizen nötig, sodass die RAOs bezüglich des Schwerpunktes der Gesamtanlage berechnet werden können.

3.2.3 Frequenzantwort des Floaters

Durch das Einsetzen der hydrodynamischen Koeffizienten in die Gl. (3-1) sind die frequenzabhängigen RAOs für die jeweiligen Freiheitsgrade erhältlich. Dabei ist zu erkennen, dass nur die Surge, Heave und Pitch Freiheitsgrade (s. Abbildung 18 [29]) relevant sind, da die anderen Auslenkungen annähernd gleich null sind.

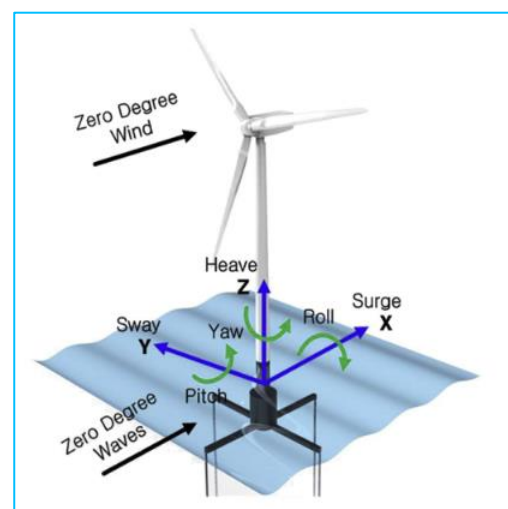


Abbildung 18: Bezeichnung der Freiheitsgrade [29]

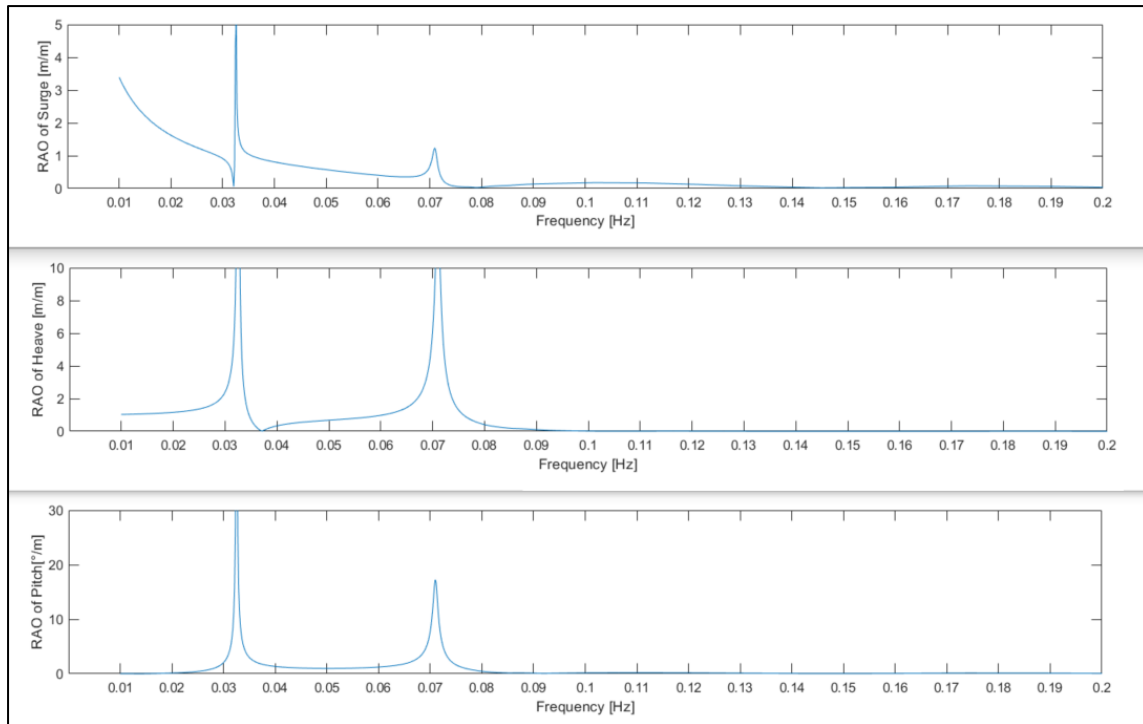


Abbildung 19: Betrag der RAOs in Surge, Heave und Pitch des verwendeten Floaters mit 0° Wellenrichtung

Abbildung 19 ist die Bewegungsamplitude in Abhängigkeit von der Frequenz zu entnehmen. Es lassen sich drei Eigenfrequenzen erkennen, bei 0 Hz , $0,032\text{ Hz}$ und $0,071\text{ Hz}$. Die Bewegungsamplituden an den Eigenfrequenzen betragen unrealistische Werte und sind nicht aussagekräftig [27]. Die RAO-Werte für die Pitch-Auslenkung wurden für die Berechnung des Biegemoments am Turmfuß weiterverwendet.

3.3 Biegemoment am Turmfuß durch Pitch-Bewegung

Die Bewegung in Pitch-Richtung ruft die maximalen Lasten auf den Turmfuß hervor, da dadurch die Schwerkraft ein Moment bewirkt. Diese Beanspruchung wurde für einen stationären Betrieb bei Nennwindgeschwindigkeit berechnet, da hierbei der maximale Schub auftritt. Es wurde zunächst die Neigung der Anlage und die Belastung auf dem Turmfuß ohne Einfluss von Wellen untersucht.

3.3.1 Statische Auslenkung in Pitch-Richtung

Es wurde angenommen, dass die Mooring Lines auf der Höhe des SWL befestigt sind. Um die statische Auslenkung und Last zu bestimmen wurde ein statisches Momentengleichgewicht gefordert. Das Momentengleichgewicht wurde um den Schnittpunkt zwischen der Mittelachse der Anlage und der SWL-Fläche aufgestellt.

Es ergibt sich die Gleichung (3–2):

$$F_S * h_{hub} - G * r_{SP_SWL} * \sin(\alpha) - C_{55_SWL} * \alpha = 0 \quad (3-2)$$

Mit:

Symbol	Wert und Einheit	Beschreibung	Gegeben durch
F_S	2,7826 MN	Schubkraft	Referenzturbine [23]
h_{hub}	150 m	Hubhöhe	Referenzturbine [7]
G	572,39 MN	Gewichtskraft (Gesamte WEA)	Floater-Datenblatt [26]
r_{SP_SWL}	35,4 m	Abstand zwischen Gesamtschwerpunkt und SWL	Floater-Datenblatt [26]
C_{55_SWL}	-7465,1 MNm/rad	Hydrostatische Steifigkeit in Pitch-Richtung	NEMOH
α	1,87°	Statischer Auslenkungswinkel in Pitch-Richtung	Berechnet in (3–2)

Bei der Aufstellung der obigen Gleichung wird vereinfachend angenommen, dass die Vertikalbewegung der Anlage unterbunden ist. Weiterhin wird angenommen, dass die hydrostatische Steifigkeit und die Schubkraft bei einer Änderung des Pitch-Winkels konstant bleiben. In Abbildung 20 ist der Lastfall beschrieben. Die Berechnung der aus der statischen Auslenkung entstehenden Biegespannung wird im Unterkapitel 3.3.4 vorgestellt.

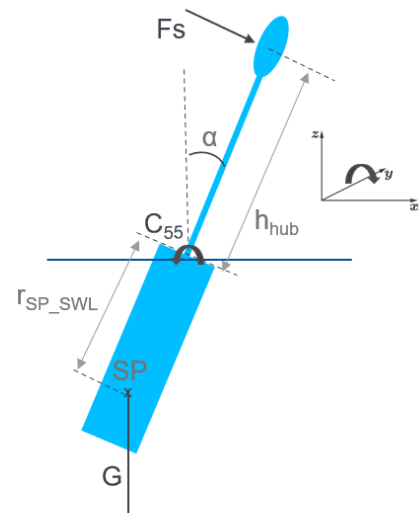


Abbildung 20: Statische Pitch-Auslenkung

3.3.2 Ausgewählte Wellenlastfälle

Für die Bestimmung der dynamischen Auslenkung und der daraus entstehenden Belastung am Turmfuß wurden die Wellenlastfälle aus der Tabelle 7 ausgewählt:

Tabelle 7: untersuchte Wellenlastfälle

Name	Beschreibung	Höhe [m]	Periode [s]	Frequenz [Hz]
L ₁	Wahrscheinlichste Peak-Periode	5,594	5,88	0,17
L ₅	5. Perzentil der Peak-Periode	14,33	10,18	0,098
L _{50H}	Frequenz einer Welle mit 50-Jahres-Höhe nach $T_{p,50} = 5 * H_{50}^{0,5}$ [17]	20,61	16,64	0,062
L _{50P}	50-Jahres-Peak-Periode	20,61	32,25	0,031
L _{WCS}	Periode der höchsten gemessenen Welle	25,74	23,55	0,042

Es wurde für jede Frequenz die jeweilige maximale auftretende Wellenhöhe angenommen. Eine Ausnahme bilden die Lastfälle L_{50H} und L_{50P}, bei denen die 50-Jahres-Maximalhöhe gewählt wurde.

Es ist ersichtlich, dass die Frequenzen der Lastfälle L_{50H}, L_{50P} und L_{WCS} kleiner sind als die höchste Eigenfrequenz. Daraus ist zu schließen, dass die Anregung mit der Eigenfrequenz des Floaters möglich ist. Deswegen ist das Einbauen eines Dämpfungselements nötig, sodass die Anregungen im Eigenfrequenzbereich nicht zum Bauteilversagen führen. Abbildung 21 kann der Betrag des Pitch-RAOs bei den ausgewählten Anregungsfrequenzen entnommen werden.

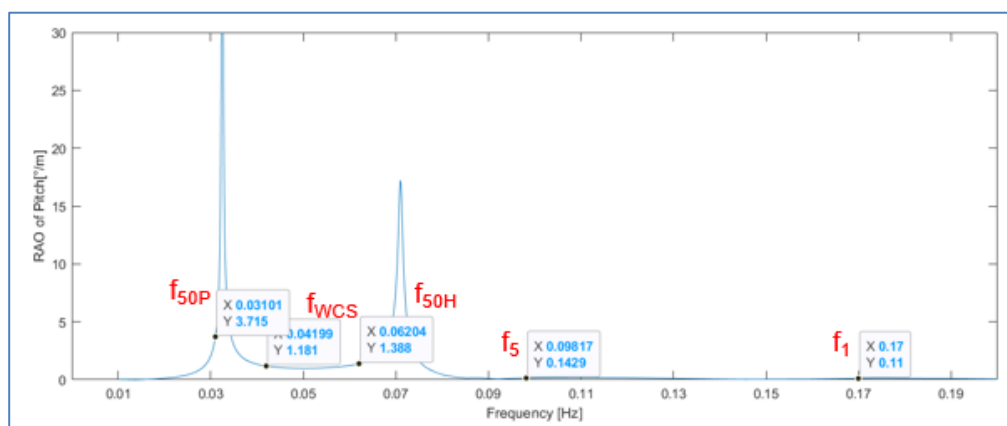


Abbildung 21: Pitch-RAOs der ausgewählten Wellenfrequenzen

3.3.3 Dynamische Auslenkung in Pitch-Richtung

Wird angenommen, dass die Meereswellen sinusförmig sind, kann die durch Wellen erzeugte Auslenkung in Pitch-Richtung der Anlage mit der folgenden Beziehung beschrieben werden:

$$\varphi = RAO_{pitch} * \frac{H_w}{2} * \sin(2\pi * f * t + \varepsilon) \quad (3-3)$$

Mit:

Symbol	Beschreibung	Gegeben durch
RAO_{pitch}	Betrag des RAOs in Pitch-richtung [°/m]	Wellenlastfall und NEMOH
H_w	Wellenhöhe (Spitze zu Tal) [m]	Wellenlastfall
f	Wellenfrequenz [Hz]	Wellenlastfall
t	Zeit [s]	-
ε	Phase [rad]	NEMOH
φ	Dynamischer Auslenkungswinkel in Pitch-Richtung [°]	Berechnet in (3-3)

Um die maximalen Spannungen zu ermitteln, muss lediglich die Auslenkungsamplitude berücksichtigt werden. Deswegen kann im Frequenzbereich gearbeitet werden, womit die Zeit t und die Phase ε keine Rolle spielen. Die Maximale Auslenkung wird bei $\sin(2\pi ft + \varepsilon) = 1$ erreicht.

Somit ergeben sich für die untersuchten Lastfälle die in der Tabelle 8 hinterlegten Pitch-Auslenkungsamplituden und maximale Pitch-Winkelbeschleunigungen.

Tabelle 8: Auslenkungen und Beschleunigungen in Pitch-Richtung

Lastfall	φ [°]	φ'' [°/s ²]
L ₁	0,308	1153
L ₅	1,03	1279
L _{50H}	14,31	7126
L _{50P}	38,28	4767
L _{WCS}	15,20	3475

Bei den Lastfällen L_{50H} , L_{50P} und L_{WCS} sind die Auslenkungen unrealistisch hoch. Demzufolge sind in diesen Fällen überkritische Belastungen zu erwarten.

3.3.4 Biegespannung am Turmfuß

Die Biegespannung am Turmfuß wurde folgendermaßen berechnet:

$$M_b = J_{yy_turb} * \varphi'' + Fs * h_{hub} + \sin(\alpha + \varphi) * h_{SP} * G_{turb} \quad (3-4)$$

Und

$$\sigma_b = \frac{M_b}{W_b} \quad (3-5)$$

Mit:

Symbol	Wert und Einheit	Beschreibung	Gegeben durch
J_{yy_turb}	$2.7891 * 10^{10} \text{ kg/m}^2$	Trägheit der Turbine um den Turmfuß	Referenzturbine [23]
Fs	$2,7826 \text{ MN}$	Schubkraft	Referenzturbine [23]
h_{hub}	150 m	Nabenhöhe	Referenzturbine [7]
G_{turb}	Komponentenweise [N]	Gewichtskraft der Turbine	Referenzturbine [23]
h_{SP}	Komponentenweise [m]	Schwerpunkt der Turbine	Referenzturbine [23]
φ	Lastfallabhängig [°]	Dynamischer Pitch-Winkel	Berechnet in (3-3)
φ''	Lastfallabhängig [1/s ²]	Dynamische Pitch-Beschleunigung	Zweite Ableitung von (3-3) nach der Zeit t
α	$1,87^\circ$	Statischer Pitch-Winkel	Berechnet in (3-2)
M_b	Lastfallabhängig [Nm]	Biegemoment am Turmfuß	Berechnet in (3-4)
W_b	$1,78 \text{ m}^3$	Biege-Widerstandsmoment am Turmfuß	Berechnet nach [30]
σ_b	Lastfallabhängig [N/m ²]	Biegespannung am Turmfuß	Berechnet in (3-5)

Wird die Einwirkung der Wellen vernachlässigt, ergibt sich die statische Biegespannung am Turmfuß. Diese wird von der im Unterkapitel 3.3.1 beschriebenen Auslenkung hervorgerufen. Sie kann mithilfe der Gl. (3–4) und (3–5) berechnet werden, indem $\varphi = 0$ gesetzt wird. Die statische Biegespannung beträgt somit $273,1 \text{ MPa}$.

Eine Extrempunktbetrachtung bei der Gleichung (3–4) liefert, dass die maximalen und minimalen Belastungen jeweils bei den maximalen und minimalen Auslenkungen der untersuchten Wellenlastfälle auftreten.

Die Werte, zwischen denen die Biegespannung am Turmfuß schwingt, sind in der Tabelle 9 hinterlegt:

Tabelle 9: Werte der Biegespannung am Turmfuß

Lastfall	Max. Biegespannung [MPa]	Min. Biegespannung [MPa]	Frequenz [Hz]
L ₁	279,0	267,2	0,17
L ₅	293,5	252,7	0,098
L _{50H}	557,1	-132,8	0,062
L _{50P}	984,6	-454,7	0,031
L _{WCS}	728,5	-188,6	0,042

In den Daten der Referenzwindturbine [23] wird nur die Bruchspannung von dem verwendeten Stahl angegeben. Stähle mit vergleichbarer Bruchspannung weisen eine Fließgrenze zwischen 600 MPa und 900 MPa auf [31]. Es wurde der allgemeine Sicherheitsfaktor $j = 1,5$ [30] verwendet. Somit liegt die maximale zulässige Biegespannung zwischen 400 MPa und 600 MPa .

Es ist ersichtlich, dass die maximale zulässige Biegespannung bei den Lastfällen L_{50H}, L_{50P} und L_{WCS} überschritten wird. Dies bestätigt die Not einer starken Dämpfung der Eigenfrequenzen.

Die Anregungen, die nicht im Bereich der Eigenfrequenzen stattfinden bleiben dennoch unterkritisch. Der Turm hält den Belastungen außerhalb des Eigenfrequenzbereiches stand. Daher kann, unter Voraussetzung Dämpfung der Eigenfrequenzen, der Floater optimiert werden.

3.4 Optimierungsmöglichkeiten

Einerseits kann der Floater kleiner/leichter ausgeführt werden, womit Kosten bei diesem Bauteil gespart werden. Hiermit wird der maximale Pitch-Winkel größer, wodurch das AEP sinkt.

Andererseits kann die Pitch-Auslenkung mit einem teureren Floater in Grenzen gehalten werden. Somit können die AEP-Verluste minimiert werden. Außerdem sind die Belastungen kleiner, weswegen ein kostengünstigerer Werkstoff für dem Turmfuß verwendet werden kann.

4 Auslegung der Mooring Lines

Im Zuge des Projektes wurde eine Betrachtung des Mooring Systems vorgenommen. Hierbei wurde eine Auslegung der Mooring Lines durchgeführt. Ziel war es, durch diese Analyse eine windrichtungs- und windgeschwindigkeitsabhängige Verschiebung des Floaters zu bestimmen. Diese wurde in Abschnitt 5.5.1 dazu verwendet, den jeweiligen Einfluss auf den Nachlauf zu untersuchen. Zusätzlich wurde im Laufe der Auslegung ein Berechnungsinstrument entwickelt, welches als Grundlage für eine weiterführende Optimierung der Mooring Lines, auch neben dem im Rahmen dieses Projektes angewandten Betrachtungsfalls, Anwendung finden kann.

Die Grundlage der Untersuchung bildet der in Abschnitt 3.1 beschriebene Floater und die Mooring Lines des Nautilus-10 Floaters der DTU 10MW Referenzwindturbine [32]. Die Kenngrößen der Mooring Lines sind in Tabelle 10 gegeben.

Tabelle 10: Kenngrößen der ausgewählten Mooring Lines [32]

Art	Durchmesser	Trockengewicht	Dehnsteifigkeit	MBS
Kette	0,097 m	181,18 kg/m	803,5 MN	7,5 MN

Für die Auslegung der Mooring Lines wurde ein Gravitationsanker verwendet, welcher in horizontaler Richtung als unbeweglich angenommen wurde. Eine vertikale Krafteinwirkung auf den Anker wurde durch die Länge der Mooring Lines ausgeschlossen. Hierfür diente die in [33] gegebene Formel für die Berechnung der minimalen Länge L_{min} der Mooring Lines zur Ausschließung vertikaler kraft Einwirkung auf den Anker als Berechnungsgrundlage:

$$L_{min} = h * \sqrt{\left(2 * \frac{T_{max}}{\omega * h} - 1\right)} \quad (4-1)$$

Mit:

h	Meerestiefe
ω	Nassgewicht der Mooring Line
T_{max}	Maximale horizontale Kraft, die an dem SWL auf den Floater wirkt

Für den Betrachtungsfall dieses Projektes ergeben sich die genannten Parameter zu den in Tabelle 11 gegebenen Werten. Für die Bestimmung von T_{max} wurde das unter DLC 1.4 wirkende Fore-Aft-Moment aus [7] umgerechnet. Die resultierende L_{min} , bei welcher keine vertikale Kraft auf den Anker wirkt, ergab sich zu 852,7m.

Tabelle 11: Berechnungsparameter und resultierende Minimallänge

h	ω	T_{max}	L_{min}
200 m	163,72 kg/m	3,08 MN	852,7 m

4.1 Auslegungskonzepte

Als ein zusätzlicher Aspekt der Untersuchung wurden zwei verschiedene Auslegungskonzepte analysiert. Dadurch wurde eine zusätzliche Ebene der Betrachtung hinzugefügt, welche eine Änderung der Mooring Line Länge berücksichtigt. In Abhängigkeit dieser ändert sich die resultierende Verschiebung der Floater-Plattform während dem Betrieb. Des Weiteren unterscheiden sich auch die Installationskosten der Auslegungskonzepte, welche im Kapitel 6 näher erörtert werden. Im Folgenden werden die zwei unterschiedlichen Konzepte vorgestellt.

4.1.1 Minimal Footprint Auslegung

Das Ziel dieser Auslegung war es eine möglichst geringe Länge der Mooring Lines zu erreichen. Den Hintergrund dieser Überlegung bildete das Bestreben eine Minimierung der von der Anlage beeinflussten Fläche auf dem Meeresgrund als auch einer geringeren Verschiebung der Anlage während dem Betrieb zu erreichen. Abbildung 22 gibt eine Skizzierung dieses Auslegungskonzeptes wieder. Hier dargestellt sind die Floater als blaues Dreieck und die Mooring Lines als Pfeile, wobei der Pfeilkopf die Verankerung symbolisiert.

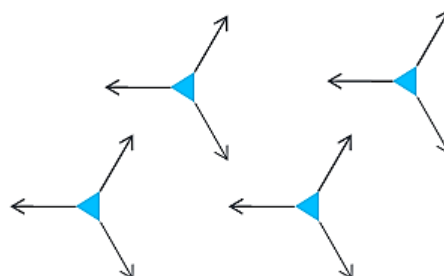


Abbildung 22: Verankerung des Minimal Footprint Auslegungskonzeptes

Zu erkennen ist eine individuelle Verankerung jeder einzelnen Mooring Line. Hierdurch ist es möglich deren Länge so gering wie nötig zu halten. Zusätzlich wird durch die individuelle Verankerung der Mooring Lines eine Layout-unabhängigkeit erreicht. Da die einzelnen WEA in keinem räumlichen Zusammenhang stehen, können sie beliebig angeordnet werden.

4.1.2 Shared Anchor Auslegung

Das zweite Auslegungskonzept basiert auf dem Gedanken eine gemeinsame Verankerung mehrerer Mooring Lines vorzunehmen. Hier steht die dadurch erzielbare Kostenersparnis während der Installation im Vordergrund. Abbildung 23 stellt eine Skizzierung des Konzeptes dar. Die Komponentendarstellung wurde analog zu der Minimal Footprint Auslegung vorgenommen.

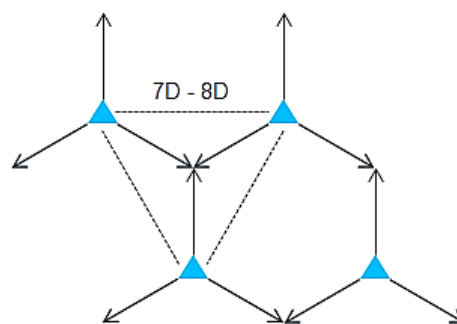


Abbildung 23: Verankerung des Shared Anchor Auslegungskonzeptes

Neben der gemeinsamen Verankerung von jeweils drei Mooring Lines ist aus Abbildung 23 ein dadurch entstehender räumlicher Bezug der WEA zueinander erkennbar. Infolgedessen kommt eine Mooring Line Länge zustande, welche von dem geplanten Abstand der Anlagen abhängig ist. Diese ist für die vorliegenden Betrachtungsfall deutlich länger als L_{min} . Hieraus resultiert, im Vergleich zu dem Minimal Footprint Auslegungskonzept, eine größere Verschiebung der Floater während dem Betrieb der WEA. Zusätzlich ist durch den räumlichen Zusammenhang nur ein Layout mit zueinander versetzten Anlagenreihen realisierbar.

4.2 Bildung der Rechengrundlage

Für die horizontale Krafteinwirkung während des Anlagenbetriebs wurden die Rotorschubergebnisse der OPENFAST-Simulation für die NREL 15MW Referenzwindturbine verwendet [23]. Durch diese war es möglich, die erstrebte Windgeschwindigkeitsabhängigkeit in die weiteren Berechnungsschritte zu integrieren. Basierend auf diesen Daten wurde in MATLAB eine Verteilungsmatrix der Zugkräfte auf die einzelnen der Mooring Lines der Anlage erstellt.

Dieser Abschnitt gibt die hierzu vorgenommenen Schritte wieder. Abbildung 24 stellt die dabei durchgeführten Berechnungen zum Zweck des besseren Verständnisses skizzenhaft dar.

Im ersten Schritt der Berechnung wurde der vektorielle Rotorschub um einen hypothetischen Angriffspunkt rotiert. Dies ist in Abbildung 24 links dargestellt. Hierbei war das Ziel eine Windrichtungsabhängigkeit zu erreichen. Während der Rotation wurde der jeweilige Rotorschubvektor in eine X- und eine Y-Komponente aufgeteilt. Somit entstanden am Ende der Rotation jeweils eine X- und eine Y-Komponentenmatrix mit windrichtungs- und windgeschwindigkeitsabhängigen Größen.



Abbildung 24: Skizzenhafte Darstellung der vorgenommenen Berechnungsschritte

Im zweiten Schritt wurden diese Matrizen auf die im Koordinatensystem festen Mooring Lines angewandt. Hierzu wurde die Verteilung der X- und Y-Komponenten des Rotorschubs auf feste Winkel berechnet. Dieser Vorgang wird in Abbildung 24 rechts dargestellt. Daraus entstanden wiederum drei Matrizen, jeweils eine pro Mooring Line, welche eine windrichtungs- und windgeschwindigkeitsabhängige Belastung wiedergeben. Da diese Matrizen die volle Rotation abbilden, aber die Mooring Lines nur auf Zug belastet werden können, wurde hier eine entsprechende Aussortierung der Daten vorgenommen.

Im dritten und letzten Schritt wurden die einzelnen Matrizen miteinander verrechnet, um damit eine Antwort des Gesamtsystems auf eine beliebige Windrichtungs- und Windgeschwindigkeitskombination zu erhalten. Das Resultat ist eine einzelne Berechnungsmatrix, die wiedergibt, wie sich die Zugspannungen auf die Mooring Lines verteilen.

4.3 Bestimmung der Floaterverschiebung

Zur Bestimmung der Floaterverschiebung in X-Richtung wurde MoorDyn verwendet [34]. Dazu wurden die Kenngrößen der einzelnen Auslegungskonzepte dem Tool als Input übergeben. Diese können im Anhang C Tabelle 21 entnommen werden, während die Positionierung der Mooring Lines und Anker im Koordinatensystem von MoorDyn Abbildung 49 entnommen werden können. Ent-

sprechend des Inputs wurde seitens des Tools eine zugspannungsabhängige Verschiebung der Anlage in X-Richtung berechnet. Diese ist in Abbildung 25 für die Minimal Footprint Auslegung in Blau und die Shared Anchor Auslegung in Rot dargestellt. Hierbei wurde der Anschlusspunkt der Mooring Lines am Floater (Fairlead) als Betrachtungspunkt gewählt. Der Grund für diese Betrachtung ist, dass an jenem Punkt die größte Zugspannung aufgenommen wird. Die jeweiligen, bei dem Betrieb der Anlage auftretenden, Zugspannungen am Fairlead wurden im Voraus gemäß [33] ermittelt. Dabei entsprechen die Zugspannungswerte der Krafteinwirkung aufgrund des Rotorschubs. Für die Verschiebungsbeziehung durch das Tool wurden die ermittelten Werte als Referenzpunkte verwendet.

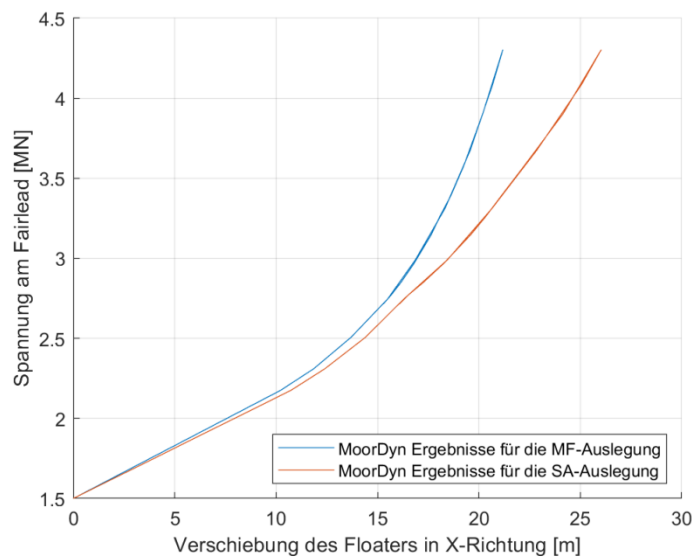


Abbildung 25: Spannungsabhängige Verschiebung des Floaters in X-Richtung

Durch die Betrachtung der rotorschubabhängigen Verschiebung in X-Richtung wurde eine einzelne Mooring Line belastet. Die übrigen zwei Mooring Lines wirken lediglich aufgrund ihres Eigengewichts eine geringe Kraft auf den Floater aus, nehmen jedoch keine Zugspannung auf. Dadurch war es möglich die Verschiebungsergebnisse auf die zuvor in Abschnitt 4.2 erstellte Berechnungsmatrix anzuwenden. Um die daraus resultierende Ergebnismatrix zu validieren, wurde ein Vergleich der resultierenden Verschiebung in X-Richtung aus der Ergebnismatrix und des Ergebnisses der MoorDyn Berechnung vorgenommen. Dieser Vergleich ist Abbildung 48 in Anhang C zu entnehmen. Durch die erfolgreiche Validierung war es möglich, die Ergebnismatrix als zuverlässige Grundlage für die Bestimmung von einem Bewegungsraum zu verwenden.

Die in Abhängigkeit der Windrichtung resultierende maximale Verschiebung ist für die zwei verschiedenen Auslegungskonzepte in Abbildung 26 in Form eines Grenzraums dargestellt. Dabei ist die Minimal Footprint Auslegung in Blau und

die Shared Anchor Auslegung in Rot abgebildet. Hieraus lässt sich die Auswirkung der unterschiedlichen Mooring Line-Längen auf die Verschiebung erkennen. Die einem Kleeblatt ähnliche Form der Verschiebungsgrenzen ist auf die windrichtungsabhängige Verteilung der resultierenden Zugkräfte auf die Mooring Lines zurückzuführen. Diese erstrecken sich im Koordinatensystem der Abbildung vom Mittelpunkt hinzu den Bereichen mit der geringsten Verschiebung. Aus dem Versatz der Mooring Lines um 120° resultiert eine abwechselnden Kräfteaufnahme durch eine einzelne und zwei Mooring Lines.

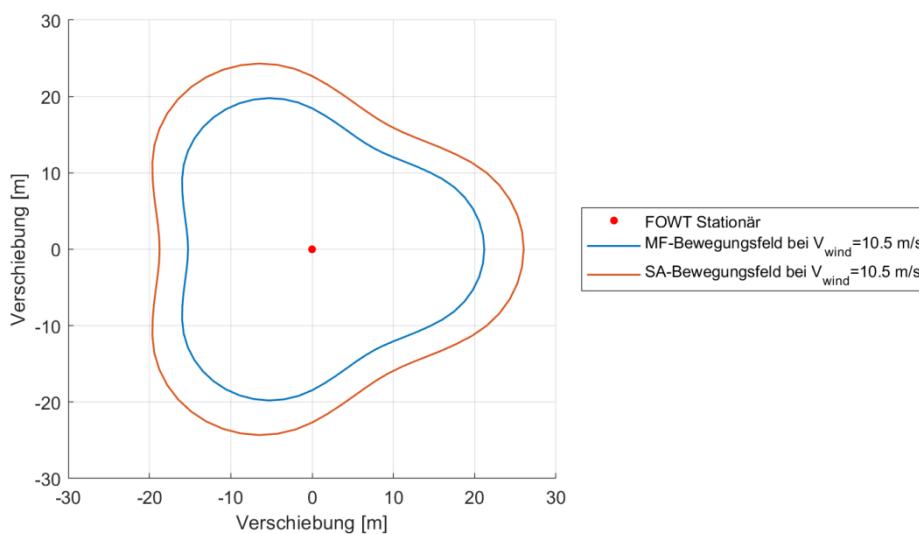


Abbildung 26: Grenzen der maximalen Verschiebung für die jeweiligen Auslegungskonzepte

Durch die Anwendung der MoorDyn-Ergebnisse auf die Berechnungsmatrix, wurde neben der abgebildeten Verschiebung jegliche andere durch die Kombination von Windrichtung und Windgeschwindigkeit resultierende Verschiebung ermittelt. Hierbei entspricht die Datenauflösung Windgeschwindigkeitsschritten von 1 m/s und Windrichtungsschritten von 5° . Durch Abspeicherung der Ergebnismatrix im MATLAB-Tabellenformat wurde eine Weitergabe der Verschiebungsdaten an die Nachlaufbetrachtung ermöglicht.

5 Nachlaufeffekte

Die Untersuchung des Nachlaufes ist eine wichtige Aufgabe hinsichtlich der Bestimmung des zu erwartenden Energieertrages eines Windparks. Die Verluste, die durch den Nachlauf entstehen, beeinträchtigen nicht nur die Leistung, die in das Übertragungsnetz eingespeist werden kann, sondern es besteht auch eine unmittelbare Auswirkung auf die Wirtschaftlichkeit des Windparks. Die Verluste können etwa in der Größenordnung von 8% bis 10% des zu erwartenden Energieertrages liegen [10].

5.1 Layouts

Im Zuge des Projektes wurden drei verschiedene Anordnungen untersucht. Ziel hierbei war es, den Einfluss der Windrichtung zu reduzieren und dadurch den Energieertrag zu maximieren. Alle Anordnungen bestehen aus 40 Turbinen mit 15MW Nennleistung und sind jeweils in acht Reihen à fünf Turbinen mit einem Abstand von standardmäßig sieben Rotordurchmessern angeordnet. Während der Untersuchung wurde der Abstand auch auf $8D$ vergrößert, um die Auswirkungen auf den Nachlauf zu untersuchen. Das rechteckige Layout in Abbildung 27(a) ist die einfachste Anordnung und findet in vielen Offshore-Windparks Anwendung. Eine Variante davon ist die versetzte Anordnung in Abbildung 27(b), bei der jeweils die zweite und die vierte Turbine in einer Reihe versetzt werden. Der Kreissektor in Abbildung 27(c) ist die dritte untersuchte Anordnung, bei der die Turbinen in einem 45° -Kreissegment angeordnet sind. In der Praxis findet diese Anordnung beispielsweise im Windpark HornsRev2 Anwendung [35].

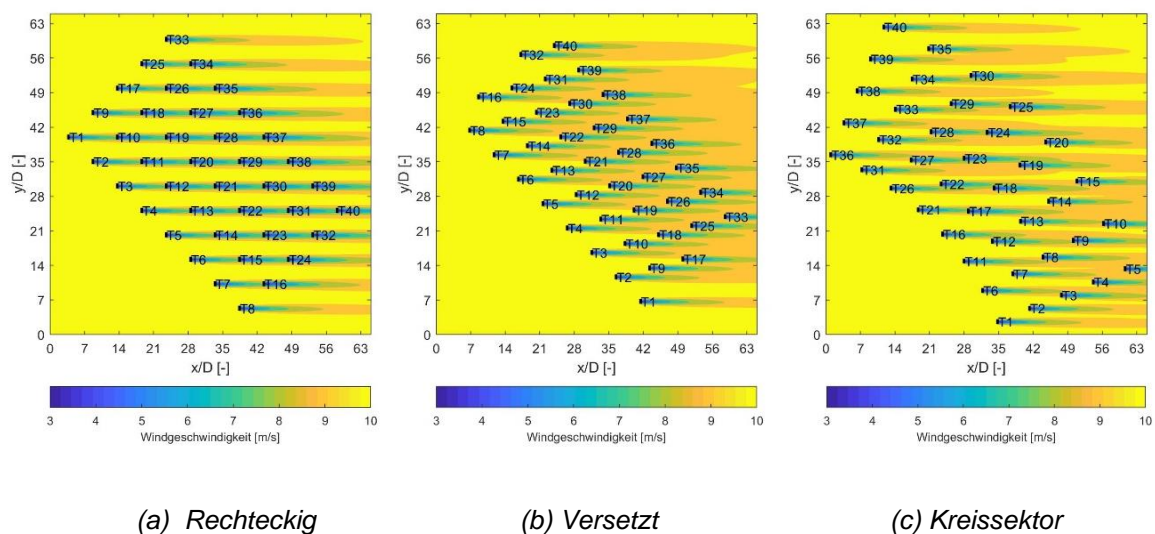


Abbildung 27: Turbinen Layouts

5.2 Modellierung

Zur Nachlaufberechnung wird das Jensen Wake Modell [36] verwendet, welches in Abbildung 28 abgebildet ist. Im Gegensatz zu komplexen CFD-Modellen ist die Nachlaufmodellierung des Jensen-Wake-Modells simpel gehalten, wodurch der Rechenaufwand gering ausfällt. Dennoch sind die Ergebnisse im Vergleich mit komplexeren Modellen sehr präzise, wodurch das Jensen Wake Modell in vielerlei Software wie WASP, WindPRO, WindSim und WindFarmer Anwendung findet [10].

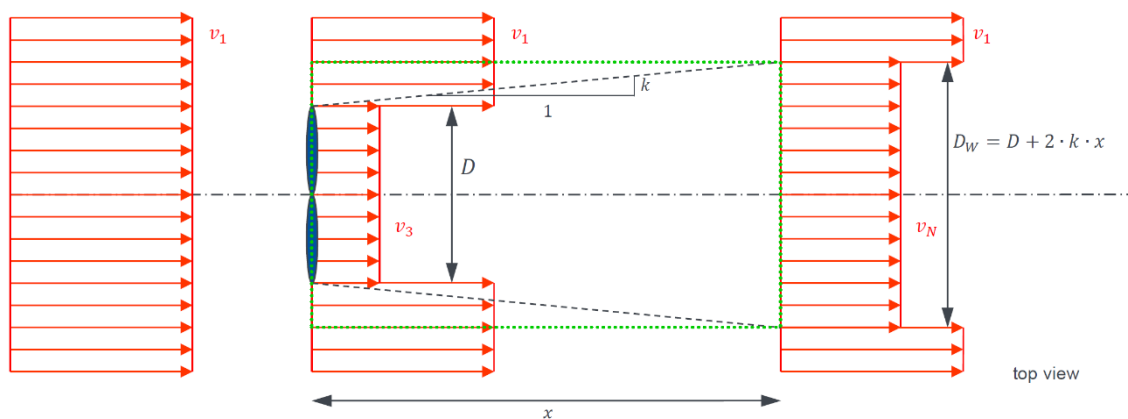


Abbildung 28: Jensen Wake Modell [10]

Das durch den Nachlauf resultierende Geschwindigkeitsdefizit wird über die gesamte Rotorfläche als konstant angenommen und nach [10] wie folgt berechnet:

$$\delta V_i = 1 - \frac{v_N}{v_1} = \frac{1 - \sqrt{1 - c_t}}{\left(1 + \frac{2 \cdot k_w \cdot x}{D}\right)^2} \quad (5-1)$$

mit

δV_i	Geschwindigkeitsdefizit
v_N	Geschwindigkeit im Nachlauf
v_1	Ungestörte Windgeschwindigkeit
c_t	Schubbeiwert
k_w	Ausbreitungskoeffizient
x	Entfernung zur Turbine
D	Rotordurchmesser

Dieses Windgeschwindigkeitsdefizit bezieht sich dabei nur auf eine einzelne Turbine. Da sich bei mehreren Turbinen die einzelnen Nachläufe überlappen, ist der kombinierte Nachlauf zu betrachten. Das Geschwindigkeitsdefizit des kombinierten Nachlaufs berechnet sich nach [10] aus der Quadratsumme der einzelnen Geschwindigkeitsdefiziten:

$$\delta V_n = \sqrt{\sum_{i=1}^{n-1} (\delta V_i)^2} \quad (5-2)$$

mit:

δV_n	Geschwindigkeitsdefizit des kombinierten Nachlaufs
δV_i	Geschwindigkeitsdefizit des einzelnen Nachlaufs

Das Jensen-Wake-Modell betrachtet lediglich den fernen Nachlauf, welcher etwa ab fünf Rotordurchmessern Abstand hinter der Turbine beginnt. Dabei wird eine lineare Nachlaufausbreitung angenommen. Diese wird durch den Ausbreitungskoeffizienten k_w angegeben, welcher standardmäßig onshore bei $k_{w,onshore} = 0,075$ und offshore bei $k_{w,offshore} = 0,04$ liegt. Der Ausbreitungskoeffizient wird elementar durch die vorliegenden atmosphärischen Stabilitätsbedingungen beeinflusst.

5.3 Implementierung in FLORIS

Zur Berechnung des Nachlaufes wurde auf das Open-Source-Tool FLORIS [37] zurückgegriffen, welches in MATLAB implementierbar ist. Hiermit lassen sich stationäre Nachlaufeffekte untersuchen. FLORIS ist für objektorientierte Programmierung konzipiert. Als Eingangsparameter werden die Anströmverhältnisse, die Turbinendaten und Kennwerte wie Leistungs- und Schubbeiwert und das zu untersuchende Layout benötigt. Damit kann FLORIS eine Nachlaufsimulation durchführen und gibt als Ausgangsparameter das Geschwindigkeitsdefizit sowie die Leistung für die jeweilige Turbine aus. Zusätzlich besteht die Option einer graphischen Ausgabe der Strömungsverhältnisse innerhalb der Anordnung.

5.4 Berechnung des jährlichen Energieertrages

Die Vorgehensweise bei der Berechnung des jährlichen Energieertrages für die verschiedenen Anordnungen ist schematisch in Abbildung 29 in einem Flussdiagramm dargestellt.

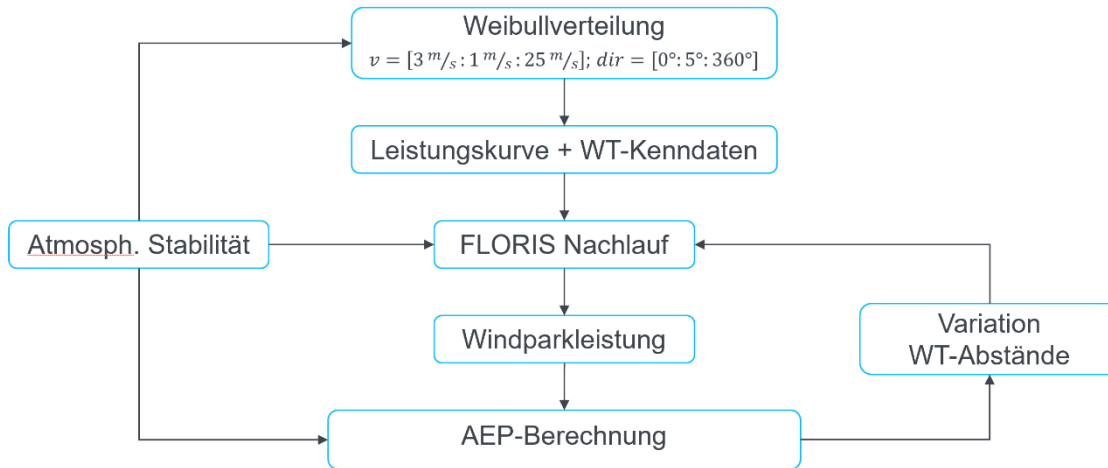


Abbildung 29: Vorgehensweise der AEP-Berechnung

Die Weibullverteilung, welche für den Referenzstandort vorliegt, wird in Windgeschwindigkeitsklassen in der Intervallgröße von 1 m/s für den Betriebsbereich von 3 m/s bis 25 m/s und für Windrichtungssektoren in der Größe von 5° diskretisiert. Mit den Ergebnissen der FLORIS Simulation kann anschließend die Windparkleistung berechnet werden. Der jährliche Energieertrag ergibt sich für die jeweilige Anordnung in Abhängigkeit der atmosphärischen Parameter nach [10] zu:

$$AEP = 8760h * \sum_{i=1}^{72} \sum_{j=3}^{25} P(v_{ij}) * f(v_{ij}) \quad (5-3)$$

mit:

$f(v_{ij})$ Kumulative Häufigkeit des Windrichtungssektors i und der Windgeschwindigkeitsklasse j

$P(v_{ij})$ Windparkleistung des Windrichtungssektors i und der Windgeschwindigkeitsklasse j

Um die Häufigkeitsverteilung f_{atm} der atmosphärischen Stabilitätsbedingungen zu berücksichtigen wird das AEP anteilig gewichtet:

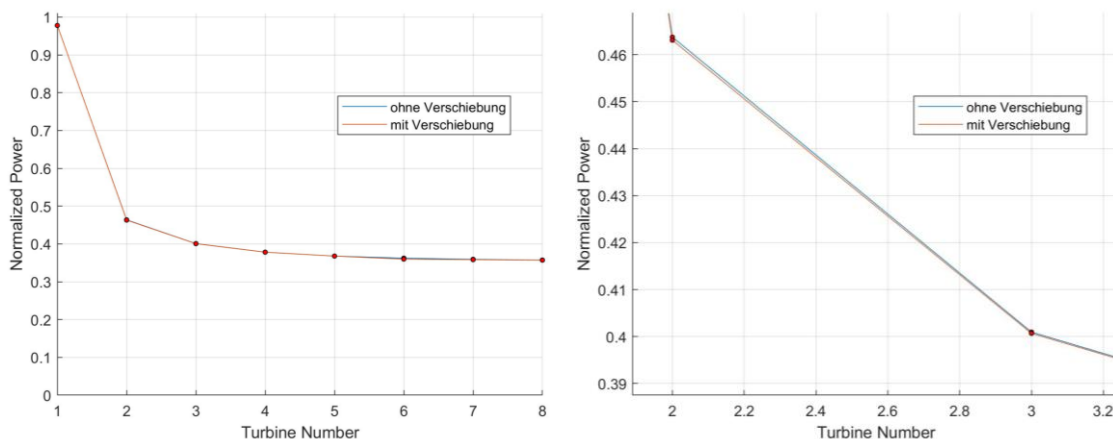
$$AEP_{ges} = f_{stabil} \cdot AEP_{stabil} + f_{neutral} \cdot AEP_{neutral} + f_{instabil} \cdot AEP_{instabil} \quad (5-4)$$

5.5 Auswertung der Ergebnisse

Die Auswirkung der Floater-Verschiebung, sowie der Einfluss des Turbinenabstandes, des Ausbreitungskoeffizienten k_w und der Windrichtung werden hinsichtlich der Windparkleistung für die drei verschiedenen Anordnungen untersucht. Des Weiteren wird der Jahresenergieertrag für jedes Layout unter Berücksichtigung der anteiligen atmosphärischen Stabilitätsbedingungen bestimmt. Abschließend wird ein Vergleich über die Performance der verschiedenen Anordnungen gezogen.

5.5.1 Floater-Verschiebung

Die Floater-Verschiebung wurde in Abschnitt 4.3 in Windrichtung bestimmt. Abbildung 30(a) zeigt, wie sich diese auf die normalisierte Leistung einer Turbinenreihe mit acht Turbinen auswirkt. Eine vergrößerte Darstellung für die Turbinen 2 und 3 ist in Abbildung 30(b) abgebildet.



(a) Normalisierte Leistung für 8 Turbinen

(b) Normalisierte Leistung für 2 Turbinen

Abbildung 30: Normalisierte Leistung einer Turbinenreihe mit und ohne Floater-Verschiebung in Windrichtung

Es ist zu erkennen, dass der Einfluss sehr gering ausfällt. Dies ist damit zu begründen, dass die maximal auftretende Verschiebung in Windrichtung mit $dx = 26,03m$ viel kleiner als der Abstand der Turbinen von $7D$ ausfällt. Demzufolge kann die Floater-Verschiebung in Windrichtung in weiteren Untersuchungen des Nachlaufs vernachlässigt werden.

5.5.2 Einfluss des Turbinenabstandes

Üblicherweise wird für die Entfernung von zwei benachbarten Turbinen ein Abstand von etwa $7D$ verwendet. Geringere Abstände vergrößern die Nachlaufverluste so stark, dass eine Realisierung unwirtschaftlich ist [10]. Dies gilt analog

für die Vergrößerung der Abstände. Die Nachlaufverluste sinken zwar, jedoch vergrößern sich die Kosten z.B. durch die zusätzlich benötigte Kabellänge. Durch die Größe der untersuchten Turbine kann jedoch ein größerer Abstand sinnvoll sein. In Abbildung 31 ist die normalisierte Leistung für eine Turbinenreihe mit acht Turbinen bei unterschiedlichen Turbinenabständen aufgetragen. Es ist festzustellen, dass der größte Leistungseinbruch an Turbine 2 stattfindet. Dieser liegt bei einem Abstand von $7D$ bei 46%, wohingegen bei einem Abstand von $8D$ noch 49,5% der Leistung von Turbine 1 erzeugt werden können. Eine weitere Vergrößerung der Entfernung auf einen Abstand von $9D$ oder $10D$ bezweckt eine weitere Reduzierung der Verluste, ist aber aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten nicht mehr sinnvoll, da die benötigte Fläche und die Kosten für die Parkverkabelung zu groß werden [10].

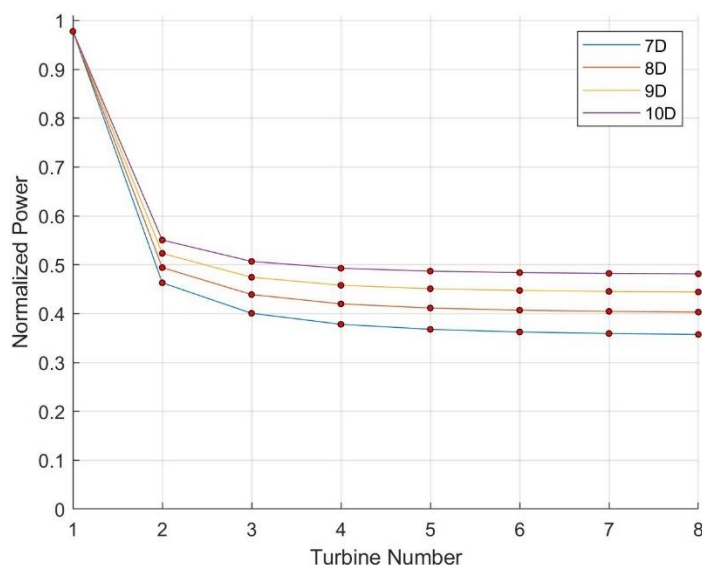


Abbildung 31: Normalisierte Leistung für eine Turbinenreihe bei unterschiedlichem Abstand

5.5.3 Einfluss des Ausbreitungskoeffizienten

Der Ausbreitungskoeffizient beschreibt, wie schnell sich der Nachlauf nach der Turbine über die Entfernung ausbreitet. Beeinflusst wird er durch die örtliche Turbulenz, welche bei instabiler Schichtung höher ist. Dadurch wird die Nachlaufströmung stärker mit der Umgebungsströmung vermischt, wodurch ein höherer Ausbreitungskoeffizient entsteht und das Geschwindigkeitsdefizit schneller regeneriert. In 2.1.10 wurde eine Einteilung des Ausbreitungskoeffizienten für verschiedene atmosphärische Stabilitätsbedingungen vorgenommen. In Abbildung 32 ist die normalisierte Leistung bezogen auf die erste Turbine für eine Reihe mit acht Turbinen für unterschiedliche Ausbreitungskoeffizienten dargestellt.

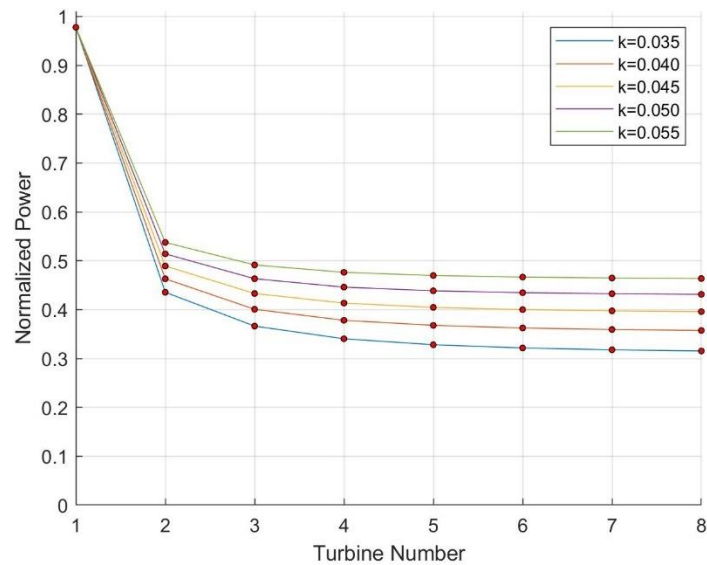


Abbildung 32: Normalisierte Leistung für eine Turbinenreihe bei unterschiedlichen Ausdehnungskoeffizienten

Es ist zu erkennen, dass bei geringeren Ausbreitungskoeffizienten die normalisierte Leistung stärker einbricht. Der geringere Ausbreitungskoeffizient ist die Folge einer geringen Umgebungsturbulenz, wie sie bei konvektiven Schichtungen auftritt. Dadurch findet eine langsamere Durchmischung statt, wodurch sich das Windgeschwindigkeitsdefizit langsamer regeneriert und die Turbinenleistung eine stärkere Beeinträchtigung erfährt.

5.5.4 Einfluss der Windrichtung

Um den Einfluss der Windrichtung auf die verschiedenen Anordnungen zu vergleichen ist in Abbildung 33 die Windparkleistung in Abhängigkeit der Windrichtung dargestellt. Aufgrund der Geometrie der Anordnungen ist eine Periodizität in Abhängigkeit der Windrichtung zu erkennen. Außerdem ist festzustellen, dass sowohl das rechteckige Layout als auch die versetzte Anordnung starke Leistungseinbrüche bei ungünstigen Windrichtungen verzeichnen, bei denen mehrere Turbinen im Nachlaufbereich stehen. Insbesondere bei der versetzten Anordnung können diese Leistungseinbrüche für eine Reduzierung der Windparkleistung auf 330MW sorgen, was etwa $53,2\%$ der möglichen Leistung entspricht.

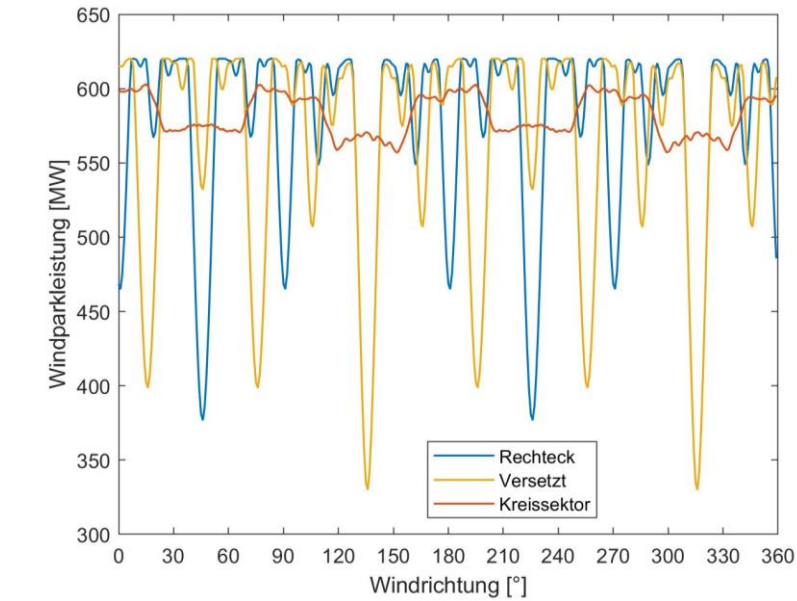


Abbildung 33: Windparkleistung in Abhängigkeit der Windrichtung für verschiedene Layouts bei $v = 11\text{m/s}$

Der Kreissektor dahingegen wird sichtbar geringer durch die Windrichtung beeinflusst. Zwar liegt aufgrund der Anordnung die Spitzenleistung mit 97% unterhalb der Spitzenleistung der anderen Layouts, jedoch fallen die Leistungseinbrüche mit 90% der möglichen Leistung wesentlich geringer aus. Somit liefert der Kreissektor im Gesamten nicht nur eine höhere, sondern auch eine konstantere Gesamtleistung als die rechteckige und versetzte Anordnung, was insbesondere für Netzbetreiber hinsichtlich von Netzdienstleistungen relevant ist [10].

5.5.5 Jahresenergieertrag

Nach der in 5.4 erläuterten Methodik wurden die Jahresenergieerträge für die verschiedenen Layouts berechnet und in Abbildung 34 dargestellt. Bei den berechneten Erträgen wird von einer 100% Verfügbarkeit ausgegangen. Ohne Nachlaufverluste kann unter den Konditionen des Referenzstandortes ein AEP von $3,12\text{TWh}$ erzielt werden, wobei der Kapazitätsfaktor für diesen Fall 57,4% beträgt. Dieser fällt relativ hoch aus, da es sich um einen Standort mit hoher mittlerer Jahreswindgeschwindigkeit handelt. Bei der Betrachtung der Nachlaufverluste ist festzustellen, dass der Kreissektor den höchsten Energieertrag mit $2,97\text{TWh}$ für einen Abstand von $7D$ erzielt. Der geringste Energieertrag ist bei der versetzten Anordnung mit $2,93\text{TWh}$ zu erwarten, was von der Untersuchung der Windrichtungsabhängigkeit in Abschnitt 5.5.4 bestätigt wird. Gleichzeitig lässt sich die Annahme bestätigen, dass die Vergrößerung des Abstandes von $7D$ auf $8D$ eine Senkung der Verluste von etwa 1% und damit eine Steigerung des Energieertrages mit sich zieht. Inwiefern sich dies auf die Wirtschaftlichkeit des Windparks auswirkt, wird in Kapitel 6 genauer erörtert.

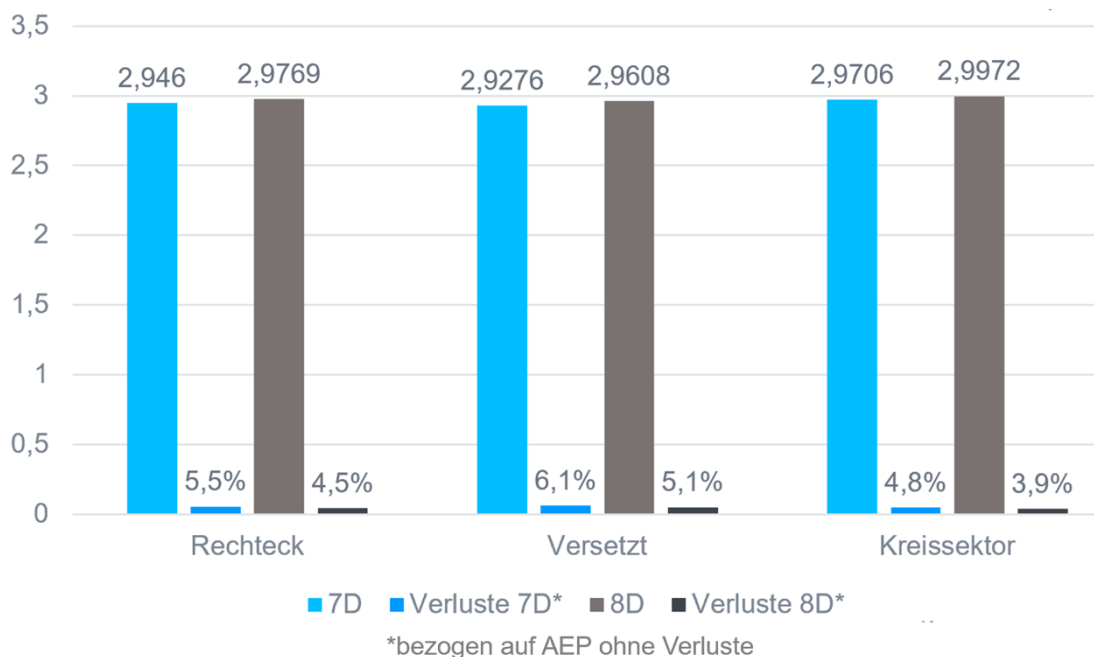


Abbildung 34: Jahresenergieertrag in TWh für verschiedene Anordnungen

Allgemein fallen die Nachlaufverluste im Vergleich zur Vorabschätzung von ca. 8% bis 10% gering aus. Dies liegt vor allem daran, dass keine Unsicherheiten bei der Bestimmung des AEP quantifiziert wurden. Es können sich beispielsweise Fehler bei der Überschätzung der mittleren Jahreswindgeschwindigkeit oder der Turbulenzintensität ergeben. Die Weibullfunktion gibt zudem nur eine Näherung der Häufigkeitsverteilung an.

5.5.6 Vergleich der Layouts

Beim Vergleich der Anordnungen soll anhand der Kategorien Flächenbedarf, Nachlaufverluste und Beeinflussung durch die Windrichtung qualitativ die Eignung der jeweiligen Layouts untersucht werden. Es ist festzuhalten, dass der 45°-Kreissektor energetisch die besten Ergebnisse erzielt. Die durch den Nachlauf resultierenden Verluste fallen am geringsten aus und die Leistungsabgabe wird am wenigsten durch die Windrichtungsänderungen beeinflusst. Allerdings wird für diese Anordnung die größte Grundfläche benötigt. In Abbildung 35 ist zu erkennen, dass das rechteckige Layout in keiner der drei Kategorien gute Resultate erzielen kann. Die versetzte Anordnung wird zwar am meisten durch Windrichtungsänderungen beeinflusst, jedoch ist auch der Flächenbedarf am geringsten. Gerade in Kombination mit dem in Abschnitt 4.1.2 vorgestellten Shared Anchor Prinzip kann dieses Layout eine wirtschaftlich attraktive Option darstellen, worauf in Kapitel 6 näher eingegangen wird.

	Rechteck	Versetzt	45° Kreissektor
Flächenbedarf	●	+	-
Wake-Verluste	●	-	+
Beeinflussung durch Windrichtung	-	- -	+

Abbildung 35: Vergleich der Layouts

6 Kostenabschätzung

Keine Technologie zur Stromerzeugung kann auf dem Markt überstehen, falls es ihr nicht gelingt, konkurrenzfähig Energie zu erzeugen und sie anschließend in das Stromnetz einzuspeisen. Ein Maß für die Konkurrenzfähigkeit eines Windparks sind die Kosten für eine MWh Strom, die Levelized Cost of Energy (LCOE), berechnet über die gesamte geplante Lebensdauer des Windparks.

Ziel der Kostenabschätzung war es die LCOE für das Gesamtkonzept zu berechnen. Dafür wurden die einzelnen Kostenparameter addiert und anschließend mit der Jahresenergieproduktion verrechnet. Zusätzlich wurden die drei verwendeten Layouts anhand der Energiegestehungskosten miteinander verglichen.

Die Kosten werden in einem Wertebereich angegeben. Bestehende Projekte im Bereich Floating-Offshore-Wind befinden sich noch in der Prototypenphase, wodurch eine Informationsübernahme bezüglich der Kosten nur begrenzt möglich ist. Zusätzlich ist eine Prognose der Lernkurve für eine neue Technologie, wie sie Floating-Offshore-Wind darstellt, nur bedingt möglich.

6.1 Investitionskosten (CAPEX)

Ein weiterer wichtiger Parameter für die Abschätzung der Konkurrenzfähigkeit und Wirtschaftlichkeit eines Windparks sind die Investitionskosten (CAPEX) zu Beginn des Projektes. Diese setzen sich aus den Material- und Fertigungskosten der einzelnen Komponenten, welche für den Windpark benötigt werden, sowie die dazu gehörigen Installationskosten der jeweiligen Komponenten zusammen. Für das Gesamtkonzept wird nur das Zusammenführen des produzierten Stromes der einzelnen Windkraftanlagen zu einer Umspannstation, nicht aber die Übertragung der Energie an das Festland berücksichtigt. Eine Auflistung der betrachteten und notwendigen Komponenten mit den jeweiligen verbundenen Kosten ist Tabelle 12 zu entnehmen.

Tabelle 12: Material- & Fertigungskosten der einzelnen Komponenten

Komponenten	Kosten in €	Kostendefinition	Benötigte Menge
Direct-Drive 15MW-Turbine	14 Mio. – 17 Mio. [38]	Preis pro Einheit	40 Stück
Semi-submersible Floater	14 Mio. – 17 Mio. [39]	Preis pro Einheit	41 Stück
Substation der Kapazität 660MW	350 Mio. – 450 Mio. [38]	Preis pro Einheit	1 Stück
66kV Inner-Park-Kabel	650 – 750 [40]	Preis pro Meter	Layout abhängig
Mooring-Line	600 – 700 [39]	Preis pro Meter	Layout abhängig
Anker	500.000 – 600.000 [41]	Preis pro Einheit	Layout abhängig

In Tabelle 12 mit ‚Layout abhängig‘ bezeichneten Variablen variieren mit unterschiedlichem Layout und verändertem Turbinenabstand. Die genauen Größen werden in der fortlaufenden Arbeit genau erläutert.

Die für die Kostenabschätzung verwendeten Installationskosten der jeweiligen Komponenten sind in Tabelle 13 dargestellt.

Tabelle 13: Installationskosten

Zu installierende Komponente	Kosten in €	Umfang der Leistung
Floater & Turbine	2,3 Mio. – 2,5 Mio. [42]	Zusammensetzung der WKA mit dem Floater am Hafen mit Schleppen zum Windpark
Inner-Park-Kabels	Tagesrate der Vessel: 100.000 - 110.000 [43]	Verlegungsgeschwindigkeit von 1km/Tag
Mooring-Line	Tagesrate der Vessel: 100.000 – 110.000 [39]	Verlegungsgeschwindigkeit von 1km/Tag
Anker	1,4 Mio. - 1.5 Mio. [44]	Installation eines Ankers

6.1.1 Einfluss der Inner-Park-Verkabelung

Eine Kostenkomponente, welche eine Abhängigkeit bezüglich des Turbinen-Layouts, sowie zu dem Turbinenabstand hat, ist die Inner-Park-Verkabelung.

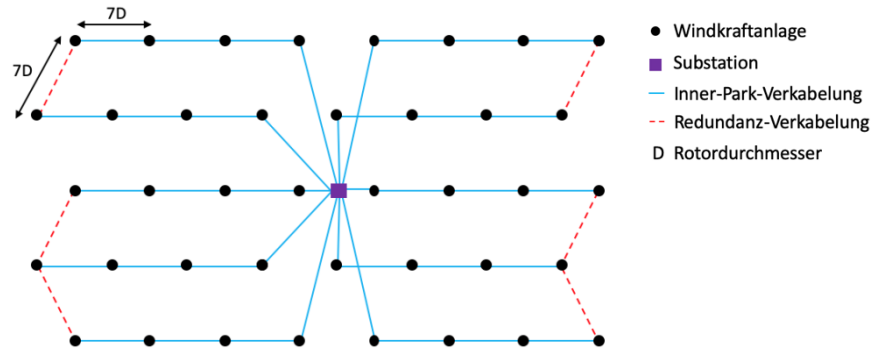


Abbildung 36: Schematische Inner-Park-Verkabelung am Beispiel des Versetzten Layouts

In Abbildung 36 ist eine schematische Verkabelung für das Versetzte Layout dargestellt. Die Umspannstation befindet sich in der Mitte und jeweils vier Anlagen werden mit einem Kabel in Reihe verbunden. Durch die Redundanz-Verkabelung wird einem Übertragungsstopp einzelner Windkraftanlagen im Falle eines Kabelschadens entgegengewirkt. Dieses Verkabelungsschema wurde auch für das Rechteck-Layout und für das Kreissektor-Layout verwendet.

Tabelle 14: Variable Länge des Inner-Park-Kabels

Layout	Länge Inner-Park-Kabel, Abstand $7D$	Länge Inner-Park-Kabel, Abstand $8D$
	[km]	[km]
Rechteck	104	118,8
Versetzt	98	111,9
Kreissektor	115	129,5

Die daraus folgenden Längen des zu installierenden Inner-Park-Kabels variierend für einen Turbinenabstand von $7D$ und $8D$ sind Tabelle 14 zu entnehmen. Hier ist zu erkennen, dass das Versetzte Layout im Vergleich zu den weiteren Optionen die geringste Länge benötigt. Dies bedeutet in Bezug auf die Investitionskosten für die Inner-Park-Verkabelung die geringste aufzubringende Summe.

6.1.2 Einfluss des Mooring-Systems

Eine weitere Kostenkomponente, welche sich variabel bildet, ist das Mooring-System. Diese wird aus der Anzahl der Anker und der Länge der Mooring-Lines zusammengesetzt. Das Versetzte Layout verwendet das Verankerungssystem ‚Shared Anchor‘, das Rechteck und das Kreissektor Layout das System ‚Minimal Footprint‘. Daraus ergeben sich jeweils eine unterschiedliche Anzahl an Anker, sowie eine variierende benötigte Länge der Mooring-Lines. (vgl. Tabelle 15)

Tabelle 15: Variable Anzahl der Anker & Länge der Mooring-Lines

Layout	Anzahl der Anker	Gesamtlänge der Mooring-Lines, 7D [km]	Gesamtlänge der Mooring-Lines, 8D [km]
Rechteck (Minimal Footprint)	123	104,8	104,8
Versetzt (Shared Anchor)	56	143,5	160,5
Kreissektor (Minimal Footprint)	123	104,8	104,8

Werden nun die Material-, Fertigungs- und Installationskosten, unter der Berücksichtigung der Variationen der unterschiedlichen Größen der einzelnen Layouts und Abständen kombiniert, ergibt sich ein Wertebereich für die gesamt Investitionen des Windparks (vgl. Tabelle 16).

Tabelle 16: Gesamt Investitionskosten unterschiedlicher Layouts & Abstände

Layout	CAPEX, Abstand 7D [Mio.€]	CAPEX, Abstand 8D [Mio.€]
Rechteck	1.963 – 2.352	1.974 – 2.363
Versetzt	1.858 – 2.237	1.869 – 2.248
Kreissektor	1.971 – 2.363	1.983 – 2.371

Bei genauer Betrachtung der einzelnen Investitionskosten ist festzustellen, dass bei den Abständen 7D und 8D das Versetzte Layout ein deutlich geringeres CAPEX erfordert. Die Differenz liegt bei über 100 Mio.€. Der Einfluss dieser Kosteneinsparung auf die LCOE wird in dem folgenden Abschnitt genauer betrachtet.

6.2 Levelized Cost of Energy (LCOE)

Die wichtigste Kennzahl zur Abschätzung der Konkurrenzfähigkeit ist die LCOE. Zur vollständigen Berechnung dieser bedarf es außer den Gesamtinvestitionskosten und dem jährlichen Energieertrag, der jährlichen Operationskosten [45], der Anzahl der geplanten Operationsjahre, eines einmaligen Preises für die Entsorgung nach Ablauf der Lebensdauer [46], sowie der gewichteten, durchschnittlichen Kapitalkosten (WACC). Diese Parameter werden für das Gesamtkonzept wie folgt angenommen (vgl. Tabelle 17):

Tabelle 17: Parameter für die LCOE-Berechnung

OPEX [Mio.€/Jahr]	WACC [%]	Lebensdauer [Jahre]	Preis der Entsorgung [Mio.€]
150	7	25	100

Die zusammenführende Berechnung der Parameter erfolgt mit der Formel (6-1):

$$LCOE = \frac{CAPEX + D_{cost} + \sum_{t=1}^n \frac{OPEX}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{AEP}{(1+i)^t}} \quad (6-1)$$

Mit:

Symbol	Bezeichnung
$LCOE$	Levelized Cost Of Energy in €/MWh
$CAPEX$	Capital Expenditure in €
D_{cost}	Einmalige decomissioning Kosten
$OPEX$	Annual Operating Costs in €
AEP	Annual Energy Production in MWh
i	Weighted Average Cost of Capital (WACC) in %
n	Operationsdauer in Jahren

Bei dieser Formel wird vereinfacht angenommen, dass die WACC über die gesamte Lebensdauer des Projekts konstant bleiben, welches bei einem realen Projekt nicht der Fall wäre.

6.2.1 Auswertung der LCOE unterschiedlicher Abstände

Das Ergebnis der Auswertung der Kosten für eine Megawattstunde elektrischer Energie bei einem Abstand der Turbinen von $7D$ für die unterschiedlichen Layouts ist in Abbildung 37 dargestellt. Das für die Berechnung verwendete AEP wurde mit einer Anlagenverfügbarkeit von 95% multipliziert (vgl. Tabelle 18).

Tabelle 18: AEP bei einem Abstand von $7D$

	Rechteck-Layout	Versetztes Layout	Kreis sektor Layout
AEP [TWh]	2,8	2,78	2,82

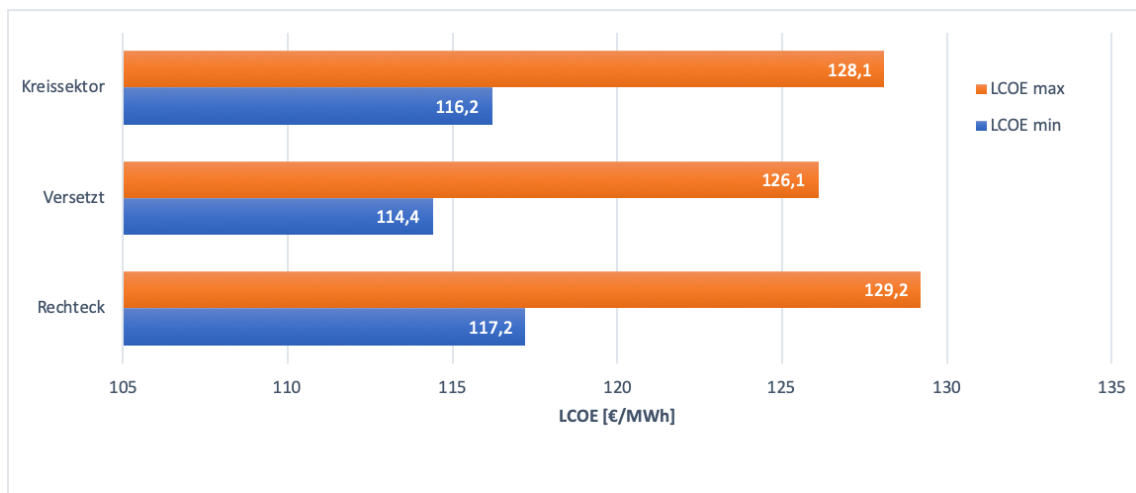


Abbildung 37: LCOE bei einem Abstand von $7D$

Bei einem Vergleich der Werte von Abbildung 37 ist zu erkennen, dass das Versetzte Layout, trotz des geringsten AEP mit einem LCOE-Bereich von $114,4\text{€/MWh}$ bis $126,6\text{€/MWh}$ am günstigsten Energie produziert. Dieses Ergebnis ist mit den niedrigeren Investitionskosten zu erklären.

Mit einer Vergrößerung der Turbinenabstände von $7D$ auf $8D$ ergeben sich folgende Änderungen für das AEP (vgl. Tabelle 19) und für das LCOE (vgl. Abbildung 38).

Tabelle 19: AEP bei einem Abstand von $8D$

	Rechteck-Layout	Versetztes Layout	Kreis sektor Layout
AEP [TWh]	2,83	2,81	2,85

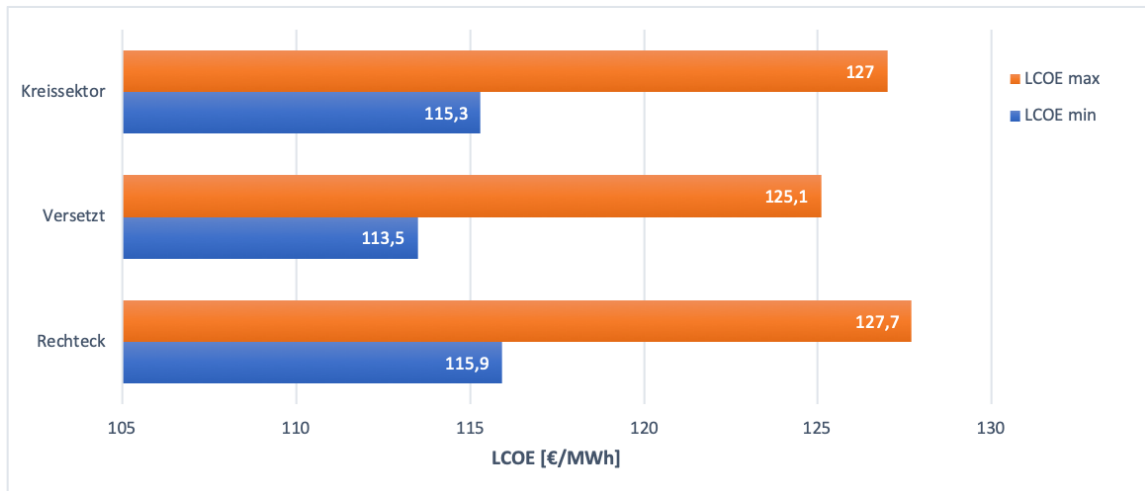


Abbildung 38: LCOE bei einem Abstand von 8D

Es ist zu erkennen, dass bei einer Vergrößerung der Turbinenabstände, die Jahresenergieproduktion im Vergleich zu den Investitionskosten prozentual einen höheren Zuwachs hat. Für das Rechteck Layout steigen die Investitionskosten um 0,4%, das AEP um 1,1%. Dieser Entwicklung folgt eine Senkung der LCOE um 0,8%. Simultan zu der Betrachtung mit einem Turbinenabstand von 7D, gelingt es dem Versetzten-Layout am günstigsten Energie zu generieren.

7 Zusammenfassung

Die Nachfrage für erneuerbare Energien befindet sich auf einem kontinuierlichen Aufwärtstrend. Floating-Offshore-Wind hat das Potenzial den steigenden Preisen der bodenfixierten Offshore-Windparks ein Ende zu setzen und so die globale Nachfrage für saubere Energieerzeugung zu bedienen.

Dem Projekt ist es erfolgreich gelungen unter Berücksichtigung von Nachlaufeffekten, verschiedener Mooring-Line-Auslegungen und den Eigenschaften einer schwimmenden Plattform, drei Gesamtkonzepte aufzustellen und anhand von diesen die Wirtschaftlichkeit eines Offshore-Windparks unter der Verwendung eines Floaters nachzuweisen. Die resultierenden LCOE (Levelized Cost Of Energy) liegen in einem konkurrenzfähigen Bereich des aktuellen Marktpreises. Als Grundlage dieser Abschätzung wurde ein Windpark in der Größe von 600MW , aufgeteilt in $40 \times 15\text{MW}$ -Anlagen, konzipiert und kombiniert mit Messdaten des Windparks Alpha Ventus auf Rentabilität überprüft. Eine ausführliche Auswertung der Messdaten ergab für den verwendeten Versuchsstandort eine vorteilhafte mittlere Windgeschwindigkeit von $\bar{v}_m = 9,79\text{m/s}$ und entgegen herkömmlicher Annahmen der atmosphärischen Stabilität, eine neutrale Schichtung von 23%.

Unter Zuhilfenahme eines selbst entworfenen Berechnungsinstrumentes zur Auslegung der Mooring-Lines und der Berücksichtigung der Einflüsse dieser auf die Floaterbewegung konnte in der Kombination mit den standortspezifischen Windgeschwindigkeiten ein Verschiebungsverhalten des Floaters generiert werden. Die Auswirkungen dieser Verschiebung auf den Jahresenergieertrag (AEP) wurden mittels eines Tools zur Berechnung von Nachlaufeffekten untersucht. Diese Untersuchung ergab bei maximaler Auslenkung in Windrichtung keinen signifikanten Unterschied der Windparkleistung.

Für eine aussagekräftige Abschätzung der Wirtschaftlichkeit wurden die 40 Anlagen in drei verschiedenen Layout-Variationen (Rechteck-Layout, Versetzte-Layout, 45° -Kreissektor-Layout) angeordnet und mittels Nachlaufeffekte, AEP und Gesamtkosten verglichen. Dieser Vergleich ergab für den Kreissektor das höchste AEP und einen konstanten Leistungsoutput verteilt über alle auftretenden Windgeschwindigkeiten. Durch die Shared Anchor Auslegung der Mooring

Lines, welche nur für das Versetzte-Layout realisierbar ist, und einer geringen benötigten Kabellänge, erzielte das Versetzte-Layout trotz eines niedrigeren Jahresenergieertrags die günstigsten Energiegestehungskosten. Des Weiteren wurde festgestellt, dass unter der Vernachlässigung von Grundstückspreisen, eine Erhöhung der Turbinen-Abstände von $7D$ auf $8D$ eine Reduzierung der LCOE von 0,8% zur Folge hat.

Für eine weitere Optimierung des Gesamtkonzeptes bedarf es einer Auswertung der dynamischen Nachlaufeffekte unter Berücksichtigung der wind- und welleneregtten Floaterbewegung. Durch Einbinden weiterer Nachlaufeffekte wie beispielsweise added turbulence und wake meandering können die durch den Nachlauf verursachten Verluste präziser ermittelt werden. Zusätzlich besteht die Möglichkeit einer weitergehenden Kostenoptimierung des Mooring Systems und des Floaters auf Basis der aufgestellten Grundlagen.

8 Literatur

- [1] Fraunhofer IEE, *Distance to Shore and Water Depth*. [Online]. Verfügbar unter:
http://windmonitor.iese.fraunhofer.de/windmonitor_en/4_Offshore/2_technik/2_Kuestenentfernung_und_Wassertiefe/ (Zugriff am: 8. Februar 2021).
- [2] Deutsche WINDGUARD, „Status des Offshore-Windenergieausbaus in Deutschland: Jahr 2020“, 2020. [Online]. Verfügbar unter:
<https://www.windguard.de/jahr-2020.html>.
- [3] PES – Power & Energy Solutions, *First Hornsea Project One Substation topside installed*. [Online]. Verfügbar unter:
<https://www.pes.eu.com/wind/first-hornsea-project-one-substation-topside-installed/> (Zugriff am: 17. März 2021).
- [4] DNV GL, *Annual Report 2014*. [Online]. Verfügbar unter:
https://issuu.com/dnvgl/docs/annual_report_2014 (Zugriff am: 18. März 2021).
- [5] International Renewable Energy Agency, „Renewable power generation costs in 2019“, Abu Dhabi, 2020. [Online]. Verfügbar unter:
https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jun/IRENA_Power_Generation_Costs_2019.pdf.
- [6] R. Ebenhoch, D. Matha, S. Marathe, P. C. Muñoz und C. Molins, „Comparative Levelized Cost of Energy Analysis“, *Energy Procedia*, Jg. 80, S. 108–122, 2015, doi: 10.1016/j.egypro.2015.11.413.
- [7] Evan Gaertner, Jennifer Rinker, Latha Sethuraman, Frederik Zahle, Benjamin Anderson, Garrett Barter, Nikhar Abbas, Fanzhong Meng, Pietro Bortolotti, Witold Skrzypinski, George Scott, Roland Feil, Henrik Bredmose, Katherine Dykes, Matt Shields, Christopher Allen, and Anthony Viselli, „Definition of the IEA 15-Megawatt Offshore Reference Wind Turbine“, 2020, NREL/TP-5000-75698. [Online]. Verfügbar unter:
<https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/75698.pdf>
- [8] FINO1, *Standort von FINO1*. [Online]. Verfügbar unter:
<https://www.fino1.de/de/standort.html> (Zugriff am: 17. März 2021).
- [9] B. Sanderse, „Aerodynamics of wind turbine wakes Literature review“, 2009.

- [10] P. W. Cheng, „Windenergie 2 - Planung und Betrieb von Windparks: 1: Site Assessment“, Universität Stuttgart, 2020.
- [11] A. Westerhellweg, B. Cañadillas, F. Kinder und T. Neumann, „Wake Measurements at alpha ventus – Dependency on Stability and Turbulence Intensity“, *J. Phys.: Conf. Ser.*, Jg. 555, 2014, doi: 10.1088/1742-6596/555/1/012106.
- [12] *Wind Rose*. MATLAB Central File Exchange, 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/47248-wind-rose>
- [13] FINO1, *Meteorologische und hydrologische Messdaten*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.fino1.de/de/aktuelles/messdaten.html> (Zugriff am: 18. März 2021).
- [14] *Chi-square goodness-of-fit test - MATLAB chi2gof*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.mathworks.com/help/stats/chi2gof.html> (Zugriff am: 19. Februar 2021).
- [15] *One-sample Kolmogorov-Smirnov test - MATLAB kstest*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.mathworks.com/help/stats/kstest.html> (Zugriff am: 19. Februar 2021).
- [16] *Probability plots - MATLAB probplot*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.mathworks.com/help/stats/probplot.html> (Zugriff am: 19. Februar 2021).
- [17] K. Mangor, *Statistical description of wave parameters - Coastal Wiki*. [Online]. Verfügbar unter: http://www.coastalwiki.org/wiki/Statistical_description_of_wave_parameters (Zugriff am: 7. Februar 2021).
- [18] Deutscher Wetterdienst, *Wetter und Klima - Deutscher Wetterdienst - Glossar - S - Sturm*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.dwd.de/DE/service/lexikon/Functions/glossar.html?lv2=102248&lv3=102646> (Zugriff am: 8. November 2020).
- [19] *Wind energy generation systems - Part 3-1: Design requirements for fixed offshore wind turbines*, IEC 61400-3-1. [Online]. Verfügbar unter: <https://webstore.iec.ch/publication/29360>
- [20] M. Tuerk, „Ermittlung designrelevanter Belastungsparameter für Offshore-Windkraftanlagen“. Inaugural - Dissertation, Mathematisch-Naturwissenschaftliche Fakultät, Universität zu Köln, Köln, 2008.

- [21] A. Peña, P.-E. Réthoré, C. B. Hasager und K. S. Hansen, *Results of wake simulations at the Horns Rev I and Lillgrund wind farms using the modified Park model*. DTU Wind Energy, 2013. [Online]. Verfügbar unter: <https://orbit.dtu.dk/en/publications/results-of-wake-simulations-at-the-horns-rev-i-and-lillgrund-wind>
- [22] A. Peña, P.-E. Réthoré und M. P. Laan, „On the application of the Jensen wake model using a turbulence-dependent wake decay coefficient: the Sexbierum case“, *Wind Energ.*, Jg. 19, Nr. 4, S. 763–776, 2016, doi: 10.1002/we.1863.
- [23] GitHub, *IEAWindTask37/IEA-15-240-RWT*. [Online]. Verfügbar unter: <https://github.com/IEAWindTask37/IEA-15-240-RWT> (Zugriff am: 12. Dezember 2020).
- [24] P. W. Cheng, „Windenergie 3 - Entwurf von Windenergieanlagen“, Universität Stuttgart, 2019.
- [25] F. Lemmer, S. Raach, D. Schlipf, R. Faerron-Guzmán und P. W. Cheng, „FAST model of the SWE-TripleSpar floating wind turbine platform for the DTU 10MW reference wind turbine“, 2020.
- [26] M. Schudek. Bachelorarbeit, Universität Stuttgart, 2021.
- [27] D. Gérard, „Offshore Structures: Seakeeping codes AQUADYN and AQUAPLUS“, Ecole Centrale de Nantes, Nantes, Numerical Simulation of Hydrodynamics: Ships and Offshore Structure, 24. Sep. 1993.
- [28] LHEEA, *NEMOH-Presentation - LHEEA*. [Online]. Verfügbar unter: <https://lheea.ec-nantes.fr/valorisation/logiciels-et-brevets/nemoh-presentation> (Zugriff am: 7. Februar 2021).
- [29] T. T. Tran und D.-H. Kim, „A CFD study into the influence of unsteady aerodynamic interference on wind turbine surge motion“, *Renewable Energy*, Jg. 90, S. 204–228, 2016, doi: 10.1016/j.renene.2015.12.013.
- [30] S. Baehr, „Konstruktionselemente 1“, Universität Stuttgart, 2015.
- [31] Schweizer, *Festigkeitswerte von Stahlwerkstoffen in Tabellenform*. [Online]. Verfügbar unter: https://www.schweizer-fn.de/festigkeit/festigkeitswerte/stahl/stahl_start.php (Zugriff am: 6. Februar 2021).
- [32] A. Pegalajar-Jurado *et al.*, „State-of-the-art model for the LIFES50+ OO-Star Wind Floater Semi 10MW floating wind turbine“, *J. Phys.: Conf. Ser.*, Jg. 1104, S. 12024, 2018, doi: 10.1088/1742-6596/1104/1/012024.

- [33] O. M. Faltinsen, *Sea loads on ships and offshore structures*. Cambridge: Cambridge Univ. Press, 1998.
- [34] Matt Hall, *MoorDyn v1.00.02C*. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.matt-hall.ca/moordyn.html> (Zugriff am: 8. Februar 2021).
- [35] G. Giebel und C. B. Hasager, „An Overview of Offshore Wind Farm Design“ in *MARE-WINT: New materials and reliability in offshore wind turbine technology* / Wiesław Ostachowicz, Malcolm McGugan, Jens-Uwe Schröder-Hinrichs, Marcin Luczak, editors, W. M. Ostachowicz, M. McGugan, J.-U. Schröder-Hinrichs und M. Luczak, Hg., Switzerland: Springer Open, 2016, S. 337–346, doi: 10.1007/978-3-319-39095-6_19.
- [36] E. S. W. Palz, Hg., *A Simple Model for Cluster Efficiency*. Rome: A. Raguzzi: A. Raguzzi, 1987.
- [37] *TU Delft-DataDrivenControl/FLORISSE_M: Stable version from 2018-2019*. Zenodo, 2021.
- [38] J. Hobohm, L. Krampe, F. Peter, A. Gerken, P. Heinrich und M. Richter, „Cost Reduction Potentials of Offshore Wind Power in Germany“, Berlin, 2013. [Online]. Verfügbar unter: https://www.offshore-stiftung.de/sites/offshorelink.de/files/documents/SOW_Download_Study_Long_Version_CostReductionPotentialsofOffshoreWindPowerinGermany.pdf.
- [39] A. Myhr, C. Bjerkseter, A. Ågotnes und T. A. Nygaard, „Levelised cost of energy for offshore floating wind turbines in a life cycle perspective“, *Renewable Energy*, Jg. 66, S. 714–728, 2014, doi: 10.1016/j.renene.2014.01.017.
- [40] M. Fischetti und D. Pisinger, „Optimizing wind farm cable routing considering power losses“, *European Journal of Operational Research*, Jg. 270, Nr. 3, S. 917–930, 2018, doi: 10.1016/j.ejor.2017.07.061.
- [41] K. Xu, K. Larsen, Y. Shao, M. Zhang, Z. Gao und T. Moan, „Design and comparative analysis of alternative mooring systems for floating wind turbines in shallow water with emphasis on ultimate limit state design“, *Ocean Engineering*, Jg. 219, S. 108377, 2021, doi: 10.1016/j.oceaneng.2020.108377.
- [42] G. Katsouris und A. Marine, *Cost Modelling of Floating Wind Farms*, 2016. [Online]. Verfügbar unter: <https://questfwe.com/wp-content/uploads/2018/02/Cost-Modeling-of-Floating-Wind-Farms-ECN-2016.pdf>

- [43] B. Reimers und M. Kaltschmitt, „Kostenentwicklung der Offshore-Windstromerzeugung – Analyse mithilfe der Erfahrungskurventheorie“, *Z Energiewirtschaft*, 2014, doi: 10.1007/s12398-014-0142-z.
- [44] L. Castro Santos, S. Ferreño González und V. Diaz Casas, „Methodology to calculate mooring and anchoring costs of floating offshore wind devices“, *REPQJ*, S. 268–272, 2013, doi: 10.24084/repqj11.276.
- [45] J. Constable und G. Hughes, „The Costs of Offshore Wind Power Blindness and Insight“, 21. Sep. 2020. [Online]. Verfügbar unter: <https://briefingsforbritain.co.uk/the-costs-offshore-wind-power-blindness-and-insight/>. Zugriff am: 1. Februar 2021.
- [46] Å. S. Tveiten und Bjørn-Tore Tangerås, „Hywind Tampen, project NPV calculation with and without subsidies“, 2018.

Anhang A: Datengrundlage

Daten des Referenzstandorts

Sensor Name	Description	Unit
F1_Boje_wave_per_mean	Mean wave period	s
F1_Boje_wave_per_peak	Peak wave period	s
F1_Boje_wave_h_sign	Significant wave height	m
F1_Boje_temp_oberfl	Sea surface temperature	Degree Celsius
F1_temp_70	Temperature measured at 70 m height	Degree Celsius
F1_temp_30	Temperature measured at 30 m height	Degree Celsius
F1_WdSpd_100	Wind speed measured at 100 m height	m/s
F1_WdSpd_090	Wind speed measured at 90 m height	m/s
F1_WdSpd_080	Wind speed measured at 80 m height	m/s
F1_WdSpd_070	Wind speed measured at 70 m height	m/s
F1_WdSpd_060	Wind speed measured at 60 m height	m/s
F1_WdSpd_050	Wind speed measured at 50 m height	m/s
F1_WdSpd_040	Wind speed measured at 40 m height	m/s
F1_WdSpd_030	Wind speed measured at 30 m height	m/s
F1_WdSpd_090_mast_corrected_SWE	Wind speed measured at 90 m height corrected for met mast effects	m/s
F1_WdSpd_080_mast_corrected_SWE	Wind speed measured at 80 m height corrected for met mast effects	m/s
F1_WdSpd_070_mast_corrected_SWE	Wind speed measured at 70 m height corrected for met mast effects	m/s
F1_WdSpd_060_mast_corrected_SWE	Wind speed measured at 60 m height corrected for met mast effects	m/s
F1_WdSpd_050_mast_corrected_SWE	Wind speed measured at 50 m height corrected for met mast effects	m/s
F1_WdSpd_040_mast_corrected_SWE	Wind speed measured at 40 m height corrected for met mast effects	m/s
F1_WdDir_090	Wind direction measured at 90 m height	Degree
F1_WdDir_070	Wind direction measured at 70 m height	Degree
F1_WdDir_050	Wind direction measured at 50 m height	Degree
F1_WdDir_030	Wind direction measured at 30 m height	Degree

Übersicht der einzelnen Sensoren der FINO1 Plattform

Anlagendaten

Tabelle 20: Wichtigste Parameter der IEA Wind 15-MW Turbine (Engl.) [13]

Parameter	Units	Value	
Power rating	MW	15	
Turbine class	-	IEC Class 1B	
Specific rating	W/m ²	332	
Rotor orientation	-	Upwind	
Number of blades	-	3	
Control	-	Variable speed Collective pitch	
Cut-in wind speed	m/s	3	
Rated wind speed	m/s	10.59	
Cut-out wind speed	m/s	25	
Design tip-speed ratio	-	9.0	
Minimum rotor speed	rpm	5.0	
Maximum rotor speed	rpm	7.56	
Maximum tip speed	m/s	95	
Rotor diameter	m	240	
Airfoil series	-	FFA-W3	
Hub height	m	150	
Hub diameter	m	7.94	
Hub overhang	m	11.35	
Rotor precone angle	deg	-4.0	
Blade prebend	m	4	
Blade mass	t	65	
Drivetrain	-	Direct drive	
Shaft tilt angle	deg	6	
Rotor nacelle assembly mass	t	1,017	
Transition piece height	m	15	
Monopile embedment depth	m	45	
Monopile base diameter	m	10	
Tower mass	t	860	
Monopile mass	t	1,318	
deg	degrees	rpm	revolutions per minute
m	meters	t	metric tons
m/s	meters per second	W/m ²	watts per square meter

Anhang B: Hydrodynamische Koeffizienten des Floaters

Hydrostatische Steifigkeit C

1.0e+10 *						
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0.0009	0	-0.0246	0	0
0	0	0	-1.3829	0	0	0
0	0	-0.0246	0	-0.7433	0	0
0	0	0	0	0	0	0

Abbildung 39: Einträge der hydrostatischen Steifigkeitsmatrix

Mitbewegte Wassermasse A(ω)

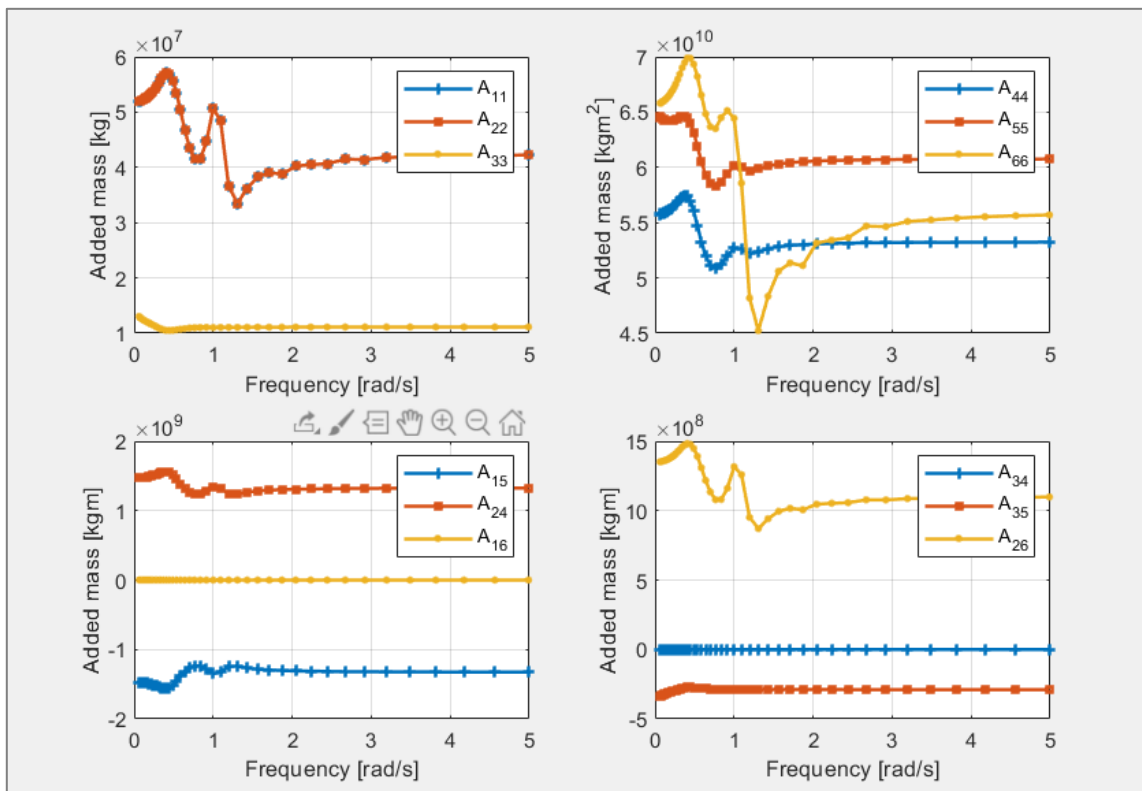


Abbildung 40: Einträge der A-Matrix

Radiation-Damping $B(\omega)$

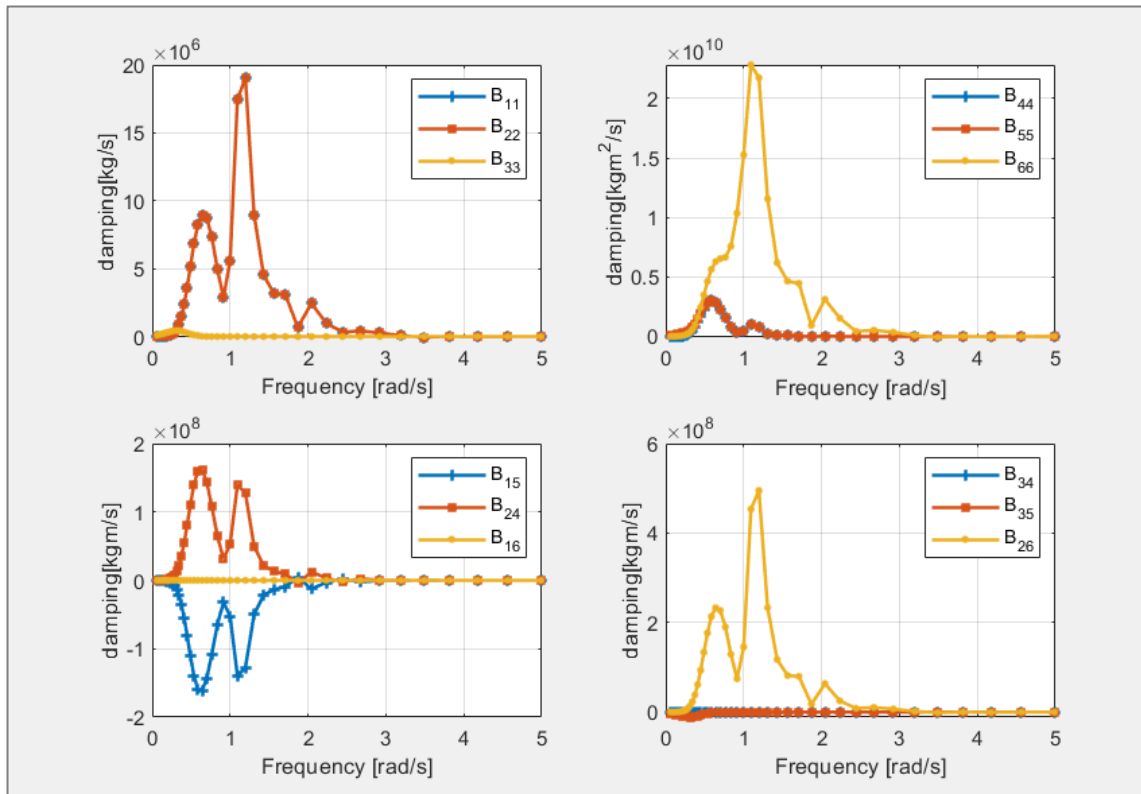


Abbildung 41: Einträge der B-Matrix

Hydrodynamischer Kraftvektor $F_e(\omega)$

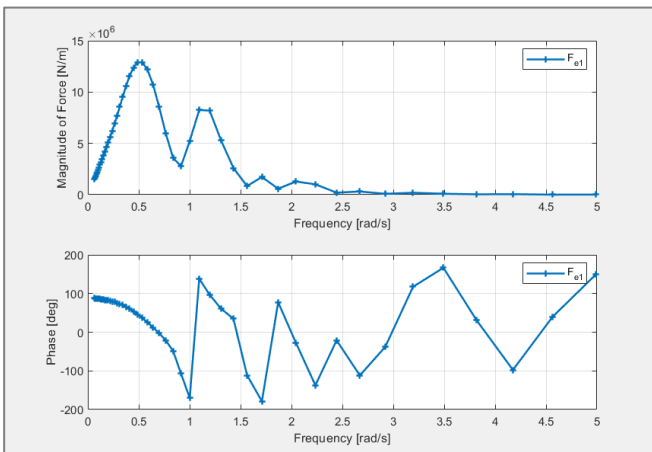


Abbildung 42: F_e in Surge Richtung

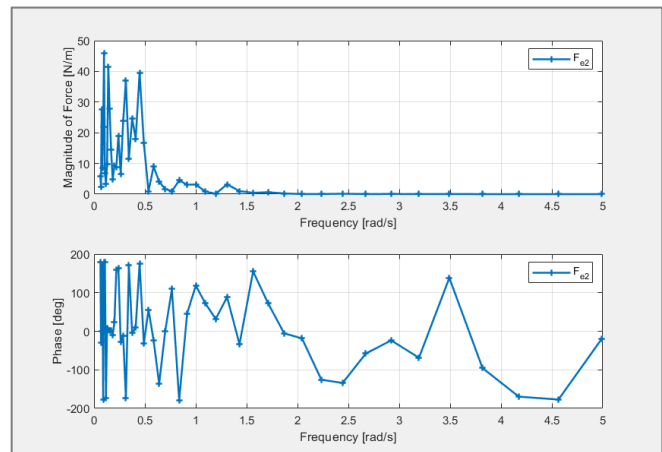


Abbildung 43: F_e in Sway Richtung

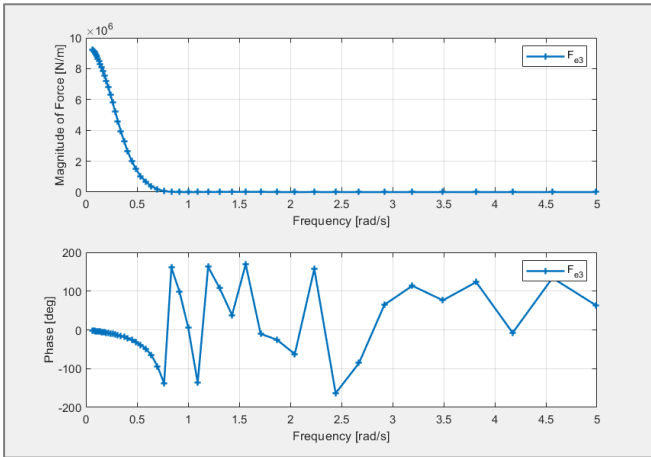


Abbildung 44: F_e in Heave Richtung

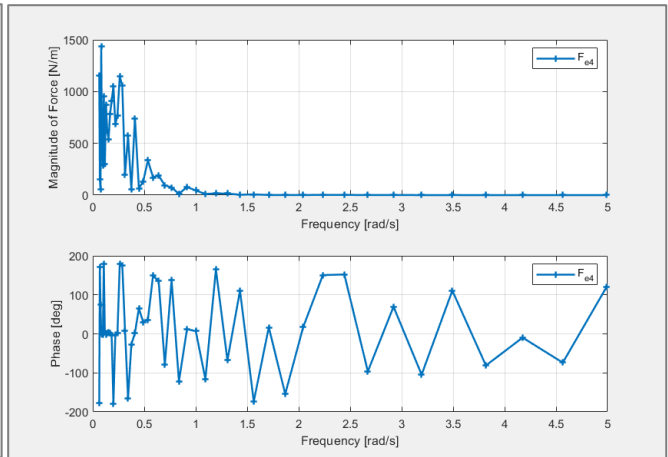


Abbildung 45: F_e in Roll Richtung

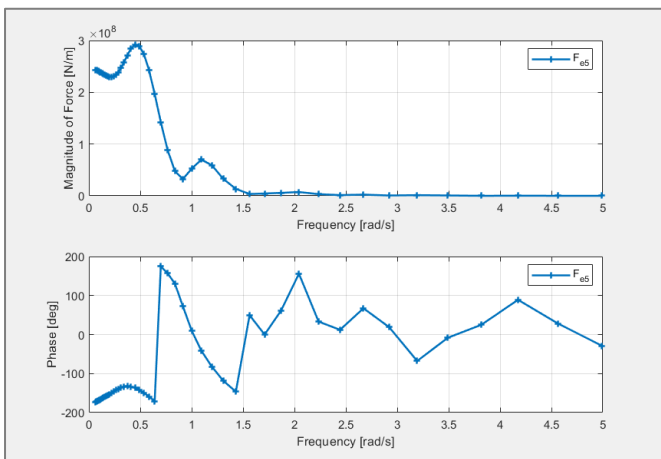


Abbildung 46: F_e in Pitch Richtung

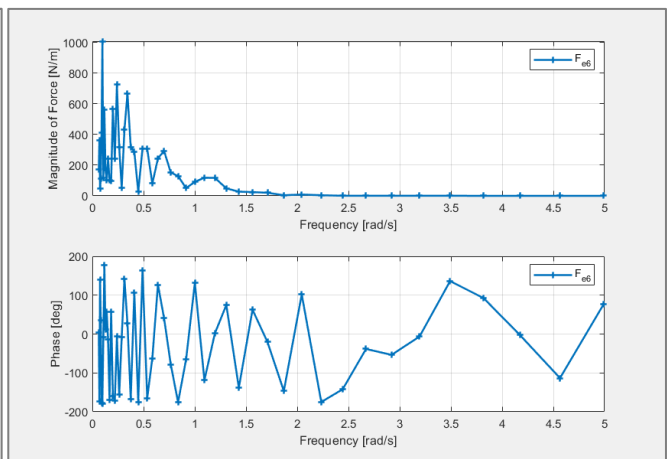


Abbildung 47: F_e in Yaw Richtung

Anhang C: Auslegung der Mooring-Lines

Tabelle 21: Inputparameter für MoorDyn

Parameter	Einheit	Minimal Footprint	Shared Anchor
Durchmesser	[m]	0,097	0,097
Trockengewicht	[kg/m]	188,18	188,18
Dehnsteifigkeit	[MN]	803,5	803,5
Horizontale Länge	[m]	656	970
Ungestreckte Gesamtlänge	[m]	852,7	1166

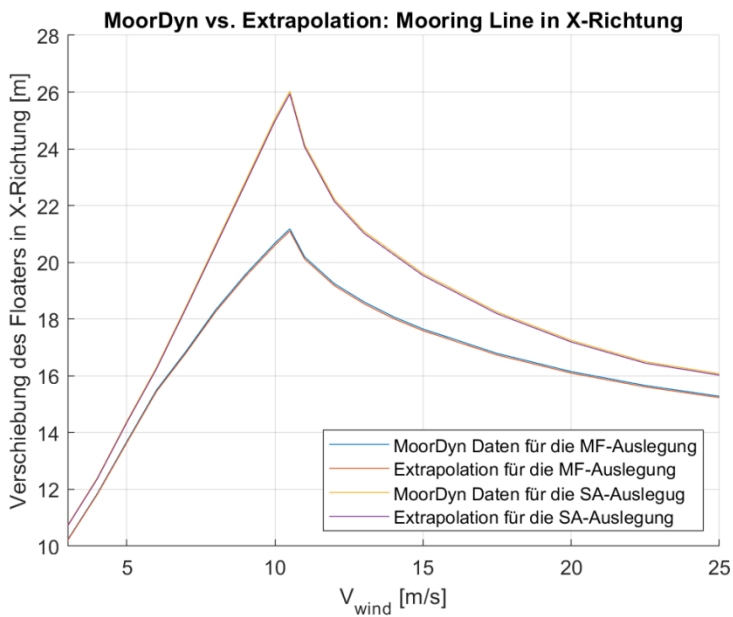


Abbildung 48: Ergebnisse des Vergleichs von MoorDyn und der Extrapolation der Berechnungsmatrix

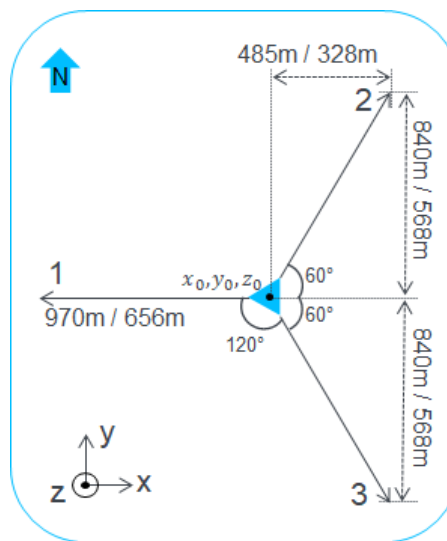


Abbildung 49: Platzierung der Mooring Lines im Koordinatensystem von MoorDyn