



Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg  
*Hamburg University of Applied Sciences*

## **Masterarbeit**

Christian Matthies

# **Aufbau und Instandhaltung von Multirotorwindenergieanlagen**

*Fakultät Technik und Informatik  
Department Maschinenbau und Produktion*

*Faculty of Engineering and Computer Science  
Department of Mechanical Engineering and  
Production Management*

**Christian Matthies**

**Aufbau und Instandhaltung von  
Multirotorwindenergieanlagen**

Masterarbeit eingereicht im Rahmen der Masterprüfung

im Studiengang Nachhaltige Energiesysteme im Maschinenbau  
am Department Maschinenbau und Produktion  
der Fakultät Technik und Informatik  
der Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg

Erstprüfer: Prof. Dipl.-Ing. Peter Dalhoff  
Zweitprüfer: Prof. Dr. Vera Schorbach

Abgabedatum: 24.11.2020

# **Zusammenfassung**

**Christian Matthies**

## **Thema der Bachelorthesis**

Aufbau und Instandhaltung von Multirotorwindenergieanlagen.

## **Stichworte**

Multirotor, Aufbau, Installation, Zuverlässigkeit, Wartungskran

## **Kurzzusammenfassung**

Die Entwicklung von immer leistungsstärkeren Windenergieanlagen stellt die Entwickler vor zunehmende Probleme hinsichtlich ihrer Größe und ihres Gewichtes. Um zukünftig weitere Leistungssteigerungen bei Windenergieanlagen zu erreichen, rücken zunehmend innovative Anlagenkonzepte in den Fokus. Multirotorwindenergieanlagen bieten das Potenzial, hohe Nennleistungen mit vergleichsweise geringen Eigengewichten und Kosten zu realisieren. Der Aufbau sowie die Wartung und Instandhaltung der Multirotorwindenergieanlagen können einen großen Einfluss auf die Stromgestehungskosten ausmachen, sind jedoch zum heutigen Zeitpunkt weitestgehend unerforscht. In dieser Masterarbeit werden grundlegende Überlegungen und Berechnungen zu folgenden Themen bearbeitet:

- Entwicklung und Vergleich verschiedener Aufbaumethoden von Multirotorwindenergieanlagen.
- Erarbeitung und Vergleich verschiedener Wartungskranconzepte und Bestimmung ihrer potenziellen Gewichtseinflüsse auf die Multirotorwindenergieanlagen.
- Erstellung einer Lebenszyklussimulation von Multirotorwindenergieanlagen zur Untersuchung und zum Vergleich der Zuverlässigkeit von Multirotorwindenergieanlagen mit konventionellen Windenergieanlagen.

**Christian Matthies**

## **Title of the paper**

Installation and Maintenance of multi rotor wind turbines.

## **Keywords**

Multi rotor, installation, installation, reliability, crane for maintenance

## **Abstract**

The development of more powerful wind turbines causes increasing problems for developers regarding the size and weight of the turbines. In order to achieve further increase in the power of wind turbines, innovative wind turbine systems get into the focus the developers. Multi rotor wind turbines offer the potential to achieve high rated outputs with comparatively low weights and costs. The installation and the maintenance of the multi rotor wind turbines can have a major influence on the LCOE but are largely unexplored at the present time. Fundamental consideration and calculation on the following topics are dealt with in this master's thesis:

- Development and comparison of different installation methods of multi rotor wind turbines.
- Development and comparison of various maintenance crane concepts and determination of their potential weight influence on the multi rotor wind turbine.
- Creation of a life cycle simulation of multi rotor wind turbines to investigate and compare their reliability with conventional wind turbines.

# Inhaltsverzeichnis

<b>Abbildungsverzeichnis</b>	<b>iii</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b>	<b>vi</b>
<b>Nomenklatur</b>	<b>vii</b>
<b>1 Einleitung</b>	<b>1</b>
<b>2 Stand der Technik</b>	<b>4</b>
2.1 Aufbau und Eigenschaften von MRWEA . . . . .	4
2.2 Entwurfsgrundlage . . . . .	6
2.3 MR45-Entwurf/ INNWIND-Entwurf . . . . .	10
2.4 MR14-Entwurf . . . . .	14
2.5 20-MW-SRWEA . . . . .	17
<b>3 Aufbau von Multirotorwindenergieanlagen</b>	<b>19</b>
3.1 Errichtung von konventionellen Windenergieanlagen . . . . .	20
3.2 Logistische Kapazitäten . . . . .	22
3.3 Aufbaumethoden . . . . .	26
3.4 Bewertung der Aufbaumethoden . . . . .	44
3.5 Fazit . . . . .	45
<b>4 Wartungskrane von Multirotorwindenergieanlagen</b>	<b>47</b>
4.1 Krankonzepte . . . . .	47
4.2 Anwendung der Krankonzepte . . . . .	59
4.3 Bewertung der Krankonzepte . . . . .	64
4.4 Fazit Krankonzepte . . . . .	67
<b>5 Zuverlässigkeit von Multirotorwindenergieanlagen</b>	<b>68</b>
5.1 Theorie zur Zuverlässigkeit . . . . .	68
5.2 Aufbau der Simulation . . . . .	70
5.3 Validierung und Parametervariation . . . . .	78
5.4 Trendszenarien . . . . .	85
5.5 Fazit . . . . .	94
<b>6 Zusammenfassung und Ausblick</b>	<b>96</b>
<b>Literaturverzeichnis</b>	<b>98</b>
<b>Anhang</b>	

---

<b>A</b>	<b>Elektronisch</b>	<b>103</b>
A.1	Daten und Berechnungen für die Kranauswahl . . . . .	103
A.2	Skript für die Berechnung des MR-Layout . . . . .	103
A.3	Zuverlässigkeitssimulation . . . . .	103
A.4	Simulationsergebnisse . . . . .	103
A.5	Webseiten . . . . .	103
<b>B</b>	<b>Angepasste Fehlerraten für Lebenszyklusszenarien</b>	<b>104</b>

# Abbildungsverzeichnis

1.1	Zusammensetzung der Stromgestehungskosten von Offshore-WEA [59] . . . . .	1
1.2	Sensitivität der Stromgestehungskosten hinsichtlich wesentlicher Parameter [59] . . . . .	2
2.1	Beispiele für MRWEA: 5 MW-Entwurf (links); Vestas Miltirotor mit 900 kW (rechts) (In Anlehnung an [29, 61]) . . . . .	5
2.2	Square-Cube-Law [10] . . . . .	5
2.3	Kenndaten der DTU-10MW Referenzturbinen [3] . . . . .	7
2.4	Freigang der Blattspitzen in Abhängigkeit vom Rotordurchmesser [Eigene Darstellung] . . . . .	9
2.5	MR45-Entwurf/ INNWIND-Entwurf [Eigene Darstellung] . . . . .	10
2.6	Geometrische Daten des MR45-Entwurfs [Eigene Darstellung] . . . . .	11
2.7	MR14-Entwurf [Eigene Darstellung] . . . . .	14
2.8	Geometrische Daten des MR14-Entwurfs [Eigene Darstellung] . . . . .	15
3.1	Bauteile von Offshore-Windenergieanlagen [15] . . . . .	20
3.2	Windenergieanlagenkomponenten beim Umschlag auf die BRAVE TERN im Hafen von ESBJERG [48] . . . . .	21
3.3	Transport und Aufbau einer vormontierten Windenergieanlage [47] . . . . .	22
3.4	Maximale Krankapazitäten von Errichterschiffen [44] . . . . .	23
3.5	Traglastdiagramm für verschiedene Haken des Hauptkranes der SLEIPNIR [27] . . . . .	24
3.6	PIONEERING SPIRIT vor dem Anheben eines Plattformoberteils im YMES Ölfeld 2016 [1] . . . . .	25
3.7	Transport von großer Ladung durch H851 (links) und BOKA VANGUARD (rechts) (In Anlehnung an [49, 45]) . . . . .	26
3.8	Aufsetzen der MR14 (links) und MR45 (rechts) auf der Gründungsstruktur [Eigene Darstellung] . . . . .	27
3.9	Beispiele für die Ebene des Anschlagpunktes sowie die Aufhängungsarten beim Ladungs-umschlag (In Anlehnung an [31]) . . . . .	28
3.10	Unterschiedliche Ausführungen von Aufhängungen (In Anlehnung an [31]) . . . . .	28
3.11	Aufbaumethode 1: Skizze zweier Aufbaumöglichkeiten durch ein Errichterschiff [Eigene Darstellung] . . . . .	29
3.12	Verschiedene Anstellwinkel für das Anschlagen zweier MR14-Entwürfe [Eigene Darstellung] . . . . .	31
3.13	Aufbaumethode 1: Zweiteiliger Aufbau des MR14-Entwurfes mit 5-4-5 Anordnung der Rotoren [Eigene Darstellung] . . . . .	32
3.14	Aufbaumethode 1: Anpassung des Entwurfes für die Errichtung durch ein Errichterschiff: Anpassung der Tragstruktur (links) Herausziehen des Turmes (rechts) [Eigene Darstellung] . . . . .	33
3.15	Aufbaumethode 1: Transport der MRWEA [Eigene Darstellung] . . . . .	34

3.16	Aufbaumethode 2: Skizze des Aufbaus vom MR14- (links, mitte) und MR45-Entwurf(rechts) mit zwei Errichterschiffen [Eigene Darstellung] . . . . .	36
3.17	Aufbaumethode 3: Skizze des Aufbaus des MR14- (links) und MR45-Entwurfes (rechts) durch das schwimmende Kranschiff SLEIPNIR [Eigene Darstellung] . . . . .	39
3.18	Errichtung von WEA durch das schwimmende Kranschiff SAIPEM [56] . . . . .	41
3.19	Aufbaumethode 4: Skizze des Aufbaus des MR14 (links)- und MR45 (rechts)-Entwurfes durch die PIONEERING SPIRIT [Eigene Darstellung] . . . . .	42
3.20	Aufbaumethode 4: Transport von zwei MRWEA mit der PIONEERING SPIRIT [Eigene Darstellung] . . . . .	44
4.1	Abrücken einer Rotorgondel mit Ausgleichstraverse [Eigene Darstellung] . . . . .	49
4.2	Ausgleichstraverse der Firma CERTEX [7] . . . . .	50
4.3	Abrücken einer Rotorgondel mit zusätzlichem Aufhängepunkt [Eigene Darstellung] . . . . .	51
4.4	Elektrokettenzug CPE 100 der Firma YALE [8] . . . . .	51
4.5	Zentrales Krankkonzept auf dem MR45-Entwurf: Problem und Lösungen für das Anfahren der äußersten Rotoren [Eigene Darstellung] . . . . .	53
4.6	Zentrales Krankkonzept: Krantypen [Eigene Darstellung] . . . . .	54
4.7	Dezentrale Krankkonzepte [Eigene Darstellung] . . . . .	56
4.8	Dezentrales Krankkonzept: Krantypen für die reihenweise Zuordnung [Eigene Darstellung] . . . . .	58
4.9	Abhängigkeit des Krangewichtes (Teleskopdrehkran) vom Lastmoment [Eigene Darstellung] . . . . .	66
5.1	Beispiel einer Badewannen-Kurve [16] . . . . .	69
5.2	Aufbau der Zuverlässigkeitssimulation [Eigene Darstellung] . . . . .	71
5.3	Ablauf des Matlab-Skripts [Eigene Darstellung] . . . . .	72
5.4	Ablauf der Lebenszyklussimulation [Eigene Darstellung] . . . . .	77
5.5	Energetische Verfügbarkeit und Varianz der MRWEA in Abhängigkeit der Rotoranzahl [Eigene Darstellung] . . . . .	80
5.6	Energetische Verfügbarkeit in Abhängigkeit der Rotoranzahl (INNWIND Report D-1.34) [57] . . . . .	80
5.7	Energieertrag und Kapazitätsfaktor in Abhängigkeit von der Rotoranzahl [Eigene Darstellung] . . . . .	81
5.8	Anzahl der Reparaturen und Fehler sowie die Höhe der Reparaturverluste in Abhängigkeit von der Rotoranzahl [Eigene Darstellung] . . . . .	81
5.9	Abhängigkeit der Verluste von der Rotoranzahl [Eigene Darstellung] . . . . .	82
5.10	Einfluss der Mindestkapazität auf die energetische Verfügbarkeit [Eigene Darstellung] . . . . .	83
5.11	Einfluss der Fehlerraten auf die energetische Verfügbarkeit [Eigene Darstellung] . . . . .	84
5.12	Einfluss der Reparaturabschaltung auf die energetische Verfügbarkeit [Eigene Darstellung] . . . . .	84
5.13	Einfluss der Zentralisierung von elektrischen Systemen [Eigene Darstellung] . . . . .	85
5.14	Jährliche Fehlerrate verschiedener Anlagengrößen über mehrere Betriebsjahre [24] . . . . .	86
5.15	Fehlerraten verschiedener Windparks über die Betriebsdauer und über die mittlere Turbinenleistung [11] . . . . .	87

---

5.16	Fehlerraten verschiedener Windturbinen im Zeitraum von 1993-2004 [58] . . . . .	87
5.17	Realistisches Trendszenario: Energetische Verfügbarkeit und Varianz der MRWEA in Abhängigkeit der Rotoranzahl [Eigene Darstellung] . . . . .	92
5.18	Optimistisches Trendszenario: Energetische Verfügbarkeit und Varianz der MRWEA in Abhängigkeit der Rotoranzahl [Eigene Darstellung] . . . . .	93
5.19	Trendszenarien im Vergleich hinsichtlich der energetischen Verfügbarkeit [Eigene Darstellung] . . . . .	93
5.20	Trendszenarien im Vergleich hinsichtlich der Fehleranzahl [Eigene Darstellung] . . . . .	94



# Tabellenverzeichnis

2.1	Bauteilgewichte des MR45-Entwurfes [Eigene Darstellung] . . . . .	12
2.2	Gewicht und Lage der Schwerpunkte der MR45 [Eigene Darstellung] . . . . .	14
2.3	Bauteilgewichte des MR14-Entwurfes [Eigene Darstellung] . . . . .	16
2.4	Gewicht und Lage der Schwerpunkte der MR14 [Eigene Darstellung] . . . . .	17
3.1	Bewertung der Aufbaumethoden [Eigene Darstellung] . . . . .	45
4.1	Anforderungen an die Mobilkrane beim MR14-Entwurf [Eigene Darstellung] . . . . .	60
4.2	Übersicht der ausgewählten Mobilkrane beim MR14-Entwurf [Eigene Darstellung] . . .	61
4.3	Dezentrales Krankkonzept für den MR14-Entwurf [Eigene Darstellung] . . . . .	62
4.4	Anforderungen an die Mobilkrane des MR45-Entwurfes [Eigene Darstellung] . . . . .	63
4.5	Übersicht der ausgewählten Mobilkrane beim MR45-Entwurf [Eigene Darstellung] . . .	63
4.7	Dezentrales Krankkonzept für den MR45-Entwurf [Eigene Darstellung] . . . . .	64
5.1	Vollständigkeit der monatlichen Wetterdaten [Eigene Darstellung] . . . . .	73
5.2	Jährliche Fehlerraten der 10MW-DTU Referenzturbinen [57] . . . . .	74
5.3	Gesamtfehllerraten der MRWEA [Eigene Darstellung] . . . . .	75
5.4	Reparaturparameter der SRWEA (In Anlehnung an [57]) . . . . .	75
5.5	Reparaturparameter der MRWEA (In Anlehnung an [57]) . . . . .	75
5.6	Realistisches Szenario: Zuordnung der elektrischen Systeme [Eigene Darstellung] . . .	89
5.7	Realistisches Szenario: Reparaturparameter [Eigene Darstellung] . . . . .	89
B.1	Realistisches Szenario: Jährliche Fehlerraten des MR14-Entwurfes . . . . .	104
B.2	Opimistisches Szenario: Jährliche Fehlerraten des MR14-Entwurfes . . . . .	105

# Nomenklatur

## Abkürzungen

AWAC	ACOUSTIC WAVE AND CURRENT PROFILER
BSH	Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie
CaPex	<i>capital expenditures</i> (Investitionskosten)
CTV	<i>crew transfer vessel</i>
DTU	DANMARKS TEKNISKE UNIVERSITET (Technische Universität Dänemarks)
FINO	Forschungsplattform in Nord- und Ostsee
FSV	<i>fast supply vessel</i>
HAW Hamburg	Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg
HLV	<i>heavy lift vessel</i>
INNWIND	<i>innovative wind conversion system</i>
LCOE	<i>levelized cost of energy</i> (Stromgestehungskosten)
MR	Multirotor
MRWEA	Multirotorwindenergieanlage
NREL	NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY
SR	Singlerotor
SRWEA	Singlerotorwindenergieanlage
WEA	Windenergieanlage

**Formelzeichen**

$\beta$	Jährliche Fehlerrate in $1/a$
$\lambda$	Fehlerrate in $1/t$
$\pi$	Kreiszahl
$\rho_{Stahl}$	Dichte von Stahl in $kg/m^3$
$A$	Fläche in $m^2$
$D$	Durchmesser in m
$E$	Energie in Ws
$F$	Ausfallwahrscheinlichkeit in %
$F_{Abrückverfahren}$	Abrückfaktor
$G$	Höhe des Ladungsschwerpunkts in m
$g$	Erdbeschleunigung in $m/s^2$
$G^*$	Höhe des virtuellen Ladungsschwerpunkts in m
$h$	Höhe in m
$h_{metazentrisch}$	Metazentrische Höhe in m
$h_{ref}$	Referenzhöhe in m
$H_s$	Maximale Wellenhöhe in m
$K_E$	Energetische Verfügbarkeit in %
$K_T$	Zeitliche Verfügbarkeit in %
$l$	Länge in m

---

$l$	Länge in m
$l_{Freigang}$	Abstand der Rotorblattspitzen zur Tragstruktur in m
$M$	Höhe des Aufhängezentrums in m
$M$	Moment in Nm
$m$	Masse in kg
$m_{gesamt, Kran}$	Krangewicht in kg
$m_{Metergewicht}$	Metergewicht der Schienen in kg/m
$n$	Anzahl
$P$	Leistung in kW
$R$	Zuverlässigkeit in %
$r$	Durchmesser in m
$s_{Turm}$	Wanddicke des Turmes in m
$s_y$	Höhe des geometrischen Schwerpunkts in m
$SF$	Sicherheitsfaktor
$t$	Zeit in s
$U$	Zufallszahl
$V$	Volumen in m <sup>3</sup>
$v$	Windgeschwindigkeit in m/s
$w$	Breite in m
$W_s$	Maximale Windgeschwindigkeit in m/s

---

$y_i$	Y-Koordinate der Eckpunkte in m
$z$	Länge der Sekundäraufhängungen in m
$z_0$	Rauhigkeitslänge in m

# 1 Einleitung

Die Stromgestehungskosten (LCOE) eines Kraftwerkes beschreiben die durchschnittlichen Kosten der Stromerzeugung. Sie werden üblicherweise in Euro pro Megawattstunden angegeben und setzen sich bei Windenergieanlagen (WEA) aus den Kapitalkosten, Betriebskosten und der Kapitalverzinsung zusammen. Eine detaillierte Zusammensetzung der Stromgestehungskosten von Offshore-WEA wird in Abbildung 1.1 gezeigt. Zusammen haben Aufbau, Wartung und Instandhaltung einen Anteil von 39% an den Stromgestehungskosten von Offshore-WEA und entscheiden mit darüber, ob eine WEA während ihrer Lebensdauer gewinnbringend betrieben werden kann oder nicht.

Die Kosten für den Aufbau von Offshore-WEA gehören zu den Investitionskosten (CaPex) und betragen davon insgesamt 7,6%. Gegenüber anderen Posten der LCOE sind die Aufbauposten relativ gering. Wird jedoch die Empfindlichkeit der LCOE gegenüber der Steigerung der CaPex betrachtet, wird deutlich, dass steigende Investitionskosten einen großen Einfluss auf die LCOE haben (Abbildung 1.2).

Eine Multirotorwindenergieanlage (MRWEA) ist ein innovativer Typ von WEA, bei denen mehrere Rotoren zur Energiegewinnung auf einer WEA angeordnet sind und befindet sich zurzeit in der Erforschung. Für den Aufbau sowie für die Wartung und Instandhaltung dieses innovativen Anlagentyps stehen nur wenige oder gar keine Untersuchungen und Informationen zur Verfügung. [59]

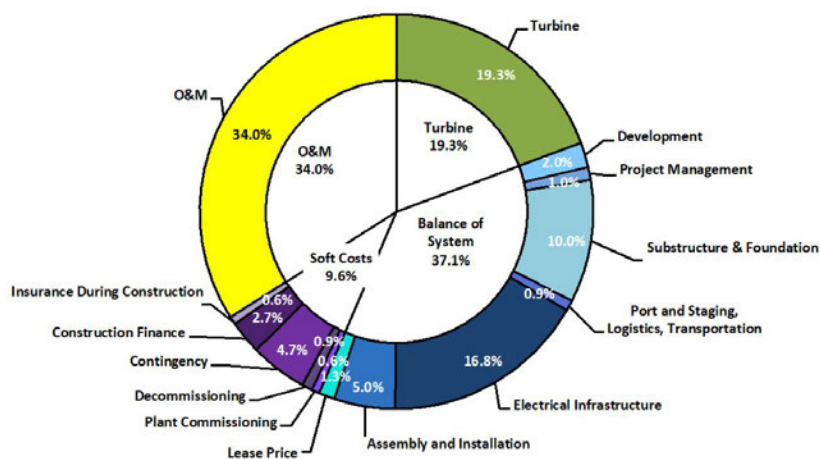


Abbildung 1.1: Zusammensetzung der Stromgestehungskosten von Offshore-WEA [59]

## Ziel

Ziel dieser Masterthesis ist es, mit unterschiedlichen Methoden den Aufbau sowie die Wartung und Instandhaltung von MRWEA zu diskutieren. Bezüglich des Aufbaus von MRWEA werden anhand der

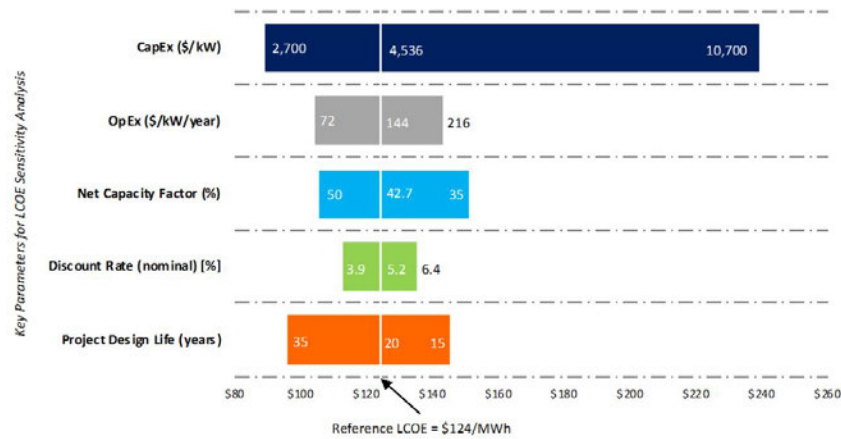


Abbildung 1.2: Sensitivität der Stromgestehungskosten hinsichtlich wesentlicher Parameter [59]

zur Verfügung stehenden logistischen Mittel in Form von Schiffen verschiedene Aufbaumethoden erarbeitet und bewertet. Dabei sollen mögliche Konflikte beim Aufbau identifiziert und Lösungsansätze vorgestellt werden. Am Ende soll anhand der Bewertung der Aufbaumethoden eine Empfehlung für die vielversprechendste Lösung auf der heutigen Datengrundlage abgegeben werden. Das Thema Wartung und Instandhaltung teilt sich in zwei Themenkomplexe auf. Im ersten Themenkomplex sollen Möglichkeiten für die Realisierung eines Wartungskranes auf der MRWEA erarbeitet und deren Einfluss auf die MRWEA diskutiert werden. Ziel ist es, die technischen Grundlagen einer vielversprechenden Lösung des Wartungskranes auf der MRWEA zu erarbeiten. Der zweite Themenkomplex widmet sich der Zuverlässigkeit von MRWEA. Die Zuverlässigkeit von MRWEA soll mit der Zuverlässigkeit von Singlerotorwindenergieanlagen (SRWEA) verglichen und bewertet werden. Einflussfaktoren auf die Zuverlässigkeit von MRWEA sollen identifiziert werden und anhand dieser Verbesserungsvorschläge formuliert werden.

## Methodik

Für die Untersuchung zum Aufbau und dem Wartungskran der MRWEA werden zunächst zwei unterschiedliche MRWEA hinsichtlich ihrer Geometrien und Gewichte anhand von Berechnungen und Schätzungen erstellt. Auf der Grundlage beruflicher Erfahrungen und einer Literaturrecherche werden Anforderungen an und Bewertungskriterien für den Aufbau der MRWEA und den Wartungskran erarbeitet. Diese werden anschließend mittels Berechnungen oder qualitativer Einschätzungen auf der Literaturbasis bearbeitet und bewertet.

Hinsichtlich der Zuverlässigkeit wird auf der Grundlage einer Literaturrecherche eine Lebenszyklussimulation zur Zuverlässigkeit von SRWEA und MRWEA erstellt. Verschiedene Daten und Datenbanken dienen als Eingangsparameter um realitätsnahe Ergebnisse zu erstellen. Anhand vorliegender Literatur sollen die Simulationsergebnisse validiert werden. Anschließend werden ein pessimistisches, realistisches und optimistisches Szenario für die Zuverlässigkeit der MRWEA entworfen. Auf der Grundlage

der Simulationsergebnisse soll eine quantitative Bewertung der Zuverlässigkeit von MRWEA abgegeben werden.

## **Aufbau**

In dieser Ausarbeitung werden zunächst die technischen Grundlagen zum Entwurf von MRWEA erläutert und anhand von zwei Beispielen angewendet. Diese zwei Beispielenwürfe dienen im weiteren Verlauf als Berechnungsgrundlagen. Anschließend wird die Masterthesis in drei Teile entsprechend der Themenbereiche aufgeteilt: Aufbau der MRWEA, Wartungskonzept und Zuverlässigkeit der MRWEA.

Bezüglich des Aufbaues der MRWEA werden zunächst die Aufbaumethoden von SRWEA und die dafür zur Verfügung stehenden logistischen Mittel beschrieben. Anschließend werden verschiedene Aufbaumethoden mit unterschiedlichen logistischen Mitteln entwickelt und anhand festgelegter Kriterien bewertet. Bei der Erarbeitung der Wartungskrane werden grundlegende Konzepte erarbeitet und deren praktische Umsetzung diskutiert. Die vielversprechendsten Entwürfe werden anschließend auf die beiden MRWEA-Entwürfe angewandt, um deren Gewichtseinfluss abschätzen und abschließend bewerten zu können. Im Themenbereich zur Zuverlässigkeit der MRWEA werden kurz die Grundlagen der Zuverlässigkeitstheorie erläutert. Anschließend wird der Aufbau der Lebenszyklussimulation beschrieben. In den ersten Untersuchungen werden die Ergebnisse validiert und die Sensitivität der Simulation untersucht. Darauf aufbauend werden die drei Szenarien erarbeitet und in der Simulation nachgestellt. Anhand dieser Ergebnisse werden die MRWEA mit SRWEA miteinander verglichen und abschließend bewertet.



## 2 Stand der Technik

In diesem Kapitel wird als Erstes der Aufbau und die Eigenschaften von MRWEA beschrieben. Anschließend werden die Grundlagen für den Entwurf von MRWEA und SRWEA über die Skalierungsgesetze erläutert und für zwei MRWEA-Entwürfe und einen SRWEA-Entwurf angewendet. Es werden zwei verschiedene MRWEA-Entwürfe erarbeitet, wobei der Multirotor45 (MR45)-Entwurf an den Entwurf der INNWIND-Studie angelegt ist und in der weiteren Betrachtung stellvertretend für eine MRWEA mit hoher Rotoranzahl angesehen wird. Der Entwurf einer MRWEA mit insgesamt vierzehn Rotoren wird stellvertretend für MRWEA mit geringer Anzahl von Rotoren angesehen.

### 2.1 Aufbau und Eigenschaften von MRWEA

Als Multirotorwindenergieanlagen gelten Windenergieanlagen, an denen mindestens zwei Rotoren unabhängig voneinander elektrische Energie erzeugen können. In Abbildung 2.1 werden zwei Beispiele für den Aufbau von MRWEA vorgestellt. Auf der linken Seite ist ein MRWEA-Entwurf mit einer Gesamtnennleistung 5 MW zu sehen. Bei diesem Entwurf sind die Rotoren auf einer fachwerkartigen Tragstruktur befestigt. Diese fachwerkartige Tragstruktur ist mit dem Turm über ein Azimutsystem<sup>1</sup> verbunden. Bei dem Multirotorkonzept der Firma VESTAS am Standort Risø mit einer Gesamtnennleistung von 900 kW sind die Rotoren an Kragarmen befestigt (Abbildung 2.1). Zwei dieser Kragarme werden jeweils über ein Azimutsystem mit dem Turm verbunden. Im Rahmen dieser Abschlussarbeit werden nur MRWEA-Entwürfe berücksichtigt, bei denen die Rotoren auf einer fachwerkartigen Tragstruktur befestigt sind. Die wichtigsten Bauteile, die geometrisch und massenmäßig für die MRWEA-Entwürfe berechnet werden müssen, sind die Rotoren, die Gondeln, die Tragstruktur, das Azimutsystem sowie der Turm.

Die Potenziale einer MRWEA liegen in den Kosten- und Gewichtseinsparungen, in der Standardisierung von Anlagenkomponenten sowie in möglichen Vorteilen bei der Wartung. Die Kosten- und Gewichtseinsparungen einer MRWEA können anhand des SQUARE-CUBE-LAW erläutert werden. Das Gesetz des SQUARE-CUBE-LAW lautet: Wenn ein Gegenstand der Länge  $l$  nach größer skaliert wird, so erhöht sich sein Volumen  $V$  und, bei konstanter Dichte, seine Masse kubisch (Gleichung 2.1). Die Oberfläche nimmt quadratisch zu .

$$V_1 = V_2 \cdot \left(\frac{l_2}{l_1}\right)^3 \quad (2.1)$$

---

<sup>1</sup>System zur Windrichtungsnachführung.



Abbildung 2.1: Beispiele für MRWEA: 5 MW-Entwurf (links); Vestas Miltirotor mit 900 kW (rechts) (In Anlehnung an [29, 61])

Somit steigt z. B. die Masse eines Rotor quadratisch zur Rotorfläche. Wird die Rotorfläche einer großen SRWEA jedoch in viele kleine Rotoren und Rotorflächen aufgeteilt, wiegen diese zusammen weniger als der große Rotor. Es kann angenommen werden, dass proportional zum Gewicht auch die Kosten für Material und Fertigung sinken. Ein weiterer Vorteil liegt in der Standardisierung von Anlagenkomponenten, da mehrere kleine Rotoren aufgrund ihrer Stückzahlen kostengünstiger produziert werden können. Auch kann davon ausgegangen werden, dass die produzierten Rotoren eine höhere Zuverlässigkeit aufgrund bestehender Erfahrung mit kleinen Rotoren aufweisen. [10]

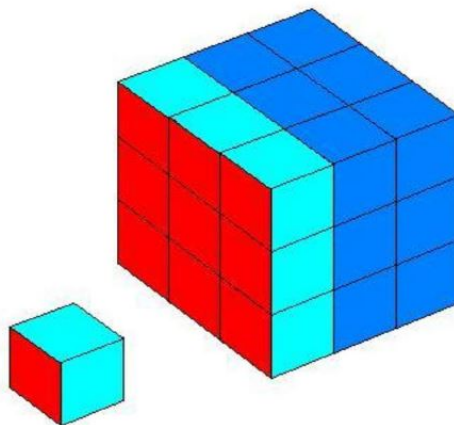


Abbildung 2.2: Square-Cube-Law [10]

## 2.2 Entwurfsgrundlage

In diesem Abschnitt werden die technischen Grundlagen erläutert, mit denen die geometrische Skalierung und die Skalierung der Massen bei Windenergieanlagen berechnet werden kann. Darauf folgen die Nennung der wichtigsten Parameter und Verfahren, die den Entwurf der Tragstruktur einer MRWEA beeinflussen, und eine abschließende Abschätzung des Turmfreigangs der Rotorblätter.

### 2.2.1 Berechnung der Geometrie:

Ziel der Skalierung ist es, den grundlegenden Entwurf einer SRWEA und zweier MRWEA mit unterschiedlicher Anzahl von Rotoren mit jeweils einer Gesamtleistung von 20MW zu erstellen. Dabei erfolgt die Skalierung auf der Basis der DTU-10-MW-Referenzturbinen. Die wichtigsten leistungs- und größentechnischen Daten der DTU-10-MW-Referenzturbinen sind in Abbildung 2.3 dargestellt.

Im ersten Schritt des MRWEA-Entwurfes wird die Turbinennennleistung  $P_{Turbine}$  mit Gleichung 2.2 über die Gesamtnennleistung  $P_{Gesamt}$  der MRWEA und Anzahl der Rotoren  $n_{Rotoren}$  berechnet.

$$P_{Turbine} = P_{Gesamt} / n_{Rotoren} \quad (2.2)$$

Die Rotorflächen  $A_1$  und  $A_2$  zweier Turbinen stehen im Verhältnis zu ihren Leistungen  $P_1$  und  $P_2$  (Gleichung 2.3). Werden die Rotorflächen durch den Ausdruck 2.5 zur Berechnung der Rotorflächen über den Rotordurchmesser ersetzt und umgestellt, ergibt sich die Gleichung 2.5. Mit dieser kann der Rotordurchmesser  $D_{Rotor,Turbine}$  über die Wurzel aus dem Verhältnis der Turbinenleistung  $P_{Turbine}$  zur Leistung der Referenzturbinen  $P_{DTU}$  sowie dem Referenzdurchmesser der DTU-Turbine  $D_{DTU}$  berechnet werden. [10]

$$\frac{A_1}{A_2} = \frac{P_1}{P_2} \quad (2.3)$$

$$A_{Rotor} = \frac{\pi \cdot D_{Rotor}^2}{4} \quad (2.4)$$

$$D_{Rotor,Turbine} = \sqrt{\frac{P_{Turbine}}{P_{DTU}}} \cdot D_{DTU} \quad (2.5)$$

Mit dem Rotordurchmesser kann für die SRWEA die Nabenhöhe  $h_{Nabe,SR}$  unter Berücksichtigung des Freigangs  $h_{Freigang,Meeresoberfläche}$  zwischen Blattspitze und der Meeresoberfläche ermittelt werden:

$$h_{Nabe,SR} = \frac{D_{Rotor,SR}}{2} + h_{Freigang,Meeresoberfläche} \quad (2.6)$$

Description	Value
Rating	10MW
Rotor orientation, configuration	Upwind, 3 blades
Control	Variable speed, collective pitch
Drivetrain	Medium speed, Multiple stage gearbox
Rotor, Hub diameter	178.3m, 5.6m
Hub height	119m
Cut-in, Rated, Cut-out wind speed	4m/s, 11.4m/s, 25m/s
Cut-in, Rated rotor speed	6RPM, 9.6RPM
Rated tip speed	90m/s
Overhang, Shaft tilt, Pre-cone	7.07m, 5° , 2.5°
Pre-bend	3m
Rotor mass	229tons (each blade ~41tons)
Nacelle mass	446tons
Tower mass	605tons

Abbildung 2.3: Kenndaten der DTU-10MW Referenzturbinen [3]

Der Freigang zwischen Meeresoberfläche und Blattspitze beträgt für alle WEA-Entwürfe 22m.

Die Berechnung der Geometrie der MRWEA-Tragstruktur wird computergestützt mit dem Matlabskript MRS\_LAYOUT.M durchgeführt und benötigt neben dem Freigang der Rotorblattspitzen zur Meeresoberfläche weitere Parameter, wie das grundlegende Layout der MRWEA, welches Auskunft über die Anzahl der Reihen, die Anzahl der Rotoren in jeder Reihe sowie die Anordnung der Turmlagerung gibt. Des Weiteren muss der Sicherheitsabstand zwischen benachbarten Rotoren sowie das Verhältnis von Tiefe und Breite der Tragstruktur festgelegt werden. Das Matlabskript MRS\_LAYOUT.M ist im elektronischen Anhang A.2 angefügt.

## 2.2.2 Berechnung der Massen

Um die Massen der Bauteile von MRWEA und SRWEA zu berechnen, kann für das Rotorblatt- und Gondelgewicht auf Skalierungsgesetze zurückgegriffen werden. Hierbei ändert sich die Masse  $m$  proportional zum Volumen der Bauteile. Für die Masse von Rotorblatt und Gondel kann angenommen werden, dass diese sich proportional zur dritten Potenz des Rotorblattdurchmessers  $D$  verändert. Die Skalierung der Rotorblatt- der Gondelmassen erfolgt nach Gleichung 2.7.

$$m_1 = \left( \frac{D_1}{D_2} \right)^3 \cdot m_2 \quad (2.7)$$

Die Skalierung der Turmmasse erfolgt entsprechend einer NREL-Studie nach der Gleichung 2.8. Hierbei wird ein linearer Zusammenhang der Turmmasse  $m_{Turm}$  in Abhängigkeit der Rotorfläche  $A_{Rotor}$  und der Turmhöhe  $h_{Turm}$  hergestellt. [19]

$$m_{Turm} = 0,2694 \frac{kg}{m^3} \cdot A_{Rotor} \cdot h_{Turm} + 1779 kg \quad (2.8)$$

Wird diese Gleichung jedoch mit den Daten der DTU-10-MW-Referenzturbinen angewendet, berechnet sich ein Turmgewicht von 802.234kg, welches ca. 200.000kg über dem wirklichen Gewicht der Referenzturbinen liegt. [3]

$$m_{Turm,DTU,berechnet} = 0,2694 \frac{kg}{m^3} \cdot \frac{\pi \cdot 178,3 m^2}{4} \cdot 119 m + 1779 kg = 802.234 kg \quad (2.9)$$

Auch die Anwendung der Gleichung 2.9 auf die zurzeit leistungsstärkste WEA, die HALIADE-X, mit einem Rotordurchmesser von 220m, einer Turmhöhe von 132m und einer Turmmasse von 800.000kg, führt zu einem deutlich zu hohen Ergebnis für die Turmmasse. [51]

$$m_{Turm} = 0,2694 \frac{kg}{m^3} \cdot \frac{\pi \cdot 220 m^2}{4} \cdot 132 m + 1779 kg = 1.353.561 kg \quad (2.10)$$

Auf Grundlage der abweichenden Ergebnisse werden die Parameter der Gleichung 2.8 anhand der Daten der DTU-10-MW-Referenzturbinen und HALIADE-X neu berechnet:

$$m_{Turm} = 0,1134 \frac{kg}{m^3} \cdot A_{Rotor} \cdot h_{Turm} + 268166 kg \quad (2.11)$$

Für die Masse des Turmes von MRWEA wird die Gesamtrotorfläche über die Einzelrotorfläche  $A_{Rotor}$  und die Anzahl der Rotoren  $n_{Rotor}$  berechnet. Zusammen mit der Turmhöhe  $h_{Turm}$  kann die Turmmasse mit folgender Gleichung bestimmt werden:

$$m_{Turm} = 0,1134 \frac{kg}{m^3} \cdot n_{Rotor} \cdot A_{Rotor} \cdot h_{Turm} + 268.166 kg \quad (2.12)$$

Bezüglich der Massen von Tragstruktur und Azimutsystem werden keine Berechnungen angestellt. Hier wird auf die Ergebnisse der INNWIND-Studien sowie auf die Ergebnisse im Rahmen der X-ROTOR-Studie der HAW Hamburg zurückgegriffen. [62, 29]

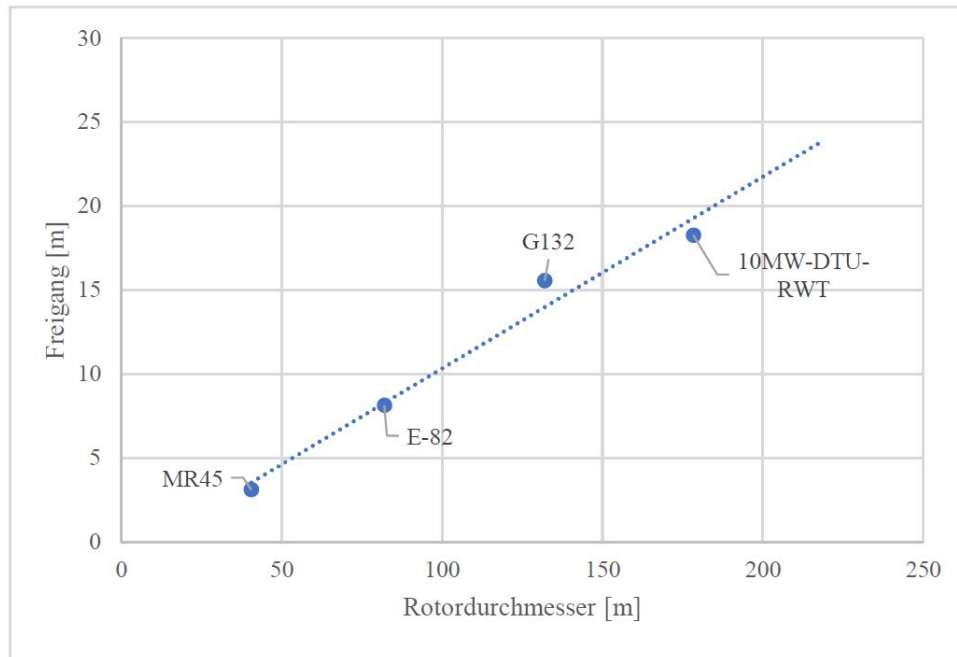


Abbildung 2.4: Freigang der Blattspitzen in Abhängigkeit vom Rotordurchmesser [Eigene Darstellung]

### 2.2.3 Abschätzung des Freigangs von Blattspitze zu Tragstruktur

Für die Erarbeitung der Wartungskonzepte muss die Höhe des Freigangs der Rotorblätter zwischen Blattspitze und Tragstruktur bekannt sein, da diese die benötigte Kranausladung im Wesentlichen beeinflusst. Der Turmfreigang der Rotorblätter wird durch die Verformung der Rotorblätter unter der Windlast vorgegeben und kann z. B. nach dem DNV-GL-Standard ST-0376 ermittelt werden. Da dies weitgehende festigkeitstechnische Berechnungen und Lastsimulationen erfordert, wird in dieser Thesis eine einfache Schätzung des Freigangs in Abhängigkeit vom Rotordurchmesser vorgenommen. Dazu werden Daten vom Freigang verschiedener WEA verwendet. [43, 17, 29, 3]

In Abbildung 2.4 wird gezeigt, wie die Turmfreigänge vom Rotordurchmesser abhängen. Es kann ein linearer Zusammenhang zwischen Turmfreigang und Rotordurchmesser angenommen werden, der sich durch Gleichung 2.13 ausdrückt. Da es sich hier nur um eine Schätzung handelt, wird ein zusätzlicher Sicherheitsfaktor  $SF$  von 1,1 gewählt. Für weitere Berechnungen mit dem Rotorfreigang wird angenommen, dass dieser der maximalen Distanz entspricht, die die Rotorgondel von der Tragstruktur absteht.

$$l_{Freigang} = (0,1142 \cdot D_{Rotor} - 1,1023 \text{ m}) \cdot SF \quad (2.13)$$

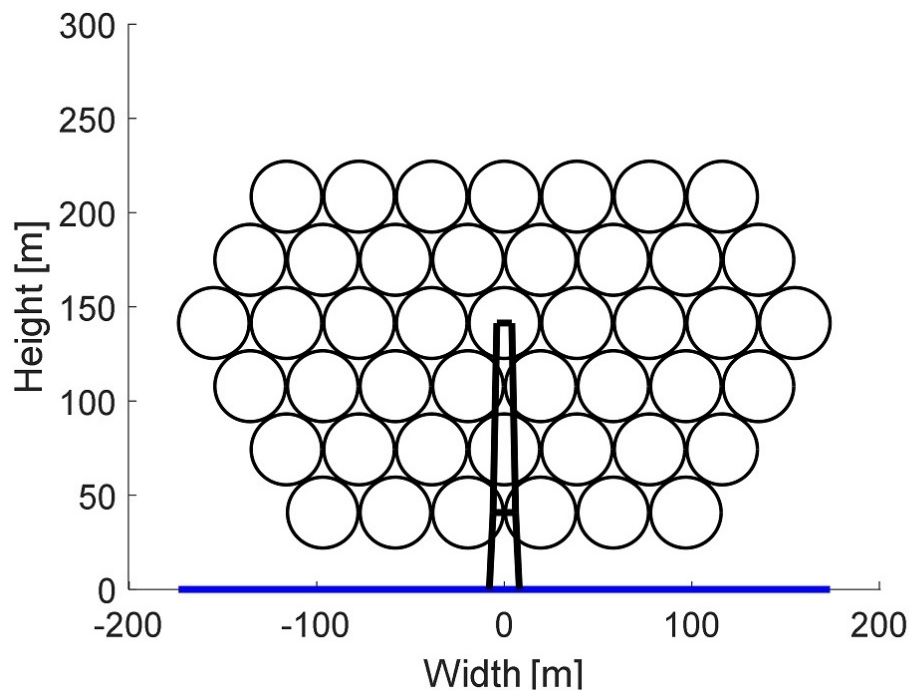


Abbildung 2.5: MR45-Entwurf/ INNWIND-Entwurf [Eigene Darstellung]

## 2.3 MR45-Entwurf/ INNWIND-Entwurf

Als erste MRWEA wird der MR45-Entwurf oder auch INNWIND-Entwurf vorgestellt. Dieser wurde bereits im Rahmen des INNWIND-Projektes als innovatives WEA-Konzept vorgestellt, ausführlich untersucht und steht in dieser Abschlussarbeit stellvertretend für eine MRWEA mit hoher Rotoranzahl.

Der MR45-Entwurf (Abbildung 2.5) besitzt insgesamt 45 Rotoren in der Anordnung 6-7-8-9-8-7, welche die Anzahl der Rotoren pro Reihe beginnend von unten beschreibt. Die Lagerung der Tragstruktur wird in der vierten Reihe positioniert. Die Turbinenleistung berechnet sich nach Gleichung 2.2 und beträgt 444 kW.

$$P_{Turbine,MR45} = \frac{20.000 \text{ kW}}{45} = 444 \text{ kW} \quad (2.14)$$

### 2.3.1 Geometrie MR45

Der Rotordurchmesser beträgt nach Gleichung 2.5 für den MR45-Rotor 37,6 m.

$$D_{Rotor,MR45} = \sqrt{\frac{444 \text{ kW}}{10.000 \text{ kW}}} \cdot 178,3 \text{ m} = 37,6 \text{ m} \quad (2.15)$$

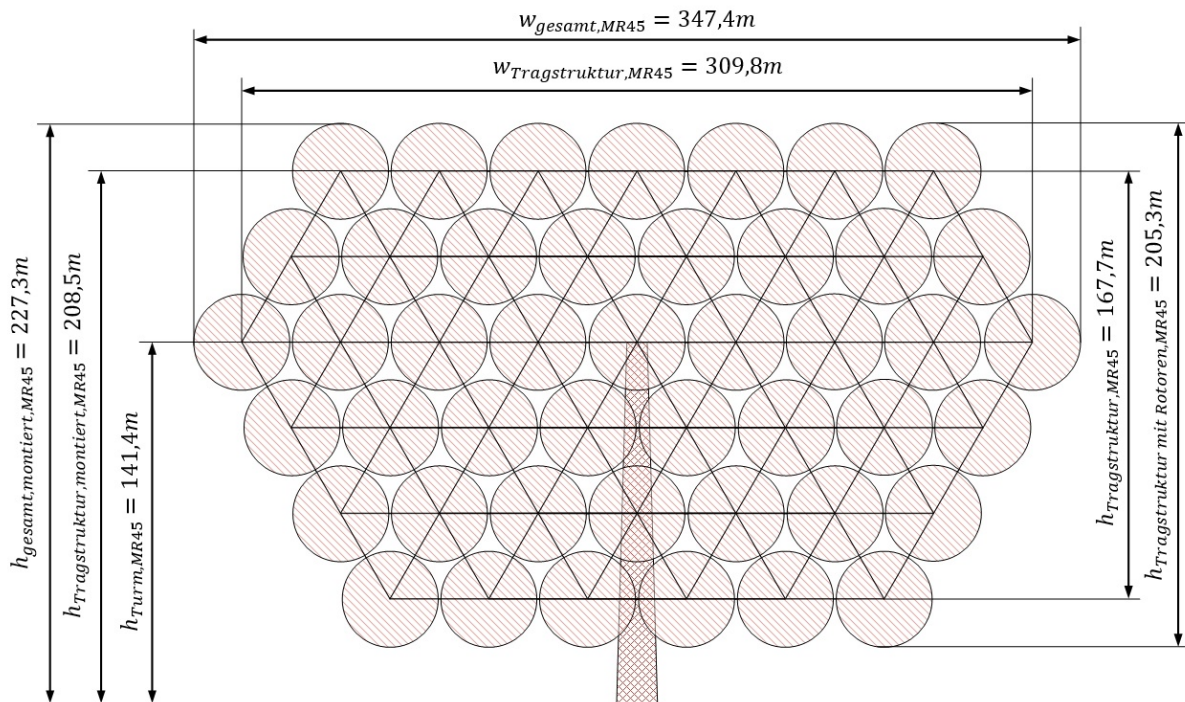


Abbildung 2.6: Geometrische Daten des MR45-Entwurfs [Eigene Darstellung]

Die Geometrie der Tragstruktur und die Höhe des Turmes wird mit dem Matlab-Skript `MRS_LAYOUT.M` berechnet. Die wichtigsten geometrischen Längen werden in Abbildung 2.6 dargestellt.

Die Tiefe der Tragstruktur ohne Rotoren beträgt 31,0 m. Der Freigang zwischen Rotorblatt und Tragstruktur wird über Gleichung 2.13 auf 3,4 m geschätzt. Damit beträgt die gesamte Tiefe der Tragstruktur 34,4 m.

### 2.3.2 Bauteilgewichte

Die Masse eines Rotors berechnet sich nach Gleichung 2.7 und wiegt 2.147,6 kg.

$$m_{\text{Rotor,MR45}} = \left( \frac{37,6 \text{ m}}{178,3 \text{ m}} \right)^3 \cdot 229.000 \text{ kg} = 2.147,6 \text{ kg} \quad (2.16)$$

Das Gewicht einer Gondel beläuft sich nach Gleichung 2.7 auf 4.182,6 kg.

$$m_{\text{Gondel,MR45}} = \left( \frac{37,6 \text{ m}}{178,3 \text{ m}} \right)^3 \cdot 446.000 \text{ kg} = 4.182,6 \text{ kg} \quad (2.17)$$

Damit wiegt eine Rotorgondelbaugruppe insgesamt 6330,2 kg. Alle Rotorgondelbaugruppen wiegen zusammen 285.000 kg.



Das Turmgewicht wird mit Gleichung 2.12 auf ca. 1.070.000kg geschätzt. Das Gewicht der Tragstruktur wird im INNWIND-Bericht zu MRWEA durch Lastsimulationen berechnet und beträgt für den Entwurf ca. 1.565.000kg. Die gesamte Tragstruktur mit Rotorgondeln wiegt 1.850.000kg. [29]

Das Gewicht von Azimutsystem, Lagerung der Tragstruktur sowie dessen Anbindung wird dem INNWIND-Bericht entnommen. Dort wird das Gewicht dieser Bauteile mit 485.000kg ermittelt. [29]. Das Gesamtgewicht des MR45-Entwurfes beträgt 3.787.000kg. Alle Bauteilgewichte sind in Tabelle 2.1 aufgeführt.

Name des Bauteils	Gewicht des Bauteils [kg]
Rotor	2.148
Gondel	4.183
Rotorgondelbaugruppe	6.330
Tragstruktur	1.565.000
Tragstruktur mit Rotorgondeln	1.850.000
Azimutsystem, Lagerung + Anbindung	485.000
Turm	1.070.000
Gesamtgewicht	3.405.000

Tabelle 2.1: Bauteilgewichte des MR45-Entwurfes [Eigene Darstellung]

### 2.3.3 Schwerpunkt

Der Massenschwerpunkt der MRWEA wird aus den Einzelschwerpunkten der Einzelbauteile berechnet, wobei die Tragstruktur mit Rotoren als ein Bauteil zählt. Für diese Abschlussarbeit sind nur die Höhen der Schwerpunkte von Interesse, daher wird von der Berechnung der Schwerpunktlage hinsichtlich der Breite und Tiefe der MRWEA abgesehen.

Die Höhe des Massenschwerpunkts vom Azimutsystem, der Lagerung und Anbindung wird auf Turmhöhe festgelegt. Für die Berechnung des Massenschwerpunkts der Tragstruktur mit den Rotorgondeln wird die Vereinfachung getroffen, dass die Massen gleichmäßig über die Tragstruktur verteilt sind und damit der Massenschwerpunkt über den geometrischen Schwerpunkt bestimmt werden kann. Der geometrische Schwerpunkt  $s_y$  einer Form mit endlich vielen Eckpunkte  $y_i$  wird über Gleichung 2.18 berechnet. [28]

$$s_y = \frac{1}{m} \sum_0^m y_i \quad (2.18)$$

Für die Kalkulation der Höhe des Massenschwerpunktes werden ausschließlich die Höhenkoordinaten der Eckpunkte verwendet. Daraus resultiert die Höhe des Massenschwerpunktes von 130,2m.

$$s_{Tragstruktur,MR45} = \frac{1}{6} \sum 2 \cdot (40,7978m + 141,4046m + 208,4758m) = 130,2261m \quad (2.19)$$

Für die Berechnung des Massenschwerpunktes vom Turm muss zunächst die Geometrie des Turmes festgelegt werden. Für den Turm des MR45- und MR14-Entwurfes wird beschlossen, dass der Turm am Anschluss zur Gründungsstruktur einen Durchmesser  $r_{Boden}$  von 16m und am Lagerpunkt einen Durchmesser  $r_{Lager}$  von 8m besitzt. Die Wanddicke des Turmes ist über seine gesamte Länge konstant.

Für die Berechnung des Schwerpunktes muss zunächst die Wanddicke berechnet werden. Über die Masse des Turmes, über die Dichte von Stahl sowie über die geometrischen Abmaße kann die Wanddicke  $s_{Turm}$  anhand Gleichung 2.20 berechnet werden. Die Dichte von Stahl wird mit  $\rho_{Stahl} = 7850 \text{ kg/m}^3$  festgelegt [21].

$$s_{Turm,MR45} = \frac{m_{Turm,MR45}}{\rho_{Stahl} \cdot \pi \cdot h_{MR45,Turm} \cdot (r_{Boden} + r_{Lager})} \quad (2.20)$$

Die Turmwanddicke des MR45 beträgt 0,02560m. Der Turmschwerpunkt kann anschließend mit Gleichung 2.21 über das Turmvolumen und die Turmgeometrie berechnet werden.

$$s_y = \frac{1}{V} \cdot \frac{1}{3} \cdot \pi \cdot h^2 \cdot (r_1 + 2 \cdot r_2) \cdot s \quad (2.21)$$

Die Höhe des Massenschwerpunktes vom MR45-Turm beträgt 62,7m.

Der gemeinsame Massenschwerpunkt mehrerer Körper wird mit der Gleichung 2.22 über den Mittelwert der gewichteten Koordinaten bestimmt. [23]

$$s_y = \frac{\sum_{i=1}^n y_i \cdot m_i}{\sum_{i=1}^n m_i} \quad (2.22)$$

Wird die Lage des Schwerpunktes in Gleichung 2.22 eingesetzt, ergibt sich eine Höhe für den Gesamtschwerpunkt der MRWEA von 110,5m.

$$s_{MR45} = \frac{1.850.000 \text{ kg} \cdot 130,2 \text{ m} + 485.000 \text{ kg} \cdot 141,1 \text{ m} + 1.070.000 \text{ kg} \cdot 62,7 \text{ m}}{1.850.000 \text{ kg} + 485.000 \text{ kg} + 1.070.000 \text{ kg}} = 110,5 \text{ m} \quad (2.23)$$

Die Gewichte und die Höhen der Schwerpunkte aller Hauptbauteile sind in Tabelle 2.2 dargestellt.

Name des Bauteils	Gewicht des Bauteils [kg]	Höhe der Schwerpunkte [m]
Tragstruktur mit Rotorgondeln	1.850.000	130,2
Azimutsystem, Lagerung + Anbindung	485.000	141,1
Turm	1.070.000	62,7
Gesamte MRWEA	3.405.000	110,5

Tabelle 2.2: Gewicht und Lage der Schwerpunkte der MR45 [Eigene Darstellung]

## 2.4 MR14-Entwurf

Als zweiter MRWEA-Entwurf wird der MR14-Entwurf vorgestellt. Dieser wird im Rahmen des X-MULTIROTOR Forschungsprojektes an der HAW HAMBURG als aussichtsreicher MRWEA-Entwurf vorgeschlagen und steht in dieser Abschlussarbeit stellvertretend für eine MRWEA mit geringer Rotoranzahl. In Abbildung 2.7 wird der MR14-Entwurf mit insgesamt 14 Rotoren in der Konfiguration 2-3-4-5 veranschaulicht. Die Lagerung der Tragstruktur ist in der dritten Reihe positioniert. Die Turbinenleistung, berechnet über Gleichung 2.2, beträgt 1428,6 kW.

$$P_{Turbine,MR14} = \frac{20.000 \text{ kW}}{14} = 1428,6 \text{ kW} \quad (2.24)$$

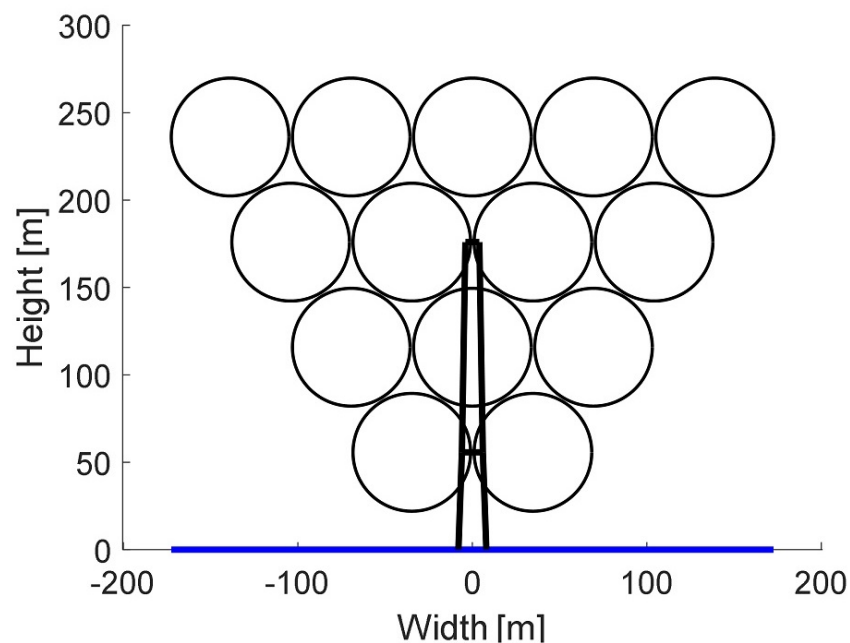


Abbildung 2.7: MR14-Entwurf [Eigene Darstellung]

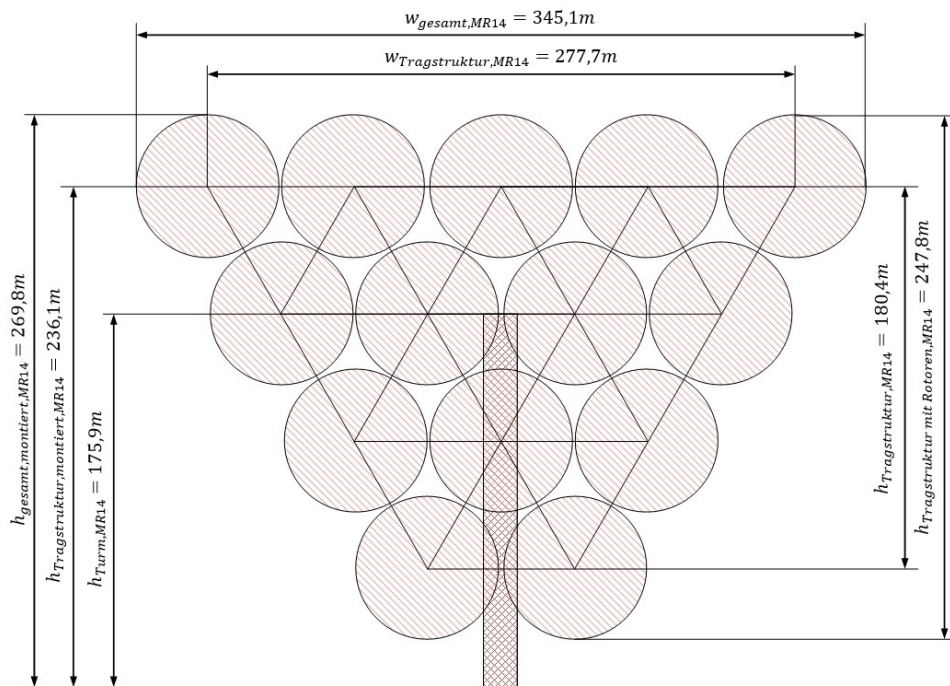


Abbildung 2.8: Geometrische Daten des MR14-Entwurfs [Eigene Darstellung]

### 2.4.1 Geometrie

Der Rotordurchmesser der MR14-Turbinen beträgt nach 67,4 m Gleichung 2.5.

$$D_{Rotor,MR14} = \sqrt{\frac{1428,6 kW}{10.000 kW}} \cdot 178,3 m = 67,4 m \quad (2.25)$$

Die Geometrie der Tragstruktur und die Höhe des Turmes werden mit dem Matlab-Skript *MRS\_Layout.m* berechnet. Die wichtigsten geometrischen Daten des MR14-Entwurfes werden in Abbildung 2.8 verdeutlicht.

Die Tragstrukturtiefe des MR14-Entwurfes beträgt ohne die Rotorgondelbaugruppen 27,7 m. Der Blattfreigang zur Tragstruktur wird mit Gleichung 2.13 geschätzt und beträgt 7,3 m. Die gesamte Tiefe der Tragstruktur mit Rotorgondelbaugruppen misst 35,0 m.

### 2.4.2 Bauteilgewichte

Die Masse eines Rotors vom MR14-Entwurf beträgt nach Gleichung 2.7 12.369,8 kg.

$$m_{Rotor,MR14} = \left( \frac{67,4 m}{178,3 m} \right)^3 \cdot 229.000 kg = 12.369,8 kg \quad (2.26)$$

Name des Bauteils	Gewicht des Bauteils [kg]
Rotor	12.370
Gondel	24.091
Rotorgondelbaugruppe	36.461
Tragstruktur	640.000
Tragstruktur mit Rotorgondeln	1.150.000
Azimutsystem, Lagerung + Anbindung	485.000
Turm	1.265.000
Gesamtgewicht	2.900.000

Tabelle 2.3: Bauteilgewichte des MR14-Entwurfes [Eigene Darstellung]

Das Rotorgondelgewicht wird ebenfalls über Gleichung 2.7 berechnet und beträgt 24.091,3 kg.

$$m_{Gondel,MR14} = \left( \frac{67,4m}{178,3m} \right)^3 \cdot 446.000 kg = 24.091,3 kg \quad (2.27)$$

Das Gewicht einer Rotorgondelbaugruppe beträgt damit insgesamt 36.461,1 kg. Alle Rotorgondelbaugruppen wiegen zusammen 510.455 kg.

Das Gewicht der Tragstruktur, berechnet über eine Lastsimulation im X-MULTIROTOR Forschungsprojekt, beträgt 640.000 kg. Damit wiegt die Tragstruktur samt Rotorgondelbaugruppen insgesamt ca. 1.150.455 kg.

Das Turmgewicht wird über Gleichung 2.12 geschätzt und beträgt ca. 1.265.000 kg.

Die Masse des Azimutsystems, der Lagerung und dessen Anbindung wird vereinfacht vom MR45-Entwurf übernommen und beträgt 485.000 kg. Damit bemisst sich das Gesamtgewicht des MR14-Entwurfes auf 2.900.000 kg. Die einzelnen Bauteilgewichte werden in Tabelle 2.3 aufgelistet.

### 2.4.3 Schwerpunkt

Für die Berechnung der Massenschwerpunkte der Einzelbauteile sowie der gesamten MRWEA wird wie in Unterabschnitt 2.3.3 vorgegangen.

Zunächst wird der Massenschwerpunkt der Tragstruktur mit Rotoren anhand des Flächenschwerpunktes über die Höhenkoordinaten der Eckpunkte nach Gleichung 2.18 bestimmt:

$$s_{Tragstruktur,MR14} = \frac{1}{4} \sum 2 \cdot (55,7016m + 236,0737m) = 130,2261m \quad (2.28)$$

Die Höhe des Masseschwerpunktes liegt demnach auf 145,9 m.

Name des Bauteils	Gewicht des Bauteils [kg]	Höhe der Schwerpunkte [m]
Tragstruktur mit Rotorgondeln	1.150.000	145,9
Azimutsystem, Lagerung + Anbindung	485.000	175,9
Turm	1.265.000	110,5
Gesamtgewicht	2.900.000	135,5

Tabelle 2.4: Gewicht und Lage der Schwerpunkte der MR14 [Eigene Darstellung]

Für die Berechnung des Massenschwerpunktes vom Turm werden dieselben Turmdurchmesser an Gründungsstruktur und Lagerpunkt verwendet wie beim MR45-Entwurf. Nach Gleichung 2.20 beträgt die Wanddicke des Turmes 0,0243 m. Mit der Wanddicke, der Turmhöhe und den Turmdurchmessern wird über Gleichung 2.21 die Höhe des Turmschwerpunktes mit 78,2 m berechnet.

Werden die Schwerpunkte in Gleichung 2.22 eingesetzt, ergibt sich ein Gesamtschwerpunkt in der Höhe von 135,5 m.

$$s_{MR45} = \frac{1.150.000 \text{ kg} \cdot 145,9 \text{ m} + 485.000 \text{ kg} \cdot 175,9 \text{ m} + 1.265.000 \text{ kg} \cdot 110,5 \text{ m}}{1.150.000 \text{ kg} + 485.000 \text{ kg} + 1.265.000 \text{ kg}} = 135,5 \text{ m} \quad (2.29)$$

Die Gewichte und die Höhen der Schwerpunkte aller Hauptbauteile sind in Tabelle 2.4 aufgezählt.

## 2.5 20-MW-SRWEA

Um im Rahmen dieser Abschlussarbeit einen Vergleich von SRWEA und MRWEA herstellen zu können, wird auch ein vereinfachter SR-Entwurf mit einer Nennleistung von 20 MW erstellt.

Der Rotordurchmesser kann mit der Gleichung 2.5 und der Gesamtnennleistung von 20 MW berechnet werden und beträgt 252,2 m.

$$D_{SR20MW} = \sqrt{\frac{20 \text{ MW}}{10 \text{ MW}}} \cdot 178,3 \text{ m} = 252,2 \text{ m} \quad (2.30)$$

Mit einem Freigang der Blattspitzen zur Meeresoberfläche von 22 m ergibt sich nach Gleichung 2.6 eine Nabenhöhe von 148,1 m. Die Nabenhöhe wird vereinfacht auch als Turmhöhe festgelegt.

Die Rotor- und Gondelmasse für den 20-MW-SR-Entwurf berechnen sich über die Skalierungsgleichung 2.7. Demnach wiegt der Rotor 648.062 kg und die Gondel 1.262.165 kg.

$$m_{SR20MW} = \left( \frac{252,2 m}{178,3 m} \right)^3 \cdot 229.000 kg = 648.062 kg \quad (2.31)$$

$$m_{Gondel} = \left( \frac{252,2 m}{178,3 m} \right)^3 \cdot 446.000 kg = 1.262.165 kg \quad (2.32)$$

Das Turmgewicht wird über Gleichung 2.11 ermittelt und beträgt 1.107.139 kg.

$$m_{Turm} = 0,1134 \frac{kg}{m^3} \cdot \pi \cdot \frac{252,2 m^2}{4} \cdot 148,1 m + 268166 kg = 1.107.139 kg \quad (2.33)$$

Damit beträgt die Gesamtmasse 3.017.366 kg.

## 3 Aufbau von Multirotorwindenergieanlagen

In diesem Kapitel wird die Installation MRWEA an einem Offshore-Standort diskutiert. Dazu wird zunächst die Errichtung von SRWEA auf See erläutert. Anschließend werden die logistischen Mittel dargestellt, die sich für den Aufbau und Transport von MRWEA eignen. Aufbauend auf den Erfahrungen mit der Installation von Offshore-SRWEA sowie auf den zur Verfügung stehenden logistischen Mitteln sollen Aufbaumethoden für die MRWEA-Entwürfe aus Kapitel 2 erarbeitet werden. Ziel dieses Kapitels ist es, erfolgsversprechende Aufbaumethoden zu erarbeiten, zu bewerten, miteinander zu vergleichen und abschließend eine Empfehlung für den Aufbau von MRWEA zu geben.

Die Errichtung von Offshore-Windenergieanlagen kann in folgende Arbeitsschritte unterteilt werden:

1. Errichtung von Fundament und Gründungsstruktur
2. Errichtung der Windenergieanlage
3. Netzanbindung und Inbetriebnahme

Die grundlegenden Bauteile einer Offshore-Windenergieanlage mit unterschiedlichen Fundamenten und Gründungsstrukturen werden in Abbildung 3.1 verdeutlicht. Der Aufbau von MRWEA und SRWEA unterscheidet sich im Wesentlichen in der Installation der WEA an sich. Bei der Errichtung von Fundament und Gründungsstruktur sowie der Netzanbindung und Inbetriebnahme werden keine signifikanten Unterschiede erwartet. Daher wird der Fokus dieses Kapitels auf der Installation der Windenergieanlage selber liegen. Als Schnittstelle zwischen Gründungsstruktur und der Windenergieanlage wird die Befestigung des Turmes auf der Gründungsstruktur festgelegt.



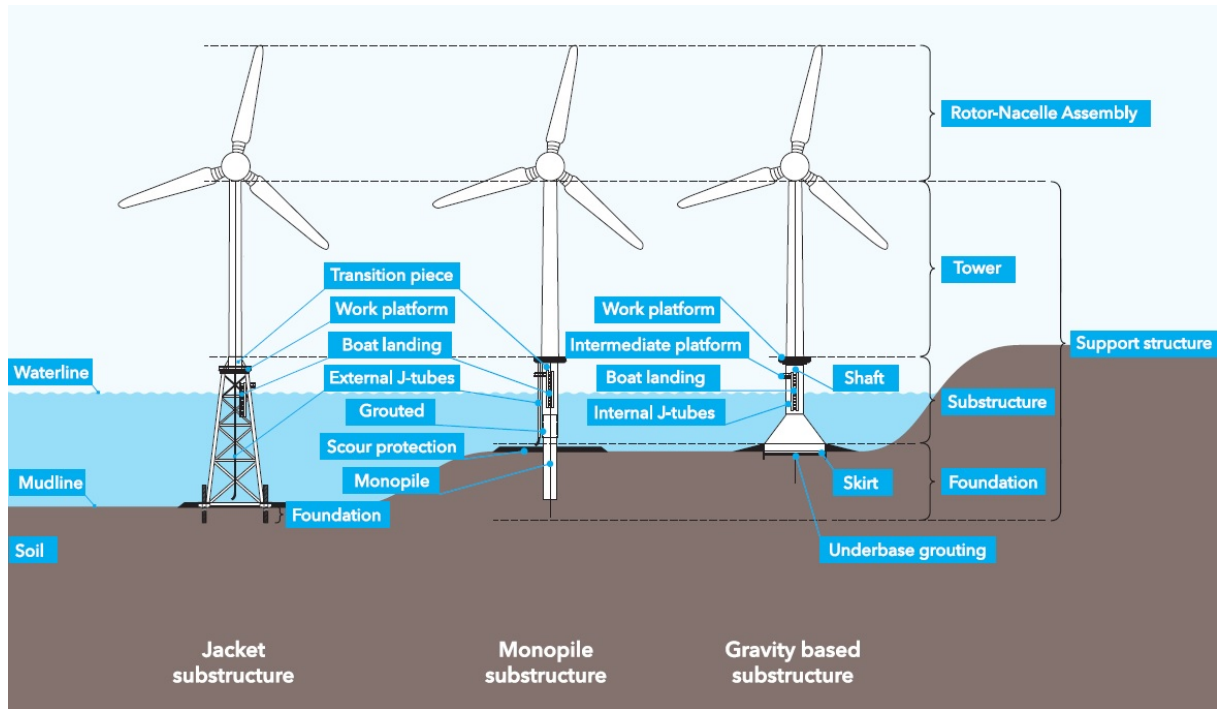


Abbildung 3.1: Bauteile von Offshore-Windenergieanlagen [15]

### 3.1 Errichtung von konventionellen Windenergieanlagen

Die Errichtung von SRWEA auf See kann in drei wesentliche Arbeitsschritte unterteilt werden:

1. Vormontage im Hafen
2. Transport zum Aufbauort
3. Aufbau der WEA vor Ort

In den folgenden Unterabschnitten werden die Arbeitsschritte kurz erläutert.

#### 3.1.1 Vormontage im Hafen

Bei der Vormontage im Hafen werden die einzelnen Komponenten der Windenergieanlage zusammengebaut. Ziel ist es, die Arbeitsschritte auf See zu minimieren und das Zeitfenster mit geeigneten Wetterbedingungen auf See optimal zu nutzen. Inwieweit die Windenergieanlage im Hafen vormontiert wird, hängt von der gewählten Installationsstrategie ab. Einerseits können Windenergieanlagen im Hafen vollständig vormontiert werden und andererseits können die Einzelbauteile wie Turm, Gondel, Rotornabe und Rotorblätter für sich vormontiert und vorbereitet werden. Die Montage der Anlagenkomponenten am Aufbauort stellt die verbreitetste Installationsstrategie dar. Die Fertigstellung der WEA erfolgt auf See. In



Abbildung 3.2: Windenergieanlagenkomponenten beim Umschlag auf die BRAVE TERN im Hafen von ESBJERG [48]

Abbildung 3.2 werden verschiedene Anlagenkomponenten im Hafen von ESBJERG vor der Verladung auf das Errichterschiff BRAVE TERN, welches die Windenergieanlagenkomponenten auf See montiert, dargestellt.

### 3.1.2 Transport

Der Transport der Anlagenkomponenten zum Aufbauort bei SRWEA erfolgt über das Errichterschiff oder ein Transportschiff. Dabei stellt der Transport durch die Errichterschiffe die gängigste Variante dar. So werden im Hafen keine zusätzlichen Krankapazitäten benötigt, da die Verladung durch das Errichterschiff erfolgt und die Anzahl der Arbeitsschritte durch Umladen oder Aufhängen am Aufbauort minimiert wird. Ein Nachteil besteht darin, dass dem Errichterschiff durch die Verladung sowie durch die Hin- und Rückfahrt weniger Zeit zum Aufbau der Windenergieanlagen vor Ort bleibt. Ein Transport der Windturbinen auf dem Errichterschiff ist zurzeit nur in Einzelbauteilen möglich. Wird dagegen eine Windenergieanlage im Hafen komplett vormontiert, so kann diese vom Errichterschiff oder Schwimmkran am Haken transportiert werden (Abbildung 3.3).

### 3.1.3 Aufbau

Der Aufbau der Windturbinen erfolgt durch Errichterschiffe, Hubinseln oder in seltenen Fällen durch Schwimmkrane. Bei einer Montage der Einzelbauteile vor Ort wird zunächst der Turm auf der Gründungsstruktur montiert. Anschließend wird die Gondel installiert. Für die Montage der Rotorblätter an der Nabe gibt es grundsätzlich zwei Varianten: Die Rotorblätter werden bereits im Hafen an der Nabe vormontiert und werden auf See als ganzes Bauteil, dem sogenannten Rotorstern, an die Gondel montiert



Abbildung 3.3: Transport und Aufbau einer vormontierten Windenergieanlage [47]

oder eine Montage der Rotorblätter an der Nabe erfolgt vor Ort. Letztere Variante wird bevorzugt, da ein vormontierter Rotor deutlich mehr Platz auf dem Errichter- oder Transportschiff einnimmt und kein aufwendiges Drehen des Rotorsterns aus der Waagerechten erforderlich ist. Dagegen steigt die Anzahl der Arbeitsschritte vor Ort. Bei dem Aufbau einer vollständig vormontierten Windenergieanlage muss lediglich die vormontierte WEA auf der Gründungsstruktur platziert und mit ihr verbunden werden. [46]

## 3.2 Logistische Kapazitäten

Für den Aufbau und Transport von Offshore-Bauwerken stehen verschiedene Schiffstypen zur Verfügung. Hubinseln und Errichterschiffe werden üblicherweise für den Transport und die Errichtung der SRWEA verwendet. Schwimmende Kranschiffe werden für den Aufbau von Bohrinseln, Gründungsstrukturen sowie vormontierten Windenergieanlagen eingesetzt. Sonstige Arbeitsschiffe, hier im Speziellen die PIONEERING SPIRIT, werden für den Auf- und Abbau von Bohrinseln genutzt. Transportschiffe können für den Transport der MRWEA und deren Bauteile verwendet werden. In den folgenden Abschnitten werden jeweils Schiffe von den vorherig genannten Schiffstypen vorgestellt, die für den Aufbau und Transport einer MRWEA in Frage kommen.

### 3.2.1 Errichterschiffe und Hubinseln

Errichterschiffe und Hubinseln sind Kranschiffe, die über eine Hubvorrichtung verfügen, die das Schiff aus dem Wasser heben und ein vom Seegang unabhängiges Arbeiten ermöglichen. Sie werden vorrangig

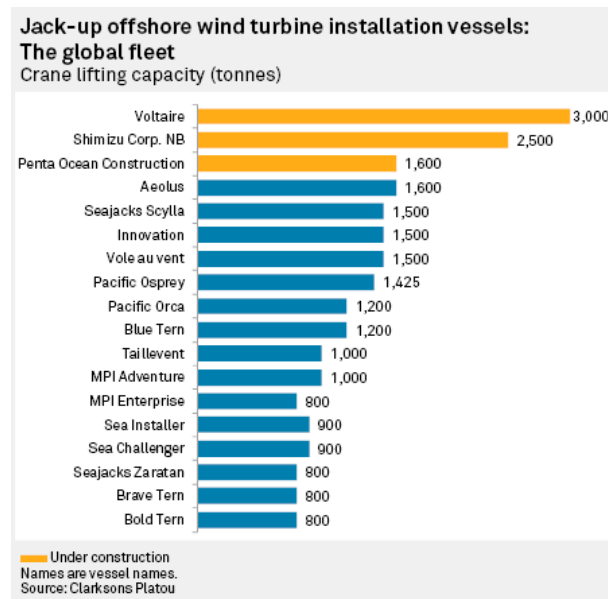


Abbildung 3.4: Maximale Krankapazitäten von Errichterschiffen [44]

für den Aufbau, aber auch für die Instandhaltung, von Windenergieanlagen verwendet. Hubinseln und Errichterschiffe unterscheiden sich darin, dass Errichterschiffe einen eigenen Antrieb zur Fortbewegung besitzen und Hubinseln geschleppt werden müssen. Das Hauptmerkmal dieser Schiffe sind die bordeigenen Schwerlastkrane sowie das Hubwerk. Außerdem besitzen die meisten Errichterschiffe über genügend Transportkapazität, um mehrere Windturbinen in Einzelteilen zu transportieren. In Abbildung 3.4 werden die derzeitig und zukünftig leistungsfähigsten Errichterschiffe hinsichtlich ihres maximalen Hubgewichtes gezeigt. Neben dem maximalen Hubgewicht ist die maximale Arbeitshöhe der Krane die wichtigste Anforderung an die Krane der Errichterschiffe. Große Krane auf Errichterschiffen und schwimmenden Kranschiffen besitzen meist einen Schwerlasthaken, der für die Hauptarbeiten benutzt wird, sowie einen oder mehrere Hilfshaken. Die Hilfshaken werden für Hilfsarbeiten verwendet und besitzen ein geringeres maximales Hubgewicht, verfügen aber in den meisten Fällen über größere Arbeitshöhen und Ausladungen. Die Ausladung beschreibt die Distanz, wie weit der Ausleger in horizontaler Richtung vom Kransockel entfernt arbeiten kann.

Das zukünftig leistungsstärkste Errichterschiff der Welt, die VOLTAIRE der Reederei JAN DE NUL, wird voraussichtlich 2022 in Dienst gestellt. Der Haupthaken kann ein Gewicht von bis zu 3000t heben und Windenergieanlagen mit einer maximalen Nabenhöhe von 165 m errichten. Der Hilfshaken kann bis zu 250t heben. Detaillierte Informationen über die genauen Arbeitshöhen des Haupthakens und des Hilfshaken sind zurzeit nicht verfügbar. Über ähnliche Spezifikationen verfügt das zukünftige Errichterschiff BLUE TERN der Reederei FRED OLSEN, welches 2022 in Dienst gestellt werden soll. Der Haupthaken kann bis 1600t Last heben und hat eine maximale Arbeitshöhe von 155 m über dem Deck. Der Hilfshaken kann bis zu 400t heben und bis zu 165 m über Deck arbeiten. Abhängig von der Wassertiefe können Errichterschiffe jedoch auch Arbeitshöhen erreichen, die über die Angaben der Kranhersteller hinausreichen. Dazu kann das Errichterschiff mit seinen Hubbeinen weiter aus dem Wasser gehoben werden, soweit dies die Schiffskonstruktion und Wassertiefe zulassen. [30, 20]

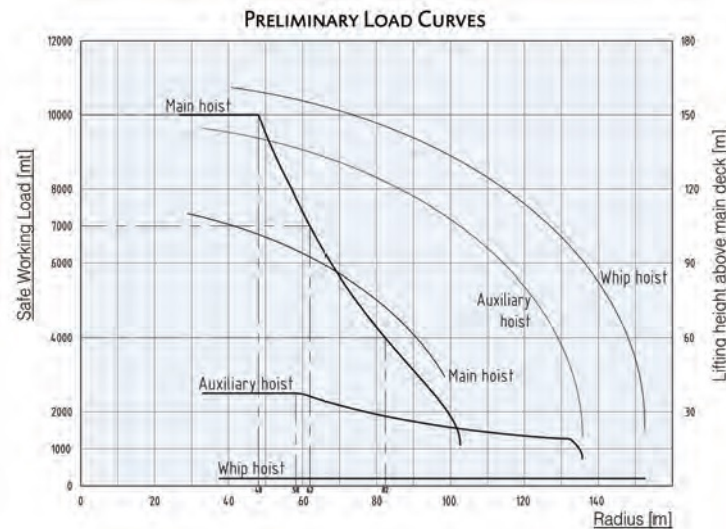


Abbildung 3.5: Traglastdiagramm für verschiedene Haken des Hauptkranes der SLEIPNIR [27]

### 3.2.2 Schwimmende Installationsschiffe

Schwimmende Installationsschiffe unterscheiden sich von den klassischen Errichterschiffen darin, dass sie über kein Hubwerk verfügen. Bei guten Wetterbedingungen können sie ihre Position durch ein dynamisches Positionierungssystem bis auf wenige Zentimeter halten. Das Wetter und der Wellengang haben einen Einfluss auf die Positionsgenauigkeit, worin auch ein wesentlicher Nachteil von schwimmenden Installationsschiffen gegenüber Errichterschiffen liegt. Beispiele für schwimmende Installationsschiffe sind Kranbargen, Kranschiffe oder halbtauchenden Kranschiffe.

Das zurzeit leistungsstärkste Kranschiff der Welt ist die SLEIPNIR der Reederei HEEREMA. Sie verfügt über zwei Schwerlastkrane am Heck. Der Haupthaken kann bei maximalem Tiefgang bis zu 10.000t auf 129m, der Hilfhaken bis zu 2500t auf 165m und die Wippspitze bis zu 200t auf 181m über dem Wasser heben. Sie ist ein Halbtaucherkranschiff, durch dessen Bauweise der Einfluss des Wellengangs auf die Stabilität des Schiffes minimiert wird. Die maximale Arbeitshöhe kann durch Ablassen von Ballastwasser und dem damit verbundenen geringeren Tiefgang um bis zu 20m gesteigert werden. In Abbildung 3.5 wird das Traglastdiagramm für die verschiedenen Haken des Hauptkranes der SLEIPNIR dargestellt. [27]

### 3.2.3 Sonstige Arbeitsschiffe

Als sonstiges Arbeitsschiff wird hier die PIONEERING SPIRIT beschrieben, deren eigentliche Aufgaben die Dekommissionierung von Offshoreplattformen und das Verlegen von Pipelines sind. Das katamaranähnlich aufgebaute Schiff besitzt zwei Bugsektionen. Die Besonderheit dieses Arbeitsschiffes liegt darin, dass es zum Anheben der Last keinen Kran, sondern hydraulische Hubvorrichtungen benutzt, die verschiebbar auf beiden Bugsektionen angeordnet sind. Diese können gemeinsam bis zu 48.000t heben. Zum Aufnehmen der Ladung wird die PIONEERING SPIRIT so positioniert, dass sich die Ladung zwischen beiden Bug-



Abbildung 3.6: PIONEERING SPIRIT vor dem Anheben eines Plattformoberteils im YMES Ölfeld 2016 [1]

sektionen befindet. Anschließend werden die hydraulischen Hubvorrichtungen von unten an der Ladung angesetzt und angehoben. Ist das Ladungsstück angehoben und frei beweglich, kann die PIONEERING SPIRIT die Ladung zum Ziel transportiert oder auf der IRON LADY, dem zur PIONEERING SPIRIT gehörenden Lastkahn, abgesetzt werden. In Abbildung 3.6 wird die Aufnahme eines Plattformoberteils von der PIONEERING SPIRIT im Ölfeld YMES veranschaulicht.

### 3.2.4 Transportschiffe und Lastkähne

Für den Transport der MRWEA auf See können Schiffe oder auch Lastkähne benutzt werden. Anforderungen an die Transportmittel leiten sich aus dem Gewicht und der Geometrie der MRWEA ab. Wobei die Herausforderung beim Transport der MRWEA hauptsächlich durch die Geometrie, insbesondere durch die Länge der Tragstruktur von teilweise über 300m, bestimmt wird. Daher bieten sich für den Transport der MRWEA vor allem große Lastkähne an, da diese nicht über störende Aufbauten verfügen und damit auch Ladung transportieren können, die über die Länge der Lastkähne hinausragt. Der Lastkahn H851 misst 290m in der Länge und 63m in der Breite, kann bis zu 62.926t transportieren und ist auf den Transport und auf das Zuwasserlassen von sehr großen Gründungsstrukturen spezialisiert. Der Lastkahn IRON LADY dient der PIONEERING SPIRIT für den An- und Abtransport der Plattformoberteile, ist 200m lang, 57m breit und kann bis 38.719t transportieren. Ein Transportschiff, welches die über 300m langen Tragstrukturen transportieren könnte, ist die BOKA VANGUARD. Sie misst 275m in der Länge, 70m in der Breite und kann bis zu 117.000t transportieren. Die Besonderheit der BOKA VANGUARD besteht darin, dass durch die Anordnung der Aufbauten an den Seiten des Schiffes ein durchgehendes Ladedeck entsteht, welches einen Transport von überlanger Ladung ermöglicht. Der Transport der MRWEA im Ganzen auf Lastkähnen oder Transportschiffen muss im Stehen erfolgen, da ein Aufrichten der MRWEA durch das

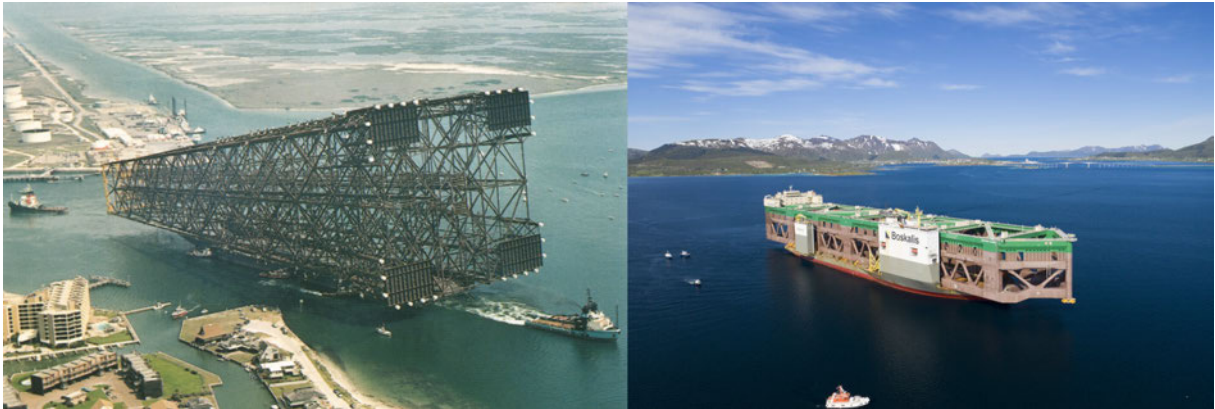


Abbildung 3.7: Transport von großer Ladung durch H851 (links) und BOKA VANGUARD (rechts) (In Anlehnung an [49, 45])

aufbauende Schiff wahrscheinlich nicht möglich ist. Auch bietet der stehende Transport der MRWEA den Vorteil, dass diese über den Turmanschluss für die Verbindung mit der Gründunststruktur auf dem Schiff befestigt werden kann. Der Transport großer Ladungsstücke auf der H851 und der BOKA VANGUARD wird in Abbildung 3.7 gezeigt. Grundsätzlich stellt der Transport der MRWEA durch Lastkähne und Transportschiffe kein Hindernis dar. Der Transport der MRWEA wird in den folgenden Abschnitten nur dahingehend diskutiert, ob dieser durch das aufbauende Schiff möglich ist. [2]

### 3.3 Aufbaumethoden

Für den Aufbau der MRWEA werden verschiedene Aufbaumethoden durch unterschiedliche Schiffstypen ausgearbeitet und bewertet. Ziel ist es, die vormontierte MRWEA im Ganzen zu installieren. Ist dies mit einer Aufbaumethode nicht möglich, werden Lösungen erarbeitet, die einen Aufbau, z. B. in Teilen, zulassen. Grenzen und Einschränkungen auf die Konstruktion und den Entwurf der MRWEA, die durch die Aufbaumethode entstehen, werden erläutert und definiert.

Die folgenden Aufbaumethoden werden zunächst hinsichtlich ihrer logistischen Mittel und des Aufbauablaufes beschrieben. Anschließend werden die Aufbaumethoden qualitativ hinsichtlich ihrer Machbarkeit, möglicher Begrenzungen auf den Entwurf, des nutzbaren Wetterfensters für den Aufbau, des bestehenden Erfahrungsschatzes, der Möglichkeit des Transportes der MRWEA durch das errichtende Schiff sowie der voraussichtlichen Kosten bewertet.

Um den Aufbau der MRWEA im Ganzen zu ermöglichen, müssen Tragstruktur mit Rotoren, Azimutsystem und der Turm vormontiert, transportiert und installiert werden. Der Turm sollte dafür unter der Tragstruktur so weit herausragen, dass eine Befestigung der MRWEA für den Transport über den Turm möglich ist. Außerdem muss die MRWEA bei der Installation nicht zusätzlich höher angehoben werden, um sie auf der Gründungsstruktur zu befestigen. In Abbildung 3.8 wird in Bezug auf die MR14- und MR45-Entwürfe skizziert, an welcher Position die Trennung zwischen Gründungsstruktur und Turm sein könnte. Um die

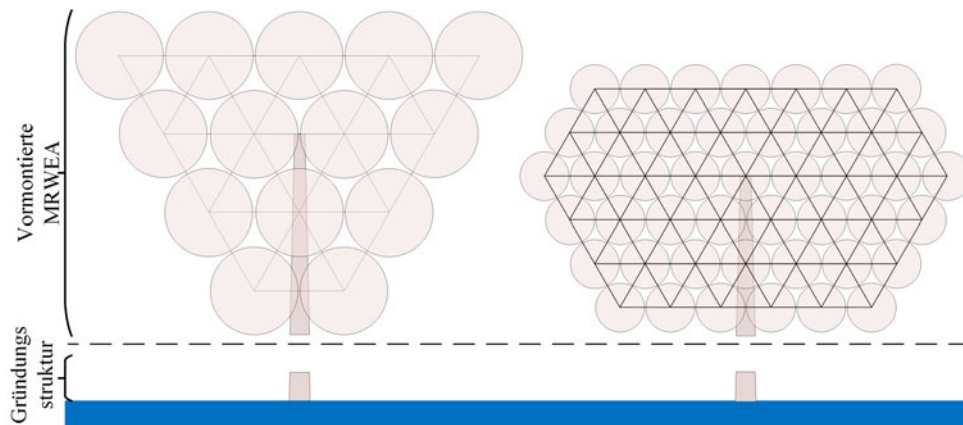


Abbildung 3.8: Aufsetzen der MR14 (links) und MR45 (rechts) auf der Gründungsstruktur [Eigene Darstellung]

Machbarkeit der Aufbaumethoden bewerten zu können, werden im folgenden Abschnitt ladungstechnische Grundlagen für den Umschlag von Schwergut erläutert.

### 3.3.1 Ladungsstabilität und Schwerpunkt

Soll eine Last verladen werden, müssen die Anforderungen an die Fördermittel definiert werden. Als Fördermittel gelten hierbei Krane, Kettenzüge oder hydraulische Hubvorrichtungen. Als die wichtigsten Anforderungen an die Fördermittel gelten das maximale Hubgewicht, die maximale Ausladung und die maximale Arbeitshöhe, die sich vor allem aus der Geometrie und dem Gewicht der zu bewegenden Ladung ableiten.

Eine weitere entscheidende Anforderung an den Umschlag von Schwergut ist, dass die Stabilität der Aufhängung zu jedem Zeitpunkt der Ladungsbewegung gegeben sein muss. Die Stabilität der Aufhängung beschreibt die Eigenschaft, dass das Ladungsstück beim Umschlag in der gewünschten Lage bleibt und nicht aus dem Gleichgewicht gerät. Hierfür sind die Lage des Schwerpunktes vom Ladungsstück sowie die Ebene des Anschlagpunktes entscheidend. Eine Aufhängung gilt als absolut stabil, wenn der Schwerpunkt der Ladung unterhalb der Ebene des Anschlagpunktes liegt.

In Abbildung 3.9 werden zwei Ladungsstücke mit unterschiedlicher Ebene des Anschlagpunktes gezeigt und der Unterschied von Primäraufhängung und Sekundäraufhängung verdeutlicht. Primäraufhängungen gehen im Gegensatz zu Sekundäraufhängungen direkt vom Kranhaken aus.

Wird eine Ladung unterhalb des Schwerpunktes  $G$  (Abbildung 3.10) aufgehängt, ist die Aufhängung potenziell instabil und muss auf eine positive metazentrische Höhe überprüft werden. Die metazentrische Höhe  $h$  gibt den vertikalen Abstand vom Aufhängezentrum  $M$  zum Ladungsschwerpunkt  $G$  oder dem virtuellen Ladungsschwerpunkt  $G^*$  an und kann durch folgende Gleichungen berechnet werden:

$$h_{\text{metazentrisch}} = M - G \quad (3.1)$$



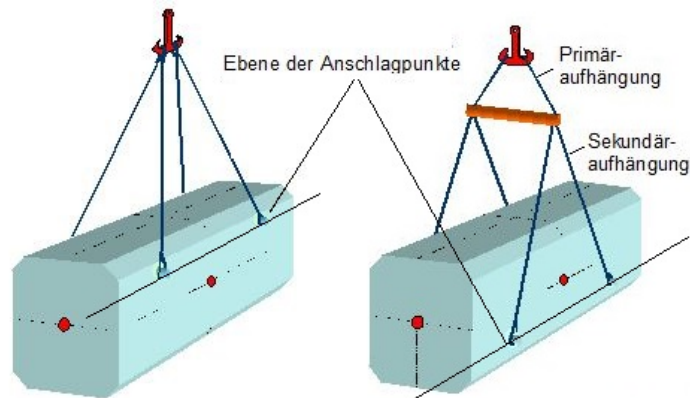


Abbildung 3.9: Beispiele für die Ebene des Anschlagpunktes sowie die Aufhängungsarten beim Ladungsumschlag (In Anlehnung an [31])

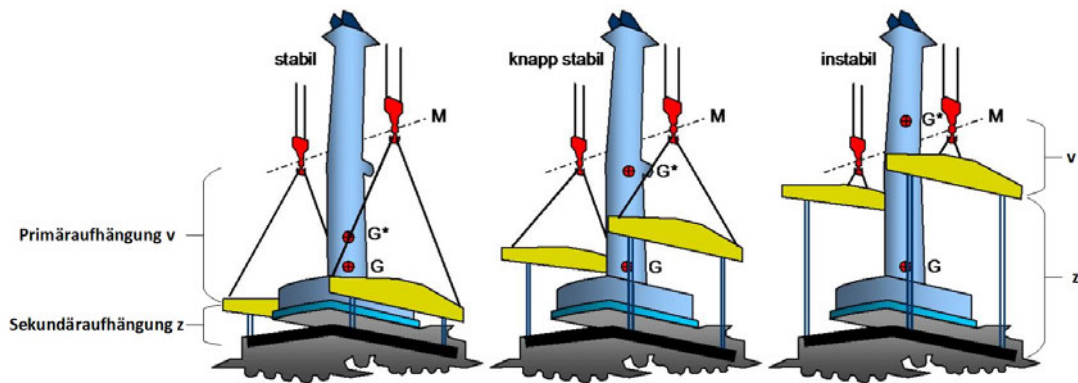


Abbildung 3.10: Unterschiedliche Ausführungen von Aufhängungen (In Anlehnung an [31])

$$h_{\text{metazentrisch}} = M - G^* \quad (3.2)$$

Das Aufhängezentrum liegt im Drehpunkt der Aufhängung und kann für zukünftige Überlegungen vereinfacht als die Höhe des Kranhakens angenommen werden. Sobald Sekundäraufhängungen benutzt werden, muss der virtuelle Ladungsschwerpunkt  $G^*$  berechnet werden, indem die Länge der Sekundäraufhängungen  $z$  auf die Lage des Ladungsschwerpunkt addiert wird.

$$G^* = G + z \quad (3.3)$$

Bei der Aufhängung und dem Umschlag der MRWEA muss daher immer gewährleistet sein, dass der Aufhängepunkt über dem Schwerpunkt oder bei der Verwendung von Traversen über dem virtuellen Schwerpunkt liegt und die Stabilität gesichert ist. Für die Entwürfe der MR14 und MR45 sind die geometrischen Daten, Gewichte und die Schwerpunktlagen in Kapitel 2 zu finden.

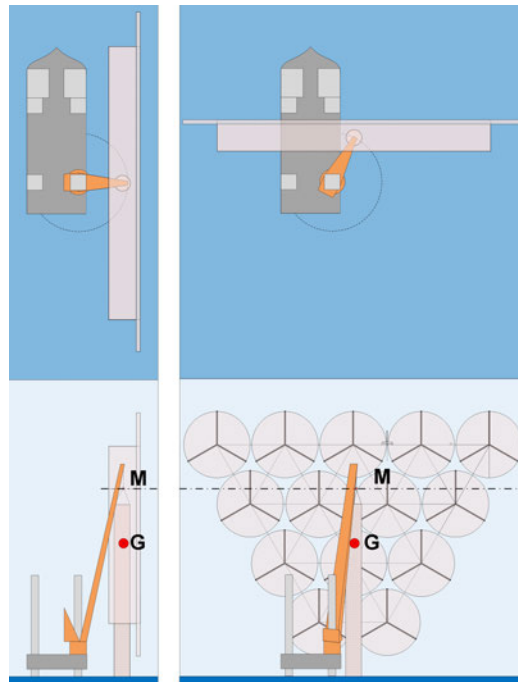


Abbildung 3.11: Aufbaumethode 1: Skizze zweier Aufbaumöglichkeiten durch ein Errichterschiff [Eigene Darstellung]

### 3.3.2 Aufbaumethode 1: Installation mit einem Kran (Errichterschiff)

Aufbaumethode 1 sieht den Aufbau der MRWEA mit dem Hauptkran eines Errichterschiffes vor. Die MRWEA mit Turm wird von oben, bevorzugterweise direkt mit einer Primäraufhängung, aufgehängt.

#### Beschreibung:

Für das Anheben der MRWEA mit Turm muss der Aufhängepunkt senkrecht über dem Schwerpunkt der MRWEA positioniert werden. Die Anschlagpunkte können am Turm oder an der Tragstruktur platziert werden. Für die Verladung wird das Errichterschiff mit seiner Hubvorrichtung aus dem Wasser gehoben.

Anschließend erfolgt das Anschlagen der MRWEA. Die MRWEA wird angehoben, über der Gründungsstruktur ausgerichtet und abschließend abgesenkt. Dabei werden zwei Möglichkeiten für die Installation der MRWEA mit einem Errichterschiff berücksichtigt (3.11). Auf der linken Seite der Abbildung ist eine Möglichkeit des Aufbaues der MRWEA zu sehen, wenn die MRWEA z. B. per Lastkahn zum Aufstellort transportiert wird. Auf der rechten Seite der Abbildung wird der Aufbau skizziert, wenn die MRWEA durch das Errichterschiff zum Aufbauort transportiert wird. Wichtig für die Verladung ist, dass der Kranhaken senkrecht über dem MRWEA-Schwerpunkt positioniert wird. Dafür sollte der Kranhaken im Idealfall über der Tragstruktur angebracht werden. Ist dies nicht möglich, muss der Kranhaken jedoch unbedingt über dem Turm positioniert werden, wobei der Kranausleger in die Tragstruktur hineinragen muss.

**Machbarkeit:**

Die wichtigsten Aspekte, die über die Machbarkeit dieser Aufbaumethode entscheiden, sind das Gesamtgewicht der MRWEA, der Schwerpunkt, die Höhe der Tragstruktur und des Turmes, die maximale Arbeitshöhe und das maximale Hubgewicht des Errichterschiffes sowie der Platzbedarf des Auslegers in oder über der Tragstruktur.

Die VOLTAIRE kann mit dem Haupthaken ein maximales Gewicht von 3000t heben und erreicht eine maximale Arbeitshöhe, die für die Errichtung von WEA mit einer Nabenhöhe von 165 m ausreicht. Damit verfügt das zukünftig leistungsstärkste Errichterschiff zwar über ein ausreichendes Hubgewicht, um den MR14-Entwurf anzuheben, jedoch übersteigt das Gewicht des MR45-Entwurfes das maximale Hubgewicht. Auch reicht die Arbeitshöhe der VOLTAIRE nicht aus, um beide MR-Entwürfe oberhalb der Tragstruktur aufzuhängen.

Um das Gewicht des MR45-Entwurfes für den Aufbau zu reduzieren, könnten z. B. die Rotoren oder ganze Rotorgondelbaugruppen erst nach der Errichtung der Tragstruktur durch den eigenen Kran auf der Tragstruktur installiert werden. Auch ist eine weitere Steigerung der maximalen Hubgewichte für zukünftige Errichterschiffe sehr wahrscheinlich, da das Verladen von Schwergut mit Gewichten von über 3000t technisch möglich ist und in der Praxis regelmäßig durchgeführt wird [50]. So ist für die Machbarkeit dieser Aufbaumethode anzunehmen, dass hinsichtlich des Gesamtgewichtes der MRWEA sowie der maximalen Hubgewichte der Errichterschiffe der Aufbau zukünftig durchführbar ist.

Mit der maximalen Arbeitshöhe von 165 m ist der Aufbau des MR45-Entwurfes grundsätzlich möglich, da die maximale Arbeitshöhe die Turmhöhe von 141,1 m übertrifft. Der MR14-Entwurf verfügt jedoch über einen Turm mit einer Höhe von 175,9m. Somit wird die Positionierung des Kranhakens senkrecht über dem Schwerpunkt durch den Turm verhindert. Für den Aufbau der MRWEA mit einem Kran muss die maximale Arbeitshöhe des Kranes unbedingt die Turmhöhe übertreffen. An diesem Punkt stellt sich die Frage, ob zukünftige Errichterschiffe über eine ausreichende Arbeitshöhe verfügen könnten. Treiber der Entwicklung zu größeren Arbeitshöhen von Errichterschiffen sind die Nabenhöhen der zukünftig zu erwartenden SRWEA. Wird der 20-MW-SRWEA Entwurf (Abschnitt 2.5) betrachtet, wird deutlich, dass z. B. die VOLTAIRE über eine ausreichende Arbeitshöhe verfügt, um diesen aufzubauen. Auch die Skalierung der HALIADE-X von 12MW auf 20MW Nennleistung ergibt nach den Gleichungen 2.5 und 2.6 eine Nabenhöhe von ca. 164m [12]. Auch in diesem Fall ist der Aufbau der SRWEA mit der VOLTAIRE möglich. Damit wird deutlich, dass eine signifikante Steigerung der maximalen Arbeitshöhen bei zukünftigen Errichterschiffen nicht zu erwarten ist. Unter Anbetracht dessen, dass Errichterschiffe lange Lebenszyklen haben und auch für den Einsatz zukünftiger WEA entwickelt und gebaut werden, wird eine Steigerung der maximalen Arbeitshöhen für die Schwerlasthaken um 15 m auf ca. 180m als realistisch eingeschätzt.

Ein weiteres Problem für den Aufbau der MRWEA entsteht durch den Platzbedarf des Auslegers, wenn dieser senkrecht über dem Schwerpunkt der MRWEA positioniert wird. Für den Kranausleger bedeutet das,

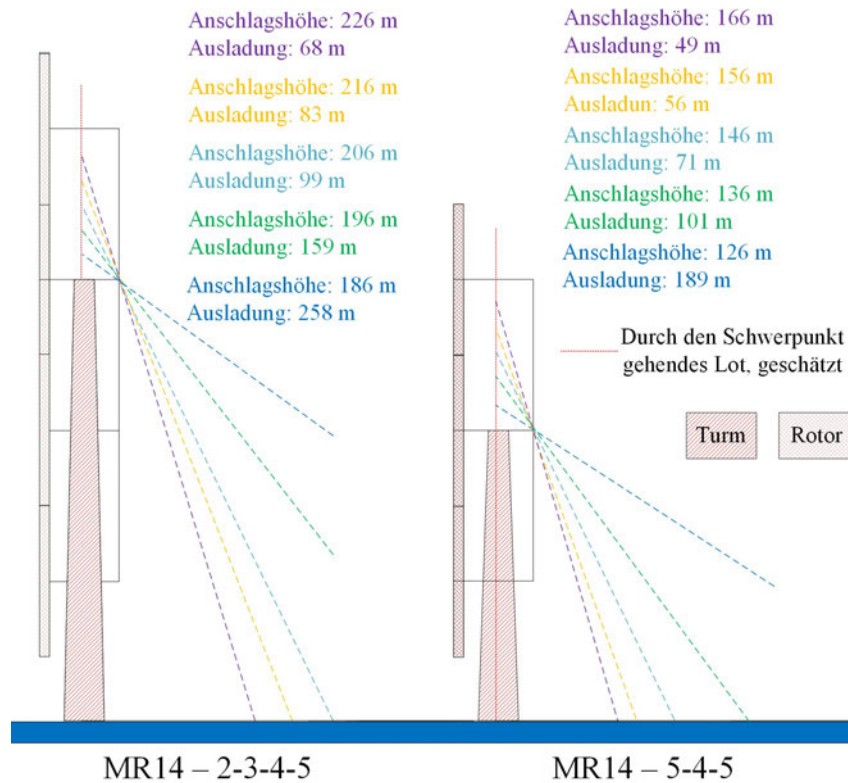


Abbildung 3.12: Verschiedene Anstellwinkel für das Anschlagen zweier MR14-Entwürfe [Eigene Darstellung]

dass dieser während der Kranoperation über ausreichend Platz verfügen muss und zu keinem Zeitpunkt mit der MRWEA kollidieren darf. Demnach hängt der Aufhängepunkt nicht nur von der Höhe der Tragstruktur oder des Turmes, sondern auch von der Tiefe der Tragstruktur ab. Zum einen muss der Anstellwinkel des Auslegers so gewählt werden, dass dieser nicht mit der Tragstruktur kollidiert. Zum anderen muss genügend Platz über dem Ausleger vorhanden sein, um ein Anheben und Absenken der MRWEA mit dem Kran zu ermöglichen, wenn dieser in die Tragstruktur hineinragt.

Für das Aufhängen des MR14-Entwurf in der 2-3-4-5 oder einer abgeänderten 5-4-5 Anordnung der Rotoren sind verschiedene Anstellwinkel des Auslegers möglich (3.12). Die rot gepunktete Linie markiert das senkrechte Lot über dem geschätzten Schwerpunkt. Die gestrichelten Linien symbolisieren den Ausleger mit unterschiedlichen Anschlagshöhen und Ausladungen, bei denen der Ausleger gerade nicht mehr mit der Tragstruktur oder den Rotoren kollidiert. Es wird deutlich, dass mit abnehmender Anschlagshöhe die benötigte Ausladung des Kranes steigt und andersrum. Unter dieser Bedingung ist entweder die benötigte Ausladung oder die benötigte Arbeitshöhe für den Kran der Errichterschiffe nicht erreichbar. Auch eine Abänderung des MR14-Entwurfes auf eine 5-4-5 Anordnung der Rotoren, welche die Bauhöhe der MRWEA verringert, führt dazu, dass entweder die benötigte Ausladung oder die benötigte Arbeitshöhe nicht erreicht werden kann. Aufgrund der höheren Tragstrukturtiefe des MR45-Entwurfes sowie des geringeren Platzangebotes in der Tragstruktur über dem Turm werden für den MR45-Entwurf keine Untersuchungen angestellt, da bereits beim MR14-Entwurf die Machbarkeit fraglich ist. Neben dem Anstellwinkel des

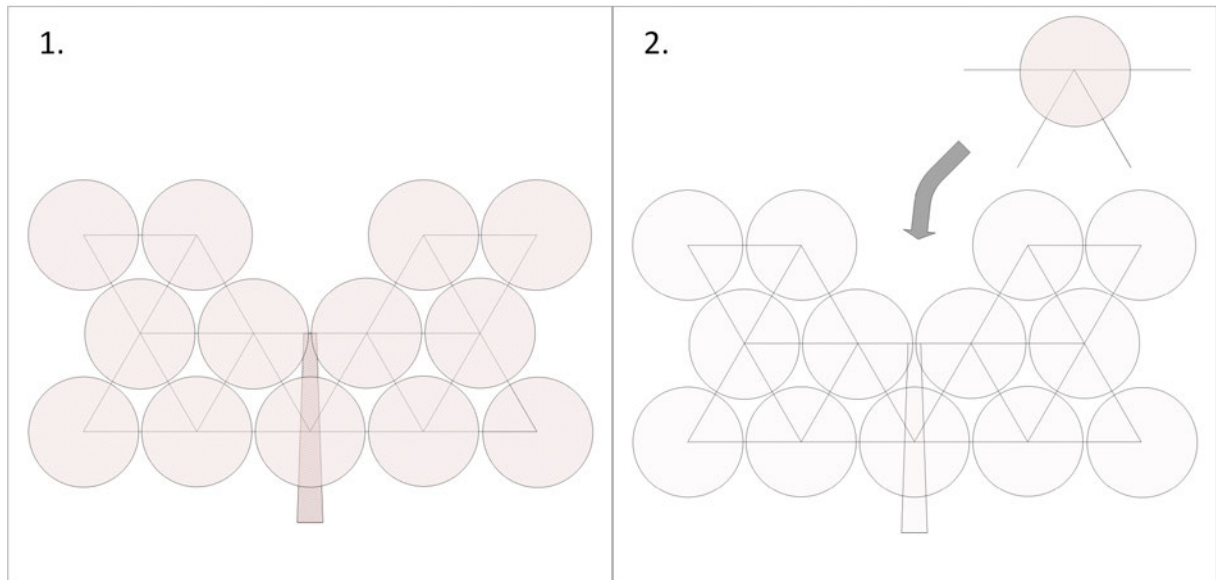


Abbildung 3.13: Aufbaumethode 1: Zweiteiliger Aufbau des MR14-Entwurfes mit 5-4-5 Anordnung der Rotoren [Eigene Darstellung]

Auslegers entsteht bei den vorliegenden Entwürfen außerdem das Problem, dass der Ausleger in der Tragstruktur nach oben hin nicht genügend Platz hat, um die MRWEA anheben und absetzen zu können.

Um die Machbarkeit dieser Aufbaumethode trotz alledem realisieren zu können, kann einerseits ein mehrteiliger Aufbau oder andererseits die Änderung des Entwurfes in Erwägung gezogen werden. Bei einem mehrteiligen Aufbau der MRWEA wird die Tragstruktur am und über dem Turm so geteilt, dass der Ausleger beim Anheben MRWEA über genügend Platz verfügt. Die Möglichkeit eines zweiteiligen Aufbaus des MR14-Entwurfes wird in Abbildung 3.13 verdeutlicht. Der Großteil der Tragstruktur wird mit dem Turm in einem ersten Arbeitsschritt installiert. Für die Montage des fehlenden Teils über dem Turm kommen zwei Möglichkeiten in Frage. Zum einen kann das Errichterschiff die fehlende Komponente installieren. Zwar verlangt die Montage dieses Bauteils eine größere Arbeitshöhe, aber durch das vergleichsweise geringe Gewicht reicht sehr wahrscheinlich bereits der Hilfshaken für das Anheben aus, welcher wiederum in größeren Arbeitshöhen operieren kann. Zum anderen kann das fehlende Stück der Tragstruktur und die Rotorgondelbaugruppen mit dem eigenen Wartungskran eingesetzt werden. Hierfür muss der Wartungskran bereits auf dem ersten Teil der MRWEA vormontiert sein. Dies hat den Vorteil, dass zusätzliche Arbeitsschritte für das Errichterschiff wegfallen, da das fehlende Stück der Tragstruktur auch mit einem kleinen Mehrzweckschiff zum Aufbauort transportiert werden kann.

Für die Anpassung des MRWEA-Entwurfes gibt es mehrere Möglichkeiten, die darauf abzielen, dem Ausleger einen günstigen Anstellwinkel ermöglichen und Platz über dem Schwerpunkt der MRWEA zu bieten. Zum einen kann die Fachwerkkonstruktion der Tragstruktur um und über dem Turm so zusammenlaufen, dass der durchgesteckte Turm für den Kran des Errichterschiffes erreichbar wird. Zum anderen kann der Turm aus der Tragstruktur entfernt und hinter der MRWEA positioniert werden. Der gemeinsame Schwerpunkt der MRWEA wird dabei wahrscheinlich außerhalb der Tragstruktur im

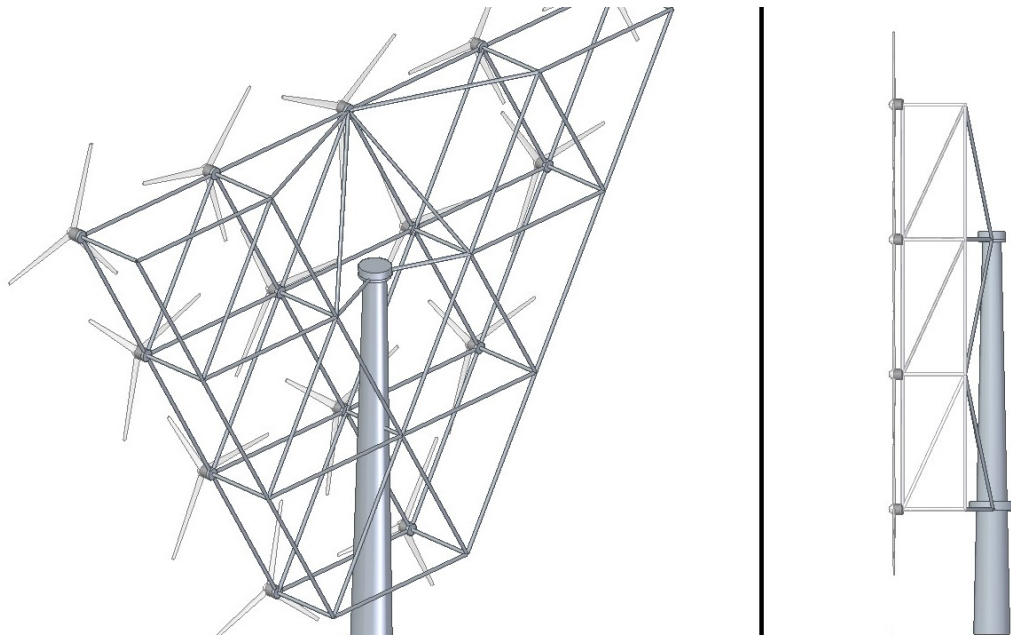


Abbildung 3.14: Aufbaumethode 1: Anpassung des Entwurfes für die Errichtung durch ein Errichterschiff: Anpassung der Tragstruktur (links) Herausziehen des Turmes (rechts) [Eigene Darstellung]

vorderen Bereich des Turmes liegen und damit zugänglich für den Kran sein. Die beiden genannten Entwurfsanpassungen werden in Abbildung 3.14 in einem 3D-Modell skizziert. Auf der linken Seite wird die Anpassung der Tragstruktur und auf der rechten Seite das Herausziehen des Turmes gezeigt.

Trotz der Modifikationen an der Aufbaumethode und an den MRWEA-Entwürfen ist weiterhin offen, ob zukünftige Errichterschiffe hinsichtlich ihres Hubgewichtes und ihrer Arbeitshöhe eine MRWEA aufbauen können. Zwar gibt es gegenüber dem Hubgewicht weniger Zweifel, dass zukünftige Errichterschiffe auch Hubgewichte über 3000t erreichen, bei der Arbeitshöhe sind jedoch keine großen Steigerungen zu erwarten. Daher wird die Machbarkeit als neutral bis negativ gewertet.

### **Einfluss auf den Entwurf:**

Wie bereits in dem vorherigen Abschnitt zur Machbarkeit beschrieben, erfordert der Aufbau mit einem Kran deutliche Einschränkungen und Modifikationen beim Entwurf der MRWEA hinsichtlich der Geometrien. Auch muss für den Aufbau der MRWEA im Ganzen das Gesamtgewicht auf das maximale Hubgewicht beschränkt werden, da ansonsten ein mehrteiliger Aufbau erfolgen muss. Daher ist der Einfluss dieser Aufbaumethode auf den Entwurf der MRWEA groß und als negativ zu werten.

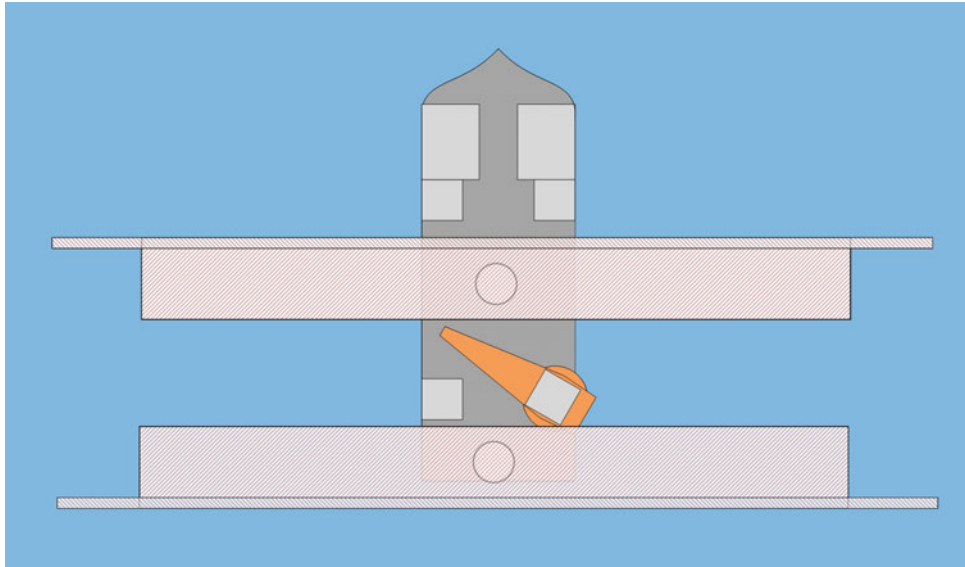


Abbildung 3.15: Aufbaumethode 1: Transport der MRWEA [Eigene Darstellung]

### **Wettereinschränkung:**

Errichterschiffe können durch ihre Hubvorrichtungen aus dem Wasser gehoben werden. Damit können sie dem Einfluss des Wellenganges entgehen und werden beim Aufbau letztendlich nur von den vorherrschenden Windbedingungen beeinflusst. Errichterschiffe stellen die bestmögliche Variante dar, die gegebenes Wetterfenster am Aufbauort für Kranarbeiten zu nutzen, und werden positiv bewertet.

### **Erfahrung:**

Der Aufbau von WEA mit einem Kran und Errichterschiff ist die verbreitetste Installationsmethode zum Aufbau von konventionellen WEA. Die Arbeitsabläufe auf See und im Hafen sind routiniert. Damit bietet diese Aufbaumethode einen hohen Erfahrungsschatz beim Aufbau von WEA und wird positiv bewertet.

### **Transport:**

In der Skizze zum Aufbau der MR14 mit der VOLTAIRE (Abbildung 3.11) wird verdeutlicht, dass der Transport von einer vormontierten MRWEA möglich ist. Je nach Platzangebot am Heck des Schiffes, könnte auch der Transport einer zweiten MRWEA (Abbildung 3.15) in Erwägung gezogen werden. Damit ist die Transportfähigkeit von MRWEA auf Errichterschiffen positiv einzuschätzen.

**Kosten:**

Durch das relativ große Wetterfenster für den Aufbau, den großen Erfahrungsschatz und ein vergleichsweise hohes Angebot an Errichterschiffen stellt diese Aufbauvariante eine günstige Variante dar. Auf die Kosten kann sich jedoch negativ auswirken, dass ein mehrteiliges Aufbauen der MRWEA eine längere Charter mit dem Errichterschiff erfordert. Außerdem kommen für den Aufbau der MRWEA nur die leistungsstärksten Errichterschiffe in Frage, von denen auch nur ein begrenztes Angebot besteht. Trotz alledem handelt es sich bei dieser Aufbaumethode wahrscheinlich um die vergleichsweise kostengünstigste. Damit werden die Kosten positiv bewertet.

**3.3.3 Aufbaumethode 2: : Installation mit zwei Kranen (Errichterschiff)**

Da der Aufbau der vormontierten MRWEA-Entwürfe mit einem Kran und Errichterschiff zurzeit schwer realisierbar scheint, wird in Aufbaumethode 2 die Installation mit zwei Kranen und zwei Errichterschiffen beschrieben.

**Beschreibung:**

Der Aufbau des MR14- und MR45-Entwurfes mit zwei Errichterschiffen wird in Abbildung 3.16 skizziert. Beim MR45-Entwurf können die Krane beider Errichterschiffe die Tragstruktur an ihrer breitesten Stelle mit einer Primäraufhängung direkt anheben, was durch die abnehmende Anzahl der Rotoren pro Reihe im oberen Bereich der MRWEA ermöglicht wird. Dies ist bei der Positionierung des Auslegers am MR14-Entwurf nicht ohne Modifikation der Tragstruktur möglich, da die Höhe der Tragstruktur die technisch möglichen Arbeitshöhen der Krane überschreitet. In der Abbildung 3.16 wird dargestellt, wie der MR14-Entwurf über eine fest am Turm angebrachte Traverse von beiden Errichterschiffen angehoben wird. Für beide gezeigten Varianten muss die Ladungsstabilität sichergestellt sein, indem der Aufhängepunkt über dem Schwerpunkt der MRWEA liegt.

**Machbarkeit:**

Die wichtigsten Anforderungen an die Errichterschiffe sind das Gesamtgewicht der MRWEA, die Lage des Schwerpunktes, die Höhe des Aufhängepunktes und die damit verbundene Stabilität der Aufhängung.

Von diesen Anforderungen stellt das Gesamtgewicht der MRWEA an das kombinierte Hubgewicht beider Errichterschiffe kein Hindernis dar. Wird das gesamte Hubgewicht von zwei Errichterschiffen der nächsten Generation (z. B. VOLTAIRE) miteinander verbunden, kann ein Hubgewicht von bis zu 6000t realisiert werden, welches das Gesamtgewicht der beiden MR-Entwürfe übertrifft.



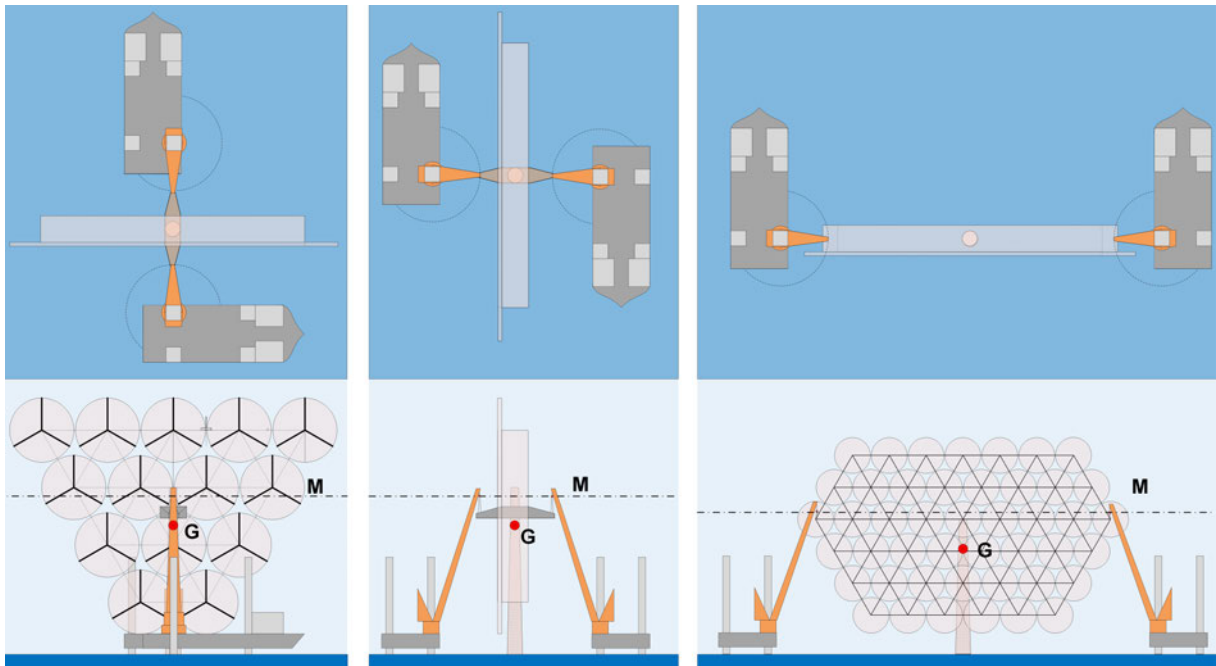


Abbildung 3.16: Aufbaumethode 2: Skizze des Aufbaus vom MR14- (links, mitte) und MR45-Entwurf(rechts) mit zwei Errichterschiffen [Eigene Darstellung]

Die Anforderungen an die Lage des Schwerpunktes und die Höhe des Aufhängepunktes entscheiden über die Stabilität der Aufhängung. Die Höhe des Schwerpunkte beider MRWEA-Entwürfe werden in den Abschnitten 2.3.3 und 2.4.3 geschätzt und betragen für den MR45-Entwurf ca. 110,5 m und für den MR14-Entwurf ca. 135,5 m. In Abbildung 3.16 werden die Möglichkeiten zur direkten Aufhängung mit den Errichterschiffen gezeigt. Beim MR45-Entwurf ist die MRWEA an der breitesten Stelle aufgehängt, die sich auf der Höhe des Turmes von 141,1 m befindet. Mit der Aufhängung der MRWEA auf der maximalen Arbeitshöhe beträgt die metazentrische Höhe bis zu 30 m und die Aufhängung gilt als stabil und für die Errichterschiffe machbar. Bei der Aufhängung des MR14-Entwurfes muss auf eine Traverse zurückgegriffen werden. Die Traverse, die als Anschlagpunkt dient, muss oberhalb des Schwerpunktes z. B. am Turm befestigt werden. Wichtig hierbei ist, dass die Traverse fest an der MRWEA angebracht wird und somit die Aufhängung der Traverse am Kran als Primäraufhängung gilt. Da die Traverse im besten Fall so hoch wie möglich am Turm befestigt werden sollte, sollte diese geringfügig unter der maximalen Arbeitshöhe der Errichterschiffe positioniert werden. Die metazentrische Höhe für diese Aufhängung beträgt ebenfalls ca. 30 m und die Aufhängung ist stabil. Die Probleme von Aufbaumethode 1, die durch den Platzbedarf und den Anstellwinkel des Auslegers entstehen, liegen bei beiden Aufhängearten nicht vor, da die Kranausleger nicht weit über den Rand der Tragstruktur oder der Traverse hineinragen müssen.

Somit ist diese Aufbaumethode machbar und wird positiv bewertet.

**Einfluss auf den Entwurf:**

Der Entwurf der MRWEA wird durch die Höhe des Schwerpunktes beeinflusst. Beim MR45-Entwurf kommt ein zusätzlicher Einfluss durch die Höhe der breitesten Stelle und beim MR14-Entwurf durch die Höhe des Turmes hinzu. Diese Faktoren müssen beim Entwurf beachtet werden, stellen aber zurzeit kein Hindernis für den Aufbau der MRWEA mit zwei Errichterschiffen dar. Ein anderer Einfluss auf den Entwurf entsteht durch evtl. benötigte Verstärkungen der Tragstruktur oder des Turmes an den Aufhängepunkten. So müssen die gesamten Gewichtskräfte der MRWEA an den Aufhängepunkten auf den Kran übertragen werden, welches sehr wahrscheinlich Anpassungen im Design erfordert. Auch muss bei der Aufhängung des MR45-Entwurfes an der Tragstruktur die Lagerung des Turmes so konstruiert werden, dass der Turm beim Anheben nicht herausfällt.

Bei dieser Aufbaumethode entsteht grundsätzlich ein Einfluss auf den Entwurf durch o. g. Punkte, jedoch ist dieser Einfluss als neutral zu bewerten.

**Wettereinschränkung:**

Bei dieser Aufbaumethode gelten dieselben Wettereinschränkungen wie beim Aufbaumethode 1 mit einem Errichterschiff. Damit sind die Wettereinschränkungen auf die Aufbaumethode sehr gering und als positiv zu bewerten.

**Erfahrung:**

Wie in Abschnitt 3.3.2 erläutert, gibt es bereits eine Vielzahl von Erfahrungen mit Errichterschiffen beim Aufbau von konventionellen MRWEA. Bei Recherchen dieser Arbeit wurden jedoch keine Daten zum Aufbau von WEA mit zwei Errichterschiffen gefunden. In anderen Bereichen ist jedoch ein so genannter Tandemhub keine Seltenheit und es liegen eine Vielzahl an Erfahrung mit diesen vor. Daher ist die Erfahrung mit dieser Aufbaumethode als neutral zu bewerten. [4]

**Transport:**

Grundsätzlich kann der Transport der MRWEA, wie in Abbildung 3.15 zu sehen, erfolgen. Hier besteht jedoch das Problem, dass die geladenen MRWEA so weit an den Seiten hervorragen und einen Tandemhub behindern. Dies bedeutet für den Transport der MRWEA, dass nur eines der Errichterschiffe die MRWEA transportieren kann. Auch ist der Transport einer MRWEA auf dem mittleren Ladendeck dieses Errichterschiffes nicht möglich, da das Errichterschiff diese MRWEA nicht aufhängen kann. Somit ist

ausschließlich der Transport einer MRWEA am Heck eines Errichterschiffes möglich. Der Transport wird als neutral bis negativ bewertet.

**Kosten:**

Wie beim Aufbau mit einem Errichterschiffen (Abschnitt 3.3.2) wirken sich das große Wetterfenster und die Verfügbarkeit von Errichterschiffen positiv auf die Kosten auf. Auch kann davon ausgegangen werden, dass für diese Aufbaumethode nicht unbedingt die leistungsfähigsten Errichterschiffe verwendet werden müssen. Dagegen steigen die Kosten durch die doppelte Anzahl von Errichterschiffen stark an. Dadurch wird diese Aufbaumethode vergleichsweise teuer und die Kosten werden negativ bewertet.

**3.3.4 Aufbaumethode 3: : Installation mit zwei Kranen (Schwimmendes Kranschiff)**

Aufbaumethode 3 sieht den Aufbau mit zwei Kranen vor, die auf einem schwimmenden Kranschiff, wie z. B. der SLEIPNIR, positioniert sind.

**Beschreibung:**

In der Abbildung 3.17 wird der schematische Aufbau der beiden MRWEA-Entwürfe mit dem Kranschiff SLEIPNIR gezeigt. Beide MRWEA werden, wie bereits bei Aufbaumethode 2 mit dem MR14-Entwurf beschrieben, über eine Traverse direkt mit einer Primäraufhängung angehoben. Das Kranschiff wird dabei so positioniert, dass die MRWEA sich zwischen beiden Kranen des Schiffes befindet und so die Krane die Traverse aufhängen können. Beim Anheben der Last über eine Traverse müssen die beiden Haken symmetrisch über dem Schwerpunkt der Last angeschlagen werden. Anschließend kann das Kranschiff so positioniert werden, dass das Absetzen und Montieren der MRWEA auf der Gründungsstruktur möglich ist.

**Machbarkeit:**

Die Machbarkeit dieser Aufbaumethode hängt vom Gesamtgewicht der MRWEA, von der Höhe des Schwerpunktes, von der maximalen Arbeitshöhe des Kranschiffes sowie vom Freigang zwischen Tragstruktur und Schiff ab. Zusätzlich muss der Abstand der beiden Krane auf der SLEIPNIR berücksichtigt werden.

Die Tiefe der Tragstruktur mit Rotoren beträgt für den MR14-Entwurf 35 m sowie für den MR45 34,4 m. Der Abstand beider Krane auf der SLEIPNIR kann über die Breite des Schiffes von 102 m sowie über

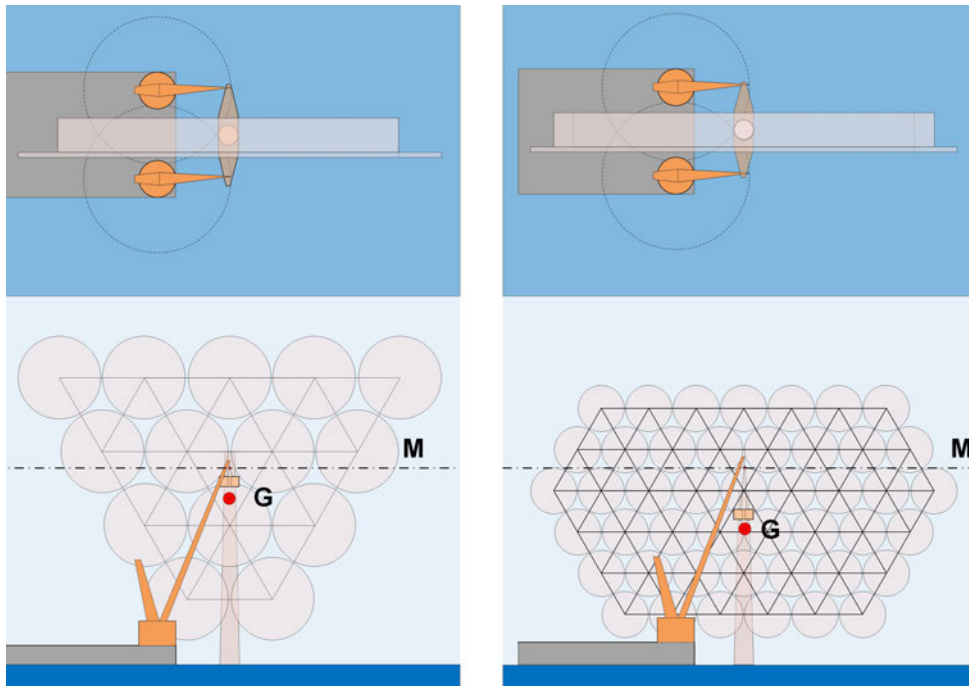


Abbildung 3.17: Aufbaumethode 3: Skizze des Aufbaus des MR14- (links) und MR45-Entwurfes (rechts) durch das schwimmende Kranschiff SLEIPNIR [Eigene Darstellung]

den Durchmesser der Kranfundamente von jeweils 30 m geschätzt werden. Damit ergibt sich ein Abstand von ca. 42 m, der ausreichend groß ist, um die MRWEA zwischen den Kranen zu positionieren. Beim maximalen Tiefgang der SLEIPNIR ragt das Deck ca. 16 m aus dem Wasser und liegt somit unterhalb vom Freigang der Rotorspitzen zur Wasseroberfläche. Hinsichtlich der Schiffsgeometrien ist ein Aufbau mit der SLEIPNIR machbar.

Die Hilfshaken von den Hauptkränen der SLEIPNIR können jeweils 2000 t Last bis zu einer Höhe von ca. 165 m über der Meeresoberfläche (bei maximalen Tiefgang) und einer Ausladung von bis zu 58 m heben. Hinsichtlich des kombinierten Gewichtes beider Hilfshaken von bis zu 4000 t ist das Anheben beider MRWEA möglich. Daher muss bezüglich der Machbarkeit des Aufbaues mit der SLEIPNIR noch geprüft werden, ob die Schwerpunkte beider MRWEA unter der maximalen Arbeitshöhe von 165 m liegen. Für die Krane des Errichterschiffes VOLTAIRE mit gleicher maximaler Arbeitshöhe hat die Prüfung in Abschnitt 3.3.3 ergeben, dass diese ausreicht, die MRWEA in einer stabilen Aufhängung anzuheben. Dieses Ergebnis kann auf die Installation mit der SLEIPNIR übertragen werden.

Damit ist Machbarkeit für Aufbaumethode 3 gesichert. Diese kann insgesamt positiv bewertet werden.

#### **Einfluss auf den Entwurf:**

Für den Aufbau der MRWEA mit einem Kranschiff wie der SLEIPNIR müssen während des Entwurfes und der Konstruktion die Gesamttiefe der Tragstruktur, das Gesamtgewicht sowie die Lage des Schwerpunktes

stets darauf beschränkt werden, dass diese mit den Grenzen der SLEIPNIR vereinbar sind. Hier kann jedoch festgestellt werden, dass diese Grenzen bei den vorliegenden Entwürfen nicht überschritten werden. Der Einfluss dieser Aufbaumethode auf den Entwurf kann als neutral gewertet werden.

**Wettereinschränkung:**

Die SLEIPNIR verfügt über keine Hubvorrichtung wie Errichterschiffe und muss mit Hilfe seiner Antriebssysteme und dem dynamischen Positionierungssystem die gesamte Zeit in Position gehalten werden. Durch die Halbtaucherbauweise ist die SLEIPNIR gegenüber Seegang nicht so empfindlich wie konventionelle Schiffe. Relativ gesehen zu den Errichterschiffen ist die SLEIPNIR jedoch anfälliger gegenüber den Wettereinflüssen und besitzt daher ein eingeschränktes Wetterfenster. Somit wird die Aufbaumethode 3 hinsichtlich der Wettereinschränkungen als negativ bewertet. [5]

**Erfahrung:**

Der Aufbau von WEA mit schwimmenden Errichterschiffen ist unüblich, wurde aber z. B. bei der Errichtung von schwimmenden WEA im Windpark HYWIND vor Schottland angewandt (3.18). [56]

Damit wird die Erfahrung mit dem Aufbau von WEA bei dieser Aufbaumethode als neutral bewertet.

**Transport:**

Die SLEIPNIR könnte eine MRWEA am Haken der Hauptkrane transportieren. Auch ist der Transport einer MRWEA an Deck der SLEIPNIR denkbar. Hier muss jedoch geprüft werden, ob der Platz zwischen beiden Kranen ausreicht, die MRWEA vom Deck auf die Gründungsstruktur zu bewegen. Der Transport am Haken wird hinsichtlich des Wetters eingeschränkt, da während des gesamten Transports ähnliche Wetterbedingungen herrschen müssen, wie sie auch während des Aufbaus benötigt werden. Die Transportfähigkeit durch ein schwimmendes Kranschiff ist möglich und wird als neutral bewertet.

**Kosten:**

Aufgrund des begrenzten Wetterfensters für die Aufbauarbeiten und der geringen Verfügbarkeit von schwimmenden Kranschiffen mit der Leistungsfähigkeit der SLEIPNIR werden die Kosten dieser Variante im Vergleich zu den Kosten eines Errichterschiffes wahrscheinlich höher, gegenüber der Aufbaumethode 2 mit zwei Errichterschiffen jedoch geringer ausfallen. Damit werden die Kosten dieser Aufbaumethode als neutral bewertet.



Abbildung 3.18: Errichtung von WEA durch das schwimmende Kranschiff SAIPEM [56]

### 3.3.5 Aufbaumethode 4: : Installation mit einer Hubvorrichtung (Pioneering Spirit)

Aufbaumethode 4 sieht den Aufbau der MRWEA mit hydraulischen Hubvorrichtungen durch das Spezialschiff PIONEERING SPIRIT vor.

#### **Beschreibung:**

Im Gegensatz zu den vorherigen Aufbaumethoden wird in dieser Variante die MRWEA nicht mit einem Kran, sondern von unten mit hydraulischen Hubvorrichtungen angehoben. In Abbildung 3.19 wird der Aufbau beider MRWEA-Entwürfe mit der PIONEERING SPIRIT skizziert. Zum Anheben der MRWEA muss die PIONEERING SPIRIT so ausgerichtet werden, dass sich die MRWEA zwischen beiden Bugsektionen befindet. Über die hydraulischen Hubvorrichtungen der PIONEERING SPIRIT und die passenden Stützen am Turm der MRWEA kann diese angehoben werden. Anschließend wird die MRWEA über der Gründungsstruktur positioniert und abgesetzt.

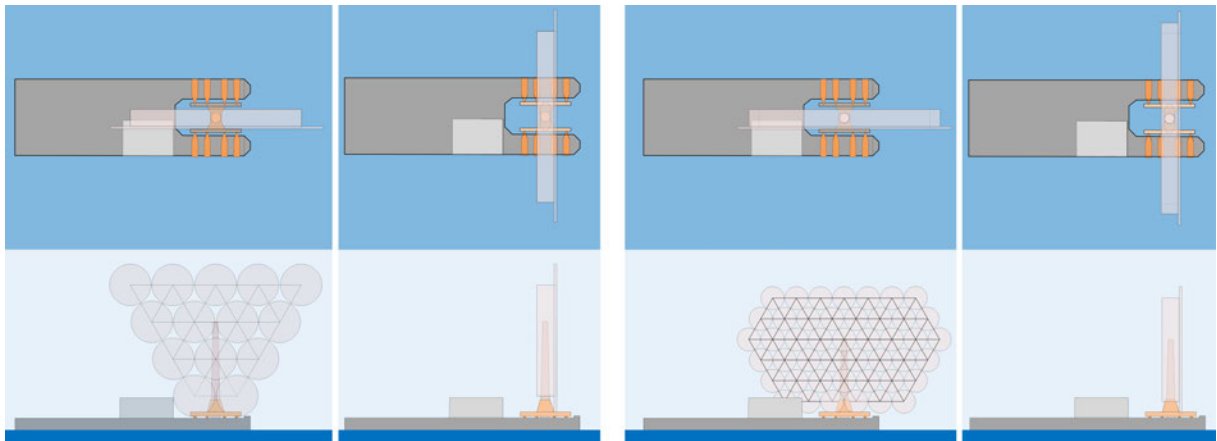


Abbildung 3.19: Aufbaumethode 4: Skizze des Aufbaus des MR14 (links)- und MR45 (rechts)-Entwurfes durch die PIONEERING SPIRIT [Eigene Darstellung]

### **Machbarkeit:**

Die Machbarkeit dieser Variante hängt vom Gesamtgewicht der MRWEA, dem maximalen Hubgewicht der PIONEERING SPIRIT sowie dem Freigang zwischen der MRWEA und dem Deck der PIONEERING SPIRIT ab.

Hinsichtlich des Gesamtgewichtes der MRWEA-Entwürfe und dem maximalen Hubgewicht der PIONEERING SPIRIT von 48.000t ist die Machbarkeit dieser Aufbaumethode gewährleistet. Bei der Gesamttiefe des Schiffes von 30m und einem maximalen Tiefgang von 27m ragt das Deck der PIONEERING SPIRIT 3m aus dem Wasser heraus. Damit ist genügend Platz zwischen dem Deck der PIONEERING SPIRIT und der untersten Rotorzeile gegeben.

Damit ist die Machbarkeit dieser Aufbaumethode gewährleistet und wird positiv bewertet.

### **Einfluss auf den Entwurf:**

Da die MRWEA bei dieser Aufbaumethode von unten angehoben wird, sind dem Entwurf bezüglich der Geometrie und Schwerpunktlagen keine Grenzen gesetzt. Auch bezüglich des maximalen Hubgewichtes von 48.000t ist kein Einfluss auf den Entwurf zu erwarten.

Ein Einfluss auf den Entwurf der MRWEA entsteht dadurch, dass beim Anheben der MRWEA die Gewichtskräfte über die am Turm angebrachten Stützen abgeleitet werden müssen. Hier muss der Turm eventuell verstärkt werden.

Insgesamt ist der Einfluss dieser Aufbaumethode auf den Entwurf als sehr gering einzuschätzen und damit positiv zu bewerten.

**Wettereinschränkung:**

Die PIONEERING SPIRIT kann bis zu einer signifikanten Wellenhöhe von bis zu 3,5 m arbeiten. Damit ist das Wetterfenster der PIONEERING SPIRIT als ähnlich klein einzuschätzen wie bei den Kranschiffen und die Aufbaumethode wird nach diesem Kriterium als negativ bewertet. [2]

**Erfahrung:**

Bezüglich des Aufbaus von WEA mit der PIONEERING SPIRIT liegen bisher keine Erfahrungen vor. Auch wurden in Bezug auf das Anheben von sehr hohen Offshore-Bauwerken keine Projekte gefunden. Damit ist die Erfahrung für den Aufbau von WEA oder ähnlichen Bauwerken nicht vorhanden und ist als negativ zu bewerten.

**Transport:**

Die PIONEERING SPIRIT könnte eine oder mehrere MRWEA zum Aufbauort transportieren. Wird die MRWEA längs des Schiffes positioniert, ist der Transport einer MRWEA möglich. Bei einer Positionierung quer zur Schiffslänge können bis zu zwei MRWEA transportiert werden (Abbildung 3.20). Damit ist diese Aufbaumethode hinsichtlich ihrer Transportkapazität als positiv zu bewerten.

**Kosten:**

Durch das geringe Wetterfenster für den Aufbau und Transport sowie durch das einzigartige Angebot des Spezialeschiffes PIONEERING SPIRIT wird es sich bei dieser Aufbaumethode um das vergleichsweise teuerste Verfahren handeln. Die Kosten dieser Aufbaumethode werden daher negativ beurteilt.



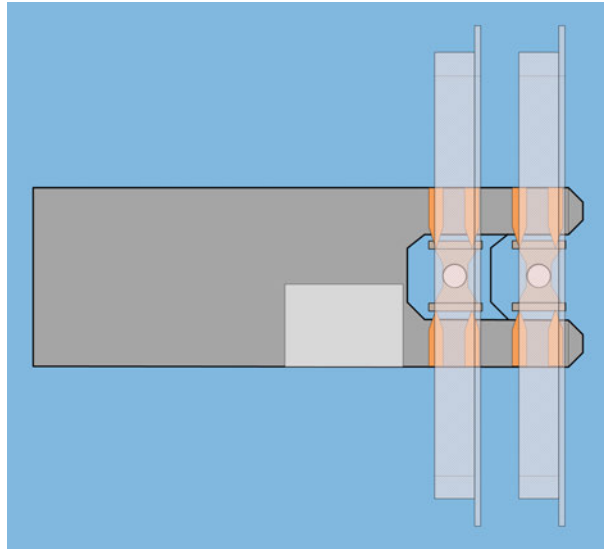


Abbildung 3.20: Aufbaumethode 4: Transport von zwei MRWEA mit der PIONEERING SPIRIT [Eigene Darstellung]

### 3.4 Bewertung der Aufbaumethoden

In Tabelle 3.1 wird die qualitative Bewertung der Aufbaumethoden zusammengefasst. Von den Bewertungskriterien ist die Machbarkeit eine notwendige Bedingung. Ist diese nicht durch eine positive Bewertung erfüllt, ist der Aufbau mit dieser Methode zurzeit nicht möglich. Neben der Machbarkeit sind der Einfluss auf den Entwurf, die Kosten und die Transportkapazitäten die wichtigsten Bewertungskriterien. Dagegen gehen das Wetterfenster und die vorhandenen Erfahrungen mit der Aufbaumethode zweitrangig in die Bewertung ein. Werden die vier Aufbaumethoden hinsichtlich ihrer Machbarkeit, ihres Einflusses auf den Entwurf, ihrer Transportkapazität und der Kosten betrachtet, scheidet die Aufbaumethode 1 wegen der mangelnden Machbarkeit aus. Die Aufbaumethode 2 hat dieselbe Bewertung der Machbarkeit und des Einflusses auf den Entwurf wie Aufbaumethode 3, hat jedoch eine schlechtere Bewertung der Kosten. Aufbaumethode 4 überzeugt mit seiner Machbarkeit, dem sehr geringen Einfluss auf die Konstruktion und der potenziellen Transportkapazität für zwei MRWEA. Demgegenüber stehen die sehr hohe Kosten aufgrund der Einzigartigkeit dieses Schiffes. Damit sind die Aufbaumethoden 3 und 4 zum jetzigen Zeitpunkt die vielversprechendsten, wobei abgewogen werden muss, inwieweit die höheren Kosten der PIONEERING SPIRIT die insgesamt neutrale Bewertung dieser Aufbaumethode aufhebt. Es kann davon ausgegangen werden, dass die Aufbaumethode 3 aufgrund ihrer ausgeglichenen Bewertung zurzeit die beste Möglichkeit für die Errichtung von MRWEA darstellt.

Kriterium	Aufbaumethode			
	Methode 1 1 Kran, 1 Errichterschiff	Methode 2 2 Krane, 2 Errichterschiffe	Methode 3 2 Krane, 1 Kranschiff	Methode 4 Hubvorrichtung, PIONEERING SPIRIT
Machbarkeit	O/-	+	+	+
Einfluss auf den Entwurf	-	O	O	+
Wetterfenster	+	+	-	-
Erfahrung	+	O	O	-
Transportkapazität	+	O/-	O	+
Kosten	+	-	O	-
Gesamt	(++)	-	O	O

Negativ (-), Neutral (O), Positiv (+)

Tabelle 3.1: Bewertung der Aufbaumethoden [Eigene Darstellung]

### 3.5 Fazit

Dieses Kapitel zeigt, dass der Aufbau einer vormontierten MRWEA mit verschiedenen Aufbaumethoden und Schiffstypen realisierbar ist. Die große Herausforderung hinsichtlich der Machbarkeit stellt die Geometrie und das Gesamtgewicht der MRWEA dar. Insbesondere im Bezug auf die Bauhöhe hat die MRWEA einen Nachteil gegenüber einer vergleichbaren SRWEA. Durch die großen Rotordurchmesser weisen SRWEA gegenüber MRWEA geringere Nabenhöhen auf, die für die benötigte Arbeitshöhe der Krane ausschlaggebend sind. Bei MRWEA sinken mit zunehmender Anzahl der Rotoren die Rotordurchmesser, was dazu führt, dass die Bauhöhen der Tragstruktur steigen. Dieses Problem kann gelöst werden, indem die Rotoren auf breiteren Tragstrukturen anordnet werden. Dies führt jedoch wiederum dazu, dass die durchstreiften Rotorflächen der MRWEA auf einer niedrigeren Höhen angeordnet sind und dies zu geringeren Energieerträgen aufgrund kleinerer Windgeschwindigkeiten führt. Ein weiterer Nachteil der MRWEA gegenüber der SRWEA ist die Größe der Tragstruktur. Wird angenommen, dass der Turm der SRWEA und MRWEA bezüglich der Abmaße nahezu identisch sind und das eingeschlossene Volumen der Rotorgondelbaugruppen der MRWEA niedriger ist, führt die Größe der Tragstruktur jedoch dazu, dass das eingeschlossene Volumen der gesamten MRWEA über dem Volumen einer vergleichbaren SRWEA liegt. Dies führt beim Transport der MRWEA zu einer deutlichen Einschränkung, die sich nur verringern ließe, wenn die Tragstruktur erst am Aufbauort montiert werden würde. Dies hätte wiederum eine deutliche Steigerung der Arbeitsschritte vor Ort und höhere Kosten zur Folge.

Ein weiterer Nachteil der MRWEA liegt darin, dass die Gesamthöhe der vorliegenden MR-Entwürfe die maximale Arbeitshöhe der Krane übertrifft und der Aufbau der MRWEA nur machbar ist, weil der

Schwerpunkt deutlich unter der maximalen Arbeitshöhe der Krane liegt. Einerseits führt das dazu, dass ein horizontal unterteilter Aufbau der MRWEA nicht möglich ist, weil die oberen Bereiche der MRWEA nicht mit den Kranen erreicht werden können. Andererseits bedeutet das für die Wartung und Instandhaltung, dass Reparaturen im oberen Bereich der MRWEA ausschließlich von dem eigenen Wartungskran durchgeführt werden können. Aus diesem Grund sollte unbedingt eine Redundanz des Wartungskrans vorgesehen werden, da dessen Ausfall weitreichende Folgen für die Wartung und Instandhaltung haben kann.

Von den hier beschriebenen Aufbaumöglichkeiten sind Aufbaumethode 3 und 4 machbar und zu empfehlen. Trotzdem sollte weiterhin angestrebt werden, die MRWEA mit einem Errichterschiff zu installieren, da die anderen Aufbaumethoden mit höheren Kosten einhergehen. Wird dabei berücksichtigt, dass die Kosten der Installation von WEA ca. 6% der gesamten Investitionskosten betragen, wird deutlich, dass diese einen signifikanten Einfluss auf die Stromgestehungskosten haben. Für zukünftige Entwürfe von MRWEA sollte die Konstruktion für einen Aufbau mit Errichterschiffen optimiert werden. Hierfür müssen die Grenzen der Errichterschiffe hinsichtlich ihres Hubgewichtes, der maximalen Arbeitshöhe, der benötigte Anstellwinkel und des Platzbedarfs vom Ausleger berücksichtigt werden. Die Konstruktion der MRWEA sollte so gestaltet werden, dass sich der Kranausleger über dem Schwerpunkt frei bewegen kann und der Ausleger durch ein schlankes Design um den Anschlagpunkt möglichst aufrecht aufgestellt werden kann. Inwieweit diese Grenzen den Entwurf, z. B. hinsichtlich des Gesamtgewichtes, negativ beeinflussen, muss weiter untersucht werden.

## 4 Wartungskrane von Multirotorwindenergieanlagen

In diesem Kapitel werden verschiedene Konzepte, Krananordnungen und Krantypen vorgestellt und diskutiert, die für den Wartungskran der MRWEA zur Auswahl stehen. Ein Vorteil von MRWEA gegenüber von SRWEA kann sein, dass sämtliche Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten mit einem eigenen Kran durchgeführt werden können. Ziel ist es, die Anforderungen an die Krane zu identifizieren und geeignete Kranlösungen hinsichtlich ihres Gewichtes, der Zuverlässigkeit und Umsetzbarkeit zu entwickeln.

### 4.1 Krankonzepte

In diesem Abschnitt wird zunächst das Anforderungsprofil an den Wartungskran definiert. Dieses wird aus dem Aufgabenprofil des Kranes sowie den Geometrien und Gewichten der Bauteile einer MRWEA bestimmt. Anschließend werden Verfahren erarbeitet und diskutiert, die ein Anschlagen und Abrücken von untereinanderliegenden Rotorgondeln ermöglichen. Hiernach werden ergebnisoffen verschiedene Krankonzepte und deren Umsetzung untersucht. Anhand der zuvor definierten Anforderungen werden die Krankonzepte bewertet, um die vielversprechendsten Lösungen zu ermitteln. Die Erarbeitung der Krankonzepte wird in eine zentrale und dezentrale Anordnung der Krane unterteilt. Zentrale Krankonzepte zielen darauf ab, mit nur einem Kran das geforderte Anforderungsprofil zu gewährleisten. Dezentrale Krankonzepten können die Anforderungen über mehrere verteilte Krane erfüllen, die z. B. nach einem Muster angeordnet sind. Die vielversprechendsten Krankonzepte dieses Abschnittes werden im Abschnitt 4.2 auf beide MR-Entwürfe angewandt, um den Gewichtseinfluss der Wartungskrane auf die MRWEA abschätzen zu können.

#### 4.1.1 Anforderungen an den Wartungskran der MRWEA

Die Hauptaufgabe des Kranes der MRWEA liegt darin, für alle Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen an der MRWEA die logistische Leistung zu übernehmen. Dazu zählen u. a. der Transport von Ersatzteilen, Werkzeugen, Wartungstechnikern in Arbeitskörben oder ganzen Komponenten. Der Wartungskran muss für diese Aufgaben über ein ausreichendes Hubgewicht und eine ausreichende Ausladung verfügen.

Das erforderliche Hubgewicht des Kranes wird hierbei durch die schwerste Last definiert, welche der Kran voraussichtlich bewegen muss. Dies kann im Fall der MRWEA entweder die gesamte Rotorgondelbaugruppe oder bei ihrem zu hohen Gewicht die Gondel sein. Die erforderliche Kranausladung definiert sich über die Länge, die die Rotorgondelbaugruppe von der Tragstruktur absteht, und der Distanz, die für

das Abrücken der Bauteile benötigt wird. Aus dem maximalen Lastgewicht  $m_{Last,max}$  und der maximalen Ausladung  $l_{Ausladung,max}$  kann das maximale Lastmoment  $M_{Last,max}$  über Gleichung 4.1 berechnet werden.

$$M_{Last,max} = m_{Last,max} \cdot g \cdot l_{Ausladung,max} \quad (4.1)$$

Eine wichtige Anforderung an die zu erarbeitenden Krankonzepte ist es, ob und welche bestehenden technischen Lösungen in Form von verschiedenen Krantypen zur Verfügung stehen. Sind keine technischen Lösungen vorhanden, werden Überlegungen für Kranlösungen angestellt und hinsichtlich ihrer Umsetzungsmöglichkeit bewertet. Weitere Anforderungen an den Wartungskran sind ein geringes Gesamtgewicht, ein geringer Strömungswiderstand gegenüber dem Wind und eine hohe technische Zuverlässigkeit. Zudem werden Kranlösungen favorisiert, bei denen bereits ein Vielzahl von Erfahrungen beim Einsatz in maritimer Atmosphäre vorliegen. Bei der Betrachtung des Gesamtgewichtes ist zu bedenken, dass durch zusätzliches Gewicht am obersten Punkt der Tragstruktur diese voraussichtlich verstärkt werden muss, welches eine höheres Gesamtgewicht der MRWEA zur Folge haben kann. Außerdem kann zusätzliches Gewicht auf der MRWEA einen negativen Einfluss auf das Schwingungsverhalten der Anlage haben. Daher ist es wichtig, das Gesamtgewicht des Kranes gering zu gestalten. Auch der geringe Strömungswiderstand des Kranes zielt darauf ab, die zusätzliche Krafteinwirkung des Windes über den Kran auf die Tragstruktur zu minimieren. Bei der Bewertung der Zuverlässigkeit von den Krankonzepten wird vor allem die technische Komplexität der Kranlösungen betrachtet. Technisch aufwendige und komplizierte Lösungen sind mit einer erhöhten Anzahl von Fehlerquellen verbunden, die einen negativen Einfluss auf die Zuverlässigkeit haben können. Z. B. ist der Einsatz von Drähten und elektrischen Winden dem Einsatz von Hydrauliksystemen vorzuziehen. Auch sind die gesammelten Erfahrungen mit dem Einsatz von den zur Auswahl stehenden Krantypen in maritimer Atmosphäre nicht nur relevant für deren Zuverlässigkeit, sondern auch für die Einschätzung unvorhersehbarer Risiken. Ein weiteres Bewertungskriterium der Krankonzepte ist deren Redundanz und ob z. B. damit ein paralleles Arbeiten an den Rotoren möglich ist. Auch ist die Redundanz ein wichtiger Faktor, um die Gesamtzuverlässigkeit eines Krankonzeptes abschätzen zu können.

#### 4.1.2 Abrücken der Rotorgondeln

Ein grundsätzliches Problem für die Wartungskrane der MRWEA, die auf der Tragstruktur positioniert sind, besteht darin, dass die untereinanderliegenden Rotorgondeln einer Spalte nicht direkt von einem Kran angeschlagen und aufgehängt werden können. Die darüberliegenden Rotorgondeln verhindern eine direkte Verbindung mit dem Kran.

Um diese Rotorgondeln trotzdem sicher von der Tragstruktur abrücken zu können, kommen zwei Verfahren in Frage, die in den Abbildungen 4.1 und 4.3 skizziert sind. Mit einer Ausgleichstraverse können Lasten mittels Gegengewicht außermittig des Kranhakens aufgenommen werden. Mit einem zusätzlichen

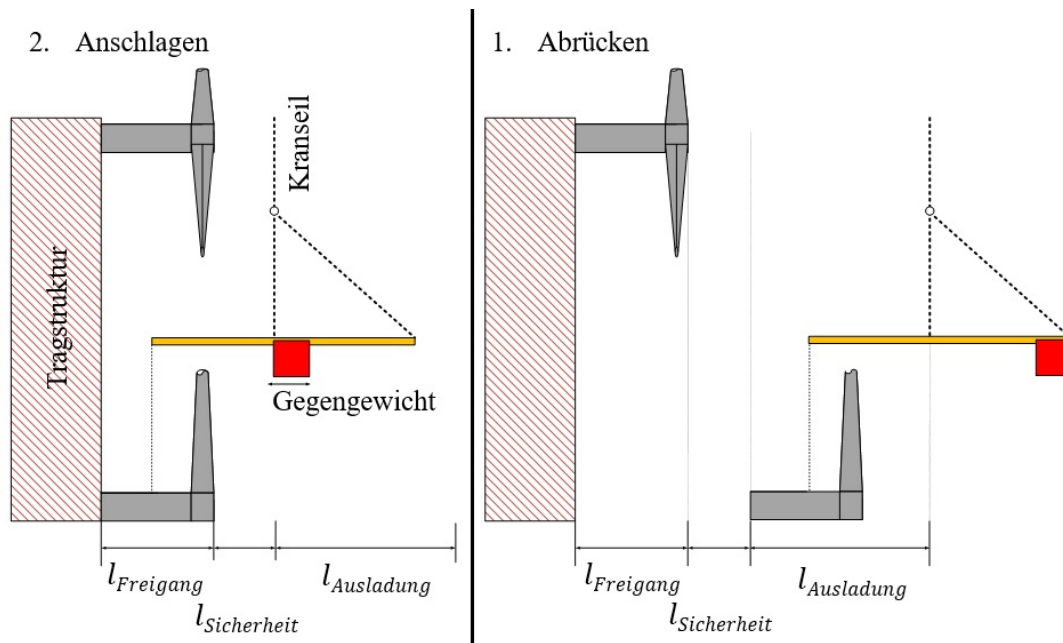


Abbildung 4.1: Abrücken einer Rotorgondel mit Ausgleichstraverse [Eigene Darstellung]

Aufhängepunkt und einer zusätzlichen Hebevorrichtung an der Tragstruktur kann die Rotorgondel in Zusammenarbeit mit dem Kran abgerückt werden.

Die erforderliche Ausladung  $l_{\text{Ausladung,gesamt}}$  für den Wartungskran setzt sich aus dem Abstand von Tragstruktur und Rotorblattpitzen  $l_{\text{Freigang}}$ , welcher in Kapitel 2 geschätzt wurde, aus dem benötigten Abstand zum Abrücken der Rotorgondel  $l_{\text{Ausladung}}$  und einem Sicherheitsabstand  $l_{\text{Sicherheit}}$  zusammen. Der benötigte Abstand zum Abrücken  $l_{\text{Ausladung}}$  ist abhängig vom Abrückverfahren. Die Berechnung der erforderlichen Ausladung erfolgt über Gleichung 4.2.

$$l_{\text{Ausladung,gesamt}} = l_{\text{Freigang}} + l_{\text{Sicherheit}} + l_{\text{Ausladung}} \quad (4.2)$$

Die Ausgleichstraverse ermöglicht eine außermittige Aufnahme der Last. Ein verfahrbares Gegengewicht gleicht das durch die Last eingeleitete Lastmoment aus und bewirkt damit, dass sich der Schwerpunkt der gesamten Aufhängung stets senkrecht unterhalb des Kranhakens befindet. Bei einer symmetrischen Konstruktion der Ausgleichstraverse führt dies dazu, dass die Masse des Gegengewichtes dem Gewicht der Last entsprechen muss. Das hat zur Folge, dass sich das benötigte Hubgewicht für den Kran verdoppelt. Außerdem muss für das Abrücken der Rotorgondel zusätzlich die Kragarmlänge durch den Kran überwunden werden. Bei späteren Berechnungen der Anwendung der Krankonzepte (Abschnitt 4.2) kann für die benötigte Ausladung zum Abrücken der Rotorgondel angenommen werden, dass diese der eininhalbfachen Länge des Freigangs entspricht.

Als benötigtes Hubgewicht wird das doppelte Gewicht der Last angenommen. In Abbildung 4.2 wird eine Ausgleichstraverse der Firma CERTEX für bis zu 30t über eine Traversenlänge von 14m vorgestellt.



Abbildung 4.2: Ausgleichstraverse der Firma CERTEX [7]

Die Vorteile des Abrückens der Rotorgondel per Ausgleichstraverse liegen darin, dass keine zusätzlichen Arbeitsschritte beim Abrücken der Rotorgondel benötigt werden. Nachteilig wirken sich die zusätzlichen Anforderungen an das Hubgewicht und die Ausladung aus.

Mit einem zusätzlichen Aufhängepunkt mit Hebevorrichtung oberhalb der jeweiligen Rotorgondel kann in Zusammenarbeit mit dem Hauptkran die Rotorgondel sicher an- und abgerückt werden. Zum Abrücken der Rotorgondel werden der Kran und die zusätzliche Hebevorrichtung angeschlagen. Kran und Hebevorrichtung heben die Rotorgondel an, bis diese an ihrer Montageposition schwebt. Anschließend erhöht der Kran seine Hubkraft, während die zusätzliche Hebevorrichtung ihre Hubkraft verringert. So kann die Rotorgondel langsam von der Tragstruktur abgerückt werden, bis die Rotorgondel vollständig vom Kran getragen wird. Abschließend kann die zusätzliche Hebevorrichtung abgeschlagen werden. Das Anrücken der Rotorgondel geschieht in umgekehrter Reihenfolge. Für den benötigten Abstand zum Abrücken der Rotorgondel kann bei dieser Methode angenommen werden, dass dieser dem halben Abstand von der Nabenspitze zur Tragstruktur entspricht. Das benötigte Hubgewicht entspricht dem Gewicht der Last.

Die zusätzliche Hebevorrichtung kann fest installiert oder mobil sein. Eine mobile Hebevorrichtung wird von den Wartungstechnikern vor den Kranarbeiten angebracht. Fest installierte Hebevorrichtungen haben den Vorteil, dass zusätzliche Arbeitsschritte zur Vorbereitung der Hebevorrichtung entfallen. Die Nachteile fest installierter Hebevorrichtungen bestehen darin, dass dafür zusätzliche Hebevorrichtungen benötigt werden, diese dauerhaft der Witterung ausgesetzt sind und ein Mehraufwand vor Ort durch Wartung, Instandhaltung sowie Überprüfung entsteht. Eine mobile Hebevorrichtung bietet die Vorteile, dass die Hebevorrichtungen vom Wartungsschiff mitgebracht werden können und diese nicht zu einem zusätzlichen Gewicht oder Wartungsaufwand beitragen. Dagegen sind mobile Hebevorrichtungen nur bis zu einem bestimmten Gewicht für die Wartungstechniker gut zu handhaben. Ein hohes Gewicht der mobilen Hebevorrichtung verursacht weitere Arbeitsschritte und erhöht den Arbeitsaufwand vor Ort. Als Beispiel für eine mobile Hebevorrichtung dient hier der elektrische Kettenzug CPE-100 der Firma YALE mit einer maximalen Traglast von bis zu 10t (Abbildung 4.4).

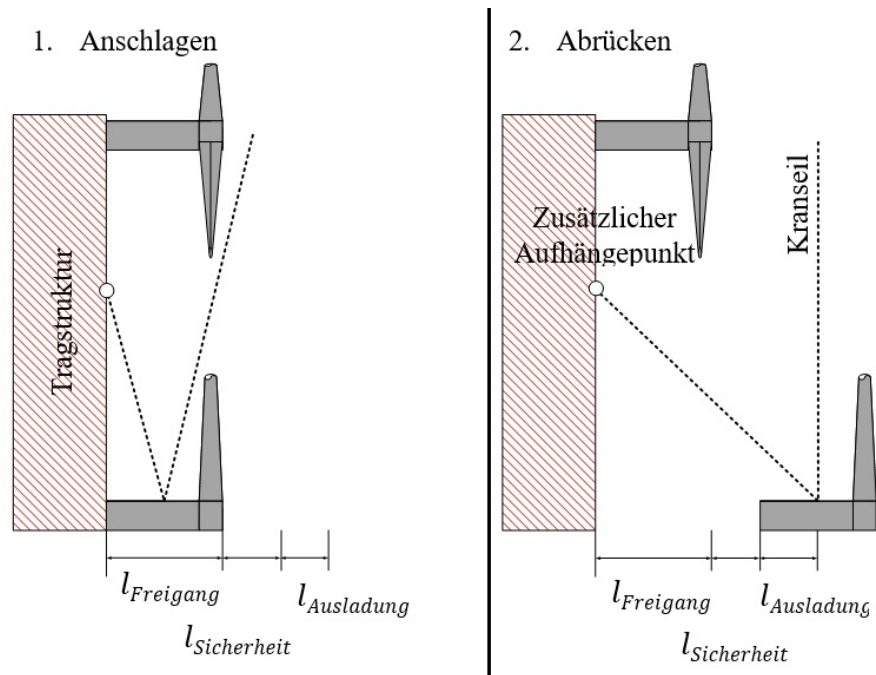


Abbildung 4.3: Abrücken einer Rotor gondel mit zusätzlichem Aufhängepunkt [Eigene Darstellung]



Abbildung 4.4: Elektrokettenszug CPE 100 der Firma YALE [8]



### 4.1.3 Zentrale Konzepte

Bei den zentralen Krankonzepten bestehen zwei Varianten, die Bewegungsmöglichkeit des Kranes zu unterteilen. Einerseits kann ein stationärer Kran in oder auf der Tragstruktur so angeordnet werden, dass dieser mit einem langen Ausleger alle Rotorgondelbaugruppen erreichen kann. Andererseits kann ein mobiler Kran auf der Tragstruktur positioniert werden, der sich über die Breite der Tragstruktur bewegen kann und damit einen kleineren Ausleger benötigt.

Der stationäre Kran müsste über eine hohe Reichweite verfügen. Wird der Kran mittig auf der Tragstruktur angeordnet, muss die Ausladung mindestens der halben Breite der Tragstruktur entsprechen. Das bedeutet für die vorliegenden MRWEA-Entwürfe, dass der Wartungskran über eine Mindestausladung von 139 m beim MR14-Entwurf und von 155 m beim MR45-Entwurf verfügen muss. Krane mit solchen Ausladungen sind technisch möglich, zählen aber zu den leistungsfähigsten der Welt und kommen aufgrund ihrer Größe und des Gewichtes nicht als Wartungskran in Frage. [38]

Ein mobiler Zentralkran muss über die gesamte Breite der Tragstruktur verfahrbar sein können. Eine Positionierung auf der Tragstruktur bietet die Vorteile, dass die benötigte Kranausladung minimiert wird und der Kran frei bewegbar ist. Auch eine Positionierung des Kranes in der zweithöchsten Rotorzeile ist denkbar, da der Kran insgesamt drei Rotorzeilen, zwei unterhalb und eine oberhalb des Kranes, direkt erreichen könnte. Diese Positionierungsvariante wird im weiteren Verlauf jedoch nicht berücksichtigt, da die Machbarkeit aufgrund der eingeschränkten Bewegungsfreiheit und problematischen Erreichbarkeit der oberen Rotorzeile nicht erfüllt ist.

Wird die Tragstruktur beider MR-Entwürfe betrachtet, wird deutlich, dass ein Kran auf dem MR14-Entwurf über die gesamte Breite der MRWEA auf der Tragstruktur verfahren kann. Der MR45-Entwurf verfügt im oberen Bereich der Tragstruktur jedoch über eine abnehmende Anzahl von Rotoren ab Zeile 4. So kann ein Kran nicht über die gesamte Breite der Tragstruktur verfahren und die jeweils äußeren 4 Spalten nicht erreichen. Für dieses Problem bieten sich drei Lösungsmöglichkeiten an (Abbildung 4.5). Die erste besteht darin, die Fahrbahn des Wartungskranes über die Breite der gesamten Tragstruktur zu erweitern. Bei der zweiten Lösungsmöglichkeit wird die Ausladung des Kranes so weit vergrößert, dass dieser die verbleibenden vier Rotorspalten von der äußersten Position der obersten Zeile erreichen kann. Als dritte Lösungsmöglichkeit können beide vorherigen Vorschläge miteinander kombiniert werden. Hier bietet der MR14-Entwurf mit seiner stetig steigenden Anzahl von Rotoren pro Zeile deutliche Vorteile gegenüber dem MR45-Entwurf. Da der Vorteil des mobilen Zentralkranes insbesondere darin liegt, mit einer relativ geringen Ausladung alle Rotorgondeln erreichen zu können, werden die Lösungsmöglichkeiten 2 und 3 in der weiteren Arbeit nicht berücksichtigt, da sie diesen Vorteil abschwächen oder gar zunichtemachen.

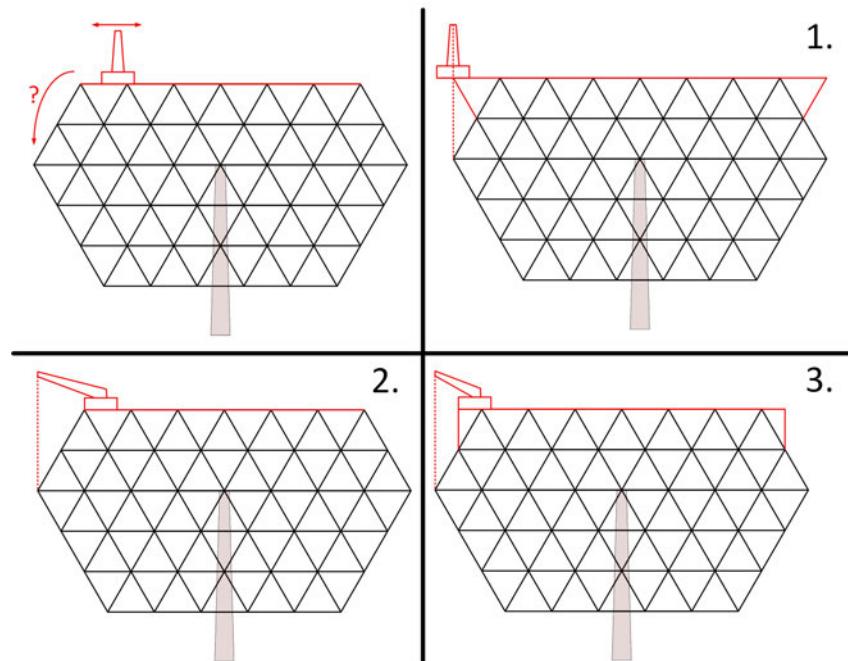


Abbildung 4.5: Zentrales Krankonzept auf dem MR45-Entwurf: Problem und Lösungen für das Anfahren der äußersten Rotoren [Eigene Darstellung]

## Krantypen

Für den Einsatz mobiler Krane auf der Tragstruktur kommen verschiedene Krantypen wie Brückenkrane, Turmdrehkrane oder Teleskopdrehkrane in Frage, welche in Abbildung 4.6 auf der Tragstruktur dargestellt sind. In den folgenden Absätzen werden die drei verschiedenen Krantypen bezüglich ihres Einsatzes auf der MRWEA beschrieben und deren Vor- und Nachteile diskutiert. Als Fahrbahn für alle Krantypen werden Gleise gewählt, auf deren Schienen sich die Krane bewegen können.

Für alle drei gewählten Krantypen gibt es in der Praxis eine Vielzahl von Beispielen von einem Einsatz als gleisgebundene Mobilkrane. Daher kann davon ausgegangen werden, dass alle drei Krantypen auf der MRWEA technisch umgesetzt werden können. Alle drei Krantypen haben gemeinsam, dass sie das Lastmoment nicht auf die Tragstruktur übertragen können und somit dieses mit dem Eigengewicht und zusätzlichen Ballast- oder Gegengewichten ausgleichen müssen.

Brückenkrane sind eine Sonderform von Portalkranen und werden unter anderem für den Containerumschlag in Häfen genutzt. Für den Einsatz von Brückenkranen auf der MRWEA kann sich an diesen Hafenkränen orientiert werden. Bei einem Brückenkran läuft am waagerechten Ausleger eine Seilzuglaufkatze entlang. Dieser Ausleger kann entweder starr oder klappbar als Wippausleger am Kran befestigt werden. Der Ausleger ist quer zur Laufbahn angeordnet und ist nicht drehbar, daher muss dieser immer über einer Rotorgondel zentriert werden, um an dieser Arbeiten durchführen zu können. Das bedeutet für die äußeren Rotorgondeln, dass die Fahrbahn des Kranes geringfügig über die Breite der Tragstruktur hinausgehen muss. Der Brückenkran kann so konstruiert werden, dass er entweder nur einen Ausleger

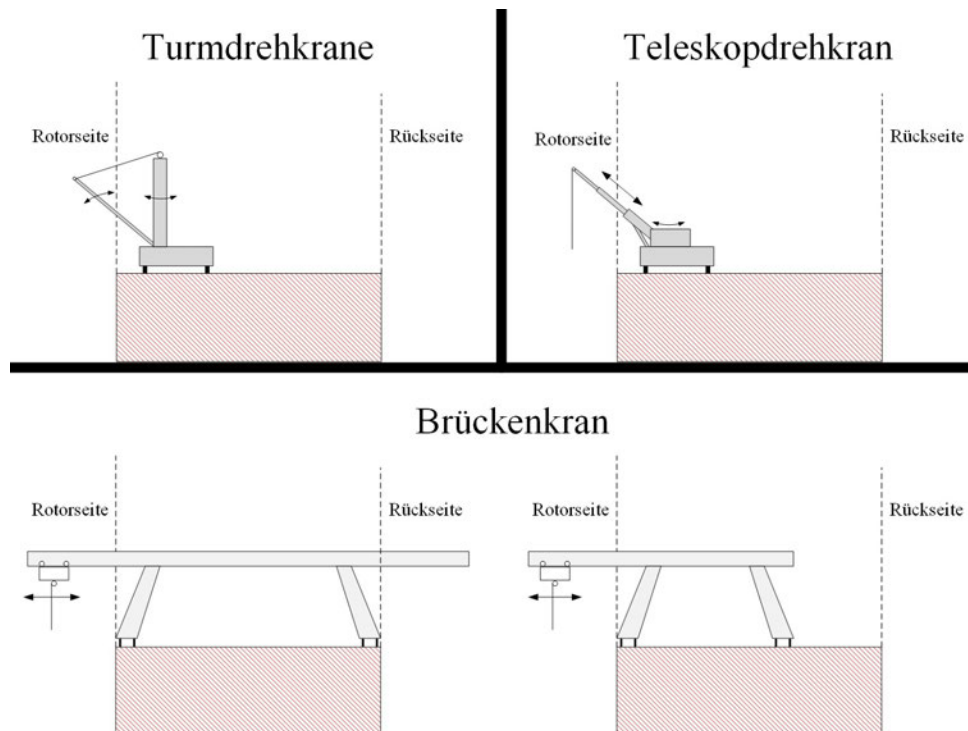


Abbildung 4.6: Zentrales Krankonzept: Krantypen [Eigene Darstellung]

auf der Rotorseite oder auf beiden Seiten der Tragstruktur besitzt. Dabei muss eine Verlängerung des Brückenkranes über die Rückseite der Tragstruktur nicht unbedingt zu einem höheren Gesamtgewicht führen, wenn dadurch evtl. benötigte Gegengewichte eines kürzeren Kranes wegfallen können. [22]

Um während des Betriebes eine Kollision des Auslegers mit den Rotoren zu vermeiden, kann bei einem starren Ausleger einerseits der Kran so hoch konstruiert werden, dass dieser über die Rotorflächen hinausragt, oder andererseits sieht der Entwurf der MRWEA eine Lücke zwischen den Rotoren als Parkposition vor. Hier liegt es jedoch nahe, für die MRWEA einen Brückenkran mit Wippausleger zu benutzen. Dies hat jedoch zur Folge, dass der Strömungswiderstand des Kranes in Parkposition steigt. Wird angenommen, dass die MRWEA immer frontal zum Wind ausgerichtet ist, führt der aufgeklappte Ausleger für einen zusätzlichen Windwiderstand. Grundsätzlich ist der Strömungswiderstand von Brückenkränen trotz ihres teils fachwerkartigen Aufbaus als hoch einzuschätzen, da die Kranstruktur und der Ausleger verhältnismäßig breit sind und das Maschinenhaus auf der Höhe des Auslegers positioniert ist. Damit bietet dieser Kran dem Wind eine verhältnismäßige große projizierte Fläche. Hinsichtlich der technischen Komplexität und damit der Zuverlässigkeit ist der Brückenkran im Vergleich zu den beiden anderen Krantypen, durch z. B. den fehlenden Drehmechanismus und die Verwendung von elektrischen Winden und Drähten für die Laufkatze und Haken, einfach konstruiert. Jedoch wirkt sich die Größe des Kranes auch negativ auf die Wartung und Instandhaltung des Kranes aus, da die verschiedenen Bauteile des Kranes wahrscheinlich nicht ohne weitere Hilfsmittel repariert werden können. Namenhafte Hersteller für Brückenkrane sind z. B. KOCKS ARDEL, LIEBHERR oder KALMAR. [22, 13]

Mobile Turmdrehkrane kommen z. B. in Häfen für den Umschlag von Stück- und Schüttgütern zum Einsatz. Bei dem Turmdrehkran ist der schlanke drehbare Turm auf dem gleisgebundenen Unterwagen angeordnet. Der Wippausleger wird am unteren Ende des Turmes gelagert und vom oberen Ende des Turmes getragen. Die Ausladung des Turmes wird über das Heben und Senken des Auslegers durch die Drähte des Wippwerks eingestellt. Der Turm ist um  $360^\circ$  drehbar.

Dies bietet gegenüber dem Brückenkran die Vorteile, dass der Kran nicht über der zu bewegenden Rotor gondel zentriert werden muss, er auch seitlich der Tragstruktur arbeiten kann und der Ausleger bei Nichtbenutzung des Kranes einfach aus den Rotorflächen gedreht werden kann. Auch das Arbeiten hinter der Tragstruktur ist möglich, wenn der Kran über eine ausreichende Ausladung verfügt. Turm und Ausleger werden aufgrund der Windkräfte sowie aus Gewichtsgründen oft in Fachwerkbauweise konstruiert. Daher kann für den Turmdrehkran angenommen werden, dass der Strömungswiderstand des Kranes gegenüber dem Wind geringer ist als bei einem vergleichbaren Brückenkran. Technisch ist der Turmdrehkran mit seinen windengesteuerten Hub- und Wippwerk ähnlich einfach wie der Brückenkran konstruiert. Er verzichtet zwar auf ein zusätzliches Fahrwerk für die Auslegerkatze, verfügt dagegen aber über einen zusätzlichen Mechanismus für das Drehwerk. Daher ist die Zuverlässigkeit vom Turmdrehkran als ähnlich hoch einzuschätzen wie beim Brückenkran. Auch liegen eine Vielzahl von Erfahrungen mit diesem Krantyp im maritimen Bereich vor, z. B. als Mobilkran im Hafen oder Bordkran auf Schiffen.. Hersteller für mobile Turmdrehkrane sind z. B. LIEBHERR oder GOTTWALD. [22, 13]

Mobile Teleskopdrehkrane sind weit verbreitet in mobilen Anwendungen als Autokrane oder Schienendrehkrane bei der Bahn. Die Besonderheit des Kranes liegt darin, dass der Ausleger teleskopierbar ist. So kann die Länge des Auslegers über eine Hydraulik verändert werden. Der Ausleger wird über einen Wippzylinder gehoben oder gesenkt. Damit lässt sich die Ausladung des Kranes entweder über den Wippzylinder oder der Teleskophydraulik einstellen.

Der Kran ist um  $360^\circ$  drehbar und bietet mit seinem Arbeitsradius und seiner Parkmöglichkeit dieselben Vorteile wie der Turmdrehkran. Außerdem kann der Teleskopdrehkran während der Nichtbenutzung seinen Ausleger nahezu komplett einfahren. Dies bietet auch den Vorteil, dass der Teleskopdrehkran seinen Strömungswiderstand gegenüber dem Wind minimieren kann und besitzt damit im Vergleich zu den anderen Krantypen den geringsten Windwiderstand. Dagegen ist der Teleskopdrehkran deutlich komplexer aufgebaut und weist mit seinem Teleskopmechanismus und seinen hydraulischen Systemen von allen drei Krantypen die meisten potenziellen Fehlerquellen auf. Zwar konnten keine Informationen über den dauerhaften Einsatz von mobilen Teleskopdrehkranen in maritimer Atmosphäre recherchiert werden, dafür gibt es eine Vielzahl von Erfahrungen mit stationären Teleskopdrehkranen auf Schiffen und Bohrseln [18]. Hersteller von mobilen Kranen sind z. B. LIEBHERR, KIROW ARDEL oder GOTTWALD. [22]

Aus den bisher beschriebenen Eigenschaften kann gefolgert werden, dass der Einsatz von Brückenkranen aufgrund seiner relativ geringen Beweglichkeit und hohen Windangriffsfläche für den Einsatz auf einer MRWEA wahrscheinlich nicht in Frage kommt. Turm- und Teleskopdrehkrane bieten jeweils unterschied-

liche Vorteile. Der Teleskopdrehkran bietet eine sehr geringe Windangriffsfläche und der Turmdrehkran überzeugt mit seiner einfachen Bauweise. Hier kann erst nach der Abschätzung des Gesamtgewichtes endgültig beurteilt werden, welcher der Krantypen sich für den Einsatz als Wartungskran auf der MRWEA am Besten eignet. Das potenziell erwartbare Gewicht von Teleskopdrehkränen und Turmdrehkränen wird in Abschnitt 4.2 geschätzt, wobei aufgrund der hier bereits genannten Nachteile keine Abschätzung für Brückenkranen angestellt wird.

#### 4.1.4 Dezentrale Krankonzepte

Dezentrale Krankonzepte können nach der Erreichbarkeit der Rotorgondeln durch die Krane differenziert werden. Dabei ist eine Einteilung in eine spaltenweise, zeilenweise oder flächenweise Zuordnung der Krane zu den Rotorgondeln möglich (Abbildung 4.7).

Bei einer spaltenweisen Zuordnung können die Krane jeweils eine oder mehrere Rotorspalten erreichen. Werden die Krane zeilenweise zugeordnet, können sich die Krane in einer Zeile über die gesamte Breite der Zeilen bewegen und so eine oder mehrere Rotorzeilen erreichen. Bei einer flächenweisen Zuordnung können die Krane eine oder mehrere Rotorgondeln erreichen, was z. B. durch eine Mischung von spaltenweiser und zeilenweiser Zuordnung der Krane erreicht werden kann. In den folgenden Absätzen werden die einzelnen Konzepte näher erläutert, mögliche Krantypen vorgestellt und die Vor- und Nachteile genannt. Abschließend werden die dezentralen Krankonzepte dahingehend bewertet, ob eine Realisierung der beschriebenen Konzepte am Beispiel des MR14- und MR45-Entwurfes möglich ist.

##### Spaltenweise Zuordnung:

Für eine spaltenweise Zuordnung der Krane kommen fest verbaute Krane mit z. B. Wipp, Falt- oder Teleskopausleger in Frage, wobei Krane mit Wippausleger vergleichsweise leicht und einfach konstruiert

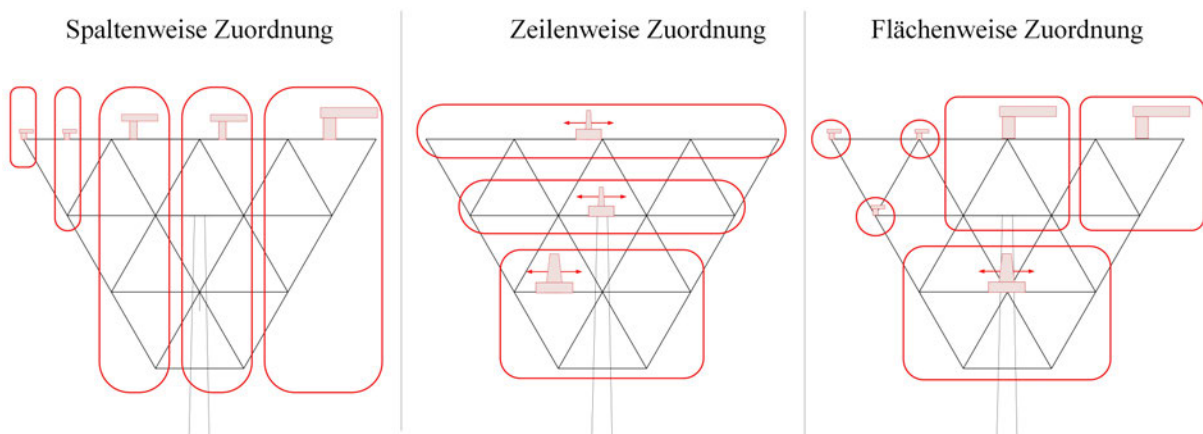


Abbildung 4.7: Dezentrale Krankonzepte [Eigene Darstellung]

sind und für den Einsatz auf einer MRWEA zu bevorzugen sind. Das benötigte Hubgewicht hängt, wie beim zentralen Krankonzept, vom maximal zu erwartenden Bauteilgewicht ab. Die benötigte Ausladung hängt dagegen davon ab, wie viele Spalten einem Kran zugeordnet sind. So wird die kleinste benötigte Ausladung für den Fall erreicht, dass ein Kran jeweils einer Rotorspalte zugeordnet ist. In diesem Spezialfall muss der Kran nicht über ein Drehwerk verfügen. Umso mehr Spalten der Kran erreichen muss, desto höher muss die benötigte Ausladung sein. Dies hat zur Folge, dass mit steigender Anzahl der zugeordneten Rotorspalten auch das Krangewicht steigt. Das Gesamtgewicht des Krankonzeptes berechnet sich über die Summe der einzelnen Krangewichte. Daher muss in jedem Fall überprüft werden, ob wenige schwere oder viele leichte Krane zum geringsten Gesamtgewicht führen. Fest installierte Krane können im Gegensatz zu den Mobilkranen das Lastmoment auf die Tragstruktur übertragen. Dies bietet den Vorteil, dass ein solcher Kran kein Ballastgewicht benötigt und ein vergleichsweise geringes Gewicht aufweist. Ob evtl. benötigte Verstärkungen der Tragstruktur für die festen Krane benötigt werden und wie diese sich auf das Gesamtgewicht auswirken, wird in dieser Arbeit nicht weiter betrachtet. Oben genannte Krantypen sind in der maritimen Industrie weit verbreitet und es liegen zahlreiche Einsatzerfahrungen vor. Der Strömungswiderstand der Krane gegenüber dem Wind ist abhängig von der Anzahl der Krane und dem einzelnen Strömungswiderstand. Ein einzelner Kran hat einen vergleichsweise geringen Strömungswiderstand, jedoch kann dieser in der Summe deutlich größer ausfallen. Technisch ist ein dezentrales Krankonzept mit spaltenweiser Zuordnung umsetzbar. Ein Vorteil der spaltenweise Zuordnung liegt auch darin, dass in mehreren Spalten parallel gearbeitet werden kann.

### **Zeilenweise Zuordnung:**

Bei der zeilenweisen Zuordnung der Rotorgondeln werden verfahrbare Krane in den Rotorzeilen der Tragstruktur platziert. So werden die Rotorgondeln von einer oder mehreren Zeilen die Kranen zugeordnet. Für die oberste Zeile kann ein Mobilkran auf der Tragstruktur, wie beim zentralen Krankonzept (Abschnitt 4.1.3) positioniert werden. Dabei erscheint eine Zuordnung von mehr als zwei Rotorzeilen nicht sinnvoll, da dadurch wiederum das Problem mit der Erreichbarkeit untereinanderliegender Rotorgondeln gelöst werden muss. Für die verfahrbaren Krane unterhalb der obersten Reihe liegt das Hauptproblem im sehr geringen Platzangebot innerhalb oder vor der Tragstruktur. Es kommen z. B. Einschienenkrane, Portalkrane mit Auslegerkatze oder Wandlaufkrane in Frage (Abbildung 4.8). Portalkrane mit Auslegerkatze bewegen sich innerhalb der Tragstruktur und benötigen daher den gesamten Raum in die Tiefe der Struktur. Daher ist bei einem durchgesteckten Turm der Einsatz dieses Krantyps im unteren Bereich nicht möglich. Portalkrane mit Auslegerkatze werden in ähnlicher Bauweise in der Seefahrt eingesetzt und werden z. B. vom Hersteller ACEBI hergestellt. Krane mit weniger Platzbedarf, die auch im Bereich des Turmes verfahren werden können, sind Einschienenkrane oder Wandlaufkrane, wobei die Einschienenkrane in der Tragstruktur und Wandlaufkrane vor der Tragstruktur angebracht werden können. Beide Krane laufen in einer oben und unten angeordneten Schiene, wobei die untere Schiene die Gewichtskraft des Kranes und die obere Schiene das Lastmoment überträgt. Der Einschienenkran hat einen beweglichen Ausleger. Wird der Einschienenkran verfahren oder nicht verwendet, wird der Ausleger aufgerichtet, sodass sich dieser vollständig innerhalb der Tragstruktur befindet. Für Kranoperationen wird der Ausleger an der

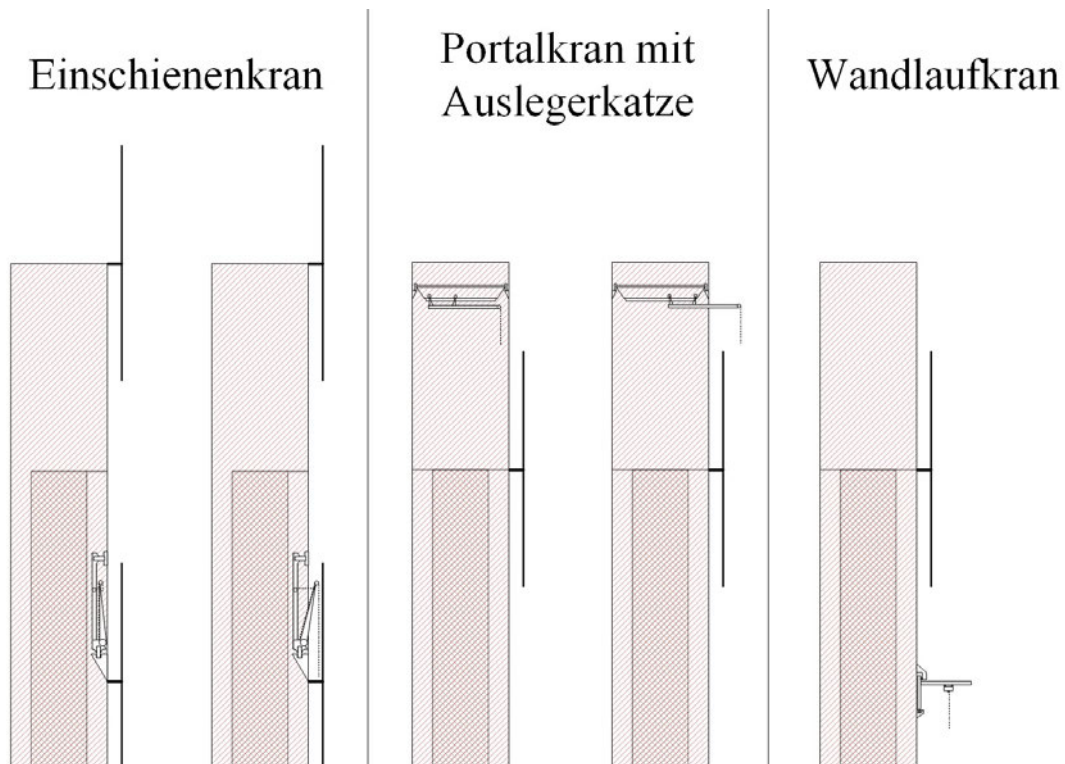


Abbildung 4.8: Dezentrales Krankonzept: Krantypen für die reihenweise Zuordnung [Eigene Darstellung]

Rotorgondel abgesenkt. Vorteil ist der geringe Platzbedarf. Jedoch gibt es keine praktischen Beispiele für die Umsetzung eines solchen Kranes. Wandlaufkrane fahren vor der Tragstruktur und verfügen über einen starren Ausleger mit Laufkatze. Vorteil ist die vergleichsweise sehr einfache Bauart. Es gibt eine Vielzahl von Einsatzbeispielen in Werkshallen und Fabriken, jedoch nicht in maritimer Atmosphäre. Hersteller sind z. B. ABUS CRANES oder PELLOBY. Die Positionierung des Kranes vor der Tragstruktur wirkt sich negativ auf den Blattfreigang der Rotoren aus, der z. B. aufgrund der Schienen vor der Tragstruktur vergrößert werden muss. Ein paralleles Arbeiten mit den Kranen ist nur dann möglich, wenn die Arbeiten nicht in derselben Rotorspalte stattfinden.

#### Flächenweise Zuordnung:

Bei der flächenweisen Zuordnung der Kran werden diese einem bestimmten Bereich von Rotoren zugeordnet, z. B. mit einer Mischung von spaltenweiser und zeilenweiser Zuordnung der Rotorgondeln. Hierbei kann auf die bereits diskutierten Krantypen zurückgegriffen werden. Es kann auch jeder Rotorgondel eine eigene Hebevorrichtung zugeordnet sein. Ebenfalls ist ein transportabler Kran, der an der zu bewegenden Rotorgondel aufgebaut wird, denkbar. Eine solche Lösung ist jedoch nur bei sehr geringen Anforderungen an das Hubgewicht und an die Ausladung praktikabel.

Werden die drei vorgestellten Zuordnungsvarianten betrachtet, erscheint die spaltenweise Zuordnung der Krane am vielversprechendsten zu sein.

Die ist vor allem auf die Verfügbarkeit von technischen Lösungen, die relativ einfache Bauweise der Krane und die Möglichkeit des parallelen Arbeitens zurückzuführen. Die zeilenweise Zuordnung der Krane wird bei der weiteren Berechnung des Gewichtes nicht berücksichtigt, da dieses Konzept dem zentralen Krankonzept sehr ähnlich, die technische Umsetzung der Krane fraglich und ein paralleles Arbeiten nur eingeschränkt möglich ist. Auch die flächenweise Zuordnung der Krane wird nicht weiter verfolgt, da dieses Konzept eher als Ergänzung von zentralen und dezentralen Krankonzepten angesehen werden kann.

## 4.2 Anwendung der Krankonzepte

Um das Gewicht der Krankonzepte aus Abschnitt 4.1.3 einschätzen und miteinander vergleichen zu können, werden diese in einfacher Form auf den MR14- und MR45-Entwurf angewandt. Dafür werden zunächst die benötigten Hubgewichte, Ausladungen und die maximalen Lastmomente für die beiden Entwürfe mit den beiden unterschiedlichen Abrückverfahren berechnet. Die Kranhersteller LIEBHERR, KIROW ARDEL und PALFINGER stellen Informationen zu verschiedenen Krantypen zur Verfügung, aus denen die passenden Krane gewählt und deren Gewichte bestimmt werden können. Für die zentralen Krankonzepte wird über das Eigengewicht der Krane hinaus auch das Gewicht der Gleise abgeschätzt, die für die Mobilität des Kranes notwendig sind. Bei den Abschätzungen der Krangewichte bleibt unberücksichtigt, welche Folgen das zusätzliche Gewicht der Krane und deren Anbindung an die MRWEA auf das Gewicht der Tragstruktur selber haben.

### 4.2.1 Anwendung auf MR14-Entwurf

In diesem Abschnitt werden die Krankonzepte auf den MR14-Entwurf angewendet. Zunächst werden die Anforderungen an die Krane formuliert und anschließend für das zentrale Krankonzept passende Teleskopdrehkrane und Turmdrehkrane ausgewählt. Beim dezentralen Krankonzept mit spaltenweiser Zuordnung werden stationäre Krane mit festen Auslegern für eine unterschiedliche Anzahl von erreichbaren Spalten erarbeitet.

Für die Anwendung des zentralen Krankonzeptes werden zuerst die benötigten Hubgewichte, Ausladungen und maximalen Lastmomente berechnet. Als das maximal zu erwartende Gewicht für den Kran wird das Gewicht der Gondel gewählt, welches 24.084 kg beträgt (Kapitel 2). Die benötigte Ausladung ist abhängig von dem Turmfreigang, dem Abrückverfahren sowie dem Sicherheitsabstand. Der Turmfreigang  $l_{Freigang}$  beträgt 7,3 m. Vereinfacht wird angenommen, dass der Turmfreigang der maximalen Distanz entspricht, die die Rotorgondeln mit Rotor von der Tragstruktur herausragen. Der Sicherheitsabstand zum Abrücken der Bauteile wird auf 3 m festgelegt. Im Sicherheitsabstand wird nicht nur der Abstand berücksichtigt, den die Bauteile beim Anheben und Absenken zu den anderen Rotorgondeln haben sollten, sondern es wird auch der Abstand berücksichtigt, den der Kran von der Vorderkante der Tragstruktur entfernt steht. Somit kann die benötigte Gesamtausladung über Gleichung 4.2 berechnet werden.



	MR14-Entwurf	
	Ausgleichstraverse	Zusätzlicher Aufhängepunkt
Benötigtes Hubgewicht[kg]	48.168	24.084
Benötigte Ausladung [m]	21,3	14,0
Maximales Lastmoment [kNm]	10.064,8	3.307,7

Tabelle 4.1: Anforderungen an die Mobilkrane beim MR14-Entwurf [Eigene Darstellung]

Die vom Abrückverfahren abhängigen Ausladungen wurden in Abschnitt 4.1.2 geschätzt. Für das Abrücken per Ausgleichstraverse wird der eineinhalbfache Abstand der Nabe zur Tragstruktur benötigt. Beim Abrücken mit zusätzlichem Aufhängepunkt entspricht die zusätzliche Ausladung dem halben Abstand der Nabe zur Tragstruktur. Das maximale Lastmoment wird über die maximale Ausladung und dem maximalen Hubgewicht über Gleichung 4.1 berechnet. Die daraus abgeleiteten Anforderungen an die Zentralkrane beim MR14-Entwurf sind in Tabelle 4.1 aufgelistet.

Bevor passende Krantypen ausgewählt werden, wird das zusätzliche Gewicht der Schienen abgeschätzt, welches über das Metergewicht der Schienen  $m_{\text{Metergewicht}}$  und die Breite der Tragstruktur  $w_{\text{Tragstruktur}}$  berechnet wird. Da das Metergewicht von der zu erwartenden Belastung der Schienen abhängt, ergeben sich für die beiden Abrückverfahren unterschiedliche Metergewichte. Das Metergewicht für das Abrückverfahren mit Ausgleichstraverse wird konservativ mit  $100 \frac{\text{kg}}{\text{m}}$  und für das Abrückverfahren mit zusätzlichem Aufhängepunkt mit  $50 \frac{\text{kg}}{\text{m}}$  geschätzt. Verlaufen zwei Schienen über die gesamte Breite der Tragstruktur, kann das Gewicht der Schienen mit Gleichung 4.3 berechnet werden. [42]

$$m_{\text{Gleis}} = 2 \cdot m_{\text{Metergewicht}} \cdot w_{\text{Tragstruktur}} \quad (4.3)$$

Daraus ergeben sich Gleisgewichte von 55.540kg beim Abrücken mit Ausgleichstraverse und 27.770kg beim Abrücken mit zusätzlichem Aufhängepunkt.

Als Krane, die die Rotorgondeln mit Ausgleichstraverse abrücken, kommen als mobile Teleskopdrehkrane der LTM 1400-7.1 von LIEBHERR sowie der MULTI TASKER KRC 1200 von KIROW in Frage. Der LTM 1400-7.1 hat ein Gesamtgewicht von 224.000kg bei einem Fahrzeuggewicht von 84.000kg und einem Ballastgewicht von 140.000kg. Der MULTI TASKER KRC 1200 hat ein Gesamtgewicht von 136.000kg bei einem Fahrzeuggewicht von 111.000kg und Ballastgewicht von 20.500kg. Das geringere Ballastgewicht des Multi Taskers gegenüber dem LIEBHERR Mobilkran ist auf die Teleskopierbarkeit des Ballastgewichtes zurückzuführen. Damit lässt sich ein steigendes Lastmoment mit gleichbleibendem Ballastgewicht über die Verlängerung des Hebels ausgleichen. Als Turmdrehkran wird der LHM 550 der Firma LIEBHERR mit einem Gesamtgewicht von 439.000kg gewählt. Hier wird deutlich, dass vergleichbare Turmdrehkrane deutlich höhere Gesamtgewichten aufweisen. [37, 35, 54, 33]

Als Mobilkran, der die Rotorgondeln mit zusätzlichem Aufhängepunkt abrücken kann, eignen sich als Teleskopdrehkran der LTM 1160-5.2 der Firma LIEBHERR mit einem Gesamtgewicht von 80.000kg bei einem Fahrzeuggewicht von 60.000kg und einem Ballastgewicht von 20.000kg. Ein passender

Abrückmethode	Krantyp	Bezeichnung	Gesamtgewicht Fahrzeug [kg]	Gesamtgewicht mit Gleisen[kg]
Ausgleichstraverse	Teleskopkran	LTM 1400-7.1	224.000	279.540
Ausgleichstraverse	Teleskopkran	MULTI TASKER 1200	136.000	191.400
Ausgleichstraverse	Turmkrane	LHM 550	439.000	494.400
zus. Aufhängepunkt	Teleskopkran	LTM 1160-5.2	80.000	107.770
zus. Aufhängepunkt	Teleskopkran	MULTI TASKER 910	104.000	131.770
zus. Aufhängepunkt	Turmkrane	LHM 120	124.000	151.770

Tabelle 4.2: Übersicht der ausgewählten Mobilkrane beim MR14-Entwurf [Eigene Darstellung]

Schienen Drehkran von KIROW ARDELT ist der MULTI TASKER 910 mit einem Gesamtgewicht von 124.000kg bei einem Fahrzeuggewicht von 104.000kg und einem Ballastgewicht von 20.000kg. Als Turmdrehkran kommt der LHM 120 mit einem Gesamtgewicht von 124.000kg in Frage. [41, 55, 36]

Tabelle 4.2 zeigt eine Übersicht der ausgewählten Mobilkrane für den MR14-Entwurf.

Auch für die Anwendung des dezentralen Krankonzeptes müssen die Ausladung und das maximale Lastmoment berechnet werden. Die benötigten Hubgewichte für beide Abrückverfahren können der Tabelle 4.1 entnommen werden. Die benötigte Kranausladung  $l_{Ausladung,dezentral}$  berechnet sich über die notwendige Ausladung orthogonal zur Tragstruktur  $l_{Ausladung,gesamt}$ , über den Abstand der zweier Rotorspalten  $l_{Spaltenabstand}$  und über die Anzahl  $n$  der zu erreichenden Rotorspalten nach Gleichung 4.4. Der Abstand zweier Rotorspalten beträgt beim MR14-Entwurf 34,7m.

$$l_{Ausladung,dezentral} = \sqrt{(l_{Ausladung,gesamt})^2 + (l_{Spaltenabstand} \cdot 0,5 \cdot (n - 1))^2} \quad (4.4)$$

Das maximale Lastmoment berechnet sich nach Gleichung 4.1. Aus diesen Anforderungen werden passende maritime Krane mit festem Ausleger des Herstellers PALFINGER ausgewählt. Über das Einzelgewicht der Krane sowie über die benötigte Anzahl der Krane lässt sich das Gesamtgewicht berechnen. Die Anzahl der erforderlichen Krane berechnet sich aus der Anzahl der Spalten, die beim MR14-Entwurf 9 beträgt, und aus den zugeordneten Rotorspalten, wobei das Ergebnis auf ganze Zahlen aufgerundet wird. Beim Abrücken der Rotorgondeln per Ausgleichstraverse können die Krane bis zu 4 und beim Abrücken mit zusätzlichem Aufhängepunkt bis zu 5 Rotorspalten erreichen. Die Ergebnisse werden in Tabelle 4.3 dargestellt.

Das Krankonzept mit dem geringsten Gesamtgewicht von ca. 108.000kg ist ein zentrales Krankonzept mit Mobilkran, bei der die Rotorgondeln mit einem zusätzlichen Aufhängepunkt abgerückt werden. Das dezentrale Krankonzept mit dem geringsten Gesamtgewicht wiegt 180.000kg und kann entweder über neun oder drei fest installierte Krane realisiert werden. Das leichteste Krankonzept mit Ausgleichstraverse

Erreichbare Spalten	Mit Ausgleichstraverse			
	1	2	3	4
Anzahl benötigter Krane	9	5	3	3
Benötigte Kranausladung [m]	17,6	24,7	38,9	55,00
Maximales Lastmoment [kNm]	10.041	12.965	19.232	26.574
PALFINGER Typ	DK1200	DK1600	DK2000	DK3000
Gewicht pro Kran [kg]	85.000	120.000	160.000	160.000
Gesamtgewicht	765.000	600.000	480.000	480.000

Erreichbare Spalten	Mit zus. Aufhängepunkt				
	1	2	3	4	5
Anzahl benötigter Krane	9	5	3	3	2
Benötigte Kranausladung [m]	14,0	22,3	37,4	53,9	70,8
Maximales Lastmoment [kNm]	3.296	5.261	8.839	12.736	16.731
PALFINGER Typ	DK400	DK800	DK1000	DK1600	DK200
Gewicht pro Kran [kg]	20.000	45.000	60.000	120.000	160.000
Gesamtgewicht	180.000	225.000	180.000	360.000	320.000

Tabelle 4.3: Dezentrales Krankonzept für den MR14-Entwurf [Eigene Darstellung]

ist ein mobiler Teleskopdrehkran mit 192.000 kg. Bei einer dezentralen Anordnung von fest installierten Kranen liegt das Gesamtgewicht für dieses Abrückverfahren bei mindestens 480.000 kg.

Grundsätzlich lässt sich beim MR14-Entwurf beobachten, dass die höheren erforderlichen Ausladungen und Hubgewichte durch das Abrücken per Ausgleichstraverse unabhängig davon, ob es sich um eine zentrale oder dezentrale Anordnung handelt, zu deutlich höheren Krangewichten führen. Bei Zentralkranen weisen die Teleskopdrehkrane die geringsten Eigengewichte von den vorgeschlagenen Krantypen auf, Turmdrehkrane sind deutlich schwerer als Teleskopdrehkrane.

#### 4.2.2 Anwendung auf MR45-Entwurf

In diesem Abschnitt werden die Krankonzepte auf den Entwurf des MR45 angewandt. Wie im vorherigen Abschnitt, werden zunächst die zentralen Krankonzepte und anschließend die dezentralen Krankonzepte bearbeitet.

Das maximale Lastmoment wird über Gleichung 4.1 mit dem Hubgewicht und der benötigten Ausladung berechnet. Auch hier wird das Gondelgewicht als maximal zu erwartendes Gewicht gewählt. Dieses beträgt 4.179 kg (Kapitel 2). Der Turmfreigang beträgt 3,1 m und der Sicherheitsabstand wird mit 3 m gewählt. Für die Abrückverfahren per Ausgleichstraverse oder mit einem zusätzlichen Aufhängepunkt werden dieselben Faktoren für die benötigten Abrückdistanzen wie bereits bei der Anwendung am MR14-Entwurf gewählt. Die daraus resultierenden Anforderungen an den Kran sind in Tabelle 4.4 aufgelistet.

Das zusätzliche Gewicht durch die Schienen wird über Gleichung 4.3 berechnet. Da die absolute Differenz zwischen den benötigten Hubgewichten beider Abrückverfahren nicht so hoch ausfällt wie beim MR14-

	MR45-Entwurf	
	Ausgleichstraverse	Zusätzlicher Aufhängepunkt
Benötigtes Hubgewicht [kg]	8.358	4.179
Benötigte Ausladung [m]	10,8	7,7
Maximales Lastmoment [kNm]	885,5	315,7

Tabelle 4.4: Anforderungen an die Mobilkrane des MR45-Entwurfes [Eigene Darstellung]

Abrückmethode	Krantyp	Bezeichnung	Gesamtgewicht Fahrzeug [kg]	Gesamtgewicht mit Gleisen[kg]
Ausgleichstraverse	Teleskopkran	LTM 1050-3.1	34.800	50.290
zus. Aufhängepunkt	Teleskopkran	LTM 1030-2.1	24.000	39.490
Beide	Teleskopkran	MULTI TASKER 100	53.000	68.490

Tabelle 4.5: Übersicht der ausgewählten Mobilkrane beim MR45-Entwurf [Eigene Darstellung]

Entwurf, wird für beide Abrückverfahren ein Metergewicht von  $25 \frac{kg}{m}$  gewählt. Daraus ergibt sich ein Gleisgewicht von 15.490kg

Als zentrale Mobilkrane, die die Rotorgondeln per Ausgleichstraverse abrücken, kommen die Teleskopkrane LTM 1050-3.1 von LIEBHERR und der MULTI TASKER 100 von KIROW ARDEL in Frage. Der LTM1050-3.1 hat ein Gesamtgewicht von 34.800kg bei einem Fahrzeuggewicht von 29.000kg und einem Ballastgewicht von 5.800kg. Der Schienendrehkran MULTI TASKER 100 hat ein Gesamtgewicht von 53.000kg. Es konnte bei der Recherche kein Turmdrehkran gefunden werden, welcher eine ähnlich geringe Gesamtmasse aufweist. [40, 32, 33]

Für das Abrücken der Rotorgondeln mit zusätzlichem Aufhängepunkt durch einen mobilen Zentralkran können die Teleskopkrane LTM 1030-2.1 von LIEBHERR und ebenfalls der MULTI TASKER 100 gewählt werden. Der LTM 1030-2.1 hat ein Gesamtgewicht von 24.000kg bei einem Fahrzeuggewicht von 21.700kg und einem Ballastgewicht von 2.300kg. [39]

Tabelle 4.5 enthält eine Übersicht der mobilen Krantypen und deren Gewichte.

Für die Anwendung des dezentralen Krankonzeptes werden die Ausladungen und maximalen Lastmomente berechnet. Die benötigten Hubgewichte können der Tabelle 4.4 entnommen werden. Die erforderliche Ausladung berechnet sich mit der Ausladung aus Tabelle 4.4, mit dem Abstand zwischen den einzelnen Rotorspalten sowie mit der Anzahl der zugeordneten Rotorspalten. Der Abstand zwischen den Rotorspalten beträgt 19,4m bei einer Spaltenanzahl von 17.

Die Ausladung wird mit Gleichung 4.4 und das maximale Lastmoment über Gleichung 4.1 berechnet. Wie beim MR14 werden passende maritime Krane des Herstellers PALFINGER gewählt. Aus dem Einzelgewicht und der Anzahl der Krane ergibt sich das Gesamtgewicht der Krananordnung. Die Krane können für beide Abrückverfahren bis zu 6 Rotorspalten erreichen. Die Ergebnisse werden in Tabelle 4.7 dargestellt.

Erreichbare Spalten	Mit Ausgleichstraverse					
	1	2	3	4	5	6
Anzahl benötigter Krane	17	9	6	5	4	3
Benötigte Kranausladung [m]	9,2	13,4	21,4	30,5	39,8	49,3
Benötigtes Hubmoment [kNm]	881	1.186	1.815	2.539	3.295	4.065
PALFINGER Typ	DK220	DK220	DK220	DK400	DK800	DK1600
Gewicht pro Kran [kg]	15.000	15.000	15.000	20.000	45.000	120.000
Gesamtgewicht	255.000	135.000	90.000	100.000	180.000	360.000
Erreichbare Spalten	Mit zus. Aufhängepunkt					
	1	2	3	4	5	6
Anzahl benötigter Krane	17	9	6	5	4	3
Benötigte Kranausladung [m]	7,7	12,3	20,8	30,0	39,5	49,0
Benötigtes Hubmoment [kNm]	314	506	854	1.231	1.618	2.009
PALFINGER Typ	PSM1500	PSM1500	PSM1500	DK300	DK800	DK1600
Gewicht pro Kran [kg]	11.300	11.300	11.300	17.500	45.000	120.000
Gesamtgewicht	192.100	101.700	67.800	87.500	180.000	12.313

Tabelle 4.7: Dezentrales Krankkonzept für den MR45-Entwurf [Eigene Darstellung]

Das leichteste Krankkonzept für den MR45-Entwurf ist ein mobiler Teleskopdrehkran mit einem Gewicht von 39.490 kg, welcher die Rotorgondeln über zusätzliche Aufhängepunkte abrückt. Mit 45.490 kg geringfügig schwerer ist ein zentraler mobiler Teleskopdrehkran, welcher die Rotorgondeln per Ausgleichstraverse abrückt. Das leichteste dezentrale Krankkonzept wiegt 67.800 kg und besteht aus insgesamt 6 Kranen, welche die Rotorgondeln über zusätzliche Aufhängepunkte abrücken. Das leichteste dezentrale Konzept, welches die Rotorgondeln per Ausgleichstraverse abrückt, wiegt insgesamt 90.000 kg.

Auch hier lässt sich beobachten, dass das Abrücken der Rotorgondeln per Ausgleichstraverse zu höheren Krangewichten führt, auch wenn dieser Unterschied nicht so deutlich ausfällt wie beim MR14-Entwurf. Weiterhin stellt sich heraus, dass eine dezentrale Lösung beim MR45-Entwurf zu deutlich mehr Gewicht führt. Selbst mit insgesamt zwei gleisgebundenen Mobilkränen auf der Tragstruktur wäre ein zentrales Krankkonzept insgesamt leichter als ein dezentrales Krankkonzept.

### 4.3 Bewertung der Krankkonzepte

Für die vorgestellten Krankkonzepte für die Wartung und Instandhaltung stellt sich die Frage, welches die am Besten geeignete Variante darstellt und inwiefern sich die Rotoranzahl und damit das Gondelgewicht auf das Gesamtgewicht vom Kran auswirkt. Auch soll bewertet werden, welches der vorgestellten Abrückverfahren zu bevorzugen ist.

Zunächst werden die Abrückverfahren bewertet. Wird der Einfluss der Abrückverfahren auf das Gesamtgewicht der Krane beim MR14- und MR45-Entwurf betrachtet, wird deutlich, dass dieser besonders

bei hohen Rotorgondelgewichten signifikant ist. Dies ist darauf zurückzuführen, dass durch die Ausgleichstraverse ein höheres Hubgewicht und eine höhere Ausladung benötigt werden. Bei kleineren Rotorgondelgewichten, wie beim MR45, ist der Einfluss auf das Gesamtgewicht der Krane nicht so groß, da die absoluten Unterschiede von Hubgewicht, Ausladung und Hubmoment gegenüber dem Abrücken mit zusätzlichem Aufhängepunkt nicht so hoch ausfallen. Das Abrücken mit einer Ausgleichstraverse ist mit weniger Arbeitsschritten und einer deutlich einfacheren Handhabung für die Wartungstechniker verbunden und verlangt keine weiteren Aufhängepunkte und Anpassungen an der Tragstruktur. Bei einer hohen Anzahl von Rotoren und damit geringen Rotorgondelgewichten, wie beim MR45-Entwurf, ist ein Abrücken per Ausgleichstraverse zu bevorzugen, da den Vorteilen der Ausgleichstraverse nur geringe Gewichtssteigerungen gegenüberstehen. Bei einer geringen Anzahl von Rotoren und damit höheren Rotorgondelgewichten können jedoch die Nachteile durch die Gewichtssteigerung der Krane überwiegen. Hier könnte ein Abrücken über die zusätzliche Aufhängepunkte bevorzugt werden. Generell lässt sich keine allgemeine Aussage darüber treffen, welches Abrückverfahren zu bevorzugen ist. Auch muss die Auswirkung des Krangewichtes auf das Gewicht der Tragstruktur berücksichtigt werden und benötigt weitere Untersuchungen, inwiefern ein schwerer Kran auf der Tragstruktur oder viele zusätzliche Aufhängepunkte an der Tragstruktur darauf einen höheren Einfluss haben.

Werden zentrale und dezentrale Krankonzepte miteinander verglichen, wird deutlich, dass zentrale Krankonzepte im Bezug auf ihr Gewicht im Vorteil liegen. Der Gewichtsunterschied zwischen dezentralen und zentralen Krankonzepten wird mit abnehmender Anzahl von Rotoren an der MRWEA offensichtlich. Bei hohen Rotorgondelgewichten, wie beim MR14-Entwurf, ist der absolute Gewichtsunterschied zwischen beiden Konzepten hoch. Bei geringeren Rotorgondelgewichten, wie beim MR45-Entwurf, fallen die absoluten Gewichtsunterschiede zwischen beiden Konzepten geringer aus. Für diesen Fall könnten durchaus ein dezentrale Krankonzepte in Erwägung gezogen werden. Dies muss im Einzelfall geprüft werden. Insbesondere die verhältnismäßig sehr einfache Bauweise der fest installierten Krane und die Redundanz sind von Vorteil. Redundanz könnte aber auch über einen zweiten mobilen Zentralkran erreicht werden. Werden hierfür die Gewichtsunterschiede zwischen dezentralen und zentralen Krankonzepten sowie das Gewicht eines Mobilkranes betrachtet, liegt das Gesamtgewicht eines zentralen Krankonzeptes mit zwei mobilen Kranen auf denselben Gleisen nur geringfügig über oder sogar unter dem Gesamtgewicht des dezentralen Konzepts. Insgesamt wird von allen Varianten ein zentrales Krankonzept mit einem Teleskopdrehkran favorisiert.

Um das Gewicht der Krane für zukünftige MRWEA-Entwürfe im Voraus abschätzen zu können, wird die Abhängigkeit Gewichtes von Teleskopdrehkrane vom geforderten Lastmoment betrachtet. Dazu werden die kleinsten ermittelten Gesamtgewichte für Teleskopdrehkrane aus den Abschnitten 4.2.1 und 4.2.2 zu den geforderten Lastmomenten grafisch in Abbildung 4.9 dargestellt. Die exponentielle Ausgleichskurve zur Ermittlung des Krangewichtes in Abhängigkeit des Lastmomentes lässt sich unter Berücksichtigung eines Sicherheitsfaktors mathematisch folgendermaßen darstellen:

$$m_{gesamt,Kran} = 43593 \text{ kg} \cdot e^{0,00022 \cdot M_{Last}} \cdot SF \quad (4.5)$$

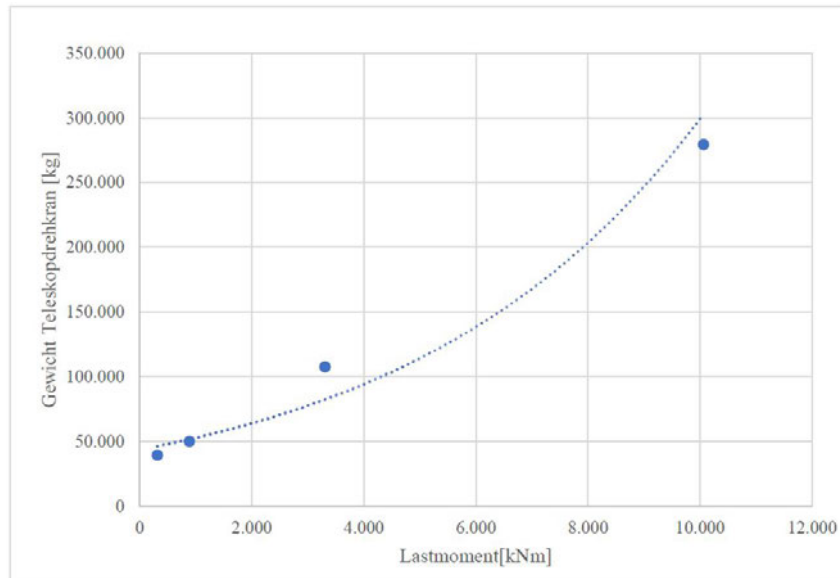


Abbildung 4.9: Abhängigkeit des Krangewichtes (Teleskopdrehkran) vom Lastmoment [Eigene Darstellung]

Soll das Gewicht des Kranes über den Rotordurchmesser berechnet werden, wird zunächst das Lastmoment durch den Ausdruck 4.1 ersetzt.

$$m_{gesamt,Kran} = 43593 \text{ kg} \cdot e^{0,00022 \cdot m_{Last,max} \cdot g \cdot l_{Ausladung,max}} \cdot SF \quad (4.6)$$

Dabei kann das maximale Lastgewicht über das Skalierungsgesetz in Gleichung 2.7 bestimmt werden. Die Ausladung wird über Gleichung 4.2 ermittelt. Wird die benötigte Ausladung des Abrückverfahrens mit einem spezifischen Faktor ersetzt und für den Abstand von Nabe zu Tragstruktur Gleichung 2.13 eingesetzt, ergibt sich folgende Gleichung für die Ausladung:

$$l_{Ausladung,gesamt} = (0,1142 \cdot D_{Rotor} - 1,1023 \text{ m}) \cdot 1,1 \cdot F_{Abrückverfahren} + l_{Sicherheit} \quad (4.7)$$

Wird dieser Ausdruck in Gleichung 4.5 eingesetzt, kann das zu erwartende Krangewicht über den Rotordurchmesser, dem Abrückfaktor, dem Sicherheitsabstand und einem Sicherheitsfaktor berechnet werden:

$$m_{gesamt,Kran} = 43593 \text{ kg} \cdot e^{981,2 \text{ kg} \cdot ((0,1142 \cdot D_{Rotor} - 1,1023 \text{ m}) \cdot 1,1 \cdot F_{Abrückverfahren} + l_{Sicherheit}) \cdot g \cdot \left(\frac{D_{Rotor}}{178,3 \text{ m}}\right)^3} \cdot SF \quad (4.8)$$

Der Abrückfaktor  $F_{Abrückverfahren}$  hängt vom Abrückverfahren ab und wird für das Abrücken mit zusätzlichem Aufhängepunkt mit 1,5 und mit Ausgleichstraverse mit 2,5 gewählt.

## 4.4 Fazit Krankonzepte

In diesem Kapitel wurden verschiedene Krankonzepte erarbeitet und im Bezug auf ihr Gewicht auf die beiden MRWEA-Entwürfe angewandt. Die vielversprechendste Kranlösung ist ein mobiler Zentralkran auf der Tragstruktur der MRWEA. Es hat sich herausgestellt, dass für dieses Krankonzept Teleskopdrehkrane wegen ihres niedrigen Gewichtes und ihrer geringen Windangriffsfläche trotz der technisch hohen Komplexität zu bevorzugen sind. Untereinanderliegende Rotorgondeln können mit einer Ausgleichstraverse oder über einen zusätzlichen Aufhängepunkt abgerückt werden. Für die beiden Abrückverfahren gibt es keine favorisierte Lösung. Nach den Kriterien Bedienbarkeit und Handhabbarkeit ist ein Abrücken per Ausgleichstraverse vorzuziehen. Jedoch wird hierfür eine hohe Kranausladung und ein ca. doppelt so großes Hubgewicht vom Kran verlangt, welches zu einer deutlichen Steigerung des Krangewichtes führt. Für zukünftige MRWEA-Entwürfe kann das zu erwartende Krangewicht für mobile Teleskopdrehkrane über Gleichung 4.8 abgeschätzt werden.



## 5 Zuverlässigkeit von Multirotorwindenergieanlagen

In diesem Kapitel wird die Zuverlässigkeit von MRWEA in einer Lebenszyklussimulation untersucht. Zunächst werden theoretische Grundlagen der Zuverlässigkeitstheorie erläutert. Die auf der Theorie und dem INNWIND-Report D-1.34 zur Systemzuverlässigkeit aufbauende Lebenszyklussimulation wird anschließend in den wichtigsten Bestandteilen beschrieben. In einer ersten Auswertung werden die Ergebnisse mit dem INNWIND-Report miteinander verglichen und validiert. Außerdem wird die Sensitivität der Simulation hinsichtlich der wichtigsten Einflussfaktoren untersucht. Aufbauend auf diesen Ergebnissen werden drei Szenarien für die MRWEA erarbeitet, die einen optimistischen, realistischen und pessimistischen Ausblick auf die Zuverlässigkeit von MRWEA geben sollen. Abschließend werden die Ergebnisse mit der Zuverlässigkeit von SRWEA verglichen und bewertet. Alle Berechnungen und Simulationen werden für WEA mit einer Nennleistung von 20 MW durchgeführt.

### 5.1 Theorie zur Zuverlässigkeit

Die Zuverlässigkeit eines Bauteils oder Systems  $R(t)$  zum Zeitpunkt  $t$  drückt sich als Wahrscheinlichkeit aus, dass im Zeitraum  $[0, t]$  kein Ausfall aufgetreten ist. Die Ausfallwahrscheinlichkeit  $F(t)$  wiederum kann über die Zuverlässigkeit berechnet werden:

$$F(t) = 1 - R(t), t \geq 0 \quad (5.1)$$

Die Zuverlässigkeit wird über verschiedene Verteilungsfunktionen wie z.B. der Linear-, Exponential- oder Weibullverteilung ausgedrückt, wobei für die Betrachtung der Zuverlässigkeit von MRWEA nur die Exponentialverteilung berücksichtigt wird.

Die Zuverlässigkeit  $R(t)$  als Exponentialverteilung wird in Abhängigkeit von der Fehlerrate  $\lambda$  ermittelt (Gleichung 5.2).

$$R(t) = e^{-\lambda \cdot t}; t \geq 0 \quad (5.2)$$

Daraus ergibt sich für die Ausfallwahrscheinlichkeit  $F(t)$  folgende Gleichung:

$$F(t) = 1 - e^{-\lambda \cdot t}; t \geq 0 \quad (5.3)$$

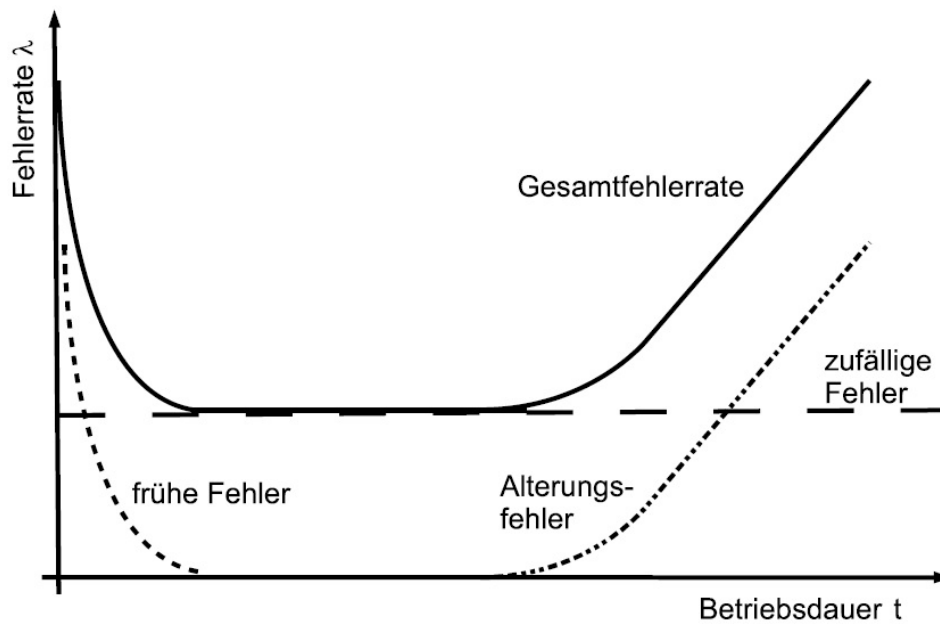


Abbildung 5.1: Beispiel einer Badewannen-Kurve [16]

Die Fehler- oder auch Ausfallrate  $\lambda$  ist über die Anzahl der Fehler pro Zeiteinheit definiert. Ausfallraten werden z. B. über Laborversuche oder aus Betriebsdaten ermittelt. Die Ausfallrate  $\lambda$  variiert in der Regel über die Zeit der Lebensdauer des Systems. Der Verlauf der Ausfallrate folgt üblicherweise der sogenannten Badewannen-Kurve (Abbildung 5.1). Zu Beginn der Lebensdauer kommt es zu einer erhöhten Ausfallrate aufgrund etwaiger Produktionsfehler oder Kinderkrankheiten. Nach der Einlaufphase sinkt die Ausfallrate. In diesem Bereich verläuft die Ausfallrate linear und ist fast ausschließlich von den zufälligen Fehlern abhängig. Zum Ende der Lebensdauer steigt die Ausfallrate wiederum aufgrund von Alterungserscheinungen.

Typischerweise wird nur die Zuverlässigkeit einzelner Komponenten betrachtet und ermittelt. Um daraus die Zuverlässigkeit von Systemen berechnen zu können, muss die Anordnung der einzelnen Komponenten bekannt sein, die analog zur Elektrotechnik in Reihe oder parallel geschaltet werden können. Bei einer Reihenschaltung funktioniert das System nur dann, wenn alle Einzelkomponenten fehlerfrei sind. Für die Zuverlässigkeit des Systems werden die Fehlerraten der einzelnen Komponenten  $\lambda_i$  addiert und die Gesamtzuverlässigkeit für eine Exponentialverteilung lässt sich folgendermaßen darstellen:

$$R_S(t) = \prod_{i=1}^n R_i(t) = e^{-\sum_{i=1}^n \lambda_i(t)} \quad (5.4)$$

Die Gesamtfehlerrate  $\lambda_{Reihe,gesamt}$  kann über die Summe der einzelnen Fehlerraten gebildet werden:

$$\lambda_{Reihe,gesamt} = \sum_{i=1}^n \lambda_i \quad (5.5)$$

Einzelkomponenten werden parallel geschaltet, wenn diese redundant angeordnet sind und das Gesamtsystem erst dann ausfällt, wenn keine der Komponenten funktionsfähig ist. Die Zuverlässigkeit von mehreren parallel geschalteten Einzelkomponenten wird über Gleichung 5.6 berechnet.

$$R_S(t) = 1 - \prod_{i=1}^n \left(1 - e^{-\lambda_i(t)}\right) \quad (5.6)$$

Wenn aus Redundanzgründen mehrere identische Komponenten mit gleicher Fehlerrate parallel angeordnet sind, kann die Zuverlässigkeit vereinfacht nach Gleichung 5.7 bestimmt werden.

$$R_S(t) = 1 - \left(1 - e^{-\lambda_e \cdot t}\right)^n \quad (5.7)$$

Daraus kann die Gesamtfehlerrate  $\lambda_{parallel,gesamt}$  wie folgt berechnet werden:

$$\lambda_{parallel,gesamt}(t) = -\lambda_e \cdot \frac{\sum_{i=1}^n \binom{n}{i} \cdot (e^{-\lambda_e \cdot t})^i \cdot (e^{-\lambda_e \cdot t})^{n-i} \cdot \left[\frac{(n-i) \cdot e^{-\lambda_e \cdot t}}{1 - e^{-\lambda_e \cdot t}} - i\right]}{\sum_{i=1}^n \binom{n}{i} \cdot (e^{-\lambda_e \cdot t})^i \cdot (e^{-\lambda_e \cdot t})^{n-i}} \quad (5.8)$$

Die Berechnung der Fehlerrate eines Systems aus parallel angeordneten Bauteilen gestaltet sich deutlich komplizierter als die der Reihenschaltung. Für die Funktionsfähigkeit des Systems muss mindestens eine Komponente funktionsfähig sein und daher müssen alle Möglichkeiten berücksichtigt werden, die diese Bedingung erfüllen. Die Systemfehlerrate einer Parallelschaltung ist von der Betriebszeit abhängig. [16, 26, 57]

## 5.2 Aufbau der Simulation

Der grundlegende Aufbau der Zuverlässigkeitssimulation wird in Abbildung 5.2 veranschaulicht. Den Überbau der gesamten Simulation bildet ein Matlab-Skript, welches den Entwurf der MRWEA, den Import von Daten, das Einlesen und Berechnen von Parametern, das systematische Aufrufen der Simulink-Simulation und die Speicherung der Ergebnisse übernimmt. Die Simulink-Simulation bildet den Lebenszyklus für die MRWEA und eine äquivalente SRWEA ab. Dabei werden die Energieproduktion, die Fehlerereignisse sowie die Reparatur der WEA nachgebildet. Im folgenden Abschnitt werden Matlab-Skript und Simulink-Simulation erläutert. Hierbei werden ausschließlich die wichtigsten Berechnungen und Modelle im Detail beschrieben.

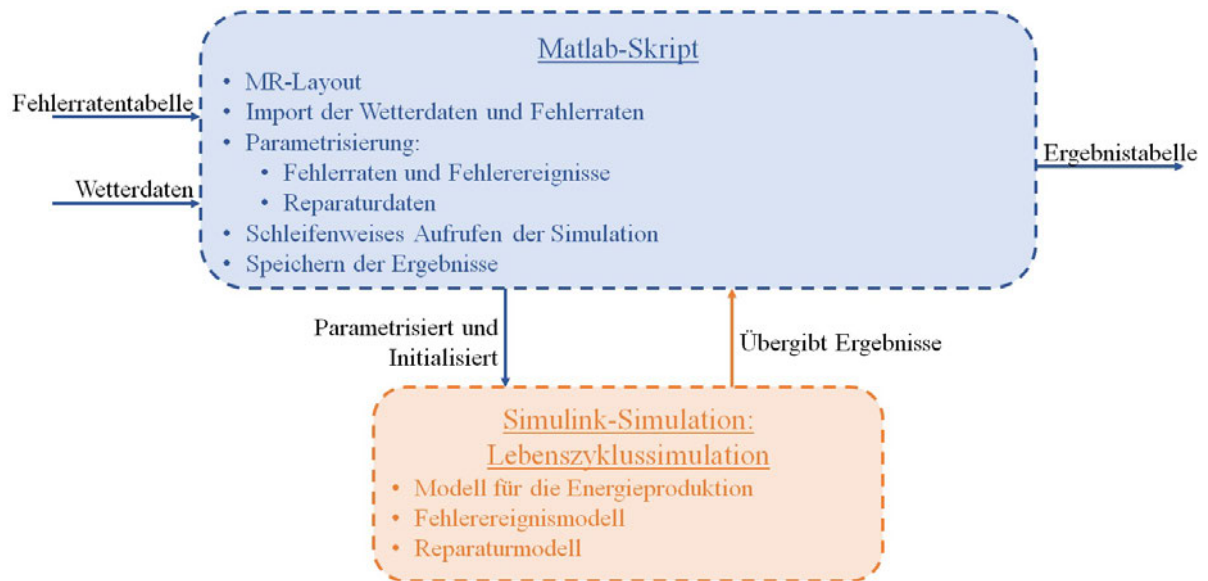


Abbildung 5.2: Aufbau der Zuverlässigkeitssimulation [Eigene Darstellung]

### 5.2.1 Matlab-Skript

Der Ablauf und die wichtigsten Schritte des Matlab-Skripts werden in Abbildung 5.3 visualisiert. Nach der Berechnung des MR-Layouts werden die Wetterdaten importiert und anhand dieser die Zeiteinheit pro Simulationsschritt, die Konstanten für die Anpassung der Windgeschwindigkeit und die Ein- und Abschaltwindgeschwindigkeit festgelegt. Anschließend werden die Fehlerraten für die MRWEA und die SRWEA aus einer Exceltabelle geladen. Nach der Parametrisierung der Reparatur wird die Simulation durch Berechnung der Zufallsereignisse und des Startpunktes initialisiert. Am Ende einer jeden Lebenszyklusberechnung werden die Ergebnisse in einer Tabelle abgespeichert und es wird anschließend die Lebenszyklussimulation gegebenenfalls wiederholt.

#### Wetterdaten

Für die Simulation des Lebenszyklus wird ein umfangreicher Datensatz zu den Wind- und Wellenverhältnissen auf See benötigt, um die Energieproduktion und die Suche nach Wetterfenstern für die Reparatur simulieren zu können. Hierfür wurden Messdaten von der Initiative Forschungsplattformen in Nord- und Ostsee (FINO) zur Verfügung gestellt. Die Messdaten für einen Zeitraum von Juli 2003 bis März 2020 stammen von der Forschungsplattform FINO-1 und wurden der FINO-Datenbank des Bundesamts für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) entnommen. Die Wellenverhältnisse basieren auf den Messdaten der signifikanten Wellenhöhe durch ein X-Band-Radar sowie durch eine akustische Messung eines AWAC. Die Messung der signifikanten Wellenhöhe wird alle 60 bis 120 Minuten durchgeführt. Der Windgeschwindigkeit liegt die Messung zweier Schalenkreuzanemometer auf 102 m Höhe zu Grunde. Die Windgeschwindigkeit wird als 10-minütiger Mittelwert gemessen. Die jeweils beiden Messreihen der

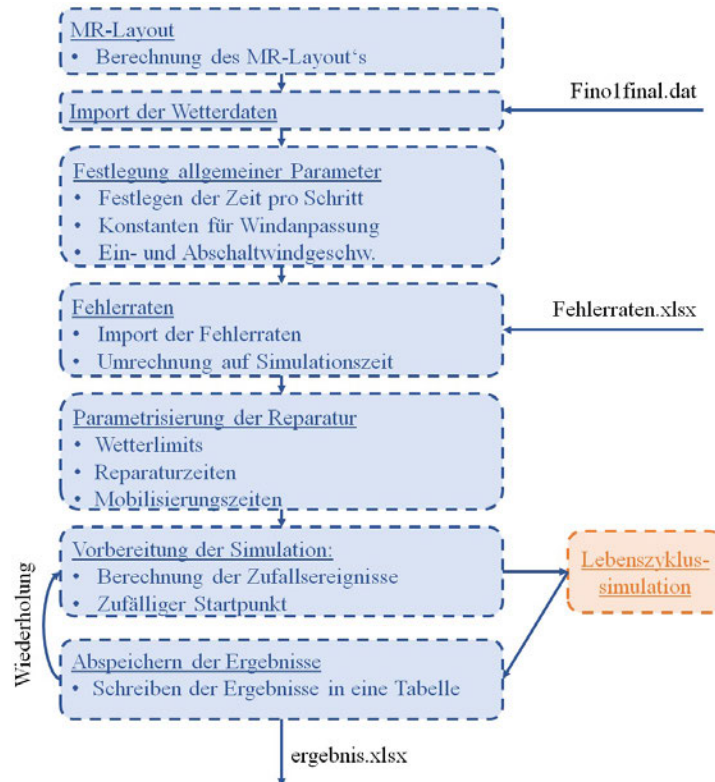


Abbildung 5.3: Ablauf des Matlab-Skripts [Eigene Darstellung]

signifikanten Wellenhöhe und der mittleren Windgeschwindigkeit werden zunächst in je eine Messreihe für die Wellenhöhe und die Windgeschwindigkeit zusammengeführt. Dies zielt darauf ab, für einen möglichst großen Zeitraum Messdaten zur Verfügung zu haben, falls eines der Messsysteme keine Daten aufgenommen hat. Sind für einen Zeitpunkt zwei Messdaten vorhanden, werden diese gemittelt. Um die Datensätze der Wellenhöhe und der Windgeschwindigkeit zusammenführen zu können, muss ein Zeitintervall festgelegt werden, welches später die Zeitdauer eines Simulationsschrittes bestimmt. Da das Messintervall der Wellenhöhe mit 60 min oder 120 min für die Simulation zu groß ist, werden die Messdaten der Wellenhöhe auf das 10-Minuten-Intervall der Windgeschwindigkeiten angepasst, indem zwischen zwei Messpunkten die Wellenhöhen linear interpoliert werden. Daraus entsteht ein gemeinsamer Datensatz für Wellenhöhe und Windgeschwindigkeit, dessen monatliche Vollständigkeit in Abbildung 5.1 dargestellt wird. [6]

Ein Monat gilt für die Simulation als verwertbar, wenn mindestens 70% der Messdaten eines Monats vorhanden sind. Die Wetterdaten, die für die Simulation verwendet werden, sollen nicht nur realistische Werte beschreiben, sondern auch den typischen Jahresverlauf des Wetters abbilden. Insgesamt steht ein vollständiger Datensatz für 10 Jahre zur Verfügung, wenn die monatlichen Wetterdaten so angeordnet werden, dass vollständige Jahresdatensätze entstehen, ohne dabei Wetterdaten doppelt zu verwenden. Da diese Menge der Daten noch nicht ausreicht, den Lebenszyklus einer WEA von 25 Jahren zu simulieren, werden die Wetterdaten eines Jahres mehrfach verwendet und zufällig hintereinander angeordnet. Daraus entsteht ein Datensatz von über 40 Jahren. Diese erhöhte Anzahl an Datenjahren ist erforderlich, damit

		Monat											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Jahr	2003							0%	0%	0%	0%	0%	0%
	2004	91%	67%	22%	60%	100%	93%	0%	84%	39%	0%	1%	95%
	2005	65%	100%	70%	93%	100%	100%	100%	99%	98%	100%	98%	100%
	2006	100%	80%	0%	51%	100%	100%	100%	100%	99%	100%	99%	100%
	2007	99%	87%	97%	97%	100%	91%	45%	95%	76%	10%	82%	88%
	2008	99%	100%	100%	100%	100%	49%	100%	100%	51%	95%	94%	100%
	2009	99%	86%	78%	91%	73%	80%	96%	79%	0%	66%	80%	0%
	2010	0%	12%	80%	45%	70%	100%	100%	100%	100%	100%	97%	100%
	2011	91%	100%	100%	29%	96%	99%	99%	100%	74%	89%	95%	100%
	2012	97%	94%	100%	100%	100%	99%	97%	100%	48%	96%	87%	91%
	2013	95%	92%	100%	100%	100%	88%	100%	100%	100%	99%	68%	100%
	2014	98%	88%	91%	99%	70%	11%	43%	97%	99%	100%	98%	96%
	2015	100%	100%	98%	68%	76%	79%	97%	98%	99%	66%	92%	100%
	2016	74%	0%	0%	0%	99%	45%	70%	88%	100%	99%	100%	100%
	2017	100%	100%	100%	100%	98%	95%	99%	100%	100%	100%	72%	28%
	2018	70%	100%	100%	100%	99%	100%	100%	100%	18%	69%	100%	100%
	2019	100%	100%	100%	100%	100%	96%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
2020	98%	92%	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%				

Tabelle 5.1: Vollständigkeit der monatlichen Wetterdaten [Eigene Darstellung]

der Startpunkt der Simulation in den ersten 15 Jahren des Datensatzes zufällig gewählt werden kann. Somit wird verhindert, dass durch den immer gleichen Startzeitpunkt die Messergebnisse der Simulation verfälscht werden.

## Fehlerraten

Für die Lebenszyklussimulation werden die Fehlerraten der WEA in Bauteilgruppen eingeteilt, welche alle in Serie geschaltet sind. Die Fehler der Bauteilgruppen werden in vier Kategorien unterteilt, die sich in der Schwere des Fehlers und den Anforderungen an die Reparatur unterscheiden. Bei einem Fehler der ersten Kategorie kommt es zu keinem physikalischen Schaden an Bauteilen oder Bauteilgruppen. Fehler der Kategorie 2 und 3 verursachen kleine oder große Schäden an den Bauteilen. Bei einem Fehler der Kategorie 4 kommt es zu einem ernsthaften Schaden einer gesamten Bauteilgruppe, die deren Austausch erfordert. Als Grundlage werden die Fehlerraten der 10MW-DTU-Referenzwindturbine verwendet, die in Tabelle 5.2 dargestellt sind. Diese werden unverändert für die Simulation der äquivalenten SRWEA übernommen.

Für die Simulation der MRWEA wird die Höhe der o. g. Fehlerraten ebenfalls verwendet. Zusätzlich wird eine Unterteilung in turbinen- und anlagenspezifische Fehlerraten unternommen. Turbinenspezifische Fehler und Fehlerraten werden auf jede einzelne Turbine der MRWEA angewendet und führen zu einem Ausfall dieser Turbine. Anlagenspezifische Fehler und Fehlerraten beziehen sich auf die gesamte MRWEA und führen zum vollständigen Ausfall der Anlage. Ein Beispiel hierfür ist das Giersystem, welches bei MRWEA und SRWEA gleichermaßen die Windnachführung der gesamten WEA übernimmt. Für die Lebenszyklussimulation werden zunächst das Giersystem und der Turm als anlagenspezifische Fehler eingeordnet. Die Gesamtfehlerraten der turbinen- und anlagenspezifischen Fehler sind in Tabelle 5.3 aufgelistet. Die Fehlerraten der MRWEA und SRWEA sind in dem Tabellendokument *Fehlerraten.xlsx* abgespeichert und werden von dort importiert.

Komponente	Unterkomponente	Kat 1	Kat 2	Kat 3	Kat 4
Getriebe	Lager	0,508	0,145	0,067	0,016
	Kühlsystem	0,068	0,217	0,022	0,000
	Getriebe	0,136	0,011	0,054	0,004
	Gehäuse	0,011	0,007	0,002	0,004
	Schmierölsystem	0,054	0,264	0,012	0,002
Generator	Lager	0,112	0,000	0,004	0,005
	Wicklungen	0,000	0,000	0,004	0,001
	Isolierung	0,000	0,000	0,004	0,001
	Kühlsystem	0,080	0,040	0,005	0,001
	Rotor	0,001	0,001	0,001	0,000
	Hilfsaggregate	0,060	0,008	0,000	0,000
	Struktur	0,001	0,000	0,000	0,000
Hauptwelle	Schnell laufende Seite	0,005	0,025	0,005	0,000
	Hauptwelle und Verbindung	0,000	0,019	0,001	0,001
Hauptwelle	Hauptlager	0,020	0,147	0,005	0,008
	Bremse	0,050	0,040	0,015	0,000
Kontroll- & Kommunikationssystem	Regler und Kommunikationsleitung	1,600	0,153	0,000	0,000
	Sicherheitskette	0,500	0,020	0,000	0,000
Elektrische Hilfssysteme	-	0,100	0,150	0,000	0,000
Leistungselektronik	Messsystem und Kabel	0,280	0,020	0,000	0,000
	Schalter	0,200	0,300	0,035	0,000
	Transformator	0,170	0,050	0,008	0,002
Frequenzumrichter	Leistungselektronik und Regler	1,760	0,002	0,105	0,000
	Kühlsystem	0,110	0,150	0,000	0,000
Hydraulik	-	0,200	0,020	0,010	0,000
Giersystem	Gierlager	0,102	0,012	0,005	0,012
	Gierbremse	0,358	0,080	0,012	0,000
	Gierantrieb	0,560	0,167	0,019	0,000
Gondel-Hilfssysteme	-	0,100	0,250	0,000	0,000
Blattverstellung	Lager	0,006	0,139	0,002	0,008
	Antrieb	0,000	0,020	0,005	0,000
	Verstellmechanismus	0,640	0,120	0,005	0,000
	Verstellkontrolle	0,680	0,010	0,005	0,000
	Blattverstellung	0,120	0,100	0,003	0,000
	Sicherungsenergie	0,100	0,008	0,000	0,000
	Blattverstellung Kommunikation	0,100	0,008	0,000	0,000
Rotorblatt	Blatt	0,000	0,200	0,045	0,040
Nabe	-	0,000	0,185	0,010	0,000
Turm	-	0,000	0,190	0,010	0,000
	Gesamtfehlerrate	8,69	3,27	0,48	0,11

Tabelle 5.2: Jährliche Fehlerraten der 10MW-DTU Referenzturbinen [57]

Gesamtfehlerrate	Kat 1	Kat 2	Kat 3	Kat4
Turbine	7,67	2,82	0,43	0,09
Anlage	1,02	0,45	0,05	0,01

Tabelle 5.3: Gesamtfehlerraten der MRWEA [Eigene Darstellung]

	<i>Kat 1</i>	<i>Kat 2</i>	<i>Kat 3</i>	<i>Kat 4</i>
Name	Manueller Neustart	Kleine Reparatur	Große Reparatur	Austausch
Reparaturzeit [h]	3	8	26	52
Schiffstyp	CTV	CTV	FSV	HLV
Wetterbedingungen	$H_s = 1,5 m$	$H_s = 1,5 m$	$H_s = 1,5 m$	$H_s = 2 m$ $W_s = 10 m/s$
Mobilisierungszeit [Wochen]	0	0	3	8

Tabelle 5.4: Reparaturparameter der SRWEA (In Anlehnung an [57])

## Reparaturdaten

Die Anforderungen an die Reparaturen der WEA und deren Parameter werden ebenfalls nach der Schwere des Fehlers unterschieden. Grundsätzlich wird für die Reparaturen in allen Kategorien angenommen, dass Techniker und Ersatzteile zu jedem Zeitpunkt in ausreichendem Maße zur Verfügung stehen. Die Reparaturen unterscheiden sich in der Reparaturdauer und dem eingesetzten Wartungsschiff. Als Wartungsschiffe kommen kleine *crew transfer vessel* (CTV), mittelgroße *fast supply vessel* (FSV) und große *heavy lift vessel* (HLV) in Frage, welche jeweils unterschiedliche Anforderungen an die Wetterbedingungen und Mobilisierungszeiten stellen. Die Mobilisierungszeit der Schiffe berücksichtigt indirekt auch die Beschaffung von größeren Ersatzteilen. Als wettertechnische Grenzbedingungen für die Reparaturen werden die signifikante Wellenhöhe  $W_s$  und die Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe  $H_s$  der WEA verwendet. In Tabelle 5.4 sind die Reparaturparameter der SRWEA dargestellt.

Für die MRWEA werden die Reparaturanforderungen und -parameter der Fehlerkategorien 1, 2 und 3 übernommen. Für den Austausch von Bauteilen in Fehlerkategorie 4 wird angenommen, dass für diese Arbeiten ein Kran auf der MRWEA zur Verfügung steht. Damit entfällt die Notwendigkeit eines HLV und es wird lediglich ein FSV benötigt. Die Reparaturparameter der MRWEA sind in Tabelle 5.5 aufgeführt.

	Kat 1	Kat 2	Kat 3	Kat 4
Name	Manueller Neustart	Kleine Reparatur	Große Reparatur	Austausch
Reparaturzeit [h]	3	8	26	52
Schiffstyp	CTV	CTV	FSV	FSV
Wetterbedingungen	$H_s = 1,5 m$	$H_s = 1,5 m$	$H_s = 1,5 m$	$H_s = 1,5 m$ $W_s = 10 m/s$
Mobilisierungszeit [Wochen]	0	0	3	3

Tabelle 5.5: Reparaturparameter der MRWEA (In Anlehnung an [57])



## Berechnung der Fehlerereignisse

Für den zufälligen Eintritt der Fehler muss ein Zufallsgenerator erstellt werden, der bei mehrfachem Aufruf Zahlen erzeugt, die zu dem stochastischen Fehlermodell passen und identisch verteilt sind. Für die Simulation wird angenommen, dass die Fehler der WEA einer Exponentialverteilung entsprechen. Für die Modellierung dieses Zufallsgenerators wird die Inversionsmethode verwendet, mit der sich eindimensionale Verteilungen mit Hilfe von gleichverteilten Zufallsdezimalzahlen im Bereich von 0 bis 1 generieren lassen. Die gleichverteilten Zufallszahlen können über den in MATLAB integrierten Zufallsgenerator erstellt werden. Bei der Inversionsmethode wird die Umkehrfunktion der Verteilungsfunktion gebildet. Die Gleichung 5.9 zeigt die Exponentialfunktion der Fehler in Abhängigkeit von der jährlichen Fehlerrate  $\beta$ .

$$F(t) = 1 - e^{-\beta \cdot t} \quad (5.9)$$

Die Umkehrfunktion dieser Exponentialverteilung in Abhängigkeit einer Zufallszahl  $U$  im Bereich von 0 bis 1 zeigt Gleichung 5.10.

$$F^{-1}(U) = -\frac{1}{\beta} \cdot \ln(U) , U \in (0, 1) \quad (5.10)$$

Mit dieser Umkehrfunktion lassen sich Zeitpunkte für den Fehlereintritt generieren, die einer Exponentialverteilung entsprechen. Diese Zeitpunkte werden im Matlab-Skript auf die Simulationszeit umgerechnet. So werden vor jeder Simulation eines Lebenszyklus für jede Turbine in jeder Fehlerkategorie zufällig verteilte Fehlerzeitpunkte in Tabellenform generiert, die im Fehlermodell der Simulation verwendet werden. [34]

### 5.2.2 Simulink-Simulation: Lebenszyklus

Jeder Schritt der Lebenszyklussimulation entspricht einem Zeitintervall von 10 Minuten. Die Schrittweite wird mit 1 festgelegt, so dass diese der Auflösung der Wetterdaten entspricht. Zunächst werden die Wetterdaten aufgerufen und die Windgeschwindigkeit über das logarithmische Windprofil auf die Nabenhöhen der SRWEA und auf die Nabenhöhen der einzelnen Turbinen der MRWEA angepasst. Die angepassten Windgeschwindigkeiten werden dem Modell zur Energieproduktion zugeführt, welches den Energieertrag der WEA mit und ohne Fehler berechnet und die energetische Verfügbarkeit ermittelt. Dem Modell zur Energieproduktion wird der Operationsstatus einzelner Turbinen per Vektor aus dem Fehlermodell übermittelt, welches die Auslösung und den Reset der turbinen- und anlagenspezifischen Fehler berechnet. Das Fehlermodell interagiert mit dem Reparaturmodell, indem es die Reparatur ausgefallener Turbinen initialisiert und die Fehler durch das Reparaturmodell zurückgesetzt werden. Das Reparaturmodell wiederum bezieht Informationen bezüglich des nutzbaren Wetterfensters.

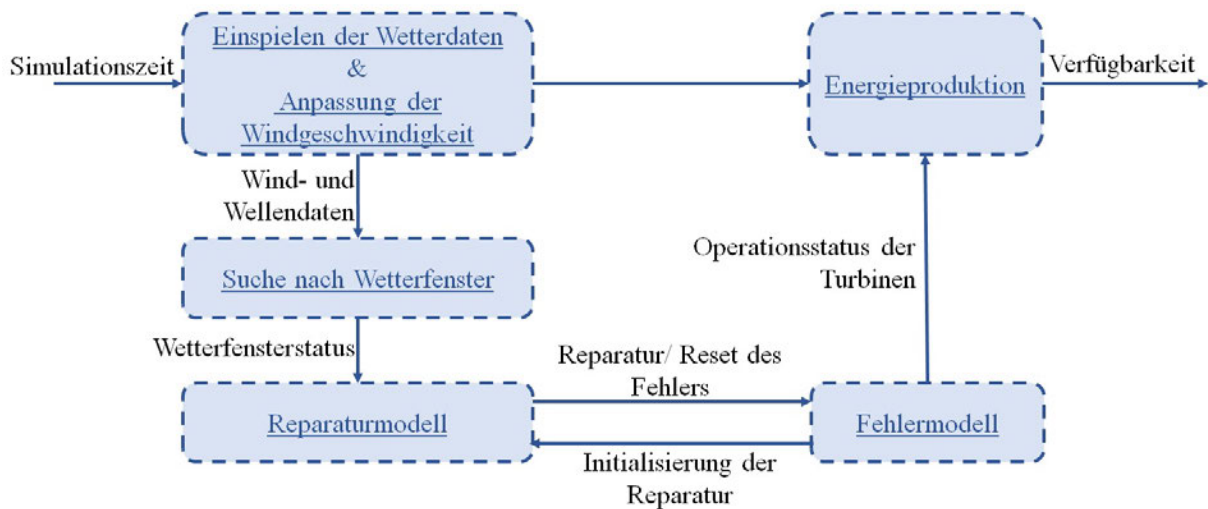


Abbildung 5.4: Ablauf der Lebenszyklussimulation [Eigene Darstellung]

### Anpassung der Windgeschwindigkeit und Energieproduktion

Für die Energieproduktion der WEA sowie die Suche nach einem geeigneten Wetterfenster für die Reparatur muss die Eingangswindgeschwindigkeit auf die Nabenhöhe der einzelnen Rotoren umgerechnet werden. Hierfür wird das logarithmische Windprofil verwendet (Gleichung 5.11). Die Windgeschwindigkeit auf der Nabenhöhe  $v_H$  kann über die Windgeschwindigkeit auf der Referenzhöhe  $v_{ref}$ , über die beiden Höhen  $h$  und  $h_{ref}$  sowie über die Rauigkeitslänge  $z_0$  berechnet werden.

$$v_H = v_{ref} \frac{\ln\left(\frac{h}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{h_{ref}}{z_0}\right)} \quad (5.11)$$

Da es sich um eine Offshore-WEA handelt, wird die Rauigkeitslänge mit  $0,0001 \text{ m}$  festgelegt. [25]

Für die Suche nach dem Wetterfenster wird bei der SRWEA die Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe und bei der MRWEA die Windgeschwindigkeit in der obersten Rotorzeile verwendet.

### Reparaturmodell

Das Reparaturmodell sammelt die Informationen des Fehlermodells hinsichtlich des Operationsstatus und der Fehlerkategorie aller Turbinen. Zudem bezieht das Reparaturmodell für eine Reparaturmöglichkeit den Status des Wetterfensters für alle vier Kategorien.

Bei Fehlern der SRWEA und den anlagenspezifischen Fehlern der MRWEA wird immer die Reparatur der höchsten Fehlerkategorie angestrebt und initialisiert. Kommt es während der Suche nach einem

Wetterfenster oder während des Abwartens der Mobilisierungszeit zu einem weiteren Fehler in einer höheren Kategorie, geht das Reparaturmodell in den Status über, dass nur noch die Reparatur in der höheren Fehlerkategorie geplant wird. Wird die Reparatur in einer Kategorie durchgeführt, werden auch alle Fehler in den darunter liegenden Kategorien behoben. Dieses Vorgehen hat eine hierarchische Struktur, bei der immer die Reparatur in der höchsten Fehlerkategorie angestrebt wird.

Die turbinenspezifischen Fehler der MRWEA werden mit einer anderen Reparaturmethodik behoben. Zunächst wird dazu die Mindestleistung der MRWEA in die Simulation eingeführt. Diese bestimmt, wieviel Prozent der MRWEA-Nennleistung mindestens zur Verfügung stehen soll. Erst bei deren Unterschreitung wird die Reparatur der Fehler initialisiert. Ist die Mindestleistung der MR45 mit 90% festgelegt, wird eine Reparatur erst dann angestrebt, wenn mindestens 5 Turbinen ausgefallen sind. Die Initialisierung der Reparatur, die Suche nach einem Wetterfenster und das Abwarten der Mobilisierungszeit findet nicht in einer hierarchischen Struktur statt. Das heißt, dass in jeder anliegenden Fehlerkategorie parallel nach Wetterfenstern gesucht und die Mobilisierungszeit abgewartet wird. Ist die Reparatur in einer Fehlerkategorie möglich, findet diese unabhängig von den anderen Fehlern statt, um die Mindestleistung der MRWEA wieder herzustellen. Auch wenn nach der Reparatur der geringeren Fehlerkategorien die Mindestleistung wieder überschritten ist, wird weiterhin die Reparatur der noch anliegenden Fehler angestrebt.

## Fehlermodell

Im Fehlermodell wird die Auslösung und der Reset der Fehler nachgebildet. Für die Auslösung der Fehlerereignisse werden Zähler für die Betriebszeit der Gesamtanlage und der einzelnen Turbinen verwendet. Die Betriebszeit wird mit den zufällig generierten Fehlerzeitpunkten verglichen. Überschreitet die Betriebszeit die Fehlerzeit, tritt der Fehler ein und führt zu einem Ausfall der Turbine oder Gesamtanlage. Ist die Reparatur eines Fehlers erfolgt, wird der Zähler zurückgestellt und eine neue Fehlerzeit aus der Tabelle eingelesen. Die Zähler arbeiten zu jedem Zeitpunkt der Simulation, auch wenn die WEA aufgrund von Reparaturen und zu hoher oder zu niedriger Windgeschwindigkeiten abgeschaltet ist.

## 5.3 Validierung und Parametervariation

In diesem Abschnitt werden erste Ergebnisse der Simulation mit den Ergebnissen des INNWIND-Reports und mit realistischen Betriebsdaten verglichen. Die Simulation soll über diese Ergebnisse und Vergleiche validiert werden. In weiteren Schritten werden die verschiedenen Eingangsparameter der Simulation variiert. Ziel ist es, die Abhängigkeit und Sensitivität der Simulation von diesen Parametern darzustellen.

Bei der Auswertung der Simulationsergebnisse werden die SRWEA und MRWEA über die energetische Verfügbarkeit miteinander verglichen. Bei WEA wird üblicherweise von der zeitliche Verfügbarkeit gesprochen. Die zeitliche Verfügbarkeit  $K_T$  definiert sich über die Ausfallzeit  $t_{Ausfall}$  und Betriebsdauer

$t_{\text{Betrieb}}$  (Gleichung 5.12). Der Nachteil liegt darin, dass die zeitliche Verfügbarkeit keine Aussage darüber trifft, ob die WEA in windstarken oder windschwachen Perioden ausgefallen ist. [60]

$$K_T = 1 - \frac{t_{\text{Ausfall}}}{t_{\text{Betrieb}}} \quad (5.12)$$

Die energetische Verfügbarkeit bezieht sich auf den Energieverlust, der während der Ausfälle eintritt. Über die energetische Verfügbarkeit werden auch die Wetterbedingungen während der Ausfallzeit berücksichtigt. Die energetische Verfügbarkeit  $K_E$  kann über den potenziellen Energieertrag  $E_{\text{potenziell}}$  und den wirklichen Energieertrag  $E_{\text{real}}$  berechnet werden:

$$K_E = 1 - \frac{E_{\text{real}}}{E_{\text{potenziell}}} \quad (5.13)$$

### 5.3.1 Abhängigkeit von der Rotoranzahl

In Abbildung 5.5 wird die energetische Verfügbarkeit der SRWEA und die der MRWEA in Abhängigkeit von der Rotoranzahl visualisiert. Die Verfügbarkeiten werden nach mehrmaligem Durchlauf der Simulation gemittelt. Die gepunktete Linien zeigen das Intervall an, in dem die energetische Verfügbarkeit aufgetreten ist. In Gelb ist die Varianz der Verfügbarkeit über die Anzahl der Rotoren aufgetragen. Es kann beobachtet werden, dass die energetische Verfügbarkeit für MRWEA mit 2 und 3 Rotoren geringfügig größer ist und anschließend mit zunehmender Anzahl der Rotoren kontinuierlich sinkt. Die Varianz nimmt stetig mit der zunehmender Anzahl der Rotoren ab. Auch das Intervall, in dem die Verfügbarkeiten auftreten, wird mit zunehmender Rotoranzahl kleiner. Werden diese Ergebnisse mit denen der INNWIND-Studie zur Systemzuverlässigkeit in Abbildung 5.6 verglichen, kann beobachtet werden, dass dieser Trend auch in der INNWIND-Studie vorliegt. Jedoch sind die absoluten Werte für die energetischen Verfügbarkeiten in der INNWIND-Studie höher als bei den vorliegenden Simulationsergebnissen. Studien zur energetischen Verfügbarkeit von SRWEA kommen zum Ergebnis, dass die energetische Verfügbarkeit unter der zeitlichen Verfügbarkeit von WEA liegt. Typische Werte für die zeitliche Verfügbarkeit liegen z. B. im Bereich von 95 bis 97 %. Für die Höhe der energetischen Verfügbarkeit kommen diese Studien auf Werte im Bereich von 88 bis 92 %. [9, 52]

Diese Werte treffen auf die Ergebnisse der energetischen Verfügbarkeit der äquivalenten SRWEA in der Simulation zu. Da es keine realen Daten zur energetischen Verfügbarkeit von MRWEA gibt, wird die Validierung über die energetische Verfügbarkeit von SRWEA und über die Ergebnisse der INNWIND-Studie durchgeführt. Ausgehend von der energetischen Verfügbarkeit der SRWEA lässt sich derselbe Trend für den Abfall der energetischen Verfügbarkeit mit zunehmender Rotoranzahl wie bei der INNWIND-Studie beobachten. Insgesamt erstellt die vorliegende Simulation valide Werte zur Verfügbarkeit von MRWEA.

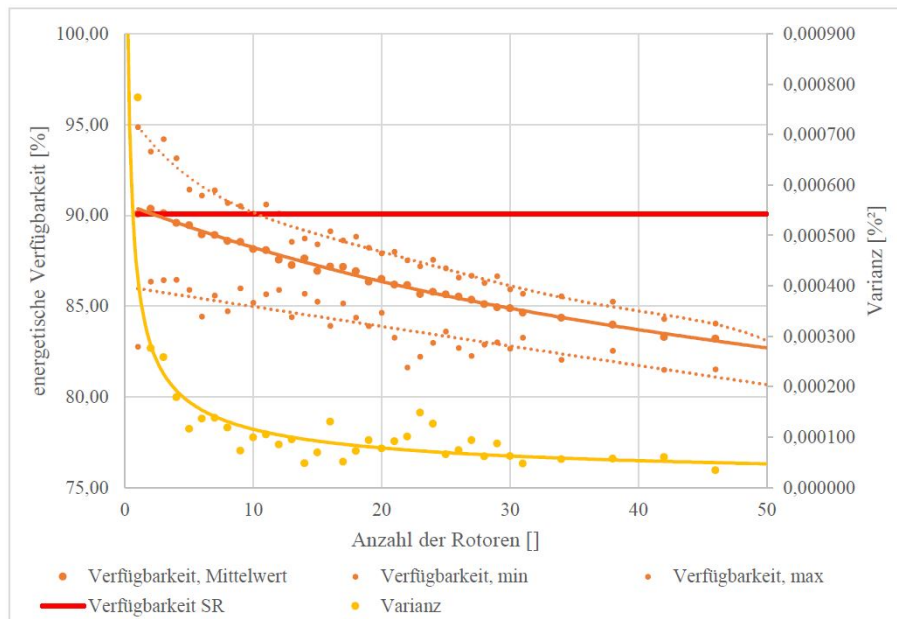


Abbildung 5.5: Energetische Verfügbarkeit und Varianz der MRWEA in Abhängigkeit der Rotoranzahl [Eigene Darstellung]

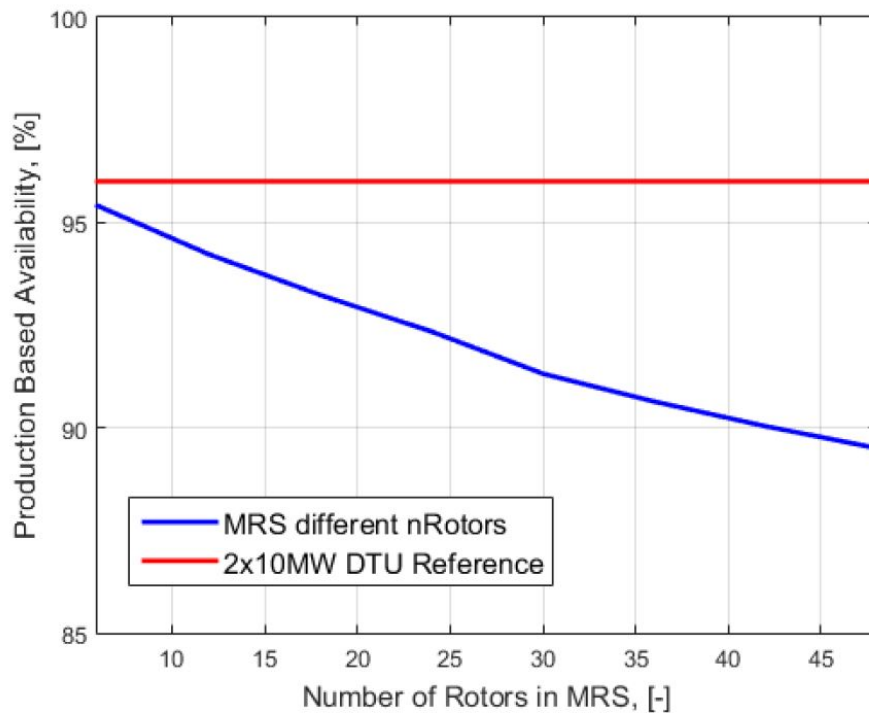


Abbildung 5.6: Energetische Verfügbarkeit in Abhängigkeit der Rotoranzahl (INNWIND Report D-1.34) [57]

Passend zu den Beobachtungen der energetischen Verfügbarkeit wird in Abbildung 5.7 zunächst ein geringer Anstieg des Energieertrages und des Kapazitätsfaktors für MRWEA mit 2 und 3 Rotoren gezeigt. Mit zunehmender Anzahl sinkt der Energieertrag und der Kapazitätsfaktor. Der Kapazitätsfaktor stellt dabei den Auslastungsgrad der WEA dar. [25]

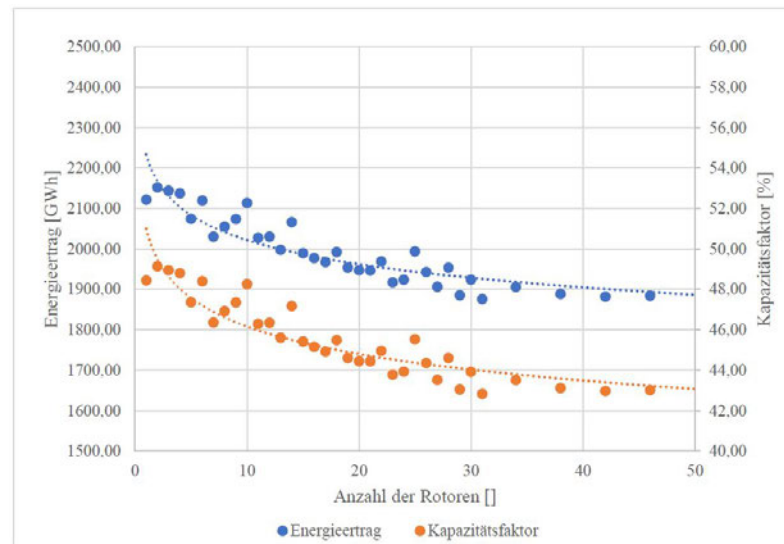


Abbildung 5.7: Energieertrag und Kapazitätsfaktor in Abhängigkeit von der Rotoranzahl [Eigene Darstellung]

Die Veränderung der Fehler- und Reparaturanzahl bei zunehmender Rotoranzahl verdeutlicht Abbildung 5.8. Zwischen der Rotoranzahl und der Anzahl der Fehler besteht ein linearer Zusammenhang. Dieser Zusammenhang besteht auch zwischen der Reparaturanzahl und der Rotoranzahl, wobei die Reparaturanzahl nicht so stark ansteigt. Dies ist darauf zurückzuführen, dass pro durchgeführter Reparatur mehr Fehler behoben werden.

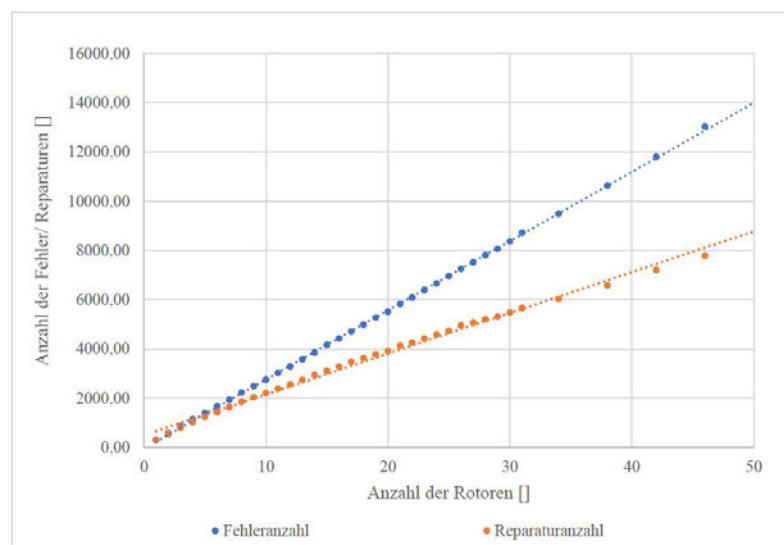


Abbildung 5.8: Anzahl der Reparaturen und Fehler sowie die Höhe der Reparaturverluste in Abhängigkeit von der Rotoranzahl [Eigene Darstellung]

Die Höhe der Verluste durch die Abschaltung der MRWEA während der Reparaturen wird in Abbildung 5.9 verdeutlicht. Mit zunehmender Anzahl der Rotoren steigen die Gesamtverluste. Der Anteil der Reparaturverluste an den Gesamtverlusten steigt mit zunehmender Anzahl der Rotoren an und beträgt bei 50 Rotoren ca. 50 % der gesamten Verluste.

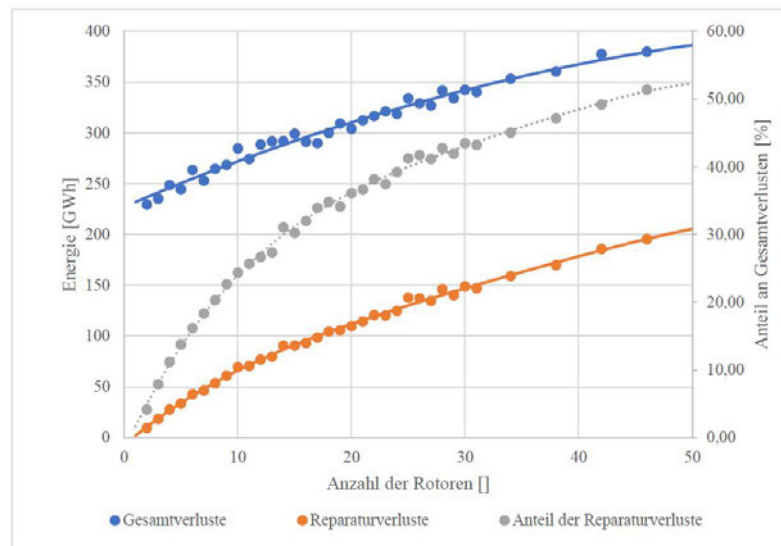


Abbildung 5.9: Abhängigkeit der Verluste von der Rotoranzahl [Eigene Darstellung]

### 5.3.2 Abhängigkeit von der Mindestkapazität

Um die Abhängigkeit der energetischen Verfügbarkeit von der Mindestkapazität zu untersuchen, werden mehrere Simulationen für MRWEA mit einer Rotoranzahl von 5, 14, 22 und 45 durchgeführt und in Abbildung 5.10 visualisiert. Bis auf die MRWEA mit 45 Rotoren lässt sich bei allen beobachten, dass die energetische Verfügbarkeit mit zunehmendem Kapazitätsfaktor steigt und ihr Maximum bei einem Kapazitätsfaktor von 1 erreicht. Die MR45 besitzt ihr Maximum bei einem Kapazitätsfaktor von 0,9. Dies lässt sich auf den steigenden Einfluss der Reparaturverluste auf die energetische Verfügbarkeit bei zunehmender Anzahl der Rotoren zurückführen. Bei geringerer Mindestkapazität kann die Anzahl der durchgeführten Reparaturen und damit die Reparaturverluste am MR45 reduziert werden, sodass die energetische Verfügbarkeit insgesamt steigt.

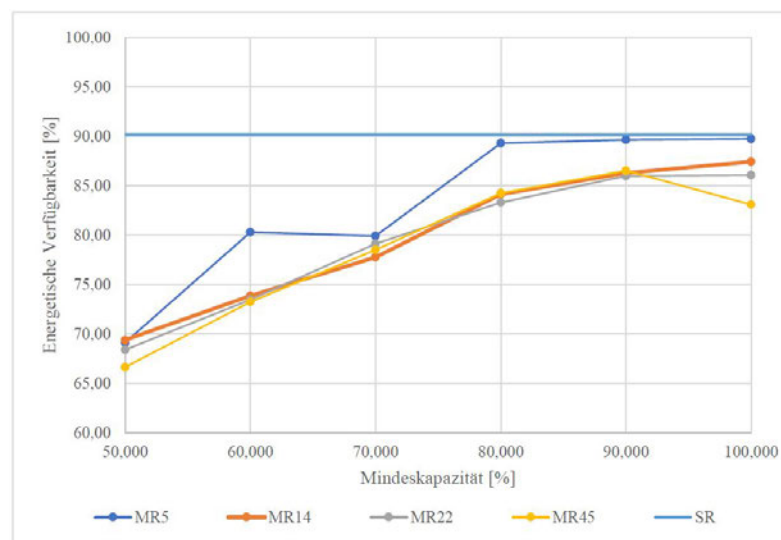


Abbildung 5.10: Einfluss der Mindestkapazität auf die energetische Verfügbarkeit [Eigene Darstellung]

### 5.3.3 Abhängigkeit von den Fehlerraten

Die Sensitivität der Simulation hinsichtlich der Variation der Turbinenfehlerraten in den unterschiedlichen Fehlerkategorien ist in Abbildung 5.11 dargestellt. Für die Untersuchung wird die Fehlerrate der jeweiligen Kategorie halbiert oder verdoppelt. Die relative Veränderung der energetischen Verfügbarkeit beschreibt die prozentuale Änderung zum Ursprungswert. Es kann beobachtet werden, dass die Veränderung der Fehlerraten in Kategorie 1 den größten Einfluss auf die energetische Verfügbarkeit besitzt. Mit steigender Fehlerkategorie sinkt dieser Einfluss. Hierbei muss jedoch bedacht werden, dass bei der prozentualen Variation der Fehlerraten die absolute Veränderung bei den kleineren Fehlerkategorien größer ausfällt. Auch wird deutlich, dass die Verdoppelung der Fehlerrate einen größeren Einfluss auf die energetische Verfügbarkeit hat, als die Halbierung. Dies kann auf die reparaturbegleitenden Verluste zurückgeführt werden. Mit abnehmender Anzahl der Rotoren sinkt der Einfluss durch die Veränderung der Fehlerraten auf die energetische Verfügbarkeit.



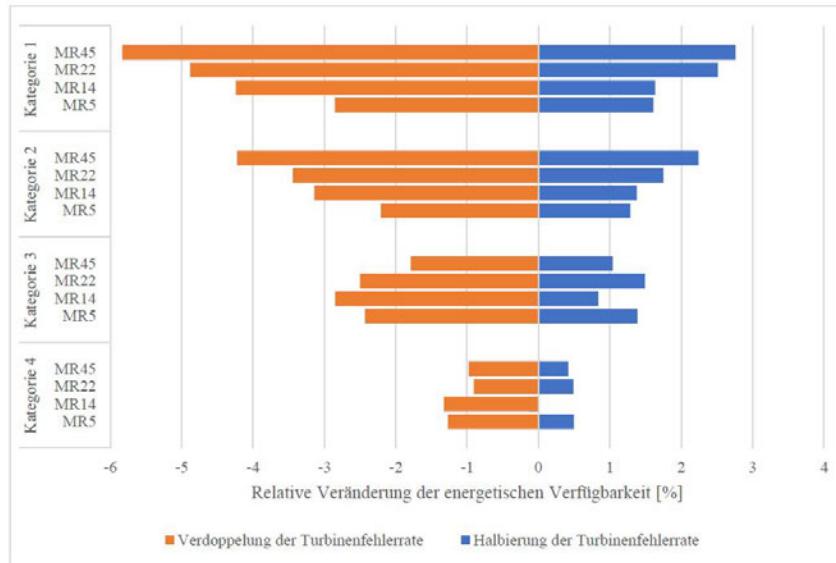


Abbildung 5.11: Einfluss der Fehlerraten auf die energetische Verfügbarkeit [Eigene Darstellung]

### 5.3.4 Abhängigkeit von den Reparaturparametern

In Abbildung 5.12 sind die Ergebnisse der Untersuchung des Einflusses der Reparaturabschaltung in den Fehlerkategorien 1 und 2 auf die energetische Verfügbarkeit dargestellt. Es kann beobachtet werden, dass eine Veränderung der energetischen Verfügbarkeit um 1 bis 5,8 % möglich ist, wenn die MRWEA während der Reparaturen in Fehlerkategorie 1 nicht abgeschaltet wird. Wird die MRWEA auch bei Reparaturen in Fehlerkategorie 2 nicht abgeschaltet, kann eine weitere Erhöhung der energetischen Verfügbarkeit um 0,3 bis 3,9% erreicht werden. Der Einfluss der Nichtabschaltung auf die energetische Verfügbarkeit steigt mit zunehmender Anzahl der Rotoren.

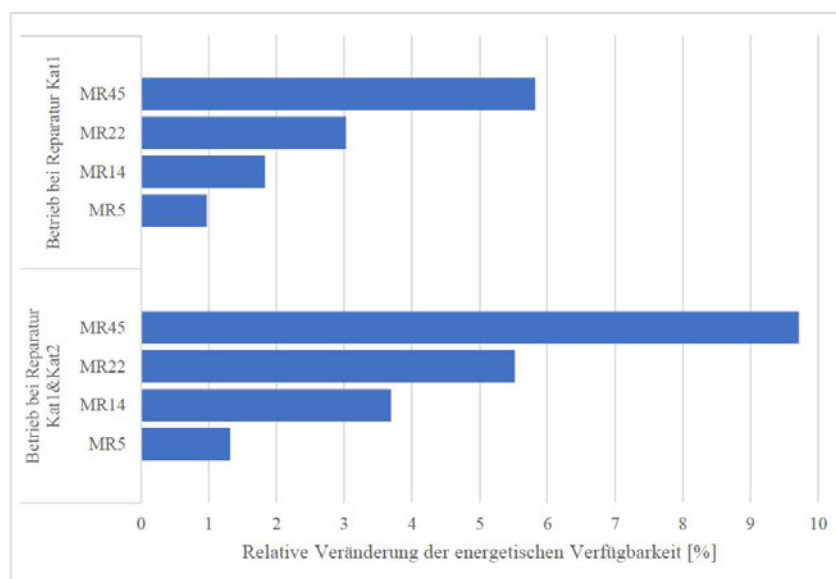


Abbildung 5.12: Einfluss der Reparaturabschaltung auf die energetische Verfügbarkeit [Eigene Darstellung]

### 5.3.5 Zuordnung der Elektronik

Im nächsten Schritt wird der Einfluss einer Clusterung oder Zentralisierung der Elektrotechnik und Leistungselektronik zur Energieumwandlung auf die energetische Verfügbarkeit untersucht (Abbildung 5.13). Bei der Zentralisierung der Energieumwandlung, im Diagramm als Cluster mit 100% der Gesamtnennleistung dargestellt, kommt es zunächst bei MRWEA mit geringer Rotoranzahl zu einem negativen Effekt auf die energetische Verfügbarkeit. Mit steigender Rotoranzahl wird dieser Effekt zunehmend positiv. Außerdem kann beobachtet werden, dass mit sinkender Clusterleistung und damit steigender Anzahl der Cluster der positive Einfluss auf die energetische Verfügbarkeit bei allen MRWEA zunächst steigt und nach Erreichen eines Maximums anschließend sinkt. Bei den vorliegenden Ergebnissen gibt es für jede MRWEA-Konfiguration eine optimale Clustereinteilung für die energetische Verfügbarkeit, die ein Optimum aus Zentralisierung und Dezentralisierung bietet.

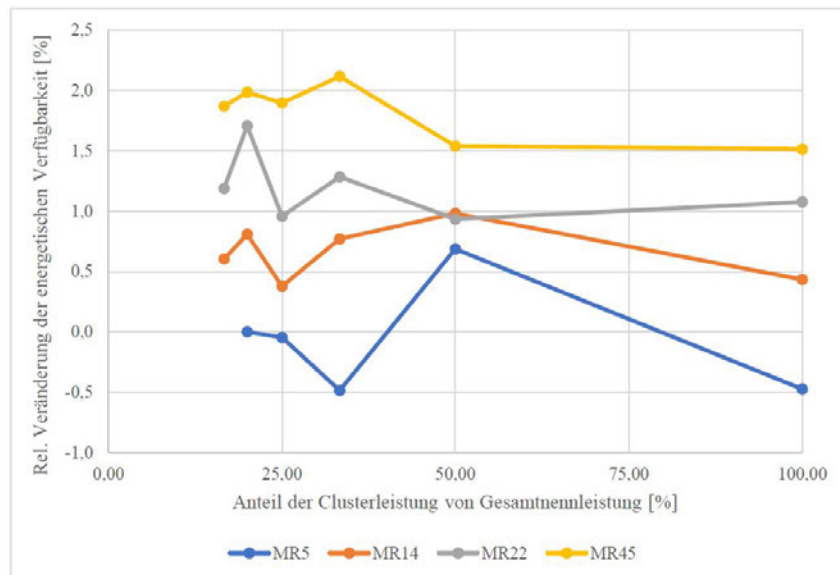


Abbildung 5.13: Einfluss der Zentralisierung von elektrischen Systemen [Eigene Darstellung]

## 5.4 Trendszenarien

Um die Zuverlässigkeit von MRWEA realistisch einschätzen zu können, werden auf Grundlage der Ergebnisse in Abschnitt 5.3 verschiedene Szenarien zur Verfügbarkeit der MRWEA entworfen. Bei MRWEA kann angenommen werden, dass kleinere Turbinen und Anlagen weniger fehleranfällig sind als große WEA [29]. Auch durch die unterschiedliche Bauweise von MRWEA und SRWEA können sich die Fehlerraten positiv oder auch negativ verändern. In den folgenden Abschnitten werden Überlegungen zu einem pessimistischen, einem realistischen und einem optimistischen Szenario angestellt. Hierbei wird der Fokus auf die Anpassung von Fehlerraten, auf der Clusterung der Energieumwandlung und auf die Anpassung von Reparaturparametern gelegt.

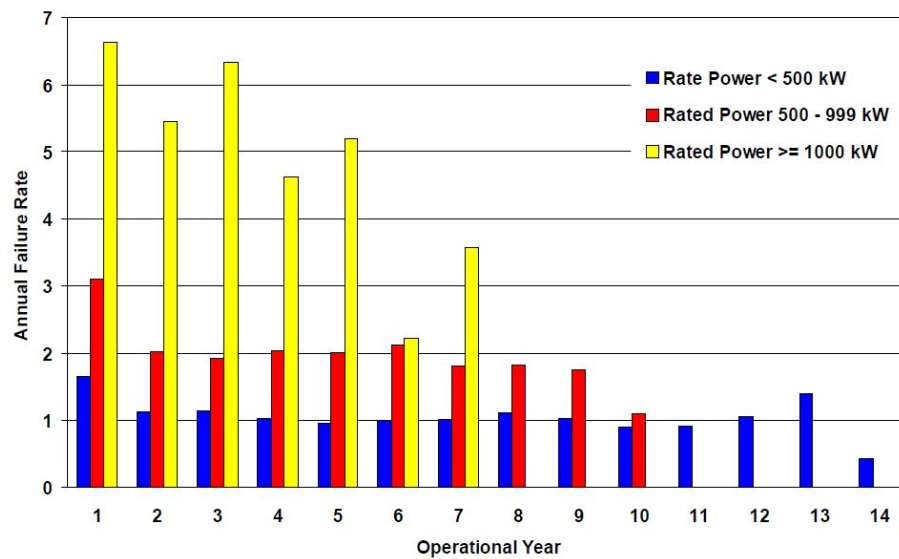


Abbildung 5.14: Jährliche Fehlerrate verschiedener Anlagengrößen über mehrere Betriebsjahre [24]

Die Annahme, dass kleine WEA geringere Fehlerraten aufweisen, lässt sich auch anhand statistischer Auswertungen verschiedener Datenbanken bestätigen. Die Ausfallrate von WEA in verschiedenen Leistungsklassen über die Betriebsjahre wird in Abbildung 5.14 visualisiert. Wird die Entwicklung der Fehlerraten aller Leistungsklassen mit zunehmender Betriebszeit betrachtet, kann der Verlauf der Badewannenkurve nachvollzogen werden. Werden die Fehlerraten aller Leistungsklassen miteinander verglichen, weisen Turbinen in den unteren Leistungsklassen geringere Fehlerraten auf. Diese Beobachtung stützt die Annahme, dass kleinere WEA auch geringere Fehlerraten besitzen. Mit zunehmender Produktreife könnten diese Unterschiede jedoch kleiner werden [14].

In Abbildung 5.15 werden durchschnittliche Ausfallraten verschiedener Windparks über die Beobachtungsdauer (oben) und in Abhängigkeit der durchschnittlichen Turbinennennleistung (unten) dargestellt. Die Beobachtungsdauer der Windparks setzt sich dabei aus der Betriebsdauer und der Turbinenanzahl des Windparks zusammen. Bei höherer Beobachtungsdauer fallen die Ausfallraten geringer aus, welches dem Verlauf der Badewannenkurve entspricht. Außerdem lässt sich eine hohe Streuung der Ausfallraten bei geringen Beobachtungsdauern feststellen. Die untere Grafik verdeutlicht, dass Windparks mit höherer durchschnittlicher Windturbinennennleistung auch höhere Ausfallraten aufweisen. Diese Beobachtung trifft auch dann zu, wenn nur Windparks mit einer Beobachtungsdauer von mindestens drei Beobachtungsjahren betrachtet werden, um den Einfluss einer erhöhten Fehlerrate zu Beginn der Lebensdauer und einer hohen Streuung auszuschließen.

Die Ausfallraten von Windturbinen verschiedener Leistungsklassen im Zeitraum von 1993 bis 2004 werden in Abbildung 5.16 gezeigt. Auch hier kann der grundlegende Trend beobachtet werden, dass Windturbinen größerer Nennleistung höhere Ausfallraten aufweisen, auch wenn z. B. die VESTAS V44 oder ENERCON E66 dem Trend zuwiderlaufen und vergleichsweise geringe Ausfallraten erkennen lassen.

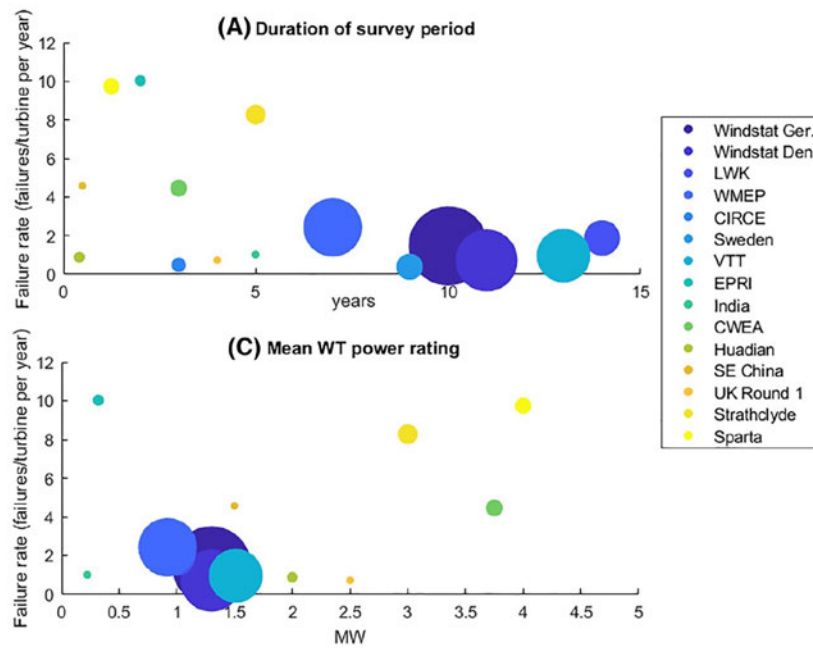


Abbildung 5.15: Fehlerraten verschiedener Windparks über die Betriebsdauer und über die mittlere Turbinenleistung [11]

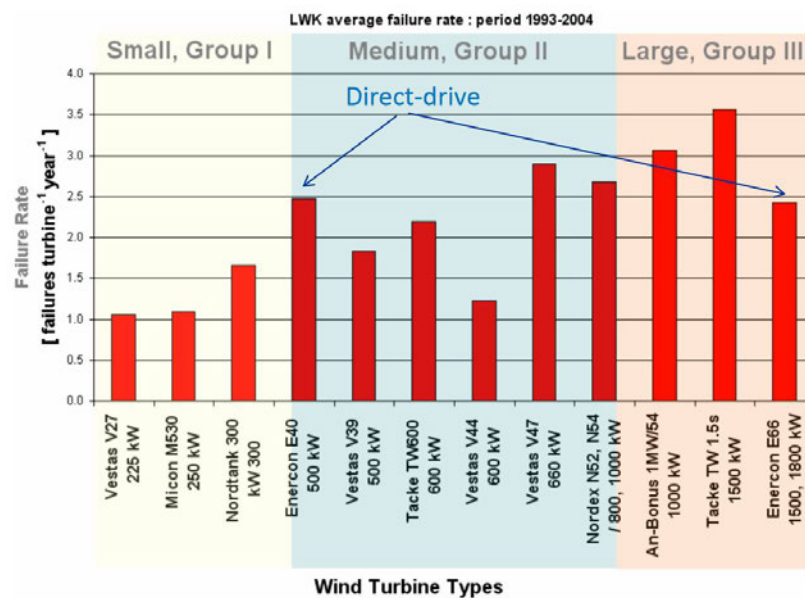


Abbildung 5.16: Fehlerraten verschiedener Windturbinen im Zeitraum von 1993-2004 [58]

Die Ergebnisse der verschiedenen Datenbanken zeigen auf, dass kleine Turbinen geringere Ausfallraten aufweisen und werden für die Anpassung der Fehlerraten in den Trendszenarien berücksichtigt.

#### **5.4.1 Pessimistisches Trendszenario**

Dem pessimistischen Szenario liegt zu Grunde, dass die Fehlerraten der MRWEA sich nicht zu ihrem Gunsten verbessern, mit denen der SRWEA identisch sind und wie in Abschnitt 5.2 modelliert werden. Auf die Anpassung der Reparaturparameter und Konfiguration der Energieumwandlung wie in Abschnitt 5.2 wird verzichtet. Somit können für das pessimistische Szenario die Ergebnisse der Simulation aus Abschnitt 5.3 übernommen werden.

#### **5.4.2 Realistisches Trendszenario**

Für das realistische Szenario wird die Simulation in den folgenden Punkten angepasst:

1. Veränderte Zuordnung der elektrischen Systeme
2. Anpassung der Reparaturparameter
3. Anpassung der Fehlerraten

In Tabelle 5.6 werden die elektrischen Systeme aufgelistet, deren Zuordnung zu den turbinen- und anlagenspezifischen Fehlern verändert wird. Das Kontroll- und Kommunikationssystem mit Reglern und die Kommunikationsleitungen werden den anlagenspezifischen Fehler zugeordnet. Hintergrund ist die zentrale Steuerung der Turbinen der MRWEA. Auch die Kommunikation mit den Turbinen und dem Windparkmanagement findet zentralisiert in der Anlage statt. Die Sicherheitskette wird der Anlage und den Turbinen zugeordnet. Einerseits müssen die Turbinen über eine eigene und unabhängige Sicherheitskette verfügen. Andererseits muss auch die Steuerung der gesamten MRWEA mit einer Sicherheitskette abgesichert werden. Die elektrischen Hilfssysteme werden unverändert den turbinenspezifischen Fehlern zugeordnet. Hinsichtlich der Umwandlung der elektrischen Energie werden die Leistungselektronik und die Frequenzumrichter in Gruppen eingeteilt. Bei der Festlegung der Clusteranzahl für verschiedene MRWEA wird sich an den Ergebnissen aus Abschnitt 5.3.5 orientiert.

Im nächsten Schritt werden die Reparaturparameter aus Tabelle 5.5 angepasst. Der Einsatz der Schiffstypen und die damit verbundenen Wetterbedingungen wurden bereits in der Simulation in Abschnitt 5.2 auf die MRWEA abgestimmt. Zusätzlich dazu werden die Reparaturzeiten in den Fehlerkategorien verringert. Der manuelle Neustart in Fehlerkategorie 1 ist hauptsächlich von der Fehlersuche abhängig. Daher kann hier davon ausgegangen werden, dass es keinen Unterschied bei den Reparaturzeiten der MRWEA und SRWEA gibt. In den Fehlerkategorien 2, 3 und 4 sind geringere Reparaturzeiten gegenüber der SRWEA

Komponente	Unterkomponente	Kat 1	Kat 2	Kat 3	Kat 4	Zuordnung
Kontroll- & Kommunikationssystem	Regler und Kommunikationsleitung	1,600	0,153	0,000	0,000	Turbine
	Sicherheitskette	0,500	0,020	0,000	0,000	Turbine, Anlage
Elektrische Hilfssysteme	-	0,100	0,150	0,000	0,000	Anlage
Leistungselektronik	Messsystem und Kabel	0,280	0,020	0,000	0,000	Gruppe
	Schalter	0,200	0,300	0,035	0,000	Gruppe
	Transformator	0,170	0,050	0,008	0,002	Gruppe
Frequenzumrichter	Leistungselektronik und Regler	1,760	0,002	0,105	0,000	Gruppe
	Kühlsystem	0,110	0,150	0,000	0,000	Gruppe

Tabelle 5.6: Realistisches Szenario: Zuordnung der elektrischen Systeme [Eigene Darstellung]

	Kat 1	Kat 2	Kat 3	Kat 4
Name	Manueller Neustart	Kleine Reparatur	Große Reparatur	Austausch
Reparaturzeit [h]	3	6	13	26
Schiffstyp	CTV	CTV	FSV	FSV
Wetterbedingungen	$H_s = 1,5 m$	$H_s = 1,5 m$	$H_s = 1,5 m$	$H_s = 1,5 m$ $W_s = 10 m/s$
Mobilisierungszeit [Wochen]	0	0	3	3

Tabelle 5.7: Realistisches Szenario: Reparaturparameter [Eigene Darstellung]

realistisch. Durch die modulare Bauweise der MRWEA wird für den Austausch der Komponenten in Fehlerkategorie 4 und für die großen Reparatur in Kategorie 3 eine Halbierung der Reparaturzeit angenommen. Insbesondere die geringen Bauteilgewichte können die Reparaturarbeiten erleichtern. Dies kann in auch auf die Reparaturen der Fehler in Kategorie 2 übertragen werden. Der Einfluss auf die Reparaturzeit wird hierbei jedoch nicht so stark eingeschätzt. Die Reparaturzeit in Fehlerkategorie 2 wird um 25 % auf 6 Stunden reduziert. Die Reparaturparameter für das realistische Szenario sind in Tabelle 5.7 aufgeführt.

Die Fehlerraten werden nur für die turbinenspezifischen Fehler angepasst. Die anlagentechnischen Fehlerraten fallen bei MRWEA und SRWEA gleich groß aus. Um den Einfluss eines Größeneffektes auf die Fehlerraten von Komponenten und Bauteilen einer WEA, ähnlich dem Größeneffekt auf die Werkstoffkennwerte in der Werkstofftechnik, bewerten zu können, reicht die vorliegende Datenbasis nicht aus. Die Anpassung der Fehlerraten wird daher geschätzt.

Ein möglicher Größeneffekt wird nur auf die mechanischen Bauteile angewandt. Die Fehlerraten von Systeme wie z.B. Schmierölsystem, Kühlsystem oder Hilfsaggregate bleiben unverändert. Auch die Fehlerraten der Kategorie 1 bleiben gleich, da Fehler in dieser Kategorie keine physikalischen Schäden an den Bauteilen verursachen, die auf einen Größeneffekt zurückgeführt werden können. In den folgenden Abschnitten wird der mögliche Effekt auf die Fehlerraten abgeschätzt.

**Getriebe** Werden die Fehlerraten der Unterkomponenten in Tabelle 5.2 betrachtet, sind nur die mechanischen Bauteile wie Lager, Getriebe und Gehäuse von einem Größeneffekt betroffen. In der Werkstofftechnik ist der Größeneffekt vor allem auf das steigende Werkstoffvolumen zurückzuführen. Für die Abschätzung der Fehlerrate würde es zunächst naheliegen, diese z. B. proportional zum Werkstoffvolumen mit dem SQUARE-CUBE-LAW zu verändern. Dagegen spricht jedoch, dass der Größeneffekt bei Werkstoffen, die z. B. für Lager und Gehäuse verwendet werden, wissenschaftlich gut erfasst ist und bei der Konstruktion über Sicherheitsfaktoren berücksichtigt wird. Einen weiteren Effekt hat die Größe der WEA auf die Belastung des Getriebes und auf das Übersetzungsverhältnis. Geringe Turbinenleistungen führen zu kleineren Lasten und zu geringeren Übersetzungsverhältnissen, die einen positiven Einfluss auf die Fehlerrate haben können. Ein weiterer Einfluss auf die Fehlerrate kann aus der langen Betriebserfahrung mit kleineren Getrieben von WEA abgeleitet werden.

Der Größeneffekt auf die Fehlerraten in den Fehlerkategorien 2, 3 und 4 wird über Gleichung 5.14 abgeschätzt. Beim Herunterskalieren wird ein linearer Zusammenhang von Turbinennennleistung und der Fehlerrate  $\beta_1$  in Gleichung 5.14 hergestellt. Die ursprüngliche Fehlerrate  $\beta_2$  halbiert sich, wenn die Turbinennennleistung  $P_1$  der MRWEA  $1/5$  der ursprünglichen Turbinenleistung  $P_2$  von 10MW entspricht.

$$\beta_1 = \beta_2 \cdot \left( 0,625 \cdot \frac{P_1}{P_2} + 0,375 \right) \quad (5.14)$$

**Generator, Hauptwellen und Nabe** Für die mechanischen Bauteile von Generatoren, Hauptwellen sowie Naben wird ebenfalls ein linearer Zusammenhang zwischen Fehlerrate und Turbinennennleistung für der Herunterskalierung gewählt. Hier kann auf einen geringeren Effekt auf die Fehlerrate aufgrund der Einfachheit der Komponenten und Bauteile geschlossen werden. Hier halbiert sich die ursprüngliche Fehlerrate  $\beta_2$ , wenn die Turbinennennleistung  $P_1$  der MRWEA  $1/10$  der ursprünglichen Turbinenleistung  $P_2$  entspricht.

$$\beta_1 = \beta_2 \cdot \left( 0,556 \cdot \frac{P_1}{P_2} + 0,444 \right) \quad (5.15)$$

**Blattverstellung** Bei den mechanischen Bauteilen der Blattverstellung können ähnliche Annahmen zu einem Größeneffekt auf die Fehlerraten wie beim Getriebe getroffen werden. Daher wird auf dieselbe Gleichung zur Skalierung der Fehlerraten zurückgegriffen (Gleichung 5.14).

**Rotorblatt** Rotorblattschäden von WEA sind von der Versicherung GCUBE untersucht worden und können auf folgenden Hauptursachen zurückgeführt werden [53]:

1. Technische Fehler
2. Entwurfsfehler

### 3. Fertigungsfehler

### 4. Externe Ursachen

Werden diese Hauptursachen betrachtet, kann angenommen werden, dass für die technischen Fehler wie z.B. ein Ausfall des Steuerungssystems kein direkter Bezug zur Größe besteht.

Für die Fehler im Entwurf und der Fertigung kann ein positiver Effekt auf die Fehlerrate bei sinkender Turbinenleistung und Größe hergestellt werden. Auch bei den externen Ursachen kann ein positiver Effekt auf die Fehlerraten angenommen werden. Z. B. besteht die Gefahr eines Blitzschadens ausschließlich für die oberen Turbinen der MRWEA. Dagegen besteht eine höhere Gefahr von Schäden durch Kranarbeiten bei einer MRWEA. Auch die Ursachen von Schäden durch Kollisionen könnten einen negativen Einfluss auf die Fehlerraten von MRWEA-Rotorblätter haben, da diese sich mit einer höheren Drehzahl drehen und die Gesamtlänge aller Flügel größer als die einer SRWEA ist.

Insgesamt kann ein positiver Effekt, vor allem durch die Vermeidung von Entwurfs- und Fertigungsfehlern, unterstellt werden. Die ursprüngliche Fehlerrate der 10-MW-DTU Referenzwindturbine halbiert sich, wenn die Turbinenleistung der MRWEA  $\frac{1}{3}$  der ursprünglichen Nennleistung beträgt. Die Fehlerrate kann über die Gleichung 5.16 angepasst werden.

$$\beta_1 = \beta_2 \cdot \left( 0,75 \cdot \frac{P_1}{P_2} + 0,25 \right) \quad (5.16)$$

Im Anhang B finden sich in Tabelle B.1 die modulierten Fehlerraten für den MR14-Entwurf, wenn die vorangegangenen Annahmen auf die ursprünglichen Fehlerraten angewandt werden.

#### 5.4.3 Optimistisches Trendszenario

Gegenüber dem realistischen Szenario werden im positiven Szenario die Reparaturparameter und Fehlerraten weiter modifiziert. Bei den Reparaturparametern wird die Reparaturzeit der Fehlerkategorie 1 halbiert und die MRWEA während der Reparatur eines Fehlers in Kategorie 1 nicht abgeschaltet. Es wird davon ausgegangen, dass eine Fehlersuche und der Neustart sicherheitstechnisch auch ohne Abschaltung der restlichen Turbinen möglich sind.

Es werden die Fehlerraten derselben Bauteile wie in Abschnitt 5.4.2 angepasst. Im Gegensatz zum realistischen Szenario werden die Fehlerraten in den Kategorien 2, 3 und 4 nach dem SQUARE-CUBE-LAW verändert. Damit variieren die Fehlerraten proportional zu den Bauteilvolumen oder Bauteilmassen.



In Abhängigkeit von den Nennleistungen  $P_1$  und  $P_2$  kann die Fehlerrate  $\beta_1$  über Gleichung 5.17 neu berechnet werden.

$$\beta_1 = \beta_2 \cdot \left( \frac{P_1}{P_2} \right)^2 \quad (5.17)$$

Wird diese Berechnung auf die Fehlerraten in Tabelle 5.2 angewendet, ergeben sich für den MR14-Entwurf die Fehlerraten, die in Tabelle B.2 im Anhang dargestellt sind.

#### 5.4.4 Ergebnisse

Für das realistische Trendszenario ist in Abbildung 5.17 die Abhängigkeit der energetischen Verfügbarkeit und der Varianz der energetischen Verfügbarkeit von der Rotoranzahl dargestellt. Die energetische Verfügbarkeit ist gegenüber den Ergebnissen des pessimistischen Trendszenarios (Abbildung 5.5) gestiegen und deren Absinken ist mit zunehmender Rotoranzahl nicht so stark ausgeprägt. Bis zu einer Rotoranzahl von ca. 40 Stück weist die MRWEA höhere energetische Verfügbarkeiten als die SRWEA auf.

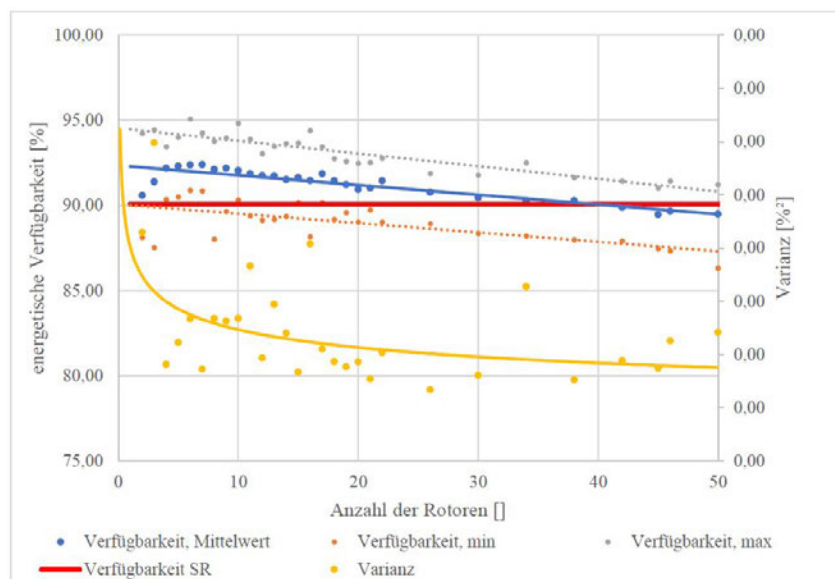


Abbildung 5.17: Realistisches Trendszenario: Energetische Verfügbarkeit und Varianz der MRWEA in Abhängigkeit der Rotoranzahl [Eigene Darstellung]

Die positiven Veränderungen der Werte der energetischen Verfügbarkeit und deren Verlauf, die beim realistischen Szenario zu beobachten sind, fallen beim optimistischen Trendszenario größer aus (Abbildung 5.18). Einerseits sind die energetischen Verfügbarkeiten der MRWEA weiter gestiegen und liegen nun im gesamten untersuchten Rotorbereich über der energetischen Verfügbarkeit einer SRWEA. Andererseits bleibt die energetische Verfügbarkeit mit zunehmender Anzahl der Rotoren nahezu konstant.

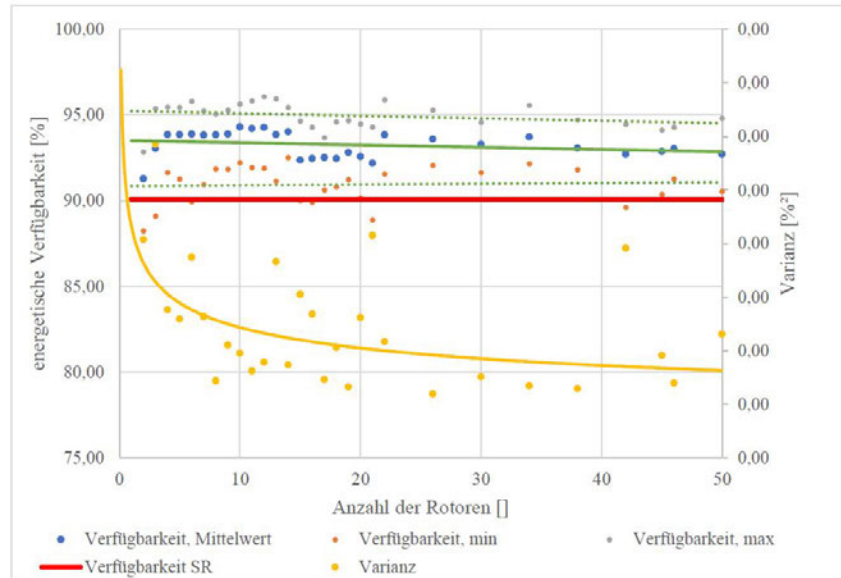


Abbildung 5.18: Optimistisches Trendszenario: Energetische Verfügbarkeit und Varianz der MRWEA in Abhängigkeit der Rotoranzahl [Eigene Darstellung]

Die energetische Verfügbarkeit der verschiedenen Trendszenarien werden in Abbildung 5.19 miteinander verglichen.

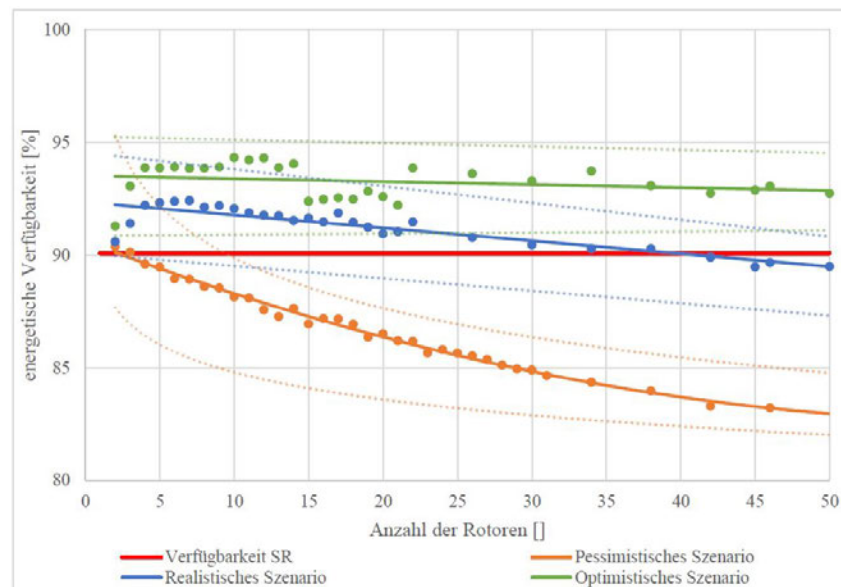


Abbildung 5.19: Trendszenarien im Vergleich hinsichtlich der energetischen Verfügbarkeit [Eigene Darstellung]

Bei der Betrachtung der anfallenden Fehler (Abbildung 5.20) wird deutlich, dass bei allen Trendszenarien die Fehleranzahl der MRWEA eindeutig über der Anzahl der anfallenden Fehler an einer äquivalenten SRWEA liegt. Hier sollte zukünftig untersucht werden, ob der Vorteil einer höheren energetischen Verfügbarkeit den Nachteil der vielen Reparaturen überwiegt und dies insgesamt einen positiven Effekt auf die LCOE hat. Werden die Ergebnisse aus Abbildung 5.19 hinzugezogen, kann der oftmals vorgebrachte Vorteil einer MRWEA bestätigt werden, dass der häufige partielle Wegfall der Leistung bei einem Ausfall

einzelner Turbinen insgesamt einen geringeren Einfluss auf den Energieertrag hat als wenige Ausfälle der gesamten Leistung bei einer SRWEA.

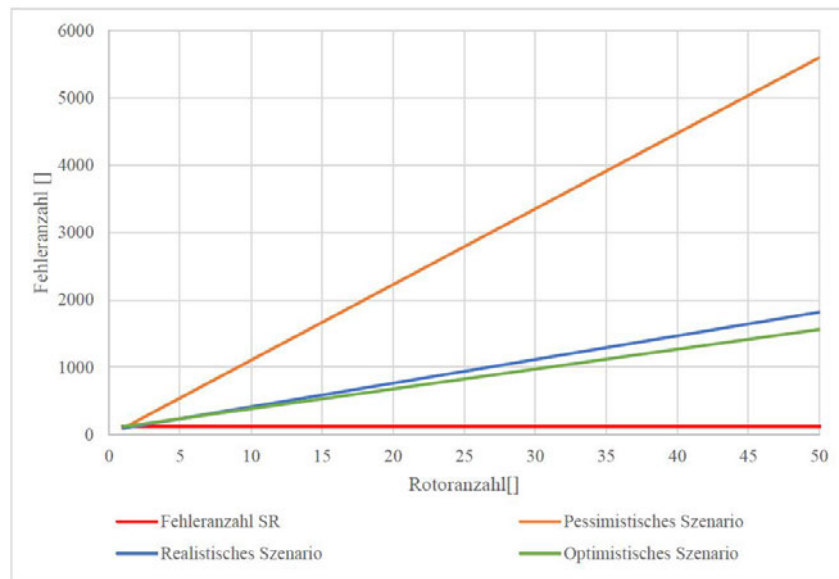


Abbildung 5.20: Trendszenarien im Vergleich hinsichtlich der Fehleranzahl [Eigene Darstellung]

## 5.5 Fazit

Die im Rahmen dieser Masterarbeit entworfene Zuverlässigkeitssimulation zeigt überzeugende Ergebnisse und konnte anhand des INNWIND-Reports D-1.34 und dem Vergleich mit verschiedenen Studien zur energetischen Zuverlässigkeit validiert werden. Anhand der Simulation wurden mehrere Einflussfaktoren auf die energetische Zuverlässigkeit von MRWEA hinsichtlich der Rotoranzahl, Mindestkapazität, Fehleraten, Reparaturabschaltung und einer Gruppierung der Energieumwandlung identifiziert und untersucht. Es kann festgestellt werden, wie sich eine hohe Rotoranzahl negativ auf die Verfügbarkeit auswirkt. Dies lässt sich auf einen Anstieg der Fehler und Reparaturen bei zunehmender Rotoranzahl zurückführen. Insbesondere der Einfluss der Reparaturverluste einer MRWEA nimmt mit steigender Rotoranzahl deutlich zu. Soll dieser Einfluss reduziert werden, muss abgewogen werden, ob stets eine hohe Gesamtleistung zur Verfügung stehen soll und damit häufige Unterbrechungen der Energieproduktion durch Reparaturen einhergehen oder ob weniger Reparaturen durchgeführt werden sollen, wodurch aber geringere Leistungen zur Verfügung stehen.

Mit der Einführung und Untersuchung der Mindestkapazität wurde dieser Konflikt untersucht. Es kann festgestellt werden, dass bei geringer Rotoranzahl immer die maximale Leistung zur Verfügung stehen sollte. Erst bei einer höheren Rotoranzahl ist es energetisch sinnvoll, auf einen bestimmten Anteil der Gesamtleistung zu Gunsten weniger Reparaturen zu verzichten. Steigende Fehlerraten weisen einen stärkeren negativen Effekt auf die Verfügbarkeit auf: Einerseits kommt es zu häufigeren Ausfällen und andererseits bringt dies wiederum eine erhöhte Anzahl an Reparaturen und Reparaturabschaltungen

mit sich. Auch lässt sich feststellen, dass kleine, aber häufige Fehler eine höhere Auswirkung auf die Verfügbarkeit haben als wenige große. Außerdem hat die Unterteilung der elektrischen Anlagen zur Energieumwandlung in Gruppen einen positiven Effekt auf die Zuverlässigkeit. Hier bieten weder eine vollständige Dezentralisierung noch eine Zentralisierung einen Vorteil. Die Reparaturverluste wurden dahingehend untersucht, wie sich ein Weiterbetrieb während der Reparaturen auf die energetische Verfügbarkeit auswirkt. Insbesondere der Weiterbetrieb während der Reparaturen von Fehlern der Kategorie 1 wirkt sich positiv auf die Verfügbarkeit aus. Hier sollte bei der Erforschung von MRWEA weiter verfolgt werden, ob dies sicherheits- und betriebstechnisch möglich ist.

Anhand der entwickelten Trendszenarien zur Zuverlässigkeit der MRWEA konnte entgegen der Ergebnisse aus dem INNWIND-Report D-1.34 ermittelt werden, dass MRWEA mit einer höheren energetischen Zuverlässigkeiten als SRWEA betrieben werden können. Dies kann erreicht werden, indem einerseits die elektrischen Systeme zur Energieumwandlung und Reparaturparameter für die MRWEA sinnvoll angepasst werden. Andererseits wirken sich niedrigere Fehlerraten bei Kleinanlagen positiv auf die Zuverlässigkeit aus. Beim realistischen Szenario können Vorteile der MRWEA bezüglich der energetischen Verfügbarkeit bis zu einer Rotoranzahl von 40 Stück beobachtet werden. Im optimistischen Szenario können weitere Steigerungen erreicht und der negative Einfluss der Rotoranzahl auf die Zuverlässigkeit nahezu minimiert werden. Es muss jedoch unbedingt berücksichtigt werden, dass trotz der höheren energetischen Verfügbarkeit die Anzahl der anfallenden Fehler deutlich über der Fehleranzahl einer äquivalenten SRWEA liegt. Ohne eine Aussage über die Höhe der anfallenden Kosten zur Wartung und Instandhaltung und dem damit verbundenen Einfluss auf die Betriebskosten und die LCOE lässt sich keine abschließende Aussage darüber treffen, ob MRWEA gegenüber von SRWEA eine kostengünstigere Energieerzeugung ermöglichen.

## 6 Zusammenfassung und Ausblick

Die Untersuchungen zum Aufbau der MRWEA (Kapitel 3) haben ergeben, dass der Aufbau der vorgegebenen MRWEA mit verschiedenen Aufbaumethoden und Schiffstypen möglich ist. Jedoch stellen insbesondere die Größe und davon vor allem die Höhe der MRWEA sehr hohe Anforderungen an die Arbeitshöhen der Krane. Kein Kran der zurzeit zur Verfügung stehenden Schiffe erreicht mit seinen Haupthaken Arbeitshöhen, die ein Aufhängen der MRWEA oberhalb der Tragstruktur zulassen. Der Aufbau der MRWEA ist trotz ihrer Höhe möglich, weil der Schwerpunkt der gesamten MRWEA unter der maximalen Arbeitshöhe der Krane liegt. Die aus Kostengründen zu bevorzugende Methode zum Aufbau der MRWEA mit dem Kran eines Errichterschiffes scheint aufgrund der Arbeitshöhe und des Platzbedarfes vom Ausleger zurzeit nicht ohne umfassende Anpassungen der MRWEA machbar. Aufbaumethoden mit zwei Kranen schränken den Entwurf der MRWEA wenig bis gar nicht ein, haben jedoch höhere Kosten zur Folge. Daher sind zurzeit insbesondere die Kranschiffe für den Aufbau zu bevorzugen, die an Bord über zwei Krane verfügen. Der Aufbau mit der PIONEERING SPIRIT ist eine weitere, aber sehr spezielle Aufbaumöglichkeit und scheint aufgrund der hohen Kosten nicht in Frage zu kommen. Bei der Diskussion der Aufbaumethoden wurde außerdem deutlich, dass der Transport vormontierter MRWEA auf den errichtenden Schiffen nur eingeschränkt realisierbar ist. Grundsätzlich wird bei der Diskussion über Aufbau und Transport deutlich, dass vor allem die Größe ein Nachteil der MRWEA gegenüber den SRWEA darstellt, die über geringere Nabenhöhen und Transportvolumen verfügen.

In Kapitel 4 werden verschiedene Anordnungsprinzipien und in Frage kommende Krantypen für die Wartung und Instandhaltung beschrieben und miteinander verglichen. Es wird deutlich, dass ein mobiler Zentralkran auf der MRWEA die beste Ausführung eines Wartungskranes darstellt. Als Krantyp werden Teleskopdrehkrane favorisiert, da diese ein relativ geringes Gewicht und eine geringe Windangriffsfläche aufweisen. Für das Problem, dass direkt untereinanderliegende Rotorgondeln mit den Kranen erreicht werden müssen, werden zwei Lösungsmöglichkeiten vorgeschlagen, deren Vor- und Nachteile im Einzelfall gegeneinander abgewogen werden müssen. Ein Abrücken per Ausgleichstraverse ist hinsichtlich der Handhabbarkeit zu bevorzugen, führt jedoch zu höheren Krangewichten. Ein Abrücken über einen zusätzlichen Aufhängepunkt und mit einer zusätzlichen Hebevorrichtung ist zwar schwerer zu handhaben, weist aber ein geringes Gesamtgewicht auf. Auch wird deutlich, dass das Gewicht eines Wartungskranes einen erheblichen Einfluss auf die MRWEA hat. Das Gewicht der Wartungskrane sinkt mit zunehmender Anzahl der Rotoren und mit den damit verbundenen geringeren Gewichten der einzelnen Turbinen. Das Gewicht der Krane ist anhand von Mobilkränen untersucht worden, die auf dem Markt erhältlich sind. Zukünftig sollte gemeinsam mit den Herstellern von mobilen Teleskopdrehkränen untersucht werden, wie die Wartungskrane für einen Einsatz auf einer MRWEA u. a. mit dem Ziel einer Gewichtsreduktion optimiert werden können. Auch muss der Gewichtseinfluss von Schienen und Verstärkungen der Tragstruktur näher analysiert werden.

Die Simulation zur Zuverlässigkeit von MRWEA und deren Auswertung in Kapitel 5 haben zunächst die wichtigsten Einflussfaktoren auf die energetische Zuverlässigkeit identifiziert. Deren Einfluss wurde durch die Variation der Fehlerraten, Reparaturparameter, Anzahl der Rotoren, Mindestkapazität sowie Konfiguration der Energieumwandlung bestimmt. Diese Ergebnisse sind in die Simulation von drei Szenarien zur Zuverlässigkeit eingegangen. Es hat sich herausgestellt, dass durch eine sinnvolle und realistische Anpassung der Parameter und der Konfiguration von MRWEA im realistischen und optimistischen Szenario eine höhere energetische Zuverlässigkeit als bei SRWEA realisiert werden kann. Beim pessimistischen Szenario liegt die energetische Verfügbarkeit aber mit zunehmender Anzahl der Rotoren deutlich unter der von SRWEA. Die Zuverlässigkeitssimulation der MRWEA bietet weiterhin Potenzial zur Erweiterung. Der Fokus sollte hierbei auf die Erarbeitung eines Kostenmodells der Wartung und Instandhaltung gelegt werden. Zwar konnten in den realistischen und optimistischen Trendszenarien höhere Zuverlässigkeiten erreicht werden, jedoch lag die Anzahl der Fehler und der damit verbundenen Reparaturen deutlich über denen einer SRWEA. Mit einem Kostenmodell kann zukünftig auch der Einfluss der Zuverlässigkeit und Reparaturen auf die LCOE bzw. Betriebskosten quantifiziert werden und eine damit eine Aussage darüber getroffen werden, ob eine MRWEA rentabel betrieben werden kann.

Das Fehlermodell der MRWEA sollte auch dahingehend erweitert werden, dass die Fehlerraten der Tragstruktur quantifiziert und in der Simulation berücksichtigt werden. Ebenfalls kann die Modellierung der Reparaturen detaillierter gestaltet werden. So könnte z. B. eine jährliche Wartung und Inspektion für die MRWEA und SRWEA eingeführt und im Hinblick auf eine Verschiebung von Reparaturen auf diese Jahreswartung untersucht werden. Auch kann eine weitere Differenzierung bei Reparaturabschaltungen vorgenommen werden, indem z. B. nur der Bereich um die ausgefallene Turbine abgeschaltet werden muss. Für die Planung von Reparaturen an der MRWEA kann das Reparaturmodell dahingehend erweitert werden, dass gegeneinander abgewogen wird, ob eine sofortige Reparatur trotz guter Windverhältnisse oder ein Weiterbetrieb mit verminderter Nennleistung hinsichtlich des Energieertrages sinnvoll ist. Um eine Aussage darüber zu treffen, ob die Ergebnisse dieser Masterarbeit zur Zuverlässigkeit zu verallgemeinern sind, sollten auch MRWEA mit mehr oder weniger als 20 MW Nennleistung mit den hier angewandten Methoden untersucht werden. Fließen diese Vorschläge in die weiteren Untersuchungen zur Zuverlässigkeit von MRWEA mit ein, können die Unsicherheiten hinsichtlich der Zuverlässigkeit und Betriebskosten einer MRWEA weiter reduziert und die Potenziale von MRWEA ausgeschöpft werden.

# Literaturverzeichnis

- [1] Allseas: Pioneering Spirit move in Ymes topsides. [https://allseas.com/wp-content/uploads/2016/08/2016-0820-01-Move-in\\_DJI\\_0052-1600x900.jpg](https://allseas.com/wp-content/uploads/2016/08/2016-0820-01-Move-in_DJI_0052-1600x900.jpg). Abruf am 08.07.2020.
- [2] Allseas: Vessel specifications - Pioneering Spirit. <https://allseas.com/equipment/pioneering-spirit/>. Abruf am 04.08.2020.
- [3] Bak, C., et al.: The DTU 10-MW Reference Wind Turbine. Technischer Bericht, Technical University of Denmark, 2013.
- [4] Beckman, J.: Dual-vessel QUAD Lift technique speeds platform installation. <https://www.offshore-mag.com/rigs-vessels/article/14072740/dualvessel-quad-lift-technique-speeds-platform-installation>. Abruf am 01.09.2020.
- [5] Buitendijk, M.: Ship design in detail: Heeremas crane vessel Sleipnir. <https://www.swzmaritime.nl/news/2020/03/25/ship-design-in-detail-heeremas-crane-vessel-sleipnir/?gdpr=accept>. Abruf am 11.08.2020.
- [6] Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie: FINO-Datenbank. <http://fino.bsh.de/>. Abruf am 26.10.2020.
- [7] Certex Germany: Neue kompakte Traverse für schwere Lasten. <https://www.certex.de/sites/certex-de/Pictures/Ausgleichstraverse%2030t.jpg>. Abruf am 02.10.2020.
- [8] Columbus McKinnon Industrial Products: Yale Elektrokettenzug CPE | CMCO. <https://www.yale.de/produkte/sortiment/hebezeuge/elektrokettenzuege-druckluftkettenzuege/yale-elektrokettenzug-cpe/>. Abruf am 02.10.2020.
- [9] Conroy, N., Deane, J., and Gallachóir, B. P. Ó.: Wind turbine availability: Should it be time or energy based? – A case study in Ireland. *Renewable Energy*, 36(11):2967–2971, nov 2011. doi: 10.1016/j.renene.2011.03.044.
- [10] Dalhoff, P.: Innovative Anlagenkonzepte - Vorlesungsskript Berechnung und Konstruktion von Wind- und Wellenenergieanlagen. Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg, 2019.
- [11] Dao, C., Kazemtabrizi, B., und Crabtree, C.: Wind turbine reliability data review and impacts on levelised cost of energy. *Wind Energy*, dec 2019. doi:10.1002/we.2404.

- [12] de Vries, E.: Haliade-X uncovered: GE aims for 14MW. <https://www.windpowermonthly.com/article/1577816/haliade-x-uncovered-ge-aims-14mw>. Abruf am 21.9.2020.
- [13] DIN 15 001: Krane. Technischer Bericht, Deutsche Institut für Normung, 1973.
- [14] DNV: DNV-RP-A203 Technology Qualification. Technischer Bericht, Det Norske Veritas, 2013.
- [15] DNV GL: DNVGL-ST-0054: Transport and installation of wind powerplants. Technischer Bericht, DNV GL, 2017.
- [16] Eberlin, S. und Hock, B.: Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit technischer Systeme. Springer Fachmedien Wiesbaden, 2014.
- [17] Enercon: Zusammenstellung der typengerpüften Dokumentationen E-82 E2/BF/107/23/01. Technischer Bericht, Enercon, 2020.
- [18] Eon Market Research: Global Offshore Telescopic Boom Crane Market 2020 Industry Outlook, Growth, Comprehensive Insights and Forecast 2025. <https://prnewsleader.com/news/1358113/global-offshore-telescopic-boom-crane-market-2020-industry-outlook-growth-comprehensive-insights-and-forecast-2025/>. Abruf am 14.10.2020.
- [19] Fingersh, L., Hand, M., und Laxson, A.: Wind Turbine Design Cost and Scaling Model. Technischer Bericht, National Renewable Energy Laboratory, 2006.
- [20] Fred Olsen Windcarrier: Specifications: Jack-Up installation vessel Blue Tern. <https://windcarrier.com/wp-content/uploads/2020/08/Blue-Tern-19082020.pdf>, Oktober 2020. Abruf am 14.08.2020.
- [21] Gieck, K.: Technische Formelsammlung. Hanser, München, 2013.
- [22] Griemert, R.: Fördertechnik Auswahl und Berechnung von Elementen und Baugruppen. Springer Vieweg, Wiesbaden, 2018.
- [23] Grote, K.-H.: Dubbel Taschenbuch für den Maschinenbau. Springer Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg, 2014.
- [24] Hahn, B., Durstewitz, M., und Rohrig, K.: Reliability of wind turbines: Experiences of 15 years with 1,500 WT's. Fraunhofer IWES, 01 2006.
- [25] Hau, E.: Windkraftanlagen. Springer-Verlag GmbH, 2017.
- [26] Hausenblas, E.: Vorlesungsskript zur Zuverlässigkeitstheorie. Montanuniversität Leoben, 2016.



- [27] Heerema Marine Contractors: Heerema - Equipment. <https://heerema-production-content.s3.amazonaws.com/HMC/Media/Brochures/Equipment-Brochure.pdf>. Abruf am 16.07.2020.
- [28] Hinzen, H.: Maschinenelemente. Oldenbourg, München, 2000.
- [29] Jamieson, P., et al.: Innovative Turbine Concepts - Multi-Rotor System. Technischer Bericht, University of Strathclyde, CRES, National Technical University of Athens, September 2015.
- [30] Jan de Nul: Voltaire - Offshore Jack-up Installation Vessel. [https://www.jandenu.com/sites/default/files/2020-10/Voltaire%20%28EN%29\\_1.pdf](https://www.jandenu.com/sites/default/files/2020-10/Voltaire%20%28EN%29_1.pdf). Abruf am 03.0.2020.
- [31] Kaps, H.: Stabilität der Aufhängung beim Schwergutumschlag. Technischer Bericht, Transport-Informationen-Service, 2013.
- [32] Kirow Ardel: KIROW-Multi-Tasker-100. <http://kirow.info/catalog/cranes-train/KIROW-Multi-Tasker-100/>. Abruf am 21.07.2020.
- [33] Kirow Ardel: MULTI TASKER100 /250 /810 /910 /1000 /1200 /1600 /2000+. [https://www.kirow.de/typo3temp/cokcb2web/files/bbe51dfc2edcde1ddacc6847cbba62f7/MULTI\\_TASKER\\_DE.pdf](https://www.kirow.de/typo3temp/cokcb2web/files/bbe51dfc2edcde1ddacc6847cbba62f7/MULTI_TASKER_DE.pdf). Abruf am 24.09.2020.
- [34] Kolonko, M.: Stochastische Simulation. Vieweg+Teubner Verlag, 2008.
- [35] Liebherr: Mobilkran LTM 1350-6.1. Liebherr-Werk Ehingen, td 180.04.defisr05.20 Auflage, September 2017.
- [36] Liebherr: Mobile Harbour Crane LHM 120. Liebherr-MCCtec, hm 3511.02.04 mcr-10097934-06.18\_en Auflage, Dezember 2019.
- [37] Liebherr: Mobile Harbour Crane LHM 550. Liebherr-MCCtec, hm 3512.03.04 mcr-10541068-06.18\_en Auflage, Dezember 2019.
- [38] Liebherr: Liebherr Heavy Lift Crane Serie - Liebherr. <https://www.liebherr.com/de/deu/produkte/maritime-krane/offshore-krane/heavy-lift-crane/heavy-lift-crane.html>, August 2020.
- [39] Liebherr: Mobilkran LTM 1030-2.1. Liebherr-Werk Ehingen, lwe-td-200-01-defisr06-2020 Auflage, September 2020.
- [40] Liebherr: Mobilkran LTM 1050-3.1. Liebherr-Werk Ehingen, lwe-td-185-01-defisr12-20 Auflage, Juli 2020.
- [41] Liebherr: Mobilkran LTM 1160-5.2. Liebherr-Werk Ehingen GmbH, td 253.02.defisr09.201 Auflage, Februar 2020.

- [42] Müller, M.: Schienenprofil - Schiene. <https://www.gleisbau-welt.de/lexikon/infrastruktur/oberbau/schiene/schienenprofil/>. Abruf am 24.08.2020.
- [43] Nappi, G., Pettersen, N. H., und Eriksson, C.: G132 5MW IEC 2A. Technischer Bericht, Det Norske Veritas, 2014.
- [44] Naschert, C.: Global shortage of installation vessels could trouble waters for offshore wind. <https://www.spglobal.com/marketintelligence/en/news-insights/trending/LPC6P4u-UC9qVTTB4V05Cg2>. Abruf am 20.07.2020.
- [45] Nordlaks: Transport of Havfarmen Jostein Albert. [https://images.squarespace-cdn.com/content/v1/5a82b8778a02c77326e8e314/1599553286663-QPH4RBTPEJTYQD1MJCRM/ke17ZwdGBTo ddI8pDm48kNZr331BLc-Rota1ZP1Yh3h7gQa3H78H3Y0txjaiv\\_0fDoOvxcdMmMKkDsyUqMSsMWxHk725yiiHCCLfrh8O1z4YTzHvnKhyp6Da-NYroOW3ZGjoBKy3azqku80C789l0hReLB75oIvKxcDxwlnLXaYNPa96OWO5Z21xzWqpQF\\_bv3E39NLc0xdQYNJZ7z0n0g/Drone2.jpg](https://images.squarespace-cdn.com/content/v1/5a82b8778a02c77326e8e314/1599553286663-QPH4RBTPEJTYQD1MJCRM/ke17ZwdGBTo ddI8pDm48kNZr331BLc-Rota1ZP1Yh3h7gQa3H78H3Y0txjaiv_0fDoOvxcdMmMKkDsyUqMSsMWxHk725yiiHCCLfrh8O1z4YTzHvnKhyp6Da-NYroOW3ZGjoBKy3azqku80C789l0hReLB75oIvKxcDxwlnLXaYNPa96OWO5Z21xzWqpQF_bv3E39NLc0xdQYNJZ7z0n0g/Drone2.jpg). Abruf am 03.11.2020.
- [46] Ohne Verfasser: Bauabläufe und Installation. <https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Technologien/Windenergie-auf-See/Technik/Bauablaeufe-Installation/bauablaeufe-installation.html>. Abruf am 24.08.2020.
- [47] Ohne Verfasser: BOWTIS Takes Offshore Wind Deeper. [https://www.maritimejournal.com/news/101/marine-renewable-energy/bowtis\\_takes\\_offshore\\_wind\\_deeper](https://www.maritimejournal.com/news/101/marine-renewable-energy/bowtis_takes_offshore_wind_deeper). Abruf am 28.09.2020.
- [48] Ohne Verfasser: Brave Tern in Esbjerg. <http://666kb.com/i/celnrwpbyb1rimhhqa.jpg>. Abruf am 01.07.2020.
- [49] Ohne Verfasser: Bullwinkle Plattform. <https://jobbiecrew.com/wp-content/uploads/2020/05/bullwinkle-1024x857.png>. Abruf am 28.09.2020.
- [50] Ohne Verfasser: Hornsea 2 RCS and OSS platform Jackets placed by Heeremas Sleipnir. <https://www.heavyliftnews.com/hornsea-2-rcs-and-oss-platform-jackets-placed-by-heeremas-sleipnir/>. Abruf am 17.09.2020.
- [51] Pettersso, P. M.: Telescopic tower facilitating installation of 12MW Offshore Wind Turbines. Diplomarbeit, Uppsala University, 2020.
- [52] Pfaffel, S., Faulstich, S., und Rohrig, K.: Performance and Reliability of Wind Turbines: A Review. *Energies*, 10(11):1904, nov 2017. doi:10.3390/en10111904.
- [53] Power Engineering International: Wind turbine blade design shift up a gear. <https://www.powerengineeringint.com/renewables/strategic-development/sharpening-the-blade/>. Abruf am 06.11.2020.

- [54] Priesterjahn, H.: 120 t Kranwagen KIROW GmbH KRC-1200. <https://www.eisenbahndienstfahrzeuge.de/kranwagen/kran-kirow-gmbh/kran-kirow-krc-1200/kran-kirow-krc-1200.htm>. Abruf am 17.07.2020.
- [55] Priesterjahn, H.: Gleisbauschienenkran KRC 910. <https://www.eisenbahndienstfahrzeuge.de/kranwagen/kran-kirow-gmbh/krc910/krc910.htm>. Abruf am 17.07.2020.
- [56] Saipem: Project Hywind. <https://www.saipem.com/en/projects/hywind>. Abruf am 13.08.2020.
- [57] Sørensen, T. G. J. D.: Integrated System Reliability Analysis. Technischer Bericht, INNWIND.eu, 2012.
- [58] Spinato, F., et al.: Reliability of wind turbine subassemblies. *IET Renewable Power Generation*, 3(4):387, 2009. doi:10.1049/iet-rpg.2008.0060.
- [59] Stehly, T. und Beiter, P.: 2018 Cost of Wind Energy Review. Technischer Bericht, National Renewable Energy Laboratory, 2020.
- [60] Technische Richtlinien für Windenergieanlagen: Bestimmung von Windpotenzial und Energieerträgen. Technischer Bericht, Fördergesellschaft Windenergie und andere Dezentrale Energien, 2017.
- [61] van der Laan, M. P., et al.: Power curve and wake analyses of the Vestas multi-rotor demonstrator. *Wind Energy Science*, may 2019. doi:10.5194/wes-4-251-2019.
- [62] Warner, M.: Konzeption des Azimut-SystemseinerMultirotor-Windenergieanlage. Diplomarbeit, Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg, 2017.

# A Elektronisch

## A.1 Daten und Berechnungen für die Kranauswahl

- Datenblätter: Liebherr Mobile Harbour Crane LHM 120, Liebherr Mobile Harbour Crane LHM 550, Liebherr Mobilkran LTM 1030-2.1, Liebherr Mobilkran LTM 1050-3.1, Liebherr Mobilkran LTM 1160-5.2, Liebherr Mobilkran LTM 1350-6.1
- Berechnung: Wartungskran der Multirotorwindenergieanlage.xlsx

## A.2 Skript für die Berechnung des MR-Layout

- MR\_layout.m

## A.3 Zuverlässigkeitssimulation

- Fino1final.dat, Fehlerraten.xlsx, MRSzuver, importfun.m, designfun.m, importMRSfun.m, importSrfun.m, layoutfun.m, tablebuildfun.m, zuvsim.slx

## A.4 Simulationsergebnisse

- Simulationsergebnis, 5.3.1 Abhängigkeit von der Rotorzahl.xlsx, Simulationsergebnis, 5.3.2 Abhängigkeit von der Mindeskapazität.xlsx, Simulationsergebnis, 5.3.3 Abhängigkeit von den Fehlerraten.xlsx, Simulationsergebnis, 5.3.4 Abhängigkeit Reparaturparameter.xlsx, Simulationsergebnis, 5.3.5 Zuordnung der Elektronik.xlsx

## A.5 Webseiten

## B Angepasste Fehlerraten für Lebenszyklusszenarien

Komponente	Unterkomponente	Kat 1	Kat 2	Kat 3	Kat 4	Zuordnung
Getriebe	Lager	0,508	0,067	0,031	0,007	Turbine
	Kühlsystem	0,068	0,217	0,022	0,000	Turbine
	Getriebe	0,136	0,005	0,025	0,002	Turbine
	Gehäuse	0,011	0,003	0,001	0,002	Turbine
	Schmierölsystem	0,054	0,264	0,012	0,002	Turbine
Generator	Lager	0,112	0,000	0,002	0,003	Turbine
	Wicklungen	0,000	0,000	0,004	0,001	Turbine
	Isolierung	0,000	0,000	0,004	0,001	Turbine
	Kühlsystem	0,080	0,040	0,005	0,001	Turbine
	Rotor	0,001	0,001	0,001	0,000	Turbine
	Hilfsaggregate	0,060	0,008	0,000	0,000	Turbine
	Struktur	0,001	0,000	0,000	0,000	Turbine
Hauptwelle	Schnell laufende Seite	0,005	0,013	0,003	0,000	Turbine
	Hauptwelle und Verbindung	0,000	0,010	0,001	0,001	Turbine
Hauptwelle	Hauptlager	0,020	0,077	0,003	0,004	Turbine
	Bremse	0,050	0,021	0,008	0,000	Turbine
Kontroll- & Kommunikationssystem	Regler und Kommunikationsleitung	1,600	0,153	0,000	0,000	Anlage
	Sicherheitskette	0,500	0,020	0,000	0,000	Anlage, Turbine
Elektrische Hilfssysteme	-	0,100	0,150	0,000	0,000	Turbine
Leistungselektronik	Messsystem und Kabel	0,280	0,020	0,000	0,000	Gruppe
	Schalter	0,200	0,300	0,035	0,000	Gruppe
	Transformator	0,170	0,050	0,008	0,002	Gruppe
Frequenzumrichter	Leistungselektronik und Regler	1,760	0,002	0,105	0,000	Gruppe
	Kühlsystem	0,110	0,150	0,000	0,000	Gruppe
Hydraulik	-	0,200	0,020	0,010	0,000	Turbine
Giersystem	Gierlager	0,102	0,012	0,005	0,012	Anlage
	Gierbremse	0,358	0,080	0,012	0,000	Anlage
	Gierantrieb	0,560	0,167	0,019	0,000	Anlage
Gondel-Hilfssysteme	-	0,100	0,250	0,000	0,000	Turbine
Blattverstellung	Lager	0,006	0,065	0,001	0,004	Turbine
	Antrieb	0,000	0,009	0,002	0,000	Turbine
	Verstellmechanismus	0,640	0,056	0,002	0,000	Turbine
	Verstellkontrolle	0,680	0,010	0,005	0,000	Turbine
	Blattverstellung	0,120	0,046	0,001	0,000	Turbine
	Sicherungsenergie	0,100	0,008	0,000	0,000	Turbine
Blattverstellung	Kommunikation					
Rotorblatt	Blatt	0,000	0,071	0,016	0,014	Turbine
Nabe	-	0,000	0,185	0,010	0,000	Turbine
Turm	-	0,000	0,190	0,010	0,000	Anlage

Tabelle B.1: Realistisches Szenario: Jährliche Fehlerraten des MR14-Entwurfes

Komponente	Unterkomponente	Kat 1	Kat 2	Kat 3	Kat 4	Zuordnung
Getriebe	Lager	0,508	0,067	0,031	0,007	Turbine
	Kühlsystem	0,068	0,217	0,022	0,000	Turbine
	Getriebe	0,136	0,005	0,025	0,002	Turbine
	Gehäuse	0,011	0,003	0,001	0,002	Turbine
	Schmierölsystem	0,054	0,264	0,012	0,002	Turbine
Generator	Lager	0,112	0,000	0,002	0,003	Turbine
	Wicklungen	0,000	0,000	0,004	0,001	Turbine
	Isolierung	0,000	0,000	0,004	0,001	Turbine
	Kühlsystem	0,080	0,040	0,005	0,001	Turbine
	Rotor	0,001	0,001	0,001	0,000	Turbine
	Hilfsaggregate	0,060	0,008	0,000	0,000	Turbine
	Struktur	0,001	0,000	0,000	0,000	Turbine
Hauptwelle	Schnell laufende Seite	0,005	0,013	0,003	0,000	Turbine
	Hauptwelle und Verbindung	0,000	0,010	0,001	0,001	Turbine
Hauptwelle	Hauptlager	0,020	0,077	0,003	0,004	Turbine
	Bremse	0,050	0,021	0,008	0,000	Turbine
Kontroll- & Kommunikationssystem	Regler und Kommunikationsleitung	1,600	0,153	0,000	0,000	Anlage
	Sicherheitskette	0,500	0,020	0,000	0,000	Anlage, Turbine
Elektrische Hilfssysteme	-	0,100	0,150	0,000	0,000	Turbine
Leistungselektronik	Messsystem und Kabel	0,280	0,020	0,000	0,000	Gruppe
	Schalter	0,200	0,300	0,035	0,000	Gruppe
	Transformator	0,170	0,050	0,008	0,002	Gruppe
Frequenzumrichter	Leistungselektronik und Regler	1,760	0,002	0,105	0,000	Gruppe
	Kühlsystem	0,110	0,150	0,000	0,000	Gruppe
Hydraulik	-	0,200	0,020	0,010	0,000	Turbine
Giersystem	Gierlager	0,102	0,012	0,005	0,012	Anlage
	Gierbremse	0,358	0,080	0,012	0,000	Anlage
	Gierantrieb	0,560	0,167	0,019	0,000	Anlage
Gondel-Hilfssysteme	-	0,100	0,250	0,000	0,000	Turbine
Blattverstellung	Lager	0,006	0,065	0,001	0,004	Turbine
	Antrieb	0,000	0,009	0,002	0,000	Turbine
	Verstellmechanismus	0,640	0,056	0,002	0,000	Turbine
	Verstellkontrolle	0,680	0,010	0,005	0,000	Turbine
	Blattverstellung	0,120	0,046	0,001	0,000	Turbine
	Sicherungsenergie	0,100	0,008	0,000	0,000	Turbine
Blattverstellung						
Kommunikation						
Rotorblatt	Blatt	0,000	0,071	0,016	0,014	Turbine
Nabe	-	0,000	0,185	0,010	0,000	Turbine
Turm	-	0,000	0,190	0,010	0,000	Anlage

Tabelle B.2: Optimistisches Szenario: Jährliche Fehlerraten des MR14-Entwurfes



## Erklärung zur selbstständigen Bearbeitung einer Abschlussarbeit

Gemäß der Allgemeinen Prüfungs- und Studienordnung ist zusammen mit der Abschlussarbeit eine schriftliche Erklärung abzugeben, in der der Studierende bestätigt, dass die Abschlussarbeit „– bei einer Gruppenarbeit die entsprechend gekennzeichneten Teile der Arbeit [(§ 18 Abs. 1 APSO-TI-BM bzw. § 21 Abs. 1 APSO-INGI)] – ohne fremde Hilfe selbstständig verfasst und nur die angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt wurden. Wörtlich oder dem Sinn nach aus anderen Werken entnommene Stellen sind unter Angabe der Quellen kenntlich zu machen.“

Quelle: § 16 Abs. 5 APSO-TI-BM bzw. § 15 Abs. 6 APSO-INGI

Dieses Blatt, mit der folgenden Erklärung, ist nach Fertigstellung der Abschlussarbeit durch den Studierenden auszufüllen und jeweils mit Originalunterschrift als letztes Blatt in das Prüfungsexemplar der Abschlussarbeit einzubinden.

Eine unrichtig abgegebene Erklärung kann -auch nachträglich- zur Ungültigkeit des Studienabschlusses führen.

### Erklärung zur selbstständigen Bearbeitung der Arbeit

Hiermit versichere ich,

Name: Christian

Vorname: Matthies

dass ich die vorliegende Masterarbeit bzw. bei einer Gruppenarbeit die entsprechend gekennzeichneten Teile der Arbeit – mit dem Thema:

Aufbau und Instandhaltung von Multirotorwindenergieanlagen

ohne fremde Hilfe selbstständig verfasst und nur die angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt habe. Wörtlich oder dem Sinn nach aus anderen Werken entnommene Stellen sind unter Angabe der Quellen kenntlich gemacht.

*- die folgende Aussage ist bei Gruppenarbeiten auszufüllen und entfällt bei Einzelarbeiten -*

Die Kennzeichnung der von mir erstellten und verantworteten Teile der -bitte auswählen- ist erfolgt durch:

Hamburg

Ort

24.11.2020

Datum

[Signature]  
Unterschrift im Original