



HWI HAMBURG

HOCHSCHULÜBERGREIFENDER STUDIENGANG
WIRTSCHAFTSINGENIEURWESEN HAMBURG

Universität Hamburg
Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg
Helmut-Schmidt-Universität Hamburg

MASTERARBEIT

von

Anton Czemper

Berechnung der Stromgestehungskosten von Multirotor-Windenergieanlagen für den Offshore-Einsatz

1. Gutachter: Prof. Martin Garbrecht

2. Gutachter: Prof. Peter Dalhoff

In Kooperation mit dem Competence Center für Erneuerbare Energien und
Energieeffizienz (CC4E) und Siemens Gamesa Renewable Energy GmbH

vorgelegt am: 23.09.2025

AM LEHRANGEBOT BETEILIGTE HOCHSCHULEN:
Universität Hamburg
Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg
Helmut-Schmidt-Universität Hamburg

Versicherung über die Selbstständigkeit und Nutzung von KI

Hiermit erkläre ich an Eides statt, dass ich die vorliegende Masterarbeit ohne fremde Hilfe selbstständig verfasst habe. Ich habe keine anderen als die angegebenen Hilfsmittel – insbesondere keine im Quellverzeichnis nicht benannten Internet-Quellen – benutzt. Ich habe die Arbeit vorher nicht in einem anderen Prüfungsverfahren eingereicht. Die schriftliche Fassung entspricht der auf dem elektronischen Speichermedium.

Hinweis zur Nutzung von KI-gestützten Tools

Im Rahmen der eigenständigen Anfertigung dieser Masterarbeit habe ich das Sprachmodell ChatGPT (entwickelt von OpenAI) punktuell genutzt. Der Einsatz erfolgte ausschließlich unterstützend – etwa zur Sammlung von inhaltlichen Anhaltspunkten, zur Klärung von Begriffen sowie zur Generierung von Literaturvorschlägen oder zur sprachlichen Überarbeitung einzelner Passagen. Alle inhaltlichen Entscheidungen sowie die wissenschaftliche Ausarbeitung, Strukturierung und Bewertung der Arbeit wurden von mir selbstständig vorgenommen. Die Nutzung des Tools erfolgte unter Beachtung der wissenschaftlichen Praxis. Zur Nachvollziehbarkeit findet sich der Chatverlauf des Sprachmodells auf dem der Arbeit beiliegenden digitalen Speichermedium.

Inhaltsverzeichnis

VERSICHERUNG ÜBER DIE SELBSTSTÄNDIGKEIT UND NUTZUNG VON KI	II
INHALTSVERZEICHNIS	III
ABBILDUNGSVERZEICHNIS	V
TABELLENVERZEICHNIS	VI
NOMENKLATUR	VII
ABSTRACT / KURZZUSAMMENFASSUNG	VIII
1 EINLEITUNG	9
1.1 MOTIVATION UND RELEVANZ DER ARBEIT	9
1.2 ZIELSETZUNG UND FORSCHUNGSFRAGEN	10
1.3 AUFBAU DER ARBEIT	11
2 THEORETISCHER HINTERGRUND	12
2.1 GRUNDLAGEN DER WINDENERGIE	12
2.2 MULTIROTOR-WINDENERGIEANLAGEN	17
2.3 AUFBAU EINER WINDTURBINE UND PHYSIKALISCHE BEANSPRUCHUNG	20
2.4 ERTRAGSBERECHNUNG BEI WINDENERGIEANLAGEN	21
2.4.1 <i>Leistungskennlinien, Windwahrscheinlichkeit und Höhenwindprofil</i>	21
2.4.2 <i>Kapazitätsfaktor und Volllaststunden</i>	24
2.4.3 <i>Blockage-Effekt</i>	25
2.4.4 <i>Abschattungsverluste und Nachlauf-Erholung</i>	26
2.5 KOSTENMODELLIERUNG UND LCoE-BERECHNUNG	26
2.6 KOSTENENTWICKLUNG UND SKALENEFFEKTE IN DER WINDINDUSTRIE	29
3 STAND DER FORSCHUNG	32
3.1 FORSCHUNGSSTAND ZU MULTIROTOR WINDENERGIEANLAGEN	32
3.2 LITERATURÜBERBLICK ZU KOSTENMODELLEN	35
3.3 VIRTUELLE REFERENZTURBINEN UND SKALIERUNGSGESETZE	38
3.4 EINORDNUNG BESTEHENDER LCoE-TOOLS	41
4 METHODIK	42
4.1 DATENERHEBUNG	43
4.2 VORGEHENSWEISE BEI DER MODELLENTWICKLUNG	46
4.2.1 <i>Auswahl und Bewertung der Referenzturbine</i>	46
4.3 VALIDIERUNG UND VERGLEICHSMETHODIK	47
5 ANALYSE DES BESTEHENDEN TOOLS	49

5.1	FUNKTIONSWEISE DES VORHANDENEN EXCEL-WERKZEUGS	49
5.2	ABLAUFDIAGRAMM UND STRUKTUR DES TOOLS.....	51
5.3	SCHWÄCHEN UND VERBESSERUNGSPOTENTIAL	54
6	ENTWICKLUNG DES NEUEN LCOE-TOOLS.....	56
6.1	ZIELSETZUNG UND GRUNDSTRUKTUR DES WERKZEUGS	56
6.2	UMSETZUNG IN EXCEL UND TECHNISCHE DETAILS.....	58
6.3	MODELLOGIK UND RECHENSTRUKTUR	60
6.3.1	<i>Dashboard: Zentrale Steuerung und Ausgabe</i>	60
6.3.2	<i>Parameter: Die Datenbank des Werkzeugs</i>	63
6.3.3	<i>AEP: Die Berechnung des Energieertrags</i>	65
6.3.4	<i>Capex&Opex: Die Skalierung von Komponenten und Kosten</i>	67
6.3.5	<i>LCoE: Finale Berechnung der Stromgestehungskosten</i>	77
7	BENCHMARK UND BEISPIELRECHNUNGEN.....	79
7.1	QUANTITATIVER VERGLEICH: MULTIROTOR- VS. EINZELROTORANLAGE.....	79
7.2	VERGLEICH MIT DEM VORGÄNGERMODELL	87
7.3	EXTERNE BENCHMARKS	89
7.4	STRUKTURVERGLEICH MIT LITERATURMODELLEN	91
7.5	ZUSAMMENFASSUNG DER ERGEBNISSE	93
8	KRITISCHE DISKUSSION.....	95
8.1	AUSSAGEKRAFT UND GRENZEN DES TOOLS.....	95
8.2	EINFLUSS DER DATENQUALITÄT UND ANNAHMEN	97
8.3	BEDEUTUNG DER ERGEBNISSE FÜR DIE FORSCHUNG UND PRAXIS	103
9	FAZIT UND AUSBLICK.....	105
9.1	ZUSAMMENFASSUNG DER WICHTIGSTEN ERKENNTNISSE	105
9.2	EMPFEHLUNG FÜR ZUKÜNFTIGE ARBEITEN.....	106
	LITERATURVERZEICHNIS	108
	ANHANG	113

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Bedarf an elektrischer Leistung innerhalb der EU in 2024 und Versorgung mit Windenergie [6]	9
Abbildung 2: Neuinstallationen von Offshore-Wind-Projekten in MW [17]	14
Abbildung 3: Installierte Windenergieleistung im globalen Kontext (Onshore und Offshore) [1]	15
Abbildung 4: Unterschied zwischen horizontal- und vertikal achsigen Windturbinen [21]	15
Abbildung 5: Entwicklung der Turbinengröße im Laufe der Zeit [1]	16
Abbildung 6: Square-Cube Law mit Veranschaulichung [30]	18
Abbildung 7: HAWT & VAWT Multi-Rotor Konzepte [21]	18
Abbildung 8: Verschiedene Multirotor-Konzepte in Anlehnung an [4], [38], [39]	20
Abbildung 9: Typische Leistungskurve für Windturbinen und Windverteilung [33]	22
Abbildung 10: Beispiele verschiedener Rayleigh Wahrscheinlichkeitsverteilungen [12]	23
Abbildung 11: Aufschlüsselung der Cost of Energy [33]	28
Abbildung 12: Kostendegression auf Basis des Technologiefaktors [4]	30
Abbildung 13: DRM Framework nach [70]	42
Abbildung 14: Ablaufdiagramm Denker&Dalhoff LCoE MRS-Excel-Tool (eigene Darstellung)	53
Abbildung 15: Ablaufdiagramm neues Excel-Tool (eigene Darstellung)	57
Abbildung 16: Erste Visualisierung des Dashboards	60
Abbildung 17: Auszug aus dem Tabellenblatt „Parameter“	63
Abbildung 18: Sonderformat der empirischen Massenskalierungsgesetze und deren Quelle	64
Abbildung 19: Rayleighverteilung der Windwahrscheinlichkeiten im neuen Excel-Tool	65
Abbildung 20: Leistungskurve des Multirotors MRS 47 mit und ohne Blockage-Effekt	67
Abbildung 21: Tabellenauszug der PPI-Matrix aus dem Excel-Tool	69
Abbildung 22: Auszug der Berechnung der spezifischen Kosten aus dem Excel-Tool	72
Abbildung 23: Auszug aus dem LCoE Tabellenblatt	78
Abbildung 24: Zusammenfassung der Turbinen CapEx	81
Abbildung 25: Sensitivitätsanalyse der LCoE für den Einzelrotor	86
Abbildung 26: Sensitivitätsanalyse der LCoE für den Multirotor MRS47	86
Abbildung 27: LCoE-Vergleich zwischen den unterschiedlichen Quellen	90
Abbildung 28: CapEx einer 20 MW Multirotoranlage mit 45 Rotoren aus dem INNWIND Projekt [26]	92
Abbildung 29: CapEx einer 20 MW Multirotoranlage mit 47 Rotoren aus dem neuen Tool	92
Abbildung 30: Schematischer Aufbau einer Horizontalachsen-Windkraftanlage [4]	113
Abbildung 31: Kosten und Gewichte einer 3 MW Referenzturbinen mit Getriebe nach HAU [4]	114
Abbildung 32: Kosten und Gewichte einer getriebelosen 3 MW Referenzturbinen nach HAU [4]	115
Abbildung 33: Skalierungsgesetze in Bezug auf unterschiedliche Kenngrößen [4]	116
Abbildung 34: Auswirkung auf Skaleneffekte bei unterschiedlichen Komponenten [51]	116
Abbildung 35: Sensitivitätsanalyse Multirotor MRS5	118
Abbildung 36: Sensitivitätsanalyse Multirotor MRS22	118
Abbildung 37: Kostenübersicht Multirotoranlage mit 45 Rotoren aus dem INNWIND Projekt [26]	119
Abbildung 38: Abweichungen der Komponentengewichte für verschiedene Skalierungsgesetze	120

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Formelmäßiger Vergleich der LCoE-Berechnungsmethoden nach [46]	27
Tabelle 2: Auflistung der Referenzmodelle zu Kosten und Gewichten von Windkraftanlagen	35
Tabelle 3: Beispiele empirischer Skalierungsgesetze.....	40
Tabelle 4: Ergebnisse und Eckdaten des vorangegangenen LCoE-Werkzeugs	50
Tabelle 5: Basis Fall des neuen LCoE-Tools.....	58
Tabelle 6: Eingabewerte im Tabellenblatt „Dashboard“	62
Tabelle 7: Inhaltlicher Überblick des Tabellenblattes Capex&Opex	68
Tabelle 8: Beispielmatrix zur aggregierten PPI-Bestimmung.....	69
Tabelle 9: Auswahl der Eingabewerte für den Basisfall.....	80
Tabelle 10: Allgemeine Ergebnisse des neuen LCoE-Tools für das Basisszenario	80
Tabelle 11: Komponentenkosten des Basis-Case aus dem neuen LCoE-Tool (Direct Drive).....	82
Tabelle 12: Komponentengewichte einer Turbine des Basis-Case aus dem neuen LCoE-Tool	84
Tabelle 13: LCoE-Ergebnisse der Parametervariation im neuen Excel-Tool.....	85
Tabelle 14: Vergleich der Ergebnisse aus altem und neuem Tool am Beispiel des 1GW Windparks.....	88
Tabelle 15: Vergleich der LCoE, CapEx, OpEx und AEP aus neuem Excel-Tool und der Literatur.....	89
Tabelle 16: Vergleich der Ergebnisse aus dem INNWIND Projekt und dem neuen Tool für Multirotoren	93
Tabelle 17: Balance of Plant CapEx-Ergebnisse aus dem neuen LCoE-Tool	117

Nomenklatur

AEP:	<i>Annual Energy Production</i>
BoP:	<i>Balance of Plant</i>
CAPEX:	<i>Capital Expenditures</i>
CC4E:	<i>Competence Center für Erneuerbare Energien und Energieeffizienz</i>
DFM:	<i>Design for Maintenance</i>
DRM:	<i>Design Research Methodology</i>
DTU:	<i>Technical University of Denmark</i>
HAW:	<i>Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg</i>
HAWT:	<i>Horizontal Axis Wind Turbine</i>
INNWIND:	<i>Innovative Wind Conversion System</i>
IEA:	<i>International Energy Agency</i>
IWES:	<i>Fraunhofer-Institut für Windenergiesysteme</i>
ISE:	<i>Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme</i>
LCoE:	<i>Levelized Cost of Electricity</i>
LES:	<i>Large Eddy Simulation</i>
MRS:	<i>Multi Rotor System</i>
MUF:	<i>Material Usage Factor</i>
NREL:	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
OEM:	<i>Original Equipment Manufacturer</i>
OPEX:	<i>Operational Expenditures</i>
O&M:	<i>Operations & Maintenance</i>
PPI:	<i>Producer Price Index</i>
RNA:	<i>Rotor Nacelle Assembly</i>
SAM:	<i>System Advisor Model</i>
SR:	<i>Single Rotor</i>
VAWT:	<i>Vertical Axis Wind Turbine</i>
VBA:	<i>Visual Basics for Applications</i>
VPI:	<i>Verbraucherpreisindex</i>
WACC:	<i>Weighted Average Cost of Capital</i>

Abstract / Kurzzusammenfassung

Die vorliegende Arbeit befasst sich mit der techno-ökonomischen Bewertung von Multirotor-Windenergieanlagen im Vergleich zu konventionellen Einzelrotoranlagen. Ziel war die Weiterentwicklung eines transparenten, anwendungsorientierten Berechnungstools auf Basis eines bereits bestehenden Tools, mit dem die Stromgestehungskosten (Levelized Cost of Energy, LCoE) für unterschiedliche Anlagenkonzepte systematisch analysiert und mit etablierten Referenzmodellen verglichen werden können.

Auf Basis einer umfassenden Literaturrecherche sowie Experteninterviews wurde ein Excel-basiertes Modell entwickelt, das die wesentlichen Kosten- und Ertragskomponenten auf eine 20-MW-Einzelrotoranlage und drei Multirotorkonfigurationen mit fünf, 22 und 47 Rotoren anwendet.

Die Ergebnisse zeigen, dass die im Modell berechneten LCoE für die Referenz-Einzelrotoranlage mit 0,0789 €/kWh im Bereich aktueller Literaturwerte liegen und damit eine realistische Vergleichsbasis darstellen. Bei den Multirotoranlagen ergibt sich ein differenziertes Bild: Während Konfigurationen gleicher Leistung mit 22 oder 47 Rotoren deutlich geringfügigere LCoE (0,0707 €/kWh) erreichen, weist die Fünfrorotoranlage sogar höhere Werte auf als der Einzelrotor. Dies deutet darauf hin, dass potenzielle Faktoren aus dem Square-Cube-Law und Skaleneffekte erst ab einer bestimmten Größenordnung wirksam werden. Auffällig sind zudem Unterschiede in der Kostenstruktur: Im neuen Modell entfallen für die Multirotoranlagen ca. 60 % der Kapitalkosten auf Balance-of-Plant-Kosten, etwas mehr als in Referenzstudien wie INNWIND. Gleichzeitig liegen die Betriebskosten im Modell durchweg höher, was die konservative Abbildung betrieblicher Unsicherheiten widerspiegelt aber auch Schwächen der gewählten Annahmen sichtbar macht.

Die Arbeit zeigt damit sowohl die Einsatzmöglichkeiten als auch die Grenzen des entwickelten Tools auf. Während relative Vergleiche zwischen verschiedenen Konfigurationen zuverlässig möglich sind, besteht hinsichtlich der absoluten Werte insbesondere bei Betriebskosten und BoP weiterer Forschungs- und Validierungsbedarf. Zukünftige Arbeiten sollten die Modellierung um empirische Verfügbarkeitsdaten, detaillierte O&M-Analysen und Abschattungsmodelle erweitern, um das Potenzial von Multirotorkonzepten im Vergleich zu konventionellen Anlagen noch präziser zu bewerten.

1 Einleitung

1.1 Motivation und Relevanz der Arbeit

Die weltweite Energieversorgung befindet sich in einem tiefgreifenden Transformationsprozess. Steigende Nachfrage, geopolitische Unsicherheiten und die Dringlichkeit des Klimaschutzes stellen Staaten und Unternehmen gleichermaßen vor enorme Herausforderungen [1]. Insbesondere die Dekarbonisierung des Energiesektors gilt als Schlüssel zur Erreichung der internationalen Klimaziele und zur Begrenzung der globalen Erderwärmung [2]. Vor diesem Hintergrund hat der Ausbau erneuerbarer Energien in den vergangenen Jahren erheblich an Bedeutung gewonnen.

Windenergie nimmt in diesem Kontext eine herausragende Stellung ein. Sie ist heute neben der Photovoltaik die am schnellsten wachsende erneuerbare Energiequelle und verfügt über erhebliche Skalierungspotenziale [3]. Vor allem die Offshore-Windenergie bietet aufgrund hoher und stetiger Windgeschwindigkeiten die Möglichkeit, große Energiemengen zuverlässig bereitzustellen. Gleichzeitig steigen jedoch auch die technischen und ökonomischen Anforderungen an künftige Anlagengenerationen, da immer größere Leistungen bereitgestellt und die Kosten der Energieerzeugung weiter gesenkt werden müssen [4], [5].

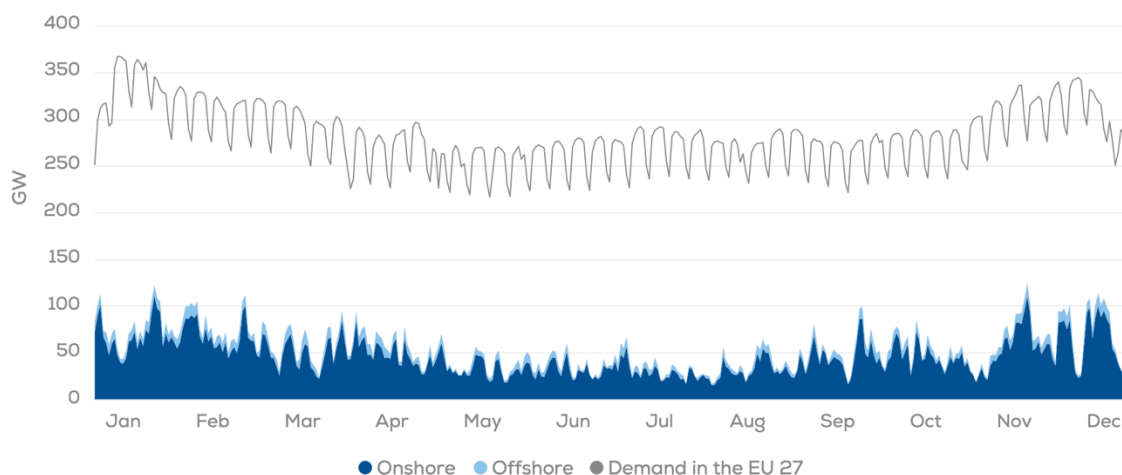


Abbildung 1: Bedarf an elektrischer Leistung innerhalb der EU in 2024 und Versorgung mit Windenergie [6]

Die in Abbildung 1 dargestellten Last- und Erzeugungsprofile verdeutlichen am Beispiel der Europäischen Union aus dem Jahr 2024, dass Windenergie bereits heute einen relevanten Anteil an der Stromversorgung leistet, der jedoch je nach Jahreszeit und Wetterbedingungen erheblich schwankt [6]. Diese Beobachtung steht exemplarisch für eine globale Herausforderung: Während der Energiebedarf weltweit kontinuierlich wächst, ist die Verfügbarkeit erneuerbarer

Energien nicht immer mit der Nachfrage synchron. Um Versorgungssicherheit und Wettbewerbsfähigkeit zu gewährleisten, müssen daher technologische Weiterentwicklungen vorangetrieben werden, die eine effizientere Nutzung der Ressource Wind erlauben und gleichzeitig die Stromgestehungskosten weiter reduzieren [7].

Vor diesem Hintergrund ist die Frage nach der zukünftigen Entwicklung von Windenergieanlagen von zentraler Relevanz. Während der industrielle Trend bislang auf eine kontinuierliche Vergrößerung von Einzelrotoranlagen setzt, werden zunehmend auch alternative Konzepte wie Multirotor-Systeme in der Forschung und in Pilotprojekten untersucht [5], [8]. Beide Ansätze zielen darauf ab, Kostendegressionen zu erzielen und die Wirtschaftlichkeit der Windenergie zu steigern, unterscheiden sich jedoch erheblich in ihren technologischen und ökonomischen Implikationen [9].

Die wissenschaftliche und praktische Bedeutung dieses Themenfeldes ergibt sich somit aus zwei Dimensionen: Zum einen ist eine zuverlässige Kosten- und Ertragsmodellierung erforderlich, um die Machbarkeit neuer Anlagendesigns realistisch einschätzen zu können. Zum anderen liefert eine fundierte Analyse wichtige Entscheidungsgrundlagen für Industrie, Politik und Investoren, die den weiteren Ausbau der Windenergie strategisch gestalten müssen [10].

1.2 Zielsetzung und Forschungsfragen

Ziel dieser Arbeit ist die Entwicklung und Anwendung eines Kosten- und Ertragsmodells zur Bewertung von Multirotor-Windenergieanlagen im Vergleich zu leistungsäquivalenten Einzelrotorkonzepten. Durch die Modellierung und Analyse soll untersucht werden, ob Multirotorkonzepte einen ökonomischen Vorteil bieten können und welche technischen und methodischen Herausforderungen mit ihrer Bewertung verbunden sind.

Im Mittelpunkt steht dabei die Bestimmung der Stromgestehungskosten (Levelized Cost of Energy, LCoE), da diese als zentrale Kennzahl zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit erneuerbarer Energien etabliert ist [10]. Die Arbeit verfolgt somit sowohl eine methodische als auch eine inhaltliche Zielsetzung: Einerseits wird ein bestehendes Berechnungswerkzeug weiterentwickelt und verbessert, andererseits werden anhand von Beispielrechnungen konkrete Erkenntnisse zur Wettbewerbsfähigkeit von Multirotoranlagen gewonnen.

Zur Erreichung dieser Zielsetzung werden folgende Forschungsfragen adressiert:

1. In welchem Maße eignen sich Skalierungsgesetze, insbesondere das Square-Cube-Law und empirische Exponenten, zur Modellierung der Gewichts- und Kostenstrukturen von

Windenergieanlagen, und welche Unterschiede ergeben sich zwischen Hoch- und Runterskalierung?

2. Welche spezifischen Kosten- und Ertragsparameter sind geeignet, um ein belastbares Modell für Multirotor- und Einzelrotoranlagen zu entwickeln, und wie wirken sich unterschiedliche Quellen und Annahmen auf die Ergebnisse aus?
3. Welche Unterschiede ergeben sich in den berechneten Stromgestehungskosten zwischen Multirotor- und Einzelrotorkonzepten, und wie sind diese im Vergleich zu bestehenden Studien und Referenzprojekten einzuordnen?

Die Arbeit ist somit nicht allein auf eine quantitative Kostenanalyse beschränkt, sondern verfolgt einen integrativen Ansatz, der technologische Grundlagen, methodische Weiterentwicklungen und eine kritische Diskussion der Ergebnisse verbindet. Durch den Aufbau eines neuen, transparenten Berechnungswerkzeugs werden zudem praxisrelevante Ergebnisse für die weitere Forschung sowie für Akteure in der Industrie generiert.

1.3 Aufbau der Arbeit

Die vorliegende Arbeit ist nach einem klassischen wissenschaftlichen Aufbau strukturiert, der sich am Forschungsprozess orientiert [11]. Im Anschluss an die Einleitung werden im zweiten Kapitel zunächst die theoretischen Grundlagen der Windenergie, die Besonderheiten von Multirotoranlagen sowie die methodischen Ansätze zur Ertrags- und Kostenmodellierung dargestellt. Kapitel drei fasst den aktuellen Stand der Forschung zusammen und ordnet bestehende Ansätze zur Skalierung und zu LCoE-Modellen ein.

Darauf aufbauend beschreibt Kapitel vier die methodische Vorgehensweise, insbesondere die Datengrundlage, die Entwicklungsschritte des Modells sowie die Validierungsmethodik. Kapitel fünf analysiert das bestehende Excel-Werkzeug und identifiziert Verbesserungspotenziale, während Kapitel sechs die Entwicklung des neuen LCoE-Tools detailliert darstellt.

Die Ergebnisse der durchgeführten Beispielrechnungen und Benchmarks werden in Kapitel sieben zusammengeführt und in Relation zu Literaturmodellen eingeordnet. Kapitel acht liefert eine kritische Diskussion, in der die Aussagekraft und Grenzen des Modells, die Qualität der Daten sowie die Bedeutung der Ergebnisse für Forschung und Praxis reflektiert werden.

Abschließend fasst Kapitel neun die wichtigsten Erkenntnisse in einem Fazit zusammen und gibt einen Ausblick auf zukünftige Forschungsschwerpunkte sowie Weiterentwicklungsmöglichkeiten des entwickelten Tools.

2 Theoretischer Hintergrund

In diesem Kapitel werden die zentralen Grundlagen der Windenergienutzung behandelt, die für das Verständnis der späteren Modellierung und Analyse notwendig sind. Dazu zählen sowohl historische und technologische Entwicklungen moderner Windkraftanlagen als auch physikalische Prinzipien, die deren Leistungsfähigkeit und Skalierung beeinflussen. Ein besonderer Fokus liegt auf den aerodynamischen Wirkmechanismen, der Ertragsberechnung sowie den technischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen von Offshore-Windenergieanlagen.

Darüber hinaus werden zentrale Begriffe wie Leistungskennlinien, Kapazitätsfaktor, Blockage- und Abschattungseffekte eingeführt, die für die Beurteilung des Energieertrags unverzichtbar sind. Abschließend folgt ein Überblick über die Kostenmodellierung in der Windenergiebranche, wobei insbesondere die Entwicklung der Stromgestehungskosten (LCoE) betrachtet wird.

2.1 Grundlagen der Windenergie

Die Nutzung der Windkraft hat eine lange Geschichte, die sich bis ins Jahr 644 n. Chr. zurückverfolgen lässt, als Windmühlen erstmals zur mechanischen Arbeit, insbesondere zum Mahlen von Getreide, eingesetzt wurden. In Europa verbreiteten sich Windmühlen rasch und wurden für unterschiedlichste Aufgaben wie das Sägen von Holz oder das Entwässern von Feldern genutzt [4], [12]. Mitte des 19. Jahrhunderts waren rund 200.000 Windmühlen installiert, was den historischen Höhepunkt ihrer Verbreitung darstellt. Mit dem Aufkommen der industriellen Revolution und der Einführung von Dampfmaschinen verlor die Windkraft jedoch zunächst an Bedeutung, bis die Elektrifizierung am Ende des 19. Jahrhunderts neue Anwendungsmöglichkeiten eröffnete [4], [13].

Ein wesentlicher Meilenstein war die Umwandlung der mechanischen Windenergie in elektrische Energie, die der dänische Physiker Poul La Cour erkannte und seitdem als einer der bedeutendsten Pioniere dieser Entwicklung gilt. Bereits 1891 konstruierte er eine Windkraftanlage zur Stromerzeugung mit einem Dynamo und widmete sich früh auch dem Problem der Energiespeicherung [4]. In den folgenden Jahren entstanden in Dänemark auf Basis seiner Konzepte zahlreiche weitere Anlagen, die vor allem für abgelegene ländliche Gebiete eingesetzt wurden. Diese frühen Windkraftsysteme waren technisch robust, vergleichsweise effizient und wurden bis in die 1940er Jahre kommerziell eingesetzt [4], [12].

Nach einem zwischenzeitlichen Rückgang des Interesses erlebte die Windenergie im Zuge der Energiekrise der 1970er Jahre eine Renaissance. In Dänemark und weiteren europäischen Ländern wurde der Ausbau staatlich gefördert, woraufhin sich die Windenergie zunehmend zu einer industriell geprägten Schlüsseltechnologie entwickelte [14]. Dieser Technologiewandel markierte den Übergang von experimentellen Einzellösungen hin zu serienreifen Anlagen, die Strom für das öffentliche Netz bereitstellen konnten [4], [13].

Mit dem technologischen Fortschritt und dem gestiegenen Bedarf an klimafreundlicher Stromerzeugung hat sich die Windenergie von einer dezentralen Nischenlösung zu einem tragenden Pfeiler der Energiewende entwickelt [10], [15]. Moderne Windkraftanlagen zeichnen sich dabei durch hohe Nennleistungen im Megawatt-Bereich, gesteigerte Effizienz sowie eine verbesserte Netzintegration aus und finden sowohl an Land (Onshore) als auch auf See (Offshore) ihren Einsatz [1]. Die Wahl des Standorts auf See oder an Land hat dabei einen wesentlichen Einfluss auf das technische Design, die Erzeugungskosten und das Genehmigungsverfahren der Anlagen und birgt somit verschiedene Vor- und Nachteile für den industriellen Gebrauch von Windkraft [4].

Onshore-Windenergie ist durch vergleichsweise niedrige Investitionskosten und eine bewährte Infrastruktur gekennzeichnet. Allerdings stehen der Flächenverfügbarkeit in dicht besiedelten Regionen oft ökologische und soziale Aspekte entgegen, etwa in Bezug auf Lärmbelastung oder das wahrgenommene Landschaftsbild [10], [16]. Offshore-Windparks hingegen ermöglichen durch konstante und höhere Windgeschwindigkeiten eine deutlich bessere Stromausbeute, bei dem die nutzbaren Flächen vor der Küste wesentlich größer sind und so den Einsatz leistungstarker Großanlagen begünstigen [12]. Gleichzeitig stellen raue Umweltbedingungen, hohe Installationskosten sowie komplexe Wartungsvorgänge eine besondere Herausforderungen dar [4].

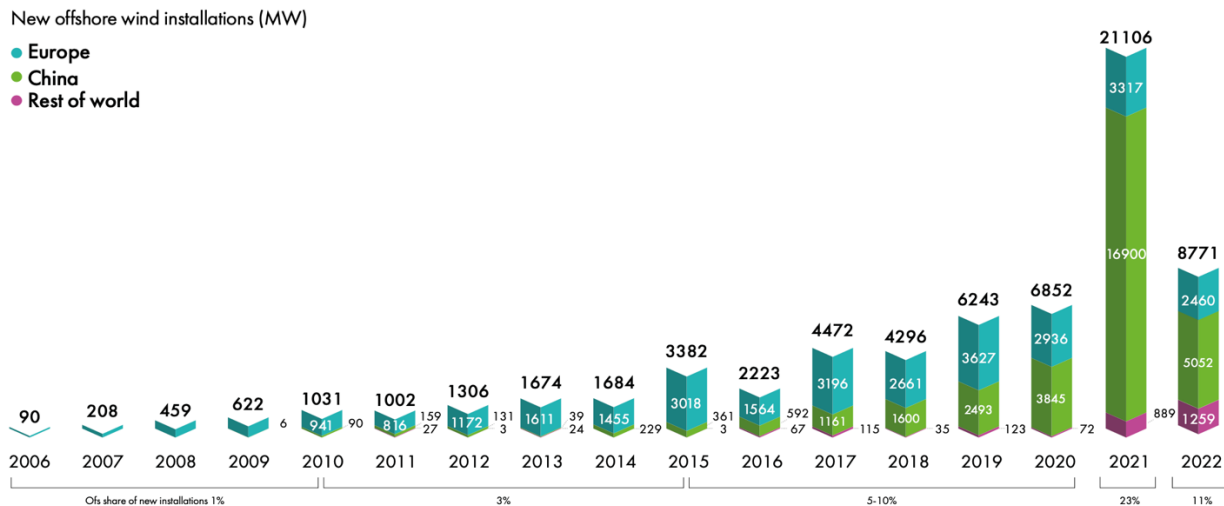


Abbildung 2: Neuinstallationen von Offshore-Wind-Projekten in MW [17]

Wie Abbildung 2 darstellt, wurde insbesondere in Europa die Offshore-Windenergie in den letzten zwei Jahrzehnten systematisch ausgebaut [17]. Länder wie das Vereinigte Königreich, Deutschland, die Niederlande oder Dänemark treiben dabei die Errichtung großer Windparks in der Nord- und Ostsee gezielt voran [4], [15]. Europa spielte dabei lange eine Vorreiterrolle in der Entwicklung von Offshore-Wind-Technologien und dem Aufbau entsprechender Infrastruktur. In den letzten zehn Jahren hat jedoch der asiatische Markt und dabei insbesondere China massiv in Offshore-Wind investiert und ist inzwischen nicht nur bei der installierten Leistung, sondern auch der Produktion von Windkraftanlagen Marktführer [1], [5].

Dies zeigt auch Abbildung 3, die den prozentualen Anteil an bereits geleisteten Installationen in den verschiedenen Ländern im Bereich Offshore-Wind darstellt und somit verdeutlicht, welche Relevanz der chinesische Markt im aktuellen globalen Kontext hat. Chinesische Hersteller wie Goldwind und MingYang zählen heute zu den größten Herstellern weltweit und produzieren vorwiegend für den asiatischen Markt, während europäische Hersteller wie beispielsweise Siemens Gamesa, Vestas oder Nordex einen größeren Absatz im europäischen Raum gegenüber den asiatischen OEM's (Original Equipment Manufacturer) verzeichnen können [1], [18]. Sowohl in Europa als auch in Asien bilden großflächige Offshore-Projekte die Grundlage für eine klimaneutrale Energieversorgung und spielen eine zentrale Rolle beim Umbau der Stromnetze sowie beim Aufbau einer grünen Wasserstoffwirtschaft [19].

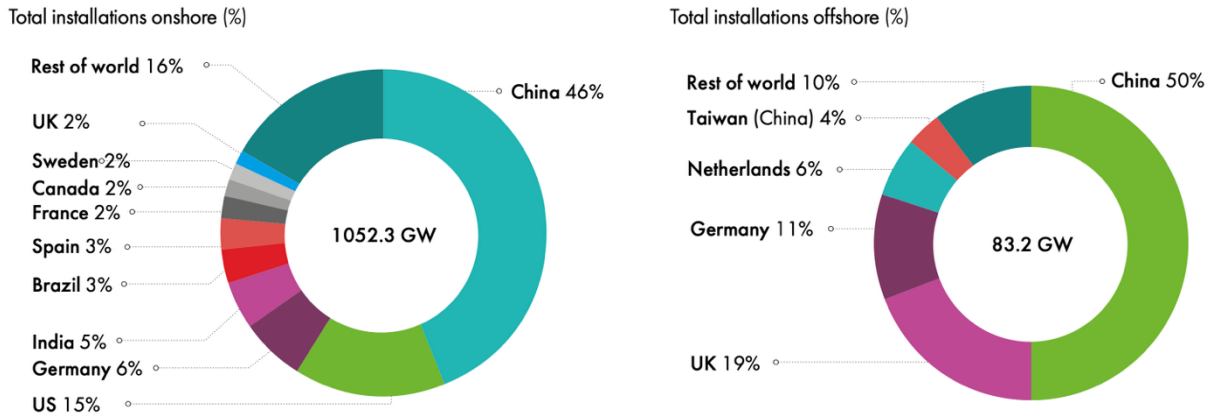


Abbildung 3: Installierte Windenergieleistung im globalen Kontext (Onshore und Offshore) [1]

Die Entwicklung hin zu horizontalachsigen, dreiblättrigen Windkraftanlagen nach dem dänischen Designstandard markiert den entscheidenden Schritt zur industriellen Reife der Windenergie [14]. Heute dominieren nahezu ausschließlich Einzelrotoranlagen mit horizontaler Achse das Bild moderner Windparks, sowohl an Land als auch auf See. Dies liegt vor allem an der besseren Energieausbeute, der robusten Regelbarkeit und dem langjährig optimierten Betriebsverhalten dieser Konfigurationen [4], [20].

Ein zentrales Unterscheidungsmerkmal verschiedener Rotorentwürfe liegt dabei nicht nur in der gewählten Achse des Rotors, die sich entweder horizontal (horizontal axis wind turbine; HAWT) oder vertikal (vertical axis wind turbine; VAWT) gemäß Abbildung 4 ausrichten lässt, sondern auch in der aerodynamischen Wirkweise [14]. Während sogenannte Widerstandsläufer, wie sie bei frühen Windmühlen oder manchen vertikalachsigen Turbinen zu finden waren, die Anströmung direkt als Widerstandskraft nutzen, setzen moderne Windkraftanlagen auf das deutlich effizientere Auftriebsprinzip. Dabei erzeugen die Rotorblätter ähnlich wie Tragflächen Auftriebskräfte quer zur Anströmrichtung, wodurch ein höherer Wirkungsgrad bei gleichzeitig geringerer mechanischer Belastung möglich wird [4].

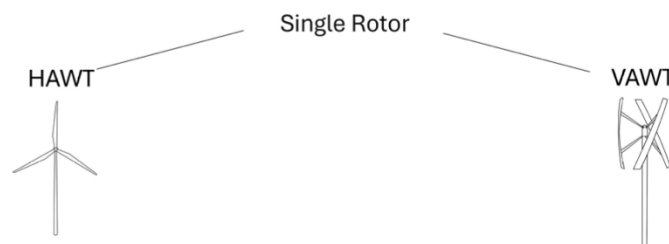


Abbildung 4: Unterschied zwischen horizontal- und vertikal achsigen Windturbinen [21]

Gemessen am physikalischen Maximum, dem sogenannten Betz-Limit, das maximal 59,3 % der kinetischen Energie des Windes nutzbar macht, erreichen moderne Auftriebsläufer unter realen Bedingungen bereits Leistungsbeiwerte (C_p) von ca. 45 % bis 52 %, sodass diese technische Reife nur noch begrenzte Optimierungsspielräume im aerodynamischen Design zulässt [14], [20].

Wie anhand Abbildung 5 erkennbar, hat sich in den letzten Jahrzehnten vor dem Hintergrund der technischen Reife eine klare Entwicklung zu immer größeren Rotordurchmessern und Nennleistungen durchgesetzt, um dennoch den Energieertrag weiter zu steigern [1]. Die Skalierung der Turbinengröße wie beispielsweise durch längere Rotorblätter und höhere Nabenhöhen ermöglicht eine größere Erntefläche und somit eine höhere Ausbeute pro Anlage, ohne das Grundprinzip des Einzelrotordesigns infrage zu stellen [22].

Dabei hat sich unter den OEMs ein regelrechter Wettkampf um die nächstgrößere und leistungsfähigere Turbine ausgebreitet, der zur Folge hat, dass die Hersteller dabei vor extremen physikalischen und ökonomischen Herausforderungen gestellt werden. So nimmt beispielsweise die mechanische Belastung der Rotorblätter mit der Größe, insbesondere hinsichtlich der Biegemomente an der Blattwurzel sowie der dynamischen Beanspruchung durch Turbulenzen und Lastwechsel, überproportional zu [4], [12], [23]. Hinzu kommen Herausforderungen im Bereich der Fertigung und des Transports. Die logistischen Kapazitäten für Rotorblätter über 100 m Länge oder Nabenhöhen jenseits der 150 m sind stark begrenzt, sowohl an Land als auch auf dem Seeweg [4], [24]. Zudem steigen die Installations- und Wartungskosten an, was die Wirtschaftlichkeit der Anlagen zunehmend unter Druck setzt [25].

Trend of onshore and offshore turbine size, 1980-2030

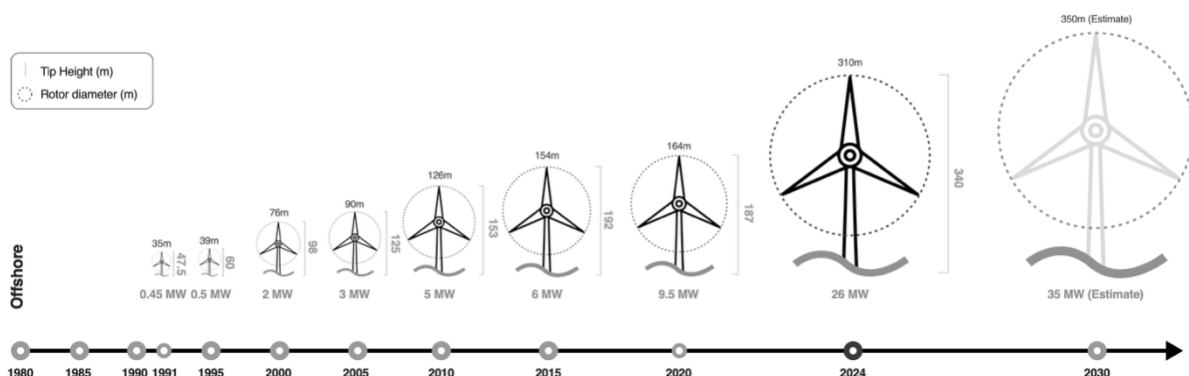


Abbildung 5: Entwicklung der Turbinengröße im Laufe der Zeit [1]

2.2 Multirotor-Windenergieanlagen

Im Zuge der Herausforderungen immer größer werdender Einzelrotoranlagen, wird sich kontinuierlich auch der Forschung alternativer Turbinendesigns und Konzepten angenommen [26], [27]. Ein wesentliches physikalisches Prinzip, das die genannten Limitationen unterstreicht und Anhaltspunkt neuer Turbinendesigns darstellt, ist das sogenannte Square-Cube-Law (zu deutsch Oberflächen-zu-Volumen-Verhältnis [28]). Dieses Gesetz beschreibt das geometrische Verhältnis zwischen Fläche und Volumen (bzw. Masse) eines Körpers bei dessen Skalierung, wobei in diesem Kontext m die berechnete Masse der virtuellen Anlage, m_{ref} die Masse der Referenzanlage und D bzw. D_{ref} analog die Durchmesser der Rotoren dieser Anlagen angibt [4], [12]:

$$\frac{m}{m_{ref}} = \left(\frac{D}{D_{ref}} \right)^3 \quad (2.1)$$

Während, erkennbar an Abbildung 6, die projizierte Rotorfläche (in der Abbildung rot schraffiert), die maßgeblich für den Energieertrag verantwortlich ist [4], quadratisch mit der Länge skaliert, wächst das Volumen (in der Abbildung blau schraffiert) und somit auch die Masse und die einhergehenden Bauteilkosten kubisch an. Einfach lässt sich dieses Verhältnis an folgenden Formeln ausdrücken, bei dem mehrere kleine Rotoren mit der Anzahl n und Rotordurchmesser d , die gleiche überstrichene Rotorfläche (und Energieertrag), wie ein einzelner großer Rotor mit Durchmesser D , haben [29]:

$$D^2 = nd^2 \quad (1.2)$$

Nach dem Square-Cube-Law wird dann die Masse des Einzelrotors, unter Verwendung einer Proportionalitätskonstanten k wie folgt berechnet [29]:

$$M = kD^3 \quad (2.3)$$

Und äquivalent für die Masse des kleinen Rotors [29]:

$$m = kd^3 \quad (2.4)$$

So folgt ein Massenverhältnis R zwischen mehreren kleinen Rotoren und einem großen Rotor selben Energieertrags zu [29]:

$$R = n \left(\frac{d}{D} \right)^3 \quad (2.5)$$

$$R = \frac{nm}{M} = \frac{1}{\sqrt{n}} \quad (2.6)$$

Mathematisch ausgedrückt steigt bei einer Verdopplung des Rotorradius die Fläche um den Faktor 4, das Volumen jedoch um den Faktor 8. Dies führt dazu, dass größere Turbinen zwar mehr Energie ernten können, dabei jedoch unter einem überproportionalen Anstieg an Materialeinsatz, struktureller Beanspruchung und Kosten leiden während sich nach Gleichung 2.6 das Massenverhältnis mit wachsender Anzahl an Rotoren reduziert und damit günstiger ausfällt [14].

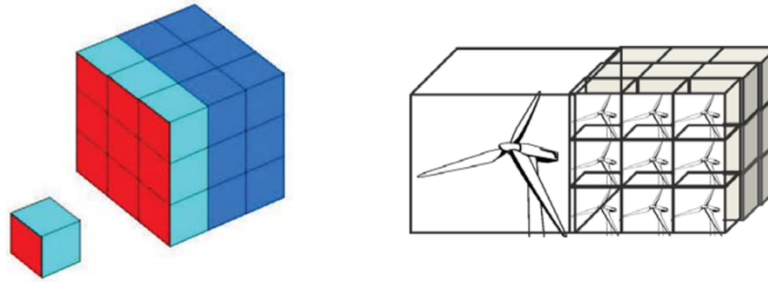


Abbildung 6: Square-Cube Law mit Veranschaulichung [30]

Bevor näher auf die bekannten Vorteile und die Historie von Multirotor-Windenergieanlagen eingegangen werden kann, muss sich zunächst mit den verschiedenen Anordnungen und Ansätzen auseinandergesetzt werden. Wie Abbildung 7 verdeutlicht, kann der Begriff „Multi-Rotor“ auf die Anordnung der oben beschriebene horizontalachsigen, aber auch vertikalachsigen Windenergieanlagen angewendet werden [31]. Co-axiale Multirotor-Systeme richten sich dabei entlang der Rotorachse aus, während koplanare Systeme mehrere Rotoren auf einer Ebene beschreibt [32]. Aufgrund der in Kapitel 2.1 beschriebenen Relevanz der horizontalachsigen Windenergieanlagen, basierend auf dem dänischen Prinzip, richtet sich diese Arbeit vor dem Hintergrund bestehender Literatur ausschließlich an die koplanaren horizontalachsigen Multirotor-Systeme, die in Abbildung 7 ganz links abgebildet sind.

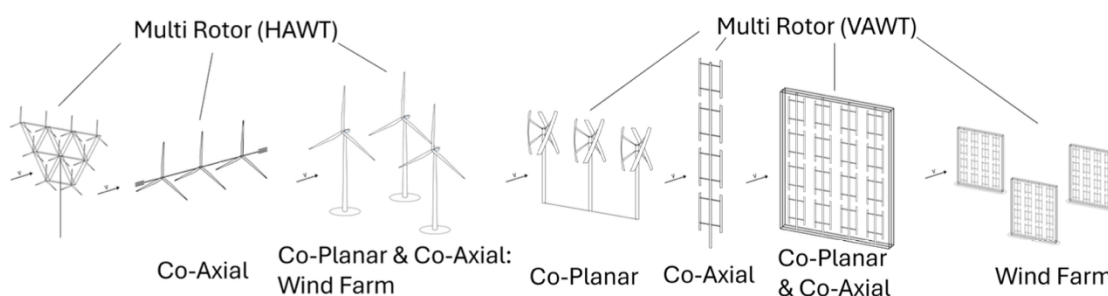


Abbildung 7: HAWT & VAWT Multi-Rotor Konzepte [21]

Multirotor-Windenergieanlagen werden neben den Vorteilen aus dem Square-Cube-Law in der aktuellen Forschung als ein potenzieller technologischer Ansatz zur Reduktion der Stromgestehungskosten diskutiert [26]. Die modulare Bauweise könnte dazu beitragen, Entwicklungs- und Produktionszyklen zu verkürzen und somit Kostensenkungen sowie

Zuverlässigkeitssteigerungen der in Serie hergestellten Rotor-Gondel-Baugruppen zu unterstützen [33]. In einigen Konzepten wird darüber hinaus das Potenzial gesehen, deutlich größere Einheiten als mit konventioneller Einzelrotor-Technologie zu realisieren, was zu einer geringeren Anzahl an benötigten Offshore-Standorten pro installierte Leistung führen könnte [29], [34]. Auch Materialeinsparungen, etwa bei schwer recyclebaren glasfaserverstärkten Kunststoffen, werden diskutiert [35], [36]. Einzelne Studien verweisen darüber hinaus auf eine beschleunigte Markteinführung gegenüber konventionellen Einzelrotoranlagen und runden somit die zurzeit bedeutendsten Vorteile von Multirotor-Windenergieanlagen ab [26].

Als mögliche Herausforderung gelten vor allem die bislang wenig untersuchten dynamischen Interaktionen zwischen den einzelnen Rotoren sowie zwischen Rotor und Gesamtstruktur, während der sogenannte Blockage-Effekt bereits gemessen und simuliert wurde und dabei eine Steigerung von Leistungs- und Schubbeiwert zeigt [26]. Auch die strukturelle Belastung, die beispielsweise während des Transports vorinstallierter Systeme vom Hafen zum Einsatzort auftritt, wirft technische und konzeptionelle Fragen auf. Insbesondere im Bereich Betrieb und Wartung (Operation & Maintenance, O&M) weist das Multirotor-Konzept zwar den Vorteil auf, dass beim Ausfall eines einzelnen Rotors lediglich ein n -tel der Gesamtleistung verloren geht und die übrigen Rotoren weiter betrieben werden können. Offen bleibt jedoch, inwiefern die insgesamt höhere Anzahl an Rotoren zu einer größeren Wartungsfrequenz führt und damit den Aufwand und die Kosten beeinflussen [26], [36], [37].

Das Konzept der Multirotor-Windenergieanlage ist dabei nicht neu. Erste Umsetzungen lassen sich anhand von Abbildung 8.1 erkennen und datieren zurück in die 1870er-Jahre als diese Anlagen in den Niederlanden zum Pumpen von Wasser eingesetzt wurden [38]. Auch in Deutschland gab es seitens eines bekannten Stahlbauingenieurs namens Hermann Honnef in den 1930er Jahren Bemühungen mehrere Rotoren koplanar anzuordnen, jedoch scheiterte das in Abbildung 8.2 gezeigte Konzept an der sicheren und realistischen Umsetzung [4]. Die jüngere Forschung, beispielsweise im Rahmen des Vestas-Multirotor-Demonstrators aus Abbildung 8.3 aus dem Jahr 2016, greift das Prinzip nun wieder auf, um den zunehmenden Skalierungsgrenzen konventioneller Einzelrotorkonzepte zu begegnen [30], [39].

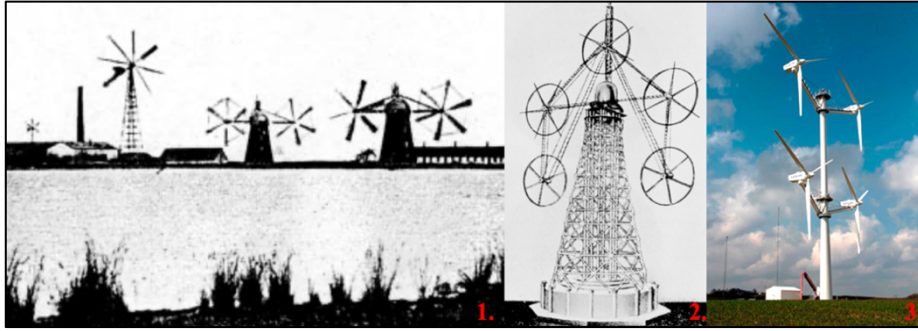


Abbildung 8: Verschiedene Multirotor-Konzepte in Anlehnung an [4], [38], [39]

2.3 Aufbau einer Windturbine und physikalische Beanspruchung

Bevor in Kapitel 2.4 die Ertragsberechnung behandelt wird, soll zunächst der grundlegende Aufbau einer horizontalachsigen Windenergieanlage (HAWT) skizziert werden, um die physikalischen Skalierungsgesetze und deren Auswirkungen auf zentrale Komponenten nachvollziehbar zu machen. Aufbauend auf dem Square-Cube-Law werden die Belastungen auf Rotor, Gondel und Turm sowie deren Bedeutung für die Konstruktion auch im Hinblick auf Multirotor-Systeme kurz eingeordnet.

Eine HAWT setzt sich im Wesentlichen aus folgenden Hauptkomponenten zusammen und ist im Anhang A1 exemplarisch abgebildet: den Rotorblättern, der Nabe inklusive Antriebsstrang, der Gondel mit Generator und Steuerungssystemen sowie dem Turm einschließlich Fundament. Diese Komponenten unterliegen jeweils spezifischen mechanischen und aerodynamischen Belastungen, deren Ausprägung maßgeblich durch gewisse halbempirische Skalierungsgesetzmäßigkeiten basierend auf dem Rotordurchmesser, der Nennleistung oder dem übertragenen Drehmoment beeinflusst wird [4] (s. Anhang A4 Skalierungsgesetze nach HAU).

Die Rotorblätter nehmen aufgrund ihrer direkten Wechselwirkung mit dem Wind und der damit verbundenen Kraftaufnahme eine zentrale Rolle ein. Mit zunehmendem Rotordurchmesser wachsen sowohl die aerodynamischen Lasten als auch die strukturellen Beanspruchungen hinsichtlich der Biegemomente [34], [40]. Dies führt zu gesteigerten Anforderungen an die Materialsteifigkeit und -festigkeit, was sich in einem nicht-linearen Anstieg von Materialbedarf und der Gesamtmasse manifestiert [33], [34].

Der Turm als tragende Struktur muss angesichts der steigenden Größe und Masse von Rotorblättern und Gondel entsprechend dimensioniert werden. Die erhöhte Hebelwirkung infolge der Turmhöhe resultiert in einer Zunahme der Biegemomente am Turmfuß und Fundament, die umfangreiche statische und dynamische Auslegungen des Turms sowie des Fundaments erforderlich machen [4], [14]. Parallel dazu nimmt die Masse der Gondel mit steigender

Leistungsaufnahme und der Komplexität der integrierten Komponenten zu, was die Gesamtbelastung des Turms weiter verstärkt [14], [41].

Diese nichtlinearen Skalierungseffekte haben direkte Implikationen auf die Auslegung der Hauptkomponenten und die Lastverteilung im System, insbesondere bei Multirotor-Windenergieanlagen. Dabei sorgt die Tatsache, dass durch turbulenten Wind unterschiedliche Lasten entlang einer Rotorfläche wirken dazu, dass es einem einzelnen großen Rotor, verglichen mit vielen kleineren Rotoren, schwerer fällt dem Lastungleichgewicht entgegenzuwirken [29], [33]. Durch die Verteilung der Lasten, der sogenannten Lastmittelung, auf mehrere kleinere Rotoren können strukturellen Beanspruchungen reduziert werden, was zu einer verbesserten Lebensdauer und Wirtschaftlichkeit der Anlagen führen kann [26], [34].

Eine detaillierte Betrachtung konkreter Skalierungsansätze, empirischer Formeln sowie der Vor- und Nachteile verschiedener Skalierungsmethoden erfolgt in Kapitel 3.3 im Rahmen der virtuellen Referenzturbinen.

2.4 Ertragsberechnung bei Windenergieanlagen

Die präzise Abschätzung des Energieertrags stellt einen zentralen Bestandteil der wirtschaftlichen Bewertung von Windenergieprojekten dar. Dabei spielen sowohl technische Eigenschaften der Windenergieanlage als auch standortspezifische Einflüsse eine entscheidende Rolle. In den folgenden Unterkapiteln werden die wesentlichen Parameter und Einflussgrößen auf den Energieertrag erläutert. Dazu zählen unter anderem die Leistungskennlinie der Anlage, das Windprofil am Standort sowie komplexe strömungsmechanische Effekte wie der Blockage-Effekt. Darüber hinaus werden typische Verlustquellen wie Abschattungsverluste und die Nachlauf-Erhölung im Windparkkontext betrachtet.

2.4.1 Leistungskennlinien, Windwahrscheinlichkeit und Höhenwindprofil

Der Energieertrag einer Windenergieanlage ist im Wesentlichen das Ergebnis ihrer elektrischen Leistung über die Zeit [12]. Zur Beschreibung dieser Leistungsabgabe wird in der Praxis die Leistungskennlinie bzw. Leistungskurve (Power Curve) herangezogen. Sie stellt die elektrische Ausgangsleistung der Windenergieanlage in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit an der Nabenhöhe dar und ist somit ein zentrales Werkzeug zur Ertragsprognose [4], [26].

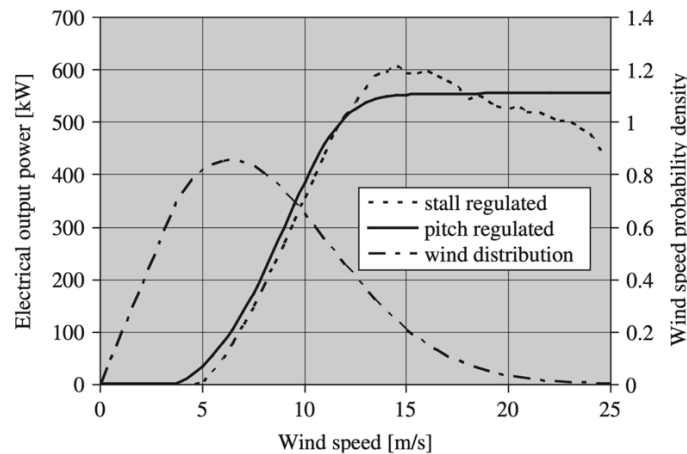


Abbildung 9: Typische Leistungskurve für Windturbinen und Windverteilung [33]

Eine Leistungskennlinie weist drei charakteristische Punkte auf: die Einschaltgeschwindigkeit (Cut-in), die Nennleistung (Rated Power) sowie die Abschaltgeschwindigkeit (Cut-out). Die Anlage beginnt mit der Stromproduktion bei der Cut-in-Windgeschwindigkeit, sobald die aerodynamischen und elektrischen Verluste überwunden sind. Variable-Speed-Anlagen mit breitem Drehzahlbereich erreichen meist niedrigere Cut-in-Werte. Bei sehr hohen Windgeschwindigkeiten, typischerweise ab etwa 25 m/s, wird die Anlage aus Sicherheitsgründen abgeschaltet, um mechanische Schäden durch übermäßige Belastung zu vermeiden [12], [26].

Zwischen der Cut-in- und der Nennwindgeschwindigkeit steigt die Leistung deutlich an, allerdings nicht proportional zur Windgeschwindigkeit, sondern zur dritten Potenz der Windgeschwindigkeit. Dennoch erreicht die Anlage ihre Nennleistung bereits bei einer moderaten Windgeschwindigkeit von etwa der Hälfte der Cut-out Windgeschwindigkeit [4]. Darüber hinaus wird die Leistung entweder durch aerodynamische Stallregelung oder durch aktive Blattverstellung (Pitch-Regelung) begrenzt, um die Belastung der Anlagenteile konstant zu halten, was sich anhand der in Abbildung 9 dargestellten Leistungskennlinien erkennen lässt [33].

Trotz des theoretisch möglichen Leistungsanstiegs bis zur Cut-out-Geschwindigkeit ist es wirtschaftlich nicht sinnvoll, das Antriebssystem auf diese Windgeschwindigkeiten auszulegen. Der Grund liegt in der Windgeschwindigkeitsverteilung, die an den meisten Standorten einer Rayleigh-Verteilung oder in guter Näherung einer Weibull-Verteilung folgt. Diese zeigt, dass hohe Windgeschwindigkeiten zwar große Leistungen ermöglichen, aber nur selten auftreten und somit eine Überdimensionierung der Antriebskomponenten die Investitionskosten, beispielsweise im Bereich der Getriebe und Generatoren, stark erhöhen würde, ohne eine entsprechend signifikante Steigerung des Energieertrags zu bewirken [12], [33]. Die Rayleigh-Verteilung ist ein Spezialfall der Weibull-Verteilung mit einem festen Formparameter ($k=2$) und eignet sich

besonders dann, wenn lediglich die mittlere Windgeschwindigkeit bekannt ist. Ihre Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion lautet [12]:

$$f(v) = \frac{\pi v}{2v_m^2} \cdot \exp \left[-\frac{\pi}{4} \left(\frac{v}{v_m} \right)^2 \right] \quad (2.7)$$

Mit:

- $f(v)$: Die Wahrscheinlichkeit, dass die Windgeschwindigkeit v auftritt
- v_m : Mittlere Windgeschwindigkeit

Die Funktion zeigt deutlich, dass der größte Beitrag zum Energieertrag aus einem Bereich leicht oberhalb der mittleren Windgeschwindigkeit stammt, während Extremwerte nur selten zur tatsächlichen Stromproduktion beitragen. Abbildung 10 zeigt dabei, wie verschiedene mittlere Windgeschwindigkeiten die Form der Rayleigh-Verteilung beeinflussen können.

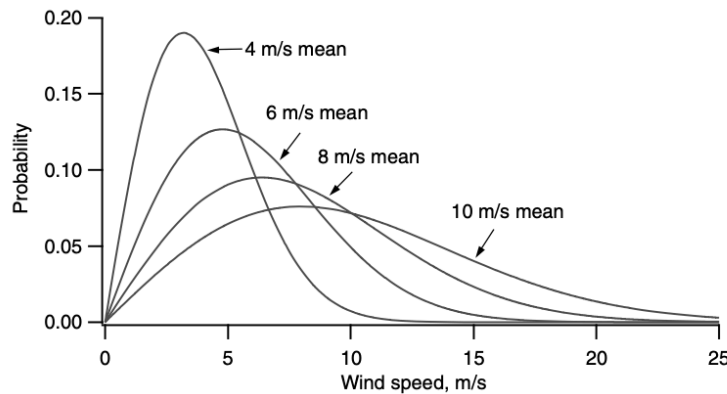


Abbildung 10: Beispiele verschiedener Rayleigh Wahrscheinlichkeitsverteilungen [12]

Zusätzlich spielt das Höhenwindprofil eine entscheidende Rolle bei der Übertragung von Messdaten auf die Nabenhöhe der Anlage. Dieses beschreibt den Anstieg der mittleren Windgeschwindigkeit mit der Höhe und wird häufig mit dem Potenzgesetz modelliert [12]:

$$v(z) = v(z_r) \cdot \left(\frac{z}{z_r} \right)^\alpha \quad (2.8)$$

Mit:

- $v(z)$: Windgeschwindigkeit in Höhe z
- $v(z_r)$: Referenzwindgeschwindigkeit in Höhe z_r
- α : Windgradient-Exponent (Power-law Exponent oder auch Wind-shear Exponent)

Der Windgradient-Exponent α hängt von der Rauigkeit der Oberfläche und den atmosphärischen Bedingungen ab und liegt typischerweise zwischen 0,1 und 0,3 [12].

Die Auslegung der Leistungskennlinie ist somit ein Ergebnis eines technisch-ökonomischen Optimierungsprozesses, bei dem Standortbedingungen, Windverteilung, Anlagendesign und Investitionskosten miteinander abgewogen werden. Hersteller veröffentlichen in der Regel eine garantierte Leistungskennlinie mit Toleranzmargen, die auch Grundlage für eine kommerzielle Ertragsprognose ist [4].

Neben der mittleren Windgeschwindigkeit und ihrem vertikalen Verlauf spielt auch die Turbulenzintensität eine wichtige Rolle für die Ertragsabschätzung. Sie beschreibt die Schwankung der Windgeschwindigkeit um ihren Mittelwert und wird in der Regel als Verhältnis von Standardabweichung zu Mittelwert angegeben [12]. Man unterscheidet dabei zwischen gleichmäßigem, konstantem Wind, und turbulentem Wind, wie er an realen Standorten typischerweise auftritt. Turbulente Anströmung beeinflusst sowohl die aerodynamische Leistungsaufnahme als auch die Strukturbeanspruchung und wird daher auch bei der Erstellung von Leistungskennlinien berücksichtigt [4], [12].

2.4.2 Kapazitätsfaktor und Volllaststunden

Der tatsächliche Energieertrag einer Windenergieanlage liegt stets unter dem theoretisch möglichen Maximum. Gründe hierfür sind einerseits geplante Stillstandszeiten, etwa durch Wartung und Instandhaltung, und andererseits ungeplante Ausfälle oder äußere Einflüsse wie Netzausfälle oder extreme Wetterbedingungen [14]. Die technische Verfügbarkeit einer Anlage beschreibt den Anteil der Zeit, in der sie betriebsbereit ist und Energie erzeugen kann. Bei modernen Windenergieanlagen liegt dieser Wert typischerweise bei 97 % oder höher, was im Vergleich zu anderen Kraftwerkstechnologien ein sehr guter Wert ist [4], [33].

Für die wirtschaftliche Bewertung wird häufig der Kapazitätsfaktor herangezogen. Dieser beschreibt das Verhältnis zwischen der tatsächlich erzeugten Jahresarbeit und der Energie, die bei Volllastbetrieb über das gesamte Jahr möglich wäre [4]:

$$\text{Kapazitätsfaktor} = \frac{\text{Jahresenergielieferung (kWh)}}{\text{Nennleistung (kW)} \cdot 8760 \text{ h}} \quad (2.9)$$

Ein alternativer, aber eng verwandter Kennwert ist die Anzahl der äquivalenten Volllaststunden (auch Nutzungsdauer genannt), die sich noch einfacher berechnen lässt:

$$\text{Äquivalente Volllaststunden} = \frac{\text{Jahresenergielieferung (kWh)}}{\text{Nennleistung (kW)}} \quad (2.10)$$

Beide Kennzahlen ermöglichen eine Standort- und Anlagenbewertung über längere Zeiträume. So liegt der Kapazitätsfaktor einer 3 MW-Anlage an einem typischen Binnenlandstandort mit

6,5 m/s mittlerer Windgeschwindigkeit bei etwa 24 %, während er an einem Offshore-Standort mit 10 m/s auf bis zu 53 % steigen kann. Dies entspricht rund 2.100 bzw. 4.500 Volllaststunden pro Jahr [4].

Beim Vergleich unterschiedlicher Anlagen sind Kapazitätsfaktor und Volllaststunden allerdings nur bedingt aussagekräftig, da sie von der installierten spezifischen Flächenleistung beeinflusst werden. Daher sollten bei Vergleichen möglichst ähnliche Anlagentypen und Bemessungsansätze zugrunde gelegt werden [4], [12].

2.4.3 Blockage-Effekt

Der sogenannte Blockage-Effekt bezeichnet eine strömungsmechanische Wechselwirkung, bei der die Anwesenheit eines oder mehrerer Rotoren den Zufluss der umgebenden Luft beeinflusst. Vor jedem Rotor entsteht eine lokale Druckerhöhung, die den Luftstrom teilweise bremst und zur seitlichen Umströmung zwingt. In Multirotor-Konfigurationen, bei denen mehrere Rotoren eng beieinanderliegen, überlagern sich diese Druckfelder. Da die Luft nicht ungehindert zur Seite ausweichen kann, kommt es in den Zwischenräumen der Rotoren zu lokaler Strömungsverdichtung und beschleunigter Anströmung, was bei bestimmten Rotoren zu einer Erhöhung der effektiven Windgeschwindigkeit und damit zu einem potenziell gesteigerten Power-Input führen kann [42], [43].

In klassischen Einzelrotoranlagen wird der Blockage-Effekt in der Regel als geringer Einfluss betrachtet. Bei Multirotor-Systemen hingegen können Interaktionen zwischen den Rotoren zu einer Verstärkung des Blockage-Effekts führen, insbesondere wenn die Rotoren in gemeinsamer Struktur montiert sind. Studien zeigen, dass die gegenseitige Beeinflussung der Strömungsfelder zu einem erhöhten Leistungsoutput von bis zu 8 % bei einem Multirotor mit 45 Rotoren und einem Rotorabstand von 1,05 Durchmessern zwischen den benachbarten Rotornaben führen kann [26], [44]

Allerdings kommt dieser positive Effekt nicht ohne technische Konsequenzen: Die Gesamtschubkraft, die auf die Struktur wirkt, nimmt ebenfalls anhand des oben genannten Beispiels um 8 % zu [43]. Dadurch steigen die mechanischen Lasten auf Turm, Fundament und andere tragende Komponenten. Im Vergleich zu konventionellen Einzelanlagen kann dies zu höheren Beanspruchungen der Struktur und verstärktem Materialeinsatz führen [42]. Eine sorgfältige strukturelle Auslegung ist daher unerlässlich, um die Vorteile des Blockage-Effekts, insbesondere den erhöhten Energieertrag, effizient und wirtschaftlich zu nutzen.

2.4.4 Abschattungsverluste und Nachlauf-Erholung

Windenergieanlagen erzeugen beim Umwandeln von kinetischer in mechanische Energie hinter dem Rotor eine Nachlaufströmung mit reduzierter Windgeschwindigkeit und erhöhter Turbulenz. Diese Abschattungs- oder Wake-Verluste gehören zu den bedeutendsten Ertragsverlusten innerhalb von Windparks, da sie die Leistungsabgabe nachfolgender Anlagen verringern und die mechanische Belastung erhöhen [14]. Die räumliche Erholung der Nachlaufströmung, oder auch Nachlauferholung, erfolgt durch Turbulenz-induzierten Impulstransport zwischen gestörter und ungestörter Strömung, wobei atmosphärische Stabilität, Gelände und Turbinenlayout entscheidende Einflussfaktoren sind [4], [45].

Im Kontext von Multirotor-Windenergieanlagen zeigt sich ein verändertes Nachlaufverhalten gegenüber konventionellen Einzelrotoranlagen. Numerische Simulationen mit LES (Large Eddy Simulation) zeigen, dass die Nachläufe einzelner Rotoren bei Multirotoranlagen zunächst lokalisierte Wake-Kerne mit geringeren Geschwindigkeitsdefiziten ausbilden. Dieser Unterschied ist unter anderem auf gegenseitige Wechselwirkungen zwischen benachbarten Rotoren zurückzuführen, etwa durch lokale Strömungsverdrängungseffekte, wie sie im Zusammenhang mit dem Blockage-Effekt beschrieben wurden. In der Summe führt dies zu einer schnelleren Nachlauferholung im Nahbereich im Vergleich zu Einzelrotoranlagen [26], [45].

Diese beschleunigte Erholung hält jedoch nur bis zum Punkt der Wake-Mischung an, bei dem sich die Einzelwakes zu einer kohärenten Nachlaufstruktur zusammenfügen. Der Übergang erfolgt bei engen Rotorabständen früher, während ein größerer Abstand die Einzelstruktur länger aufrechterhält. Die Gesamtwirkung auf die Nachlauferholung hängt maßgeblich von der Anzahl und dem Abstand der Rotoren, der Turbulenzintensität der Anströmung sowie der geometrischen Konfiguration der Multirotoranlage ab. Insgesamt zeigen Studien, dass Multirotoranlagen im für die Parkplanung relevanten Abstand von 5–8 äquivalenten Einzelrotordurchmessern geringere Turbulenzintensitäten und niedrigere Geschwindigkeitsdefizite aufweisen als Einzelrotoranlagen vergleichbarer Gesamtleistung [45].

2.5 Kostenmodellierung und LCoE-Berechnung

Die LCoE stellen eine zentrale Kennzahl in der techno-ökonomischen Bewertung von Energieerzeugungstechnologien dar. Sie ermöglicht eine vergleichbare Bewertung verschiedener Technologien über deren gesamte Lebensdauer hinweg, ohne sich auf spezifische Projektkosten in einzelnen Märkten zu beziehen, sondern bilden vielmehr die generischen ökonomischen Kosten

ab [7], [46]. Dies macht die LCoE zu einem universellen Maßstab, der sowohl für regulierte als auch für liberalisierte Märkte Anwendung findet. Trotz einer Vielzahl weiterer Bewertungsmethoden bleibt die LCoE aufgrund ihrer Einfachheit, Transparenz und Vergleichbarkeit das am häufigsten verwendete Kriterium für eine erste ökonomische Einschätzung [7], [12].

Grundlegend basiert die LCoE-Methode auf dem Verhältnis aller über die Lebensdauer einer Anlage anfallenden Kosten zur gesamten erzeugten Energie (Abbildung 11) [46]. Dabei finden meist zwei methodische Ansätze Anwendung: die Kapitalwertmethode und die Annuitätsmethode. Die Kapitalwertmethode berechnet den Barwert aller Investitionskosten (Capital Expenditure; CapEx) und Betriebskosten (Operational Expenditure; OpEx) sowie der Energieerzeugung (Annual Energy Production; AEP) durch Diskontierung auf einen gemeinsamen Bezugszeitpunkt. Die Diskontierung der Energieerzeugung berücksichtigt, dass künftige Stromerträge aufgrund des Zeitwerts des Geldes einen geringeren Barwert besitzen, was der realistischen wirtschaftlichen Bewertung entspricht [7], [46]. Im Folgenden sind die LCoE-Formeln abgebildet:

Tabelle 1: Formelmäßiger Vergleich der LCoE-Berechnungsmethoden nach [46]

Kapitalwertmethode	Annuitätsmethode
$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_{t,el}}{(1+i)^t}} \quad (2.11)$	$LCOE = \frac{(I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i)^t}) * ANF}{(\sum_{t=1}^n M_{t,el}) * \frac{1}{n}} \quad (2.12)$
	<p>Mit:</p> $ANF_{t,i} = \frac{i * (1+i)^t}{(1+i)^t - 1} \quad (2.13)$
	<p>Vereinfacht:</p> $LCOE = \frac{(I_0 * ANF) + A}{M} \quad (2.14)$
<p>I_0 Investitionsausgaben in EUR (engl. CapEx: Capital Expenditures)</p> <p>A_t Jährliche Gesamtkosten in EUR im Jahr (engl. OpEx: Operational Expenditures)</p> <p>$M_{t,el}$ Produzierte Strommenge im Jahr t in kWh (engl. AEP: Annual Energy Production)</p> <p>i Realer kalkulatorischer Zinssatz (engl. WACC: Weighted average cost of capital)</p> <p>n Wirtschaftliche Nutzungsdauer in Jahren</p> <p>t Jahr der Nutzungsperiode (1,2, ...n)</p> <p>ANF Annuitätsfaktor</p>	

Die jährlichen Gesamtkosten setzen sich dabei aus fixen und variablen Kosten zusammen, die unter anderem Betrieb, Wartung, Instandhaltung, Reparaturen sowie Versicherungszahlungen umfassen [46]. Die Annuitätsmethode stellt eine vereinfachte Variante der Kapitalwertmethode dar und bildet die Realität jedoch nicht immer adäquat ab. Hier wird die LCoE als Quotient aus annualisierten Investitions- und Betriebskosten und dem durchschnittlichen jährlichen Stromertrag berechnet, wobei häufig konstante jährliche Betriebskosten und Energieerträge über die Betriebsdauer angenommen werden [46].

Obwohl die LCoE einen transparenten Kostenmaßstab bieten, ist es wichtig zu betonen, dass sie keine Einspeisetarife darstellen und ohne Berücksichtigung markt- oder anlagenspezifischer Faktoren lediglich als Ausgangspunkt dienen können. Zudem liefern sie keine Informationen zur zeitlichen Wertigkeit des produzierten Stroms innerhalb eines Energiesystems, sodass sie für die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit einzelner Anlagen nur eingeschränkt geeignet sind. Für eine detaillierte ökonomische Analyse sind daher ergänzende Cashflow-Modelle erforderlich, die Erlöse und weitere finanzielle Parameter berücksichtigen [46], [47]. Um diese Lücke teilweise zu schließen, hat die International Energy Agency (IEA) das Konzept der Value-Adjusted LCoE (VALCOE) entwickelt [7]. VALCOE erweitert die klassische Betrachtung, indem neben den reinen Erzeugungskosten auch der Beitrag der jeweiligen Technologie zur Versorgungssicherheit, die Flexibilität im Lastfolgeverhalten sowie der ökonomische Wert der Einspeisung im Netz berücksichtigt werden [7]. Damit wird insbesondere für fluktuierende erneuerbare Energien wie Wind und Solar eine realistischere Bewertung im Vergleich zu steuerbaren konventionellen Kraftwerken ermöglicht, sodass VALCOE eine wichtige Ergänzung zur reinen Kostenperspektive darstellt.

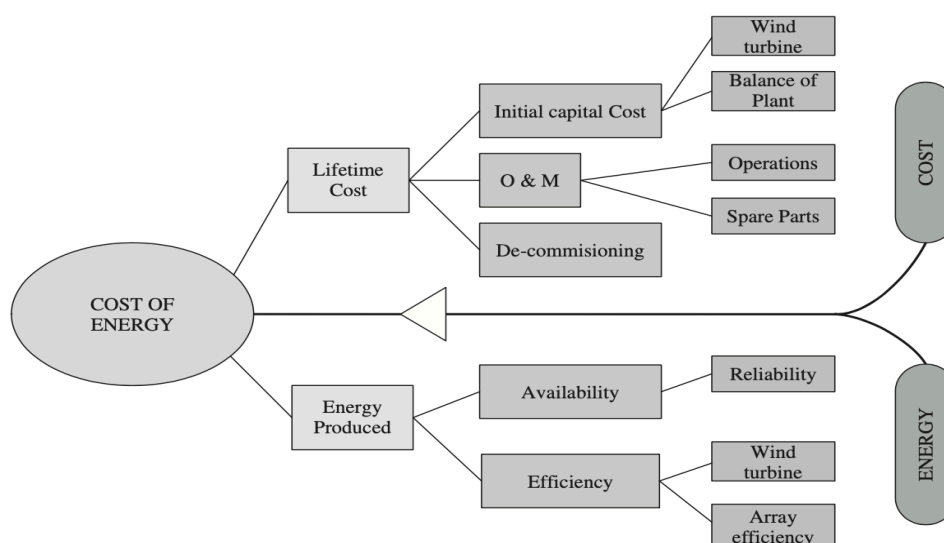


Abbildung 11: Aufschlüsselung der Cost of Energy [33]

2.6 Kostenentwicklung und Skaleneffekte in der Windindustrie

Zusätzlich zur grundlegenden Kostenmodellierung und Berechnung der LCoE gewinnt die Betrachtung der Kostenentwicklung über die Zeit an Bedeutung. Dabei spielen Indexierungsmethoden und Lernkurven eine zentrale Rolle, um technologische Fortschritte und Skaleneffekte abzubilden. In diesem Kapitel werden zunächst die grundlegenden Konzepte der Kostendegression durch Skaleneffekte sowie die Anwendung von Preisindexierung vorgestellt.

Economies of Scale und Technologiefaktor

Skaleneffekte treten auf, wenn mit wachsender Produktionsmenge die spezifischen Kosten pro Einheit sinken. In der Windindustrie sind solche Effekte etwa durch steigende Stückzahlen in der Fertigung relevant [48], [49] und entstehen durch Lerneffekte in der Produktion aus effizienterer Fertigung, reduzierten Gemeinkosten pro Einheit, verbesserten Einkaufsbedingungen und Standardisierung von Komponenten [10], [49].

Ein vereinfachtes Modell zur Abbildung solcher Lerneffekte ist die Anwendung eines Technologiefaktors T_f , der beschreibt, wie stark die Kosten pro zusätzlicher Einheit bei einer Verdopplung der Produktionsmenge sinken [4]. Eine gängige Formel lautet:

$$P_n = B \cdot n^{\frac{\ln(T_f)}{\ln(2)}} \quad (2.15)$$

Dabei ist:

- P_n der Preis der n -ten Einheit,
- B die Kosten der ersten produzierten Einheit,
- T_f der Technologiefaktor (z. B. 0,9 für 10 % Kostenreduktion bei Verdopplung),
- n die Stückzahl [4].

Wichtig bei der Verwendung des Begriffes Technologiefaktor, ist der Zusammenhang zum oft simultan genannten Lernfaktor bzw. Lernrate, der sich per Formel sinngemäß wie folgt beschreiben lässt [4], [48]:

$$L_f = 1 - T_f \quad (2.16)$$

Dabei ist:

- L_f der Lernfaktor bzw. die Lernrate

Die Anwendung von Lernkurven ist differenziert zu betrachten. Für moderne Einzelrotoranlagen, von denen weltweit bereits zehntausende Einheiten installiert wurden, sind die wesentlichen Skaleneffekte weitgehend ausgeschöpft. Zusätzliche Installationen bewirken daher nur noch

geringe Lerneffekte, was in der Modellierung einem Technologiefaktor nahe 1 entspricht. Lernkurveneffekte hängen jedoch weniger vom einzelnen Windpark als vielmehr von den kumulativen Produktionsmengen eines OEM ab, die regional sehr unterschiedlich ausfallen können (z. B. hohe Wachstumsraten in China, geringere im Westen). Für das Multirotor-Konzept ergibt sich hierbei eine besondere Perspektive: Im Gegensatz zum konventionellen Upscaling von Einzelturbinen entfällt der erhebliche Entwicklungsaufwand, der allein durch die kontinuierliche Vergrößerung der Anlagen entsteht. Stattdessen kann sich die weitere Produktion auf eine einmal definierte Turbinengröße fokussieren, wodurch Skaleneffekte primär über die Vervielfachung der Stückzahlen (um den Faktor n entsprechend der Anzahl der Rotoren pro Anlage) sowie über die Optimierung des bestehenden Designs erzielt werden. Besonders RNA-Komponenten wie Rotorblätter, Naben oder Generatoren profitieren davon, da sie in großer Zahl standardisiert gefertigt werden können [12].

Demgegenüber stehen Komponenten wie Türme oder Fundamente, die sowohl bei Einzel- als auch bei Multirotoren in ähnlicher Stückzahl benötigt werden und deren Fertigung durch physikalische Grenzen weitgehend ausgereizt ist. Für diese Bauteile ist unabhängig vom Turbinentyp nur ein sehr begrenzter zusätzlicher Lerneffekt anzunehmen [4], [48], [50].

Die folgende Abbildung 12 zeigt exemplarisch, wie sich Stückkosten bei unterschiedlichen Technologiefaktoren in Abhängigkeit von der Stückzahl entwickeln:

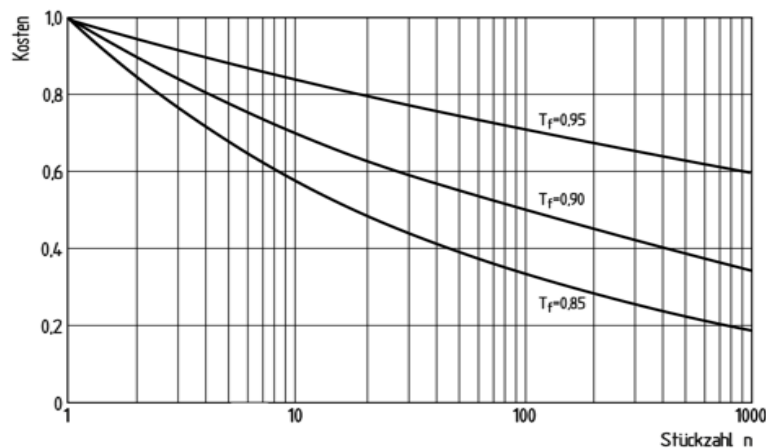


Abbildung 12: Kostendegression auf Basis des Technologiefaktors [4]

Größere Windkraftanlagen müssen jedoch nicht zwangsläufig mit einer Kostendegression einhergehen. Wie Abbildung 34 im Anhang A5 zeigt, kann in der Windenergiebranche auch ein negativer Effekt auf die Economies of Scale erkannt werden, sobald immer größere Turbinen gefertigt werden, da beispielsweise Produktionsprozesse und Logistik neu angepasst werden müssen [51].

Diese Erkenntnisse sind insbesondere vor dem Hintergrund der in dieser Arbeit betrachteten Multirotor-Systeme relevant, da hier nicht wie bei klassischen Einzelrotoren auf maximale Rotordimensionierung gesetzt wird, sondern vielmehr ein Downscaling auf kleinere, mehrfach eingesetzte Standardkomponenten erfolgt. Welche Auswirkungen dies auf die Kostenstruktur hat, wird in Kapitel 3.2 anhand empirischer Werte und Berechnungen näher untersucht.

Indexierung von Kosten in der Windenergie

Neben den Skaleneffekten beschreibt die Indexierung von Kosten ein weiteres wesentliches Verfahren in der wirtschaftlichen Bewertung von industriellen Großprojekten, um zeitliche Veränderungen der Preisniveaus zu berücksichtigen. Durch Inflation, Materialpreisänderungen und andere wirtschaftliche Faktoren können nominale Kostenwerte im Zeitverlauf stark variieren. Die Anwendung eines Preisindex ermöglicht es, historische Kosten auf ein aktuelles Preisniveau zu übertragen und somit vergleichbare und realitätsnahe Analysen durchzuführen [52].

Die Berechnung der indexierten Kosten erfolgt nach der folgenden Formel:

$$C_2 = C_1 \cdot \left(\frac{I_2}{I_1} \right) \quad (2.17)$$

Dabei bezeichnet C_2 die neuen bzw. aktuellen und C_1 die historischen Kosten, während I_2 den aktuellen und I_1 den historischen Index beschreiben [52].

Typische Indizes, die in der Praxis verwendet werden, sind der Verbraucherpreisindex (VPI), der Produzentenpreisindex (PPI) oder branchenspezifische Baukostenindizes. Die Auswahl des geeigneten Index hängt von der jeweiligen Kostenart und Projektphase ab [52], [53].

Die Anwendung der Indexierung ist für den reinen Vergleich zwischen den Kosten von Einzelrotor- und Multirotoranlage zwar nicht so entscheidend, da es beide Konzepte gleichermaßen betrifft. Dennoch bleibt sie relevant, da sie eine transparente und nachvollziehbare Darstellung der Kostendynamik in der Windenergiebranche ermöglicht. Sie bildet die Grundlage für fundierte Prognosen der Wirtschaftlichkeit von Windenergieanlagen und bildet somit vor dem Hintergrund dieser Arbeit eine wichtige Methode ab, um verlässliche Stromgestehungskosten zu ermitteln [41], [54].

3 Stand der Forschung

Während Kapitel 2 die theoretischen Grundlagen und technischen Besonderheiten von Multirotor-Windenergieanlagen sowie deren potenzielle Vor- und Nachteile im Vergleich zu konventionellen Einzelrotorsystemen beleuchtet hat, widmet sich das folgende Kapitel dem aktuellen Stand der Forschung. Ziel ist es, einen systematischen Überblick über bestehende wissenschaftliche Arbeiten, Modelle und Entwicklungen zu geben, die sich mit Multirotoranlagen, Kostenmodellen und der Bewertung von Stromgestehungskosten beschäftigen. Dabei werden sowohl konkrete Forschungsprojekte als auch veröffentlichte Simulationen, Skalierungsansätze und LCoE-Tools betrachtet. Die Einordnung dient als Grundlage für die spätere Modellkonzeption und Validierung im Rahmen dieser Arbeit.

3.1 Forschungsstand zu Multirotor Windenergieanlagen

Ein bedeutendes Forschungsprojekt im deutschsprachigen Raum ist das X-Multirotor-Projekt des Competence Center für Erneuerbare Energien und Energieeffizienz (CC4E) der HAW Hamburg [55]. Es ist als Teilprojekt des übergeordneten X-Energy-Vorhabens zur Reduzierung von Stromgestehungskosten angelegt und verfolgt das Ziel, Multirotor-Konzepte mit einer Gesamtnennleistung von 20 MW hinsichtlich ihrer Stromgestehungskosten mit leistungsäquivalenten Einzelrotoranlagen zu vergleichen. Zusammen mit dem Kooperationspartner Siemens Gamesa Renewable Energy wurden in verschiedenen Konzeptanalysen geometrische Designparameter wie die Rotoranordnung, die Tiefe des Tragrahmens (Space-Frame) sowie Lagerpositionen und Turmhöhen systematisch variiert. Die Ergebnisse zeigten, dass Konfigurationen mit größerer Anzahl kleinerer Rotoren, insbesondere eine Variante mit 47 Rotoren, als besonders vielversprechend hinsichtlich der Stromgestehungskosten erweisen. Eine abschließende Bewertung einer optimalen Rotoranzahl war jedoch nicht möglich, insbesondere aufgrund fehlender Kenntnisse zu den OpEx. Ergänzend wurde darauf hingewiesen, dass bei stark verkleinerten Einzelanlagen besondere strömungsmechanische Effekte auftreten können, die zu Effizienzverlusten führen [55].

Aufbauend auf den Erkenntnissen des X-Multirotor-Projekts wird sich derzeit als weiteres Teilprojekt des X-Energy-Vorhabens im X-Multirotor – Design for Maintenance (DfM) Projekt der Forschungslücke zum wartungsfreundlichen Design, der Betriebskostenkalkulation und Betriebskostenminimierung angenommen. Die in Kooperation mit dem Projektpartner EnBW erarbeiteten Ergebnisse sollen damit die bereits in Kapitel 2.2 genannte Forschungslücke im

Bereich der OpEx adressieren [55]. Ein offizieller Abschlussbericht des Teilprojekts liegt zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Arbeit noch nicht vor, sodass die Ergebnisse nicht in diese Arbeit mit einfließen können.

Ein weiteres überaus wichtiges Forschungsprojekt zu Multirotor-Windenergieanlagen entstand im Rahmen des europäischen Forschungsprojekts INNWIND.EU, das von 2012 bis 2017 durchgeführt wurde und bei dem verschiedene Multirotor-Konzepte im Teilprojekt „*Innovative Turbine Concepts- Multi-Rotor System*“ untersucht wurden [26]. Neben der Projekt-Koordination seitens der Technical University of Denmark (DTU-Wind Energy) wurde das Teilprojekt maßgeblich durch Autoren der University of Strathclyde und der National Technical University of Athens begleitet, von denen insbesondere der Autor Peter Jamieson zahlreiche weitere Veröffentlichungen zum Thema Multirotoren verzeichnen kann (siehe z.B. [29], [42], [56]). In diesem Teilprojekt wurde ein Multirotor-System mit 45 Einzelrotoren à 444 kW und somit einer Gesamtleistung von 20MW als alternative Lösung zu Einzelrotoren konzipiert und modellbasiert untersucht.

Die Analysen umfassten sowohl aerodynamische und strukturelle Aspekte als auch eine techno-ökonomische Bewertung. Eine wesentliche Erkenntnis dieser Forschung war die signifikante Reduktion von Strukturbelastungen im Vergleich zu Einzelrotorsystemen, die durch das Load averaging verursacht wird [26]. Weiterhin zeigten sich auch positive aerodynamische Effekte in der Energieausbeute verursacht durch den Blockage-Effekt und die Nachlaufströmung (im Kontext eines Windparks). Wirtschaftlich ergab sich im Basisszenario eine Reduktion der Stromgestehungskosten um rund 15 % gegenüber einer Referenz-Einzelanlage mit vergleichbarer Leistung. Auch in Bezug auf die O&M-Kosten wurden durch modularen Aufbau und potenziell vereinfachte Wartungsvorgänge Einsparungen von etwa 13 % modelliert. Diese Potenziale werden von den Autoren jedoch als stark abhängig von zukünftigen Entwicklungen im Bereich Instandhaltungskonzepte, Logistik und Systemintegration bezeichnet. Gleichzeitig identifizierten die Projektbeteiligten eine Reihe noch offener Forschungsfragen, die bislang nicht ausreichend adressiert werden konnten. Dazu zählen unter anderem die Optimierung von Rotorgröße und Tragsystemgeometrie, die aerodynamische Leistung bei Schräganströmung (Yaw), sowie die vollständige Integration von Wartung, Installation und Montage in das Gesamtsystemdesign [26].

Auch das National Renewable Energy Laboratory (NREL) in den USA hat sich in verschiedenen Studien mit dem Konzept von Multirotoranlagen beschäftigt [57], [58]. Im Mittelpunkt standen dabei vor allem strömungstechnische Fragestellungen und die Möglichkeit, durch gezielte Rotoransteuerung die Windnachläufe innerhalb von Windparks zu beeinflussen [58]. Ziel dieser Untersuchungen war es, das Zusammenspiel mehrerer Rotoren innerhalb eines Systems so zu optimieren, dass Leistungsverluste durch Abschattung reduziert und die Energieausbeute erhöht werden können. Erste Simulationsergebnisse deuten darauf hin, dass sich durch bestimmte Betriebsstrategien moderate Effizienzgewinne erzielen lassen. Gleichzeitig weisen die Autoren auf weiteren Forschungsbedarf hin, insbesondere in Bezug auf die Modellierung komplexer Strömungseffekte und die Übertragbarkeit der Ergebnisse auf reale Windparkbedingungen [58].

Anhand der vorgestellten Forschungsprojekte und Ergebnisse sowie auf Grundlage weiterer in dieser Arbeit verwendeter Veröffentlichungen lassen sich folgende zentrale Forschungsschwerpunkte im Bereich der Multirotor-Windenergieanlagen erkennen:

1. Ein wesentlicher Schwerpunkt liegt auf der aerodynamischen Interaktion zwischen benachbarten Rotoren. Hierbei geht es insbesondere um die Analyse von Nachlaufeffekten, Leistungsverlusten und Potenzialen zur gezielten Beeinflussung der Strömung. Verschiedene Studien zeigen, dass die Anordnung, der Abstand und die Betriebsweise der Rotoren einen entscheidenden Einfluss auf das Strömungsfeld und damit auf den Gesamtertrag haben können [44], [58].
2. Ein weiterer Forschungsbereich betrifft das strukturelle Verhalten von Multirotorsystemen. Die Kombination mehrerer Rotoren auf einem gemeinsamen Tragsystem bringt neue Herausforderungen hinsichtlich Lastverteilung, Schwingungsverhalten und Ermüdungsfestigkeit mit sich [33]. Zahlreiche Arbeiten beschäftigen sich daher mit der Optimierung von Trägerstrukturen, der Materialwahl sowie mit robusten Auslegungsmethoden unter Betriebs- und Extrembedingungen [26], [59].
3. Schließlich spielt die wirtschaftliche Bewertung eine entscheidende Rolle. Während erste Studien auf Potenziale zur Senkung von Investitions- und Betriebskosten hinweisen, fehlen bislang belastbare, praxisnahe Modelle zur Ermittlung der Stromgestehungskosten (LCoE) für Multirotorkonzepte [26], [29], [32]. Insbesondere Aspekte wie Wartungsaufwand, Systemverfügbarkeit und Serienfertigung sind derzeit nur unzureichend erfasst [26], [36], [60]. Hier besteht nach wie vor erheblicher Forschungsbedarf, der für die kommerzielle Bewertung und Weiterentwicklung von Multirotoranlagen zentral ist.

3.2 Literaturüberblick zu Kostenmodellen

Aufbauend auf dem in Kapitel 3.1 dargestellten Forschungsstand zu Multirotor-Windenergieanlagen gibt dieses Kapitel einen Überblick über bestehende Kostenmodelle für Windenergieanlagen. In der einschlägigen Literatur finden sich bislang nahezu ausschließlich fundierte Kosten- und Gewichtsangaben für konventionelle Einzelrotoranlagen. Entsprechend basieren viele Modellansätze, auch solche mit Bezug zu Multirotor-Konzepten, auf Erfahrungswerten und Skalierungen aus diesen etablierten Systemen. Ein direkter Zugriff auf reale Kostendaten von Turbinenherstellern erwies sich im Rahmen dieser Arbeit als nicht möglich. Nach Rücksprache mit Branchenexperten aus dem X-Multirotor-Projekt, dem Fraunhofer IWES sowie durchgeführten Experteninterviews bei Siemens Gamesa wurde bestätigt, dass diese Daten in der Regel strenger Vertraulichkeit unterliegen, da sie unternehmensintern als wettbewerbsrelevante Informationen behandelt werden. Daher wurde auf etablierte Literaturquellen und wissenschaftlich fundierte Modellierungen zurückgegriffen, die sich in der Forschung und Lehre bewährt haben.

Die folgenden Ausführungen ordnen die vorhandenen Modelle ein und bewerten ihre Relevanz sowie Übertragbarkeit auf die Fragestellung dieser Arbeit. Aus Gründen der Übersicht wurden die relevanten Kostenmodelle und ihre Spezifikationen in Tabelle 2 festgehalten.

Tabelle 2: Auflistung der Referenzmodelle zu Kosten und Gewichten von Windkraftanlagen

	Modell 1	Modell 2	Modell 3	Modell 4	Modell 5
Bezeichnung	„Guide to an Offshore Windfarm“	„Wind Turbine Cost and Scaling Model“	„INN-WIND.EU Cost Model“	„Wind turbines: fundamental, technologies, application, economics“	„Windkraftanlagen: Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit“
Autor	Valpy (BVG/Crown Estate)	Fingersh (NREL)	Chaviaropoulos (INN-WIND)	Erich Hau	Erich Hau
Quelle	[61]	[41]	[62]	[63]	[4]
Referenzturbine	10MW Offshore	3MW Offshore	10MW Offshore	2MW	3MW
Virtuelles Modell?	Keine Angabe	✓	✓	✓	✓
Komponentenkosten	✓	✓	✓	✓	✓
Komponentengewichte	✗	✓	✓	✓	✓
BoP Kosten	✓	✓	✓	✓	✓

Modell 1: Ein erster betrachteter Ansatz zur Kostenschätzung ist weniger als klassisches Modell zu verstehen, sondern vielmehr als umfangreicher Branchenbericht: der *Guide to an Offshore Wind Farm* der BVG-Associates aus dem Jahr 2019 [61]. Dieser Bericht bildet sämtliche Kostenaspekte ab, die im Zusammenhang mit der Errichtung eines Offshore-Windparks entstehen können. Neben komponentenspezifischen Kostenschätzungen in Abhängigkeit von der installierten Leistung werden insbesondere die „Balance of Plant“-Kosten detailliert aufgegliedert. Dazu zählen unter anderem Ausgaben für die Standortanalyse sowie belastbare Bemessungsgrundlagen für Betrieb und Instandhaltung (Operations & Maintenance). Aufgrund seines hohen Detaillierungsgrads und der breiten Rezeption in nachfolgenden Veröffentlichungen erschien es naheliegend, die darin enthaltenen Daten als Grundlage für die Modellbildung in dieser Arbeit zu berücksichtigen.

Modell 2: Ein weiteres häufig referenziertes Modell ist der technische Bericht *Wind Turbine Design Cost and Scaling Model* von Fingersh et al., veröffentlicht 2006 durch das National Renewable Energy Laboratory (NREL) der Vereinigten Staaten [41]. Der Bericht stellt ein strukturiertes Berechnungskonzept vor, das zentrale Elemente zur Abschätzung der Investitionskosten, der Massenverteilung sowie der jährlichen Energieproduktion von Windenergieanlagen zusammenführt.

Besondere Relevanz besitzt dieses Modell aufgrund seiner empirisch abgeleiteten Skalierungsgesetze, die für nahezu alle Hauptkomponenten wie Rotorblätter, Nabe, Gondel, Turm und Fundament sowohl kosten- als auch gewichtsbezogene Zusammenhänge in Abhängigkeit von der Anlagenleistung oder Rotordurchmesser abbilden. Zudem wird die Bedeutung von Produzentenpreisindizes hervorgehoben, um zeitlich konsistente und wirtschaftlich nachvollziehbare Kostenberechnungen durchführen zu können.

Auf Basis dieser Skalierungsansätze wird im letzten Teil des Berichts exemplarisch eine virtuelle 3-MW-Offshore-Einzelrotoranlage mit einem Rotordurchmesser von 70 m und einer Nabenhöhe von 65 m vorgestellt. Für diese Beispielanlage liefert der Bericht eine vollständige Aufstellung der erwarteten Komponentenpreise, Gewichte sowie eine Abschätzung der Stromgestehungskosten (LCoE). Diese Kombination aus methodischer Herleitung und konkretem Anwendungsbeispiel macht das Modell zu einer wertvollen Referenz für technikgestützte Kostenabschätzungen [64].

Modell 3: Beim dritten betrachteten Modell handelt es sich um das *INNWIND.EU Cost Model*, das im Rahmen des europäischen Forschungsprojekts INNWIND.EU entwickelt wurde. Das Projekt ist als Nachfolger des UpWind-Projekts konzipiert, in dem erstmals die Vision einer 20-

MW-Windturbine mit den dazu erforderlichen technologischen Fortschritten formuliert wurde. Aufbauend auf den Ergebnissen von UpWind verfolgte INNWIND.EU das Ziel, konkrete Innovationsschritte zur Realisierung einer leistungsstarken 10–20-MW-Offshore-Windturbine zu erforschen und zu demonstrieren.

Das im Projekt entwickelte *INNWIND.EU Cost Model* zielt auf eine systematische und komponentenbasierte Ermittlung der Investitionskosten in Microsoft Excel ab. Dabei werden Turbine, Turm und Fundament getrennt modelliert, wobei die Berechnungslogik auf detaillierten Skalierungsgesetzen und realitätsnahen technischen Parametern basiert. An dieser Stelle ist unter anderem hervorzuheben, dass die im Modell gewählten Skalierungsgesetze zum Teil auf den im Modell 2 vorgestellten empirischen Formeln von der NREL-Veröffentlichung stammen. Auch dieses Modell wird in der Literatur häufig als Referenzmodell für die techno-ökonomische Bewertung großer Offshore-Windenergieanlagen verwendet und liefert wichtige Impulse für die Weiterentwicklung von Kostenmodellen [65].

Modell 4 & Modell 5: Die Modelle 4 und 5 basieren auf der englischen und der deutschen Fassung des Fachbuchs Windkraftanlagen von Erich Hau, das aufgrund seiner umfassenden und detaillierten Darstellung als Standardwerk in der Windenergietechnik gilt. Inhaltlich ähneln sich beide Ausgaben stark, da sie neben den grundlegenden physikalischen und ingenieurwissenschaftlichen Prinzipien auch skalierungsbasierte Abschätzungen zu Ertrag, Investitionskosten (CapEx), Balance of Plant (BoP) und Betriebskosten (OpEx) enthalten [4], [63].

Besonders hervorzuheben sind die veröffentlichten Übersichtslisten zu Komponenten, deren spezifischen Gewichten sowie den zugehörigen Kostenschätzungen. Diese finden im weiteren Verlauf der Arbeit, insbesondere in Kapitel 3.3, vertiefte Betrachtung und finden sich im Anhang A2 und A3 dieser Arbeit wieder. Der Grund, warum beide Ausgaben einbezogen wurden, liegt in der unterschiedlichen Auswahl der betrachteten Turbinen. Während die ältere englische Version auf eine virtuelle 2MW-Turbine eingeht, enthält die neuere deutsche Ausgabe eine detaillierte Darstellung einer 3MW-Anlage. Besonders hervorzuheben ist die Tatsache, dass die Gewichts- und Kostenstruktur je Turbine einmal für eine getriebelose und eine Anlage mit Getriebe dargestellt wird. Durch die Kombination beider Quellen und Antriebsstrang-Designs konnte eine breitere und belastbarere Datengrundlage geschaffen werden.

Es sei an dieser Stelle betont, dass es sich bei beiden Modellen nicht um reale, empirisch erfasste Aufschlüsselungen handelt, sondern um plausibilisierte Kalkulationen zur Veranschaulichung technischer und wirtschaftlicher Zusammenhänge.

3.3 Virtuelle Referenzturbinen und Skalierungsgesetze

Zur Bewertung von Multirotor-Windenergieanlagen in techno-ökonomischen Modellen sind geeignete Vergleichsturbinen erforderlich. Da reale Großanlagen mit 20 MW Nennleistung nur in begrenztem Umfang verfügbar sind, wird in dieser Arbeit mit sogenannten virtuellen Referenzturbinen gearbeitet. Diese werden auf Basis bestehender Turbinenkonzepte, wie sie in Kapitel 3.3 erläutert werden, entweder durch Upscaling (Hochskalierung) oder Downscaling (Herunterskalierung) unter definierten Annahmen erzeugt. Ziel ist es, systematische Vergleiche zwischen Einzelrotor- und Multirotorkonfigurationen zu ermöglichen, ohne vollständig auf neu entwickelte Designmodelle angewiesen zu sein.

Die physikalische Grundlage solcher Skalierungen basiert auf dem Square-Cube-Law, das in Kapitel 2.2 ausführlich beschrieben wurde. Die bauteilspezifischen Auswirkungen auf Rotor, Gondel und Turm wurden zudem in Kapitel 2.3 dargelegt. Im Fokus dieses Abschnitts steht daher nicht die erneute Herleitung physikalischer Zusammenhänge, sondern die methodische Differenzierung zwischen verschiedenen Skalierungsrichtungen, deren technologische Implikationen sowie die Definition geeigneter Exponenten im Kontext dieser Arbeit.

Unterscheidung von Up- und Downscaling

Die Skalierung von Windenergieanlagen erfolgt in der industriellen Praxis nahezu ausschließlich in Form der Leistungssteigerung bestehender Einzelrotorkonzepte. Dieses sogenannte Upscaling ist ein zentrales Element der technologischen Weiterentwicklung in der Windenergiebranche und manifestiert sich in stetig wachsenden Rotordurchmessern, höheren Türmen und zunehmender Nennleistung [33], [41], [56]. Jene Entwicklung wird durch Fortschritte in Werkstofftechnik, Fertigungsprozessen, aerodynamischer Auslegung, simulationsgestütztem Design sowie durch verbesserte Regelungskonzepte maßgeblich begünstigt. Die Folge sind systematische Effizienzsteigerungen, die sich auch in der empirischen Massen- und Kostenentwicklung widerspiegeln [66].

Während das theoretische Skalierungsverhältnis nach dem Square-Cube-Law eine kubische Abhängigkeit der Masse von einer linearen Referenzgröße wie dem Rotordurchmesser impliziert (das heißt basierend auf Formel 2.1 mit einem Exponenten von drei), zeigen Datenauswertungen realer Turbinenentwicklung häufig abweichende Skalierungsexponenten. Diese liegen je nach Komponente und Datenbasis typischerweise im Bereich zwischen 2,3 und 2,8 [4], [42], [56]. Die Unterschreitung des Exponenten von drei ist dabei Ausdruck technologischer Fortschrittsannahmen, etwa durch optimierte Materialausnutzung oder Leichtbaulösungen. Zu

berücksichtigen ist jedoch, dass die Ermittlung solcher Exponenten in der Regel einen Betrachtungszeitraum von rund 40 bis 50 Jahren umfasst: Kleine Windenergieanlagen stammen überwiegend aus den 1980er-Jahren und sind heute kaum noch verfügbar. Skalierungsanalysen beinhalten daher stets auch eine technologische Zeitreise von den frühen Entwicklungsstadien bis zum heutigen Stand der Technik.

Vor diesem Hintergrund kann ein Exponent von etwa 2,6 für die Hochskalierung eines etablierten Einzelrotors von drei auf 20 Megawatt als konservativ-technologisch gerechtfertigt angesehen werden. Er liegt innerhalb empirisch belegter Entwicklungstrends und erlaubt dennoch Abschätzungen im Rahmen virtueller Turbinendefinitionen. Solche Exponenten werden daher häufig in Konzeptstudien verwendet, um realitätsnahe Modellreferenzen für neue Anlagenklassen zu konstruieren [62].

Im Gegensatz dazu stellt das Runterskalieren (Downscaling), bei dem eine virtuelle Anlage mit geringerer Leistung und Größe als die Referenzturbinen abgeleitet werden soll, eine methodische Herausforderung dar [22]. Besonders bei Multirotor-Systemen mit zahlreichen Rotor-Gondel-Baugruppen ist fraglich, inwiefern diese kleineren Einheiten technologisch äquivalent zur Referenzturbinen sind. Die empirisch ermittelten Exponenten von etwa 2,6 beruhen auf historischen Datensätzen kleiner Windenergieanlagen und spiegeln daher primär den damaligen Technologiestand wider [59]. Würde man diesen Wert für das Downscaling nutzen, käme dies einer Rückkehr zu den alten kleineren Windturbinen gleich und würde methodisch eine Zeitreise in die Vergangenheit bedeuten [22], [33]. Zur Vermeidung solcher Fehlschlüsse wird daher empfohlen, beim Downscaling den theoretisch begründeten Exponenten von drei beizubehalten (also eine rein kubische Skalierung anzunehmen). Soll darüber hinaus zusätzlicher technologischer Fortschritt berücksichtigt werden, wäre auch ein Wert größer als drei (z. B. 3,3) denkbar.

Ergänzende Anwendung empirischer Formeln

Ergänzend zu den Square-Cube-Law Skalierungsansätzen finden in der Fachliteratur auch empirische Formeln zur Abschätzung von Massen und Investitionskosten einzelner Hauptkomponenten Anwendung. Ein häufig zitiertes Beispiel hierfür ist das „Wind Turbine Design Cost and Scaling Model“ [41], das auf umfangreichen Datensätzen konventioneller Einzelrotoranlagen basiert. Die dort enthaltenen Formeln ermöglichen eine komponentenspezifische Bewertung unter eingeschränkter Datenverfügbarkeit und folgen typischerweise einer Potenzbeziehung der Form:

$$m = a \cdot x^b \quad (3.1)$$

Dabei bezeichnet m die Masse oder die Kosten einer spezifischen Komponente, x eine technische Bezugsgröße wie der Rotordurchmesser D (in m), die Turmhöhe H (in m) oder die Nennleistung P (in kW), während a und b empirisch bestimmte Parameter darstellen.

Typische Beispiele aus dem Modell sind der nachfolgenden Tabelle 3 zu entnehmen:

Tabelle 3: Beispiele empirischer Skalierungsgesetze

Komponente	Formel	Formel-Index
Basis Rotorblattmasse	$m_{\text{Rotorblatt}} = 0,1452 \cdot D^{2,9158}$	(3.2)
Advanced Rotorblattmasse	$m_{\text{Rotorblatt}_A} = 0,4948 \cdot D^{2,53}$	(3.3)
Generatormasse	$m_{\text{Generator}} = 6,47 \cdot P^{0,9223}$	(3.4)
Turm-masse	$m_{\text{Turm}} = 0,3973 \cdot \pi \cdot D \cdot H - 1414$	(3.5)
Getriebemasse (3-Stage Planetary)	$m_{\text{Getriebe}} = 70,94 \cdot \text{low_speed shaft torque}^{0,759}$	(3.6)

Die beiden Blattgewichtsformeln unterscheiden sich in ihrer technologischen Grundlage. Die Basis Rotorblattmasse (Formel 3.2) geht auf die WindPACT-Designs der frühen 2000er Jahre zurück und spiegelt den damaligen Stand der Technik ohne wesentliche Materialinnovationen wider. Die Advanced Rotorblattmasse (Formel 3.3) basiert auf weiterentwickelten Entwürfen, in denen konstruktive Verbesserungen wie leichtere Wurzelbereiche oder teilweise Kohlefaser-Holme berücksichtigt wurden. Diese Ansätze ermöglichen eine deutliche Massenreduktion gegenüber der Baseline, sind jedoch vor allem für Rotoren mit großen Durchmessern relevant. Insgesamt handelt es sich nicht um die Entwicklung eines einzelnen Herstellers, sondern um eine Zusammenführung verschiedener industrieller und forschungsseitiger Studien [41].

Solche Formeln werden in verschiedenen techno-ökonomischen Studien genutzt, insbesondere zur Validierung grob geschätzter Massen oder Investitionskosten bei konventionellen Einzelrotoranlagen im mittleren einstelligen bis unteren zweistelligen Megawattbereich [41], [62]. Ihre Anwendbarkeit auf neuartige Turbinentypen oder auf Downscaling-Szenarien ist jedoch eingeschränkt, da die zugrunde liegenden Datenreihen überwiegend auf dem Upscaling realer Einzelrotorkonzepte basieren. Rückschlüsse auf kleinere Rotoren mit potenziell abweichenden konstruktiven Charakteristika können somit methodisch verzerrt sein. Gleichwohl stellen diese empirischen Ansätze ein etabliertes Werkzeug dar, um Näherungswerte für typische Systemgrößen zu gewinnen und technische Plausibilität in modellbasierten Abschätzungen zu fördern [41].

3.4 Einordnung bestehender LCoE-Tools

Zur Berechnung der Stromgestehungskosten existieren verschiedene Softwaretools, die sich hinsichtlich Modelltiefe, Eingabeflexibilität und Zielanwendung unterscheiden. Diese Tools dienen der techno-ökonomischen Bewertung von Energieprojekten und finden sowohl in der Forschung als auch in der Industrie Anwendung.

Ein international etabliertes und frei verfügbares Werkzeug ist das „System Advisor Model“ (SAM) des US-amerikanischen National Renewable Energy Laboratory (NREL). SAM ermöglicht die detaillierte Modellierung technischer, wirtschaftlicher und finanzieller Parameter. Neben Windenergie deckt das Tool auch andere Technologien wie Photovoltaik, Solarthermie und Speichersysteme ab. Es bietet eine transparente Rechenlogik, unterstützt reale Zeitreihen und wird aufgrund seiner Vielseitigkeit und umfassenden Dokumentation in zahlreichen wissenschaftlichen Studien verwendet [67], [68].

In Forschung und Praxis werden auch Excel-basierte Rechenmodelle wie der „*Danish Levelized Cost of Energy Calculator*“ für explorative Analysen und technologiespezifische Anwendungen eingesetzt [69]. Darüber hinaus existieren, wie in Kapitel 3.2 am Beispiel des INNWIND.EU Cost Models erläutert, weiterentwickelte Excel-Tools mit komponentenbasierter Struktur und physikalisch fundierten Skalierungsgesetzen [62]. Diese Modelle eignen sich insbesondere zur Abbildung konventioneller Einzelrotor-Windenergieanlagen, lassen sich jedoch in der Regel nicht ohne Weiteres auf neuartige Anlagentypen, wie dem Multirotor, übertragen.

Die spezifischen Anforderungen von Multirotor Windenergieanlagen in Form von aerodynamischen und physikalischen Besonderheiten, wie dem Blockage-Effekt, werden in gängigen LCoE-Tools bislang nicht systematisch berücksichtigt. Nach jetzigem Kenntnisstand existiert derzeit kein öffentlich zugängliches, etabliertes Softwaretool, das diese technischen Besonderheiten explizit adressiert. Die Identifikation dieser methodischen Lücke bildet eine wichtige Grundlage für weiterführende Entwicklungen im Bereich techno-ökonomischer Bewertung.

4 Methodik

Die Entwicklung eines anwendungsnahen Berechnungstools für die Stromgestehungskosten (LCoE) von Multirotor-Windenergieanlagen erfordert ein strukturiertes methodisches Vorgehen. Grundlage bildet die Design Research Methodology (DRM) nach [70], die speziell für technische Entwicklungsprozesse konzipiert wurde. Die DRM verbindet theoretische Analyse, empirische Erkenntnisse und gestalterische Entscheidungen in einem iterativen Forschungsrahmen.

Wie in Abbildung 13 dargestellt, gliedert sich der DRM-Prozess in vier Phasen: Research Clarification, Descriptive Study I, Prescriptive Study und Descriptive Study II. In dieser Arbeit liegt der Schwerpunkt auf der Descriptive Study I zur Analyse bestehender Modelle, Rahmenbedingungen und Anforderungen sowie auf der Prescriptive Study zur Konzeption und Ausarbeitung eines neuen LCoE-Modells für Multirotoranlagen. Die Phase der Research Clarification wurde bereits im Vorfeld der Arbeit in enger Abstimmung mit der betreuenden Hochschule durchgeführt. Die Descriptive Study II im Sinne einer umfassenden empirischen Anwendungsevaluation fällt nicht in den Rahmen dieser Arbeit. Stattdessen erfolgt in Kapitel 4.3 eine strukturierte Validierung des entwickelten Modells auf Basis vorhandener Vergleichswerte und methodischer Referenzansätze. Diese Form der analytischen Rückkopplung ist im Sinne der DRM als eingeschränkte Evaluation interpretierbar und unterstützt die Reflexion der Modellkonsistenz und Anwendbarkeit [70].

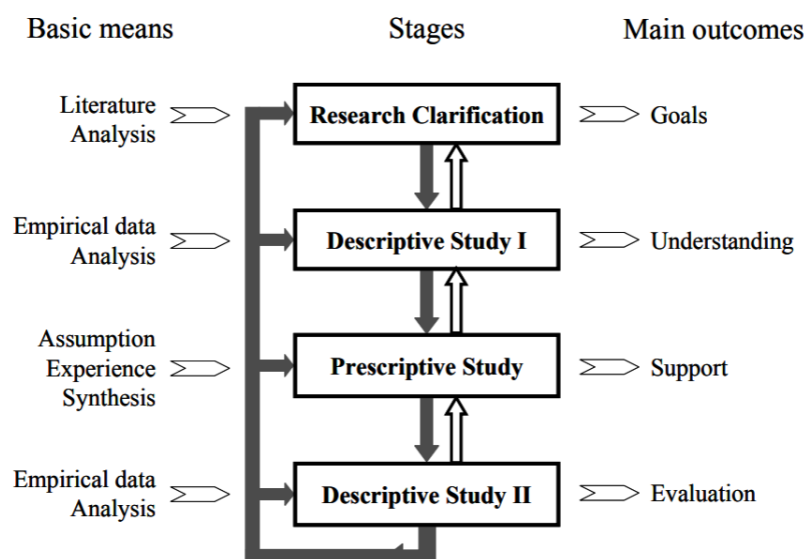


Abbildung 13: DRM Framework nach [70]

Das vorliegende Kapitel beschreibt somit das methodische Vorgehen entlang dieses Rahmens. Abschnitt 4.1 erläutert die angewandten Methoden zur Datenerhebung, Unterkapitel 4.2 thematisiert anschließend die Entwicklung und Struktur des neuen Modells woraufhin abschließend in

Kapitel 4.3 die Validierungsmethoden vorgestellt werden. Die DRM dient dabei nicht nur als theoretisches Ordnungssystem, sondern als integratives Strukturprinzip für den gesamten Entwicklungsprozess.

4.1 Datenerhebung

Die Datenerhebung für die Entwicklung des neuen LCoE-Modells erfolgte multimethodisch und basiert auf einer Kombination aus Literatur- und Dokumentenanalyse, der Auswertung technischer und wirtschaftlicher Datenbanken sowie qualitativen Experteninterviews.

Ein wesentlicher Bestandteil der Arbeit ist die iterative Verknüpfung von Erkenntnissen aus der Theorie mit Rückmeldungen aus der Praxis. Durch die gezielte Kombination qualitativer und quantitativer Quellen wurde dabei eine robuste Datenbasis geschaffen, die sowohl für die Parametrisierung des LCoE-Modells als auch für die spätere Validierung herangezogen werden konnte. Im Folgenden werden die einzelnen Erhebungswege näher erläutert.

Zu Beginn der Arbeit wurde eine systematische Literaturrecherche durchgeführt, um den Stand der Forschung zu der Offshore-Windenergiebranche, zu Multirotor-Windenergieanlagen und darüber hinaus den Methoden zur Berechnung von Stromgestehungskosten (LCoE) im Windenergiekontext zu erfassen. Diese Recherche diente als methodisches und theoretisches Fundament der Modellierungsarbeit und bildete zugleich die Basis für Kapitel 3. Berücksichtigt wurden wissenschaftliche Fachpublikationen, Projektberichte wie etwa das INNWIND-Projekt sowie technische Reports verschiedener im Themengebiet der Windenergie forschender Organisationen (u. a. NREL, Fraunhofer, WindEurope, CrownEstate) [41], [46], [61], [71]. Die Recherche erfolgte einerseits über öffentlich zugängliche Datenbanken wie Scopus, SpringerLink, Elsevier und Google Scholar mit einem Schwerpunkt auf Veröffentlichungen der letzten zwanzig Jahre und andererseits mit Hilfe von künstlicher Intelligenz, die in Form von ChatGPT erste Anhaltspunkte zu Themengebieten und interessanter Literatur in diesem Kontext liefern konnte. Es wurden gezielt Informationen zu Multirotor-Konzepten, bisherigen Testanlagen und bekannten Skalierungseffekten gesammelt, um technologische Besonderheiten und den aktuellen Entwicklungsstand dieser Technologie angemessen abzubilden.

Primäres Ziel war es vor allem, technische und ökonomische Ausgangsdaten sowie geeignete methodische Ansätze zur Strukturierung und Weiterentwicklung des LCoE-Modells zu identifizieren.

Für die technischen und wirtschaftlichen Modellparameter wurde insbesondere wissenschaftliche Fachpublikationen, Branchenberichte sowie technische Handbücher und Datenblätter herangezogen. Ziel war es vor dem Hintergrund der Motivation der Arbeit, möglichst belastbare aktuelle Informationen zu Investitionskosten, Betriebskosten und Skalierungsgesetzen zu identifizieren, die als Eingangsgrößen für das Excel-basierte LCoE-Modell dienen. Parallel zur Literaturrecherche wurden auch Vergleichswerte aus existierenden Tools und Programmen extrahiert, etwa zur Aufteilung bzw. Aufschlüsselung der CapEx auf Komponenten wie Rotor, Gondel, Turm und Fundament oder zur Abschätzung von OpEx über die Projektlaufzeit. Beispiele für die existierenden Tools bezüglich der CapEx bieten hierbei das INNWIND.EU-Cost-Model [62], das NREL Cost and Scaling Model [41] und das bereits existierende Tool von Frau Bloch und Frau Denker [72]. Da der Fokus dieser Arbeit nicht auf der Neubetrachtung der jährlichen Stromproduktion der virtuellen Turbinen lag, wurde sich hier ebenfalls auf die Daten der Leistungskurven und Windwahrscheinlichkeiten des vorangegangenen Projekts „X-Multirotor“ bezogen.

In Fällen, in denen keine verlässlichen Daten vorlagen, wurden realistische Schätzwerte innerhalb plausibler Bandbreiten verwendet. Diese beruhen auf Branchenberichten, vergleichbaren Studien und etablierten Methoden zur Abschätzung technischer Parameter von Windkraftanlagen. Einige dieser Annahmen wurden mit dem Betreuer abgestimmt, um eine fundierte und nachvollziehbare Modellierung sicherzustellen.

Ergänzend zur Literatursauswertung wurden öffentlich zugängliche Datenbanken des US-Bureau of Labor Statistics sowie die Währungswechselkurse der Europäischen Zentralbank genutzt, um relevante ökonomische Kennzahlen zu recherchieren. Insbesondere die Producer Price Indices (PPI) aus den Datenbanken des US-Bureau of Labor Statistics dienten zur Berechnung von Inflationsanpassungen und zur Modellierung wirtschaftlicher Variablen. Die Wechselkurse der Europäischen Zentralbank wurden zur Umrechnung von Werten in unterschiedliche Währungen herangezogen, um internationale Kostendaten und Preisstrukturen im zeitlichen Verlauf korrekt darzustellen.

Ein weiteres zentrales und methodisches Element der Arbeit bestand in der Durchführung qualitativer Experteninterviews. Diese wurden eingesetzt, um die wertvollen Erfahrungen aus der industriellen Praxis direkt in die Entwicklung des Tools einfließen zu lassen. Der Fokus lag dabei auf der Identifikation typischer Schwachstellen bestehender Modelle, dem Umgang mit Skaleneffekten in der technischen und wirtschaftlichen Planung sowie der Einschätzung wichtiger Einflussgrößen aus Anwendersicht.

Insgesamt wurden fünf Experteninterviews mit Fachkräften des Windenergieanlagenherstellers Siemens Gamesa Renewable Energy GmbH durchgeführt. Die Interviewpartner waren in verschiedenen Schlüsselpositionen im Offshore-Bereich tätig: ein Business Developer im Bereich Offshore-Windenergie, ein Projektmanager für Rotorblätter von Offshore-Anlagen, ein Inbetriebnahme-Projektmanager, ein Service- und Wartungsexperte für Offshore-Projekte sowie ein Produktentwickler für Offshore-Windenergieanlagen, der bereits am vorangegangenen Kollaborationsprojekt „X-Multirotor“ beteiligt war. Die Experteninterviews wurden halbstrukturiert durchgeführt. Es kam dabei ein flexibler Leitfaden zum Einsatz, dessen Fragen individuell an den jeweiligen fachlichen Hintergrund der Gesprächspartner angepasst wurden, wodurch gewährleistet werden konnte, dass die Inhalte zielgerichtet und praxisrelevant aufbereitet werden konnten. Während manche Gespräche beispielsweise einen stärkeren Fokus auf CapEx-Strukturierung, Projektentwicklungsphasen oder internationale Kostenvergleiche legten, standen bei anderen der Betrieb, die Wartungslogistik oder produktspezifische Designanforderungen im Vordergrund. An dieser Stelle ist zu erwähnen, dass nicht alle Interviewpartner Experten im Bereich neuer Turbinentechnologien wie dem Multirotor-Design sind, aber dennoch Ihr Fachwissen auf dieses Konzept angewendet haben.

Die Interviews dauerten jeweils circa 20 bis 25 Minuten und wurden mit vorheriger Zustimmung der Beteiligten automatisch transkribiert. Die qualitative Auswertung erfolgte anhand einer inhaltlich strukturierenden Inhaltsanalyse nach Mayring [73]. Die Erkenntnisse aus den Interviews werden nicht in einem gesonderten Ergebniskapitel dargestellt, sondern entlang der Design Research Methodology iterativ in die jeweiligen Kapitel und dabei insbesondere in die Analyse des bestehenden Tools (Kapitel 5), die Neuentwicklung (Kapitel 6) und die kritische Diskussion (Kapitel 8), integriert. Dieses Vorgehen ermöglicht eine fortlaufende Rückkopplung zwischen empirischer Erkenntnis und modellgestützter Umsetzung und stärkt die Praxisrelevanz der erarbeiteten Lösung. Die Interviews wurden in englischer Sprache durchgeführt und im Anschluss sinngemäß ins Deutsche übersetzt. Die Übersetzungen dienten als Grundlage für die Auswertung und sind zur inhaltlichen Nachvollziehbarkeit im Anhang B1 bis B5 dokumentiert.

Insgesamt ermöglicht die gewählte Kombination aus Literatursauswertung, Datenbankanalyse und adaptiv geführten Experteninterviews eine fundierte und praxisnahe Modellbildung. Die gewonnenen Daten stellen nicht nur die Basis für die quantitative Berechnung der Stromgestehungskosten dar, sondern tragen wesentlich dazu bei, das entwickelte Tool anwendungsfreundlich, nachvollziehbar und belastbar zu gestalten.

4.2 Vorgehensweise bei der Modellentwicklung

Die Entwicklung des LCoE-Berechnungstools folgte einem iterativen, nutzerzentrierten Vorgehen im Sinne der Prescriptive Study der Design Research Methodology (DRM). Ziel war es, ein praxisnahes Modell zu entwerfen, das sowohl theoretisch fundiert als auch auf reale Anwendungsbedürfnisse zugeschnitten ist.

Im Zentrum stand dabei die systematische Übertragung von Erkenntnissen aus der Analysephase (Descriptive Study I) in ein strukturiertes, anpassbares Rechenmodell. Der Entwicklungsprozess orientierte sich an folgenden methodischen Leitprinzipien:

Modularisierung: Die verschiedenen Einflussgrößen der Stromgestehungskosten (Investitionskosten, Betriebskosten, Erträge, Finanzierung) wurden in separaten funktionalen Einheiten abgebildet, um Flexibilität und Transparenz zu gewährleisten.

Iteratives Vorgehen: Basierend auf Rückmeldungen aus der Praxis und Erkenntnissen aus der Literatur wurde das Modell schrittweise verfeinert. Zwischenergebnisse wurden kontinuierlich überprüft und angepasst.

Anwenderfokus: Die Struktur und das Bedienkonzept des Tools wurden darauf ausgelegt, zukünftige Nutzer aus Industrie oder Forschung gezielt zu unterstützen. Dabei standen Verständlichkeit, Nachvollziehbarkeit und Anpassbarkeit im Vordergrund.

Datenintegration: Die Parametrisierung basierte auf einem konsistenten Datenfundament, das aus Literaturquellen, bestehenden Modellen und Experteninterviews gewonnen wurde.

Die Wahl der verwendeten Softwareumgebung, ebenso wie die konkrete Umsetzung und Struktur des Tools, wird in Kapitel 6 ausführlich beschrieben.

4.2.1 Auswahl und Bewertung der Referenzturbinen

Basierend auf den in Kapitel 3 dargestellten Forschungsergebnissen und nach Rücksprache mit dem Betreuer wurde entschieden, eine etablierte, wenngleich nicht mehr aktuelle Referenzturbinen als Ausgangsbasis für das entwickelte Modell zu wählen. Die Auswahl fiel auf die in Kapitel 3.2 als Model 5 vorgestellten 3 MW-Einzelrotoranlagen, zu der auf Seite 891 und 892 des Buches *Windkraftanlagen* von Erich Hau eine detaillierte Übersicht über Kosten und Gewichte einzelner Komponenten verfügbar sind [4].

Die Referenzturbinen, die mit zwei verschiedenen Antriebssträngen (getriebelos und mit Getriebe) aufgeführt ist, bildet den methodischen Ausgangspunkt für die Berechnung und

Skalierung der Komponenten, insbesondere der Massenverhältnisse, in den virtuellen Multitor-Varianten. Die Entscheidung basiert weniger auf dem Stand der Technik als vielmehr auf der Verfügbarkeit verlässlicher und modellierbarer Ausgangsdaten im Rahmen dieser Arbeit. Detaillierte Kennwerte der Referenzturbinen finden sich in Kapitel 3 und Kapitel 6 sowie im Anhang A2 und A3.

4.3 Validierung und Vergleichsmethodik

Im Rahmen der Design Research Methodology (DRM) stellt die Evaluation entwickelter Konzepte und Modelle eine zentrale Phase dar. Die Validierung der LCoE-Berechnungen erfolgt in dieser Arbeit auf mehreren Ebenen und bildet den Übergang von der Prescriptive Study zur Descriptive Study II. Ziel ist es, die Ergebnisse des entwickelten Modells im Hinblick auf ihre Plausibilität, Anwendbarkeit und Anschlussfähigkeit an bestehende Methoden systematisch einzuordnen.

Da sich die Berechnungen auf ein innovatives Anlagenkonzept beziehen, für das bislang keine etablierten Berechnungsansätze oder Referenzmodelle vorliegen, wird eine mehrdimensionale Vergleichsmethodik angewendet. Diese berücksichtigt sowohl numerische Ergebnisgrößen als auch strukturelle Merkmale der zugrunde liegenden Modelllogik.

Vergleichskategorien

Zur Gewährleistung einer konsistenten Bewertung wurden zentrale Vergleichskategorien definiert, die für alle Validierungsebenen Anwendung finden. Dazu zählen:

- Die berechneten Stromgestehungskosten als zentrale Zielgröße
- Die Hauptkostentreiber, insbesondere Investitionskosten und Betriebskosten
- Der erwartete Energieertrag (AEP)
- Die Modellstruktur und Skalierungslogik als methodische Grundlage

Vergleichsebene 1: Analyse des Vorgängermodells

Eine erste Validierung erfolgt durch den Vergleich mit einem früher an der Hochschule entwickelten Excel-Modell, das in Kapitel 5 ausführlich analysiert wird. Dort werden Stärken, Schwächen und strukturelle Eigenschaften des bestehenden Tools dargelegt. In Bezug auf Rechenlogik, Anwendungshorizont und Ergebnisdarstellung bietet dieses Modell eine geeignete Referenz, um die Weiterentwicklung des neuen Werkzeugs methodisch nachvollziehbar zu begründen.

Vergleichsebene 2: Plausibilisierung durch externe Benchmarks

Zur externen Plausibilisierung werden aktuelle Branchenwerte aus anerkannten Marktstudien herangezogen. Diese Daten liefern typische Kosten- und Ertragskennwerte für konventionelle Einzelrotor-Windenergieanlagen vergleichbarer Leistungsklassen. Auch wenn eine direkte Übertragbarkeit auf Multirotor-Systeme nicht gegeben ist, ermöglichen sie eine grobe Einordnung der berechneten Ergebnisse und dienen als orientierender Maßstab.

Vergleichsebene 3: Strukturvergleich mit Literaturmodellen

Darüber hinaus wird die Modelllogik mit bestehenden Kostenmodellen aus der wissenschaftlichen Literatur verglichen, wie etwa dem im INNWIND-Projekt berechneten Modell für Multirotoranlagen [26]. Der Schwerpunkt liegt auf der Analyse der verwendeten Skalierungsgesetze, der Kostenstrukturierung nach Komponenten sowie der allgemeinen Systemlogik. Ziel ist es, die Anschlussfähigkeit des eigenen Modells an etablierte wissenschaftliche Ansätze zu reflektieren und seine Position im Spektrum bestehender Modellierungsansätze zu verorten.

Methodische Abgrenzung gegenüber etablierten Tools

Ein direkter Abgleich mit umfassenden Softwarelösungen wie dem System Advisor Model (SAM) oder dem „*Danish Levelized Cost of Energy Calculator*“ ist aufgrund der methodischen Unterschiede und der fehlenden Ausrichtung dieser Tools auf Multirotor-Systeme nur eingeschränkt möglich. Diese Programme werden in dieser Arbeit nicht zur quantitativen Validierung herangezogen, sondern ausschließlich als methodische Referenz zur Einordnung unterschiedlicher Modellierungsansätze berücksichtigt.

5 Analyse des bestehenden Tools

Um die Weiterentwicklung eines belastbaren Modells zur Berechnung der Stromgestehungskosten (LCoE) von Multirotor-Windenergieanlagen fundiert zu gestalten, ist eine umfassende Analyse des bestehenden Excel-Tools notwendig. Das bisher genutzte Modell stellt eine wichtige Arbeitsgrundlage dar, da es wesentliche Ansätze zur Berechnung von Erträgen und Kosten enthält. In diesem Kapitel werden die Funktionsweise und der strukturelle Aufbau des Tools dargestellt. Darüber hinaus wird untersucht, inwiefern das bisherige Werkzeug die Anforderungen an ein nutzerfreundliches und transparentes Berechnungsmodell erfüllt.

Bevor näher auf die Funktionsweise und das Ablaufdiagramm eingegangen wird, ist zunächst der Ursprung des bestehenden Werkzeugs zu erläutern. Im Jahr 2019 verfassten die Studentinnen Linda Bloch und Nane Denker im Rahmen eines Masterprojekts an der HAW Hamburg die Arbeit mit dem Titel „*Cost of Energy for Multi-Rotor Wind Turbine Systems*“. Ziel dieser Projektarbeit war die Analyse des Energieertrags und der Kostenstruktur von Multirotor-Systemen unter Berücksichtigung von Lastberechnungen. In diesem Zusammenhang wurde ein Excel-Tool entwickelt, das in der Lage sein sollte, verschiedene Szenarien und Auslegungen von Multirotor-Systemen abzubilden, um so einen Vergleich der Stromgestehungskosten zwischen Einzelrotor- und Multirotor-Windenergieanlagen zu ermöglichen.

Das Projekt wurde erfolgreich abgeschlossen, und das zugehörige Werkzeug anschließend im Juni 2022 von Herrn Prof. Peter Dalhoff überarbeitet, um zusätzliche Funktionen zu integrieren und bestehende Strukturen zur Lastberechnung zu bereinigen. Grundlage der nachfolgenden Analyse bildet dieses überarbeitete Excel-Tool, das aus Gründen der Nachvollziehbarkeit separat dieser Arbeit beigelegt ist.

5.1 Funktionsweise des vorhandenen Excel-Werkzeugs

Das bestehende Excel-Tool dient der modellbasierten Ermittlung der Stromgestehungskosten (LCoE) einer virtuellen Windenergieanlage, ist modular aufgebaut und untergliedert sich in verschiedene Funktionsbereiche, darunter die Ertragsberechnung, die Investitions- und Betriebskostenkalkulation sowie die finale LCoE-Ausgabe. Allgemein wird zwischen 4 verschiedenen virtuellen Turbinentypen unterschieden, die der nachfolgenden Tabelle 4 entnommen werden können.

Tabelle 4: Ergebnisse und Eckdaten des vorangegangenen LCoE-Werkzeugs

	SR	MRS5	MRS22	MRS47
Rotoranzahl	1	5	22	47
Leistung pro Rotor	20.000 kW	4.000 kW	909,09 kW	425,53 kW
Leistung der Anlage	20.000 kW	20.000 kW	20.000 kW	20.000 kW
Leistungsdichte	400 W/m ²	400 W/m ²	400 W/m ²	400 W/m ²
Rotor Radius	126,16 m	56,42 m	26,90 m	18,40 m
CapEx (für 1 GW Windpark)	2.870.298.402 €	2.962.645.918 €	2.520.701.672 €	2.357.295.481 €
Turbine CapEx (inkl. Tower)	1.489 €/kW	1.578 €/kW	1.154 €/kW	997 €/kW
OpEx (diskontiert für 1 GW Windpark)	1.637.632.520 €	1.644.350.148 €	1.646.318.853 €	1.654.732.658 €
AEP (diskontiert für 1 GW Windpark)	60.585.844.758 kWh	61.340.241.449 kWh	61.561.329.069 kWh	62.506.208.307 kWh
LCoE (für 1 GW Windpark)	0,0744 €	0,0751 €	0,0677 €	0,0642 €
LCoE SR vs. MRS	100%	101%	91%	86%

Das Ertragsmodell dient der Abschätzung der jährlich zu erwartenden Stromproduktion (Annual Energy Production, AEP) der jeweiligen virtuellen Windenergieanlage. Grundlage der Berechnung ist die Leistungskennlinie der entsprechenden Turbine sowie eine statistische Verteilung der Windgeschwindigkeiten über das Jahr. Die Windgeschwindigkeiten werden in definierte Intervalle (Bins) eingeteilt, denen jeweils eine Auftretenswahrscheinlichkeit, wie in Kapitel 2.4.1 beschrieben, gemäß der Rayleigh-Verteilung zugewiesen wird. Durch Verknüpfung dieser Wahrscheinlichkeiten mit der Turbinenleistung in den jeweiligen Windgeschwindigkeitsbereichen lässt sich die erzeugte Energiemenge berechnen. Die Summe über alle Intervalle ergibt die Brutto-Jahresproduktion elektrischer Energie. Aus der berechneten AEP lassen sich anschließend weitere Kennzahlen wie die äquivalenten Volllaststunden und der Kapazitätsfaktor ableiten, die als Indikatoren für die energetische Leistungsfähigkeit der Anlage dienen.

Die Kostenseite gliedert sich in CapEx- und OpEx-Module. Die CapEx-Struktur basiert auf einer Stückkostenbetrachtung für einzelne Anlagenteile (z. B. Turm, Rotor, Gondel), ergänzt um Aufwendungen für Fundament, Logistik und Installation, die auch als Balance of Plant Kosten bezeichnet werden. Die einzelnen Stückkosten werden dabei durch das Skalieren von Komponentengewichten einer 3 MW-Referenzturbinen (Einzelrotor) und dem anschließenden Multiplizieren mit spezifischen Gewichtskosten ermittelt. Die Betriebskosten (OpEx) werden nach dem Ansatz des Fraunhofer ISE durch eine Kombination aus leistungsabhängigen (€/kW) und

ertragsabhängigen (€/kWh) Komponenten beschrieben. Für die Single-Rotor- und Multirotoranlage werden identische spezifische Kosten pro kW und pro kWh sowie die gleiche Nennleistung angesetzt, sodass Unterschiede ausschließlich aus den unterschiedlichen Energieerträgen resultieren. Eine dynamische Abzinsung findet nicht statt, stattdessen wird mit konstantem Zinssatz und Investitionszeitraum gearbeitet.

Die finale LCoE-Berechnung erfolgt durch Division der abgezinsten Kosten über den abgezinsten Energieertrag auf Basis der in Kapitel 2.5 beschriebenen Kapitalwertmethode.

5.2 Ablaufdiagramm und Struktur des Tools

Das Excel-Modell zur Ermittlung der Stromgestehungskosten besteht aus mehreren thematisch abgegrenzten Tabellenblättern, die durch Zellverweise miteinander verknüpft sind. Die Struktur folgt einem logischen Datenfluss ausgehend von den Eingangsparametern über technische und wirtschaftliche Zwischenrechnungen bis hin zur Ergebnisdarstellung, auch wenn dies in der Benutzeroberfläche zunächst nicht eindeutig ist.

Die zentralen Tabellenblätter lassen sich den folgenden Funktionsgruppen zuordnen:

- **Eingabe- und Informationsblätter:**
 - *Power Curves*: Stellt die Leistungskennlinien der unterschiedlichen Turbinentypen bei verschiedenen Windgeschwindigkeiten zur Verfügung. Die Datengrundlage dieser Leistungskennlinien stammt dabei aus dem Simulationstool „Bladed“ und wurden zu turbulenten Windverhältnissen aufgenommen, um die Realität möglichst präzise abzubilden.
 - *Turbines*: Enthält aufbauend auf dem Tabellenblatt *Power Curves* die technischen Parameter der virtuellen Windenergieanlagen (z. B. Anzahl der Rotoren, Rotor Radius, Leistung bei verschiedenen Windgeschwindigkeiten).
 - *Tower* und *Space-Frame*: Liefern Eingabewerte zu den Massen und Strukturen von Turm und Tragstruktur aus dem X-Energy Projekt der HAW Hamburg.
 - *Blockage-Effect*: Liefert Kennzahlen zum Blockage Effekt, der die beschriebenen aerodynamischen Effekte zwischen benachbarten Rotoren, bei Multirotoranlagen, berücksichtigt.

- **Ertragsmodell:**

- *AEP* (Annual Energy Production): Führt die modellbasierte Ertragsberechnung durch. Auf Basis der Rayleigh-Verteilung und den Leistungskennlinien wird die jährlich zu erwartende Stromproduktion der jeweiligen Anlage ermittelt.

- **Kostenkalkulation:**

- *CAPEX*: Berechnet die Investitionskosten der einzelnen Anlagenkomponenten durch Skalierung der Komponenten der Referenzanlage. Grundlage für die Gewichtskosten der 3 MW Referenzturbinen ist dabei die in [4] detaillierte Kosten- und Gewichtsstruktur aus dem Jahr 2016. Die Betriebskosten (OPEX) sind im Tool pauschal im *LCOE*-Tabellenblatt hinterlegt und werden nicht über ein separates Blatt modelliert
- *Capex Summary*: Aggregiert die Einzelkomponenten und stellt eine zusammengefasste Übersicht der gesamten Investitionskosten bereit.

- **LCoE-Ergebnis:**

- *LCoE*: Konsolidiert die abgezinste Kosten und den abgezinste Ertrag zur Berechnung der Stromgestehungskosten, verfügt jedoch auch über eine Übersicht der Referenzturbinen und weitere Eingabeparameter.

- **Analyseblatt:**

- *Sensitivitätsanalyse*: Dient der Untersuchung von Einflussfaktoren auf die *LCoE*. Einzelne Parameter können mittels der Was-Wäre-Wenn-Analyse in Excel variiert und ihre Auswirkung auf das Gesamtergebnis untersucht werden.

Der Ablauf und die Verknüpfungen der einzelnen Tabellenblätter sind in Abbildung 14 visualisiert. Das in Microsoft Visio erstellte Ablaufdiagramm veranschaulicht die logische Struktur des Modells sowie die Abfolge der Berechnungsschritte vom Input bis zur Ergebnisdarstellung. Im Ablaufdiagramm wird sichtbar, wie die einzelnen Tabellenblätter zur Berechnung der Stromgestehungskosten beitragen. Gleichzeitig fällt jedoch auf, dass die bereits erwähnten Zellverweise, die vielfach tabellenübergreifend stattfinden, eine übersichtliche End-to-End-Analyse erheblich erschweren und somit Rückführungen, dargestellt durch die roten Pfeile, vorhanden sind. So enthält beispielsweise das Tabellenblatt *LCoE* detaillierte Informationen über statistische Größen (z.B. Betriebsjahre oder Luftdichte), Systemspezifikationen der Turbinen oder weitere Werte zur Referenzturbinen, die wiederum in anderen Tabellenblättern verwendet werden, sodass die

Abbildung mittels der türkis eingefärbten Datenbank-Kacheln die Zugehörigkeit dieser Daten zum LCoE-Tabellenblatt veranschaulichen soll. Dieses Beispiel verdeutlicht die Schwierigkeit, den Berechnungsprozess top-down bzw. hierarchisch klar strukturiert darzustellen.

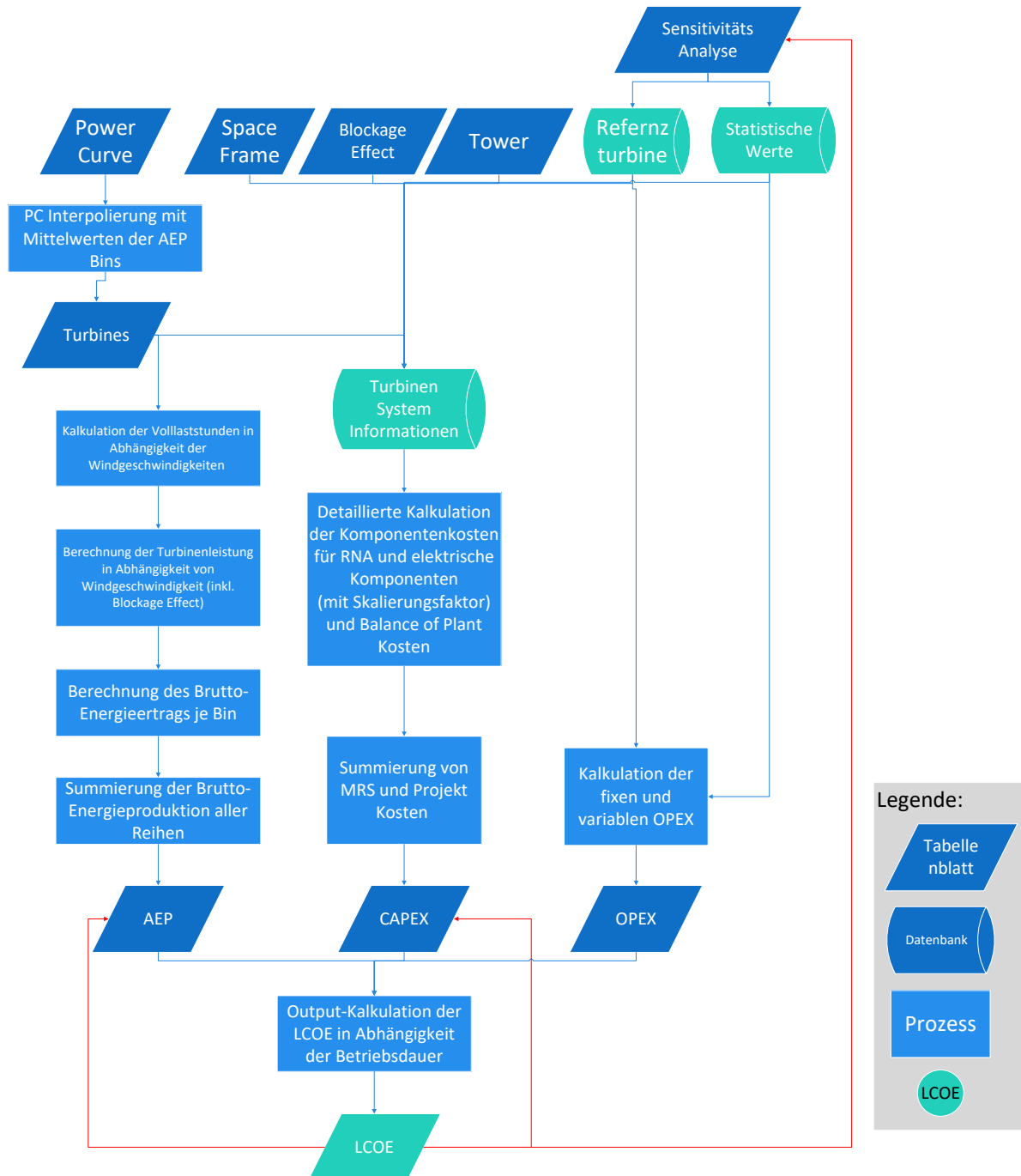


Abbildung 14: Ablaufdiagramm Denker&Dalhoff LCoE MRS-Excel-Tool (eigene Darstellung)

5.3 Schwächen und Verbesserungspotential

Die in Kapitel 5.2 dargestellte Struktur des Excel-Tools zeigt bereits zentrale Herausforderungen bei der Modellanwendung. Zwar ist die funktionale Gliederung in technische, wirtschaftliche und analytische Teilbereiche nachvollziehbar, jedoch erschweren die umfangreichen und teils impliziten Zellverweise zwischen den Tabellenblättern eine transparente und konsistente Nachvollziehbarkeit des gesamten Berechnungsprozesses. Dies wirkt sich insbesondere bei der Validierung von Zwischenergebnissen oder der Anpassung einzelner Parameter auf die Anwenderfreundlichkeit aus.

Ein zentrales Problem besteht in der fehlenden eindeutigen Trennung von Eingabeparametern, Hilfsberechnungen und Ergebnisausgaben. Die Vermischung dieser Funktionen innerhalb einzelner Tabellenblätter führt dazu, dass die Informationsflüsse nicht klar nachvollziehbar sind und Redundanzen entstehen. Darüber hinaus ist das Modell nur begrenzt skalierbar, da Änderungen an der Struktur (z. B. Ergänzung weiterer Turbinentypen oder Anpassung der Windverteilung) häufig manuelle Eingriffe an mehreren Stellen erfordern.

Ein weiterer Schwachpunkt liegt in der Aktualität der hinterlegten Kostendaten. Die zugrunde liegende Arbeit wurde im Jahr 2019 veröffentlicht und basiert auf Komponentenkosten aus dem Jahr 2016. Eine Aktualisierung der Werte mittels Preisindizes (z. B. Producer Price Index, PPI) und durch Anwendung eines materialbezogenen Anpassungsfaktors (Material Usage Factor) findet nicht statt. Für das neu zu erstellende Tool zum aktuellen LCoE-Vergleich wären eine systematische Aufbereitung und Aktualisierung der Kostendaten essenziell.

Zudem erfolgt die Herleitung der Komponentenkosten teilweise nur auf einer und mitunter auf dem Durchschnitt zweier Quellen. Eine breitere Datenbasis unter Einbezug weiterer, möglichst aktueller Studien oder Marktreports würde die Robustheit der Modellannahmen stärken [70], [74]. Auch wäre eine explizite Nennung der Quellen im Tool selbst wünschenswert, um die Nachvollziehbarkeit und Vertrauenswürdigkeit der Eingabedaten für den Endanwender zu erhöhen. In diesem Zusammenhang ist auch die dokumentierte und nachvollziehbare Wahl von Wechselkursen dann von Bedeutung, wenn Preise aus internationalen Quellen übernommen werden. Eine transparente Umrechnung auf eine einheitliche Währungsbasis würde die Vergleichbarkeit der Kostenpositionen weiter verbessern [75].

Hinzu kommt, dass das bestehende Modell keine Auswahlmöglichkeit hinsichtlich des Triebstrangkonzpts bietet. Es wird ausschließlich eine getriebelose Referenzturbinen berücksichtigt, obwohl die zugrunde liegende Quelle der Autoren auch Daten für einen Anlagentyp mit

Getriebe bereitstellt. Eine Erweiterung des Modells um diese Auswahloption würde nicht nur die Flexibilität erhöhen, sondern auch eine realistischere Abbildung aktueller Technologietrends im Offshore-Bereich ermöglichen. Ein solches Auswahlmodul könnte sich beispielsweise am INNWIND.EU-Cost-Modell [62] orientieren, das bereits eine strukturierte Entscheidungslogik für die Auswahl unterschiedlicher Triebstrang- und Rotorblattkonzepte vorsieht. Durch die Integration vergleichbarer Funktionen ließe sich auch im hier untersuchten Tool eine höhere Flexibilität und Anwendungsbreite erzielen, insbesondere bei der Bewertung technologischer Alternativen.

Ein weiterer kritischer Punkt betrifft die pauschale Anwendung einheitlicher Skalierungsfaktoren auf das Gewicht vieler Komponenten. Jeweils bezogen auf die Referenzanlage und den Turbinentyp wird im Modell ein Faktor von 2,6 zum Hochskalieren und ein Faktor von 3,0 zum Runterskalieren verwendet, was den in Kapitel 3.3 beschriebenen Stand der Technik entspricht. Dennoch wäre auch hier noch Optimierungsbedarf bei der wahlweisen Anpassbarkeit dieser elementaren Modelparametern sowie die Einbeziehung anderer Skalierungsmethoden wie bspw. den empirischen Skalierungsgesetzen. Für Komponenten, bei denen in der Referenzanlage keine Gewichtsangaben vorliegen, wurde entschieden, die Kosten entweder leistungsabhängig (€/kW) oder stückzahlbasiert (€/Stück) anzusetzen. So wird beispielsweise das Betriebsführungssystem der 20-MW-Einzelrotoranlage pauschal mit 20.000 € pro Anlage bewertet, obwohl dieser Wert ursprünglich für eine 3-MW-Turbine ausgelegt war. An dieser Stelle wäre eine Anpassung der Stückkosten an die größere Turbine oder eine Umrechnung in spezifische Kosten pro Leistung zweckmäßig. Ein vergleichbares Vorgehen zeigt sich bei den Kosten für die Tower-Internals, die in der 3-MW-Referenzanlage mit 8.000 € beziffert sind und im alten Tool unverändert auch für die 20-MW-Anlagen übernommen wurden.

6 Entwicklung des neuen LCoE-Tools

Aufbauend auf der in Kapitel 4.2 beschriebenen methodischen Vorgehensweise sowie den in Kapitel 5.3 identifizierten Schwächen des bisherigen Werkzeugs wurde im Rahmen dieser Arbeit ein neues Excel-basiertes Tool zur Berechnung der Stromgestehungskosten entwickelt.

Das neue Tool ermöglicht die systematische Analyse verschiedener Turbinenkonfigurationen mit einer gemeinsamen Nennleistung von 20 Megawatt vor dem Hintergrund eines 1 GW Offshore-Windparks. Neben einem hochskalierten Einzelrotorkonzept umfasst es, ähnlich wie das Vorgänger-Tool, drei Varianten modularer Multirotor-Systeme mit jeweils fünf, 22 und 47 Einzelrotoren. Unter Verwendung einer Sensitivitätsanalyse bildet das neue Tool damit eine modellgestützte Grundlage für die vergleichende Bewertung von Einzel- und Multirotoranlagen hinsichtlich ihrer Wirtschaftlichkeit.

Das folgende Kapitel gibt zunächst einen Überblick über Zielsetzung, Aufbau und grundlegende Funktionsweise des Tools, bevor in den weiteren Abschnitten die Umsetzung in Excel, die Rechenlogik sowie Aspekte der Nutzerführung und Erweiterbarkeit im Detail beschrieben werden.

6.1 Zielsetzung und Grundstruktur des Werkzeugs

Das entwickelte Modell dient der technoökonomischen Bewertung von Windenergieanlagen auf Basis der Stromgestehungskosten. Es verfolgt das Ziel, den Einfluss unterschiedlicher Turbinenarchitekturen, Skalierungsgesetze und Kostenparameter auf die Wirtschaftlichkeit von Windparks strukturiert und transparent darzustellen.

Kernfunktion des Tools ist die Berechnung der LCoE auf Grundlage technisch und ökonomisch motivierter Eingabewerte, etwa zu Erträgen, Investitionskosten, Betriebskosten und Abschreibungszeiträumen. Die zugrunde liegende Modellstruktur erlaubt den Vergleich von Einzel- und Multirotorkonzepten gleicher Gesamtleistung und unterstützt durch Sensitivitätsanalysen auch die Bewertung von Unsicherheiten und Rahmenbedingungen.

Die Modellarchitektur ist in drei Hauptbereiche gegliedert:

1. **Eingabe- und Ausgabemodul** mit zentraler Parametererfassung für Technik, Kosten und Szenarien und grafischer Ergebnisdarstellung und Vergleichsansichten.
2. **Berechnungsmodul** mit skalierungsabhängigen Formeln zur Ermittlung von Erträgen, Investitionen, Betriebskosten und LCoE.

3. Datenbankmodul mit detaillierter Aufzeichnung von empirischen Werten und Annahmen.

Diese modulare Struktur, zu erkennen an der folgenden Abbildung 15, fördert die Transparenz, erleichtert die Anpassung an neue Turbinentypen oder Kostenannahmen und bildet die Grundlage für weiterführende Analysen in den folgenden Kapiteln.

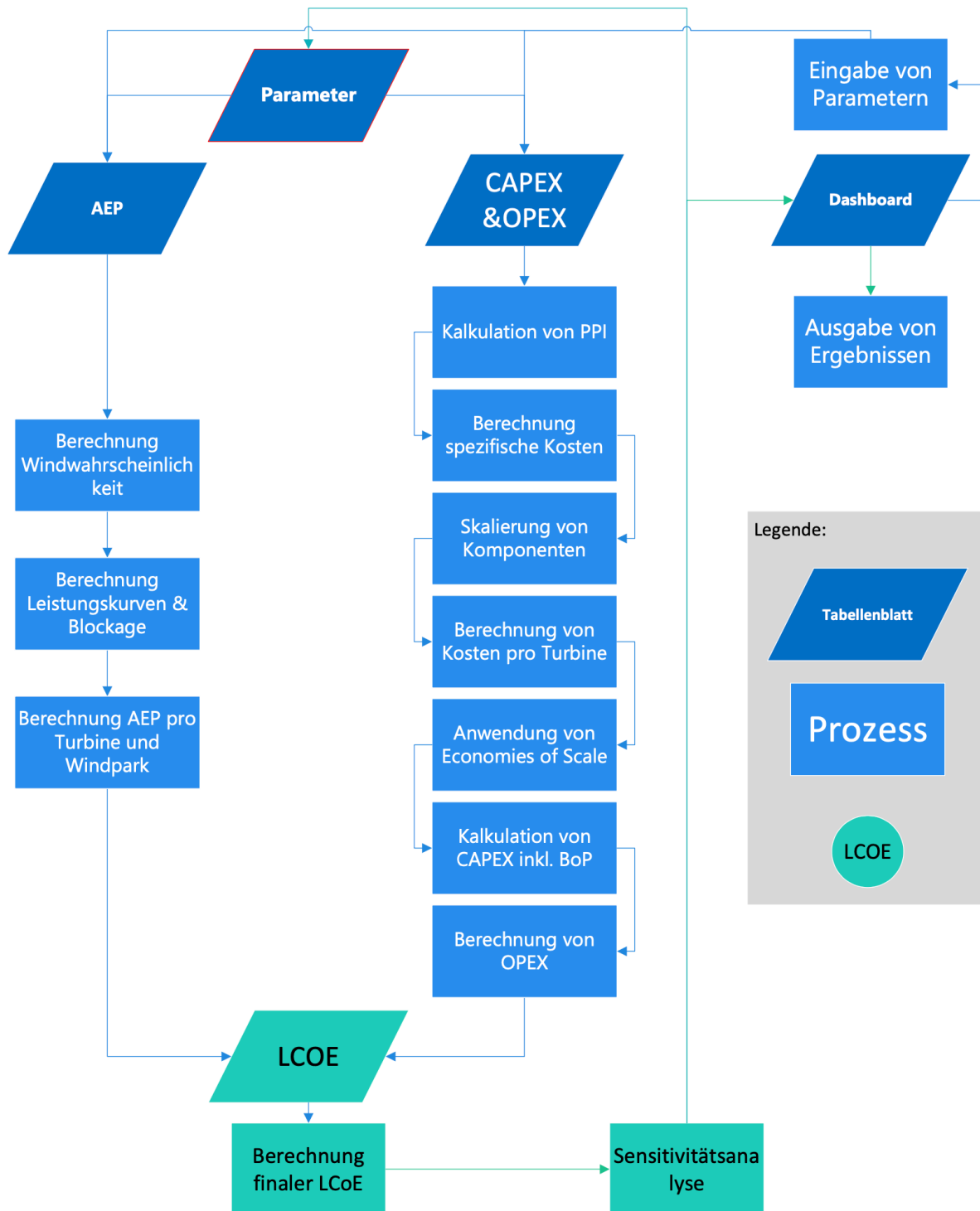


Abbildung 15: Ablaufdiagramm neues Excel-Tool (eigene Darstellung)

Um die Ergebnisse des Tools einordnen zu können, wird ein einheitliches Basisszenario definiert, das als Referenzrahmen für alle Berechnungen dient. Die in Tabelle 5 dargestellten Basiswerte bilden die Ausgangsgrundlage, auf deren Basis die unterschiedlichen Turbinenkonfigurationen hinsichtlich ihrer Wirtschaftlichkeit verglichen werden.

Tabelle 5: Basis Fall des neuen LCoE-Tools

	20MW SR	20MW MRS5	20MW MRS22	20MW MRS47
Leistung Windpark	1 GW	1 GW	1 GW	1 GW
Rotoranzahl	1	5	22	47
Leistung pro Rotor	20.000 kW	4.000 kW	909,09 kW	425,53 kW
Leistung der Anlage	20.000 kW	20.000 kW	20.000 kW	20.000 kW
Leistungsdichte	400 W/m ²	400 W/m ²	400 W/m ²	400 W/m ²
Rotor Radius	126,16 m	56,42 m	26,90 m	18,40 m
Betriebsdauer	25 Jahre	25 Jahre	25 Jahre	25 Jahre

6.2 Umsetzung in Excel und technische Details

Die Umsetzung des Modells erfolgte in Microsoft Excel. Die Wahl fiel bewusst auf dieses Tabellenkalkulationsprogramm, da es sich durch eine hohe Verfügbarkeit, geringe Einstiegshürden und eine große Nutzerbasis im ingenieurwissenschaftlichen Umfeld auszeichnet. Im Vergleich zu Programmierungsumgebungen wie MATLAB oder Python bietet Excel insbesondere für prototypische Modellierungen den Vorteil einer unmittelbaren Visualisierung und einer transparenten Nachvollziehbarkeit der Rechenschritte. Gleichzeitig lassen sich durch gezielten Einsatz von Formeln, Abhängigkeiten und modularen Strukturen komplexe Berechnungsprozesse systematisch abbilden.

Zur Erweiterung der Standardfunktionen wurden in der Modellumgebung verschiedene Excel-spezifische Werkzeuge eingesetzt. Für eine benutzerfreundliche Steuerung der Szenarien und Eingabewerte kommen Dropdown-Menüs, Scrollleisten und Kontrollkästchen zum Einsatz. Zudem wurden einfache VBA-Routinen implementiert, etwa zur automatisierten Aktualisierung von Tabellen und Visualisierung oder der Berechnung komplexer Sachverhalte, die durch reine Formeln in den Tabellenblättern zu komplex gewesen wären. Die Anwendung von VBA (Visual Basic for Applications) wurde dabei gezielt auf wiederkehrende Bedienfunktionen begrenzt, um die Nachvollziehbarkeit und Wartbarkeit des Tools nicht zu beeinträchtigen.

Das Arbeitsblatt-Layout folgt einer klaren funktionalen Trennung in fünf Hauptbereiche:

1. **Dashboard:** Zentrale Steuerungsoberfläche mit Auswahlmöglichkeiten für Konfiguration, Szenarien und Ergebnisdarstellung.
2. **Parameter:** Übersichtliche Eingabematrix für technische, wirtschaftliche und betriebliche Parameter mit Quellenangaben.
3. **AEP (Berechnung Ertrag):** Abbildung der energietechnischen Berechnungen auf Basis von Rotorfläche, Leistungskennlinien, Windgeschwindigkeitsverteilung und Blockage-Effekten.
4. **Capex&Opex (Berechnung Kosten):** Detaillierte Ermittlung der Investitions- und Betriebskosten unter Anwendung skalierungsabhängiger Formeln.
5. **LCoE (Berechnung Stromgestehungskosten):** Zusammenführung aller relevanten Einflussgrößen zur Ermittlung der Stromgestehungskosten gemäß Gleichung (2.11).

Alle Berechnungsschritte wurden so gestaltet, dass sie modular erweitert werden können. Durch ein einheitliches Zellformat, konsistente Verlinkungen und die Nutzung klar definierter Bezeichnungen wird eine übersichtliche Struktur gewährleistet. Ergänzend erleichtern sowohl Hyperlinks und Farbcodes durch bedingte Formatierung als auch Kommentarfelder die Orientierung und vereinfachen die Eingabe und anschließende Berechnung.

Die einzelnen Berechnungstabellen folgen dabei einer festgelegten chronologischen Struktur, welche die jeweiligen Teilschritte zur Ermittlung zentraler Ergebnisgrößen wie etwa der Investitions- und Betriebskosten (Capex&Opex) oder der jährlichen Energieproduktion (AEP) abschnittsweise abbildet. Jeder Schritt ist dabei im Tabellenblatt mit einer fortlaufenden Kennzeichnung (z. B. „Step 1“, „Step 2“ etc.) versehen und wird durch eine kurze Beschreibung ergänzt. Dieses Vorgehen dient sowohl der didaktischen Klarheit als auch der strukturierten Abbildung komplexer Rechenlogik und unterstützt eine konsistente Erweiterung des Modells in zukünftigen Anwendungsfällen.

Mit Hilfe eines sich in jedem Tabellenblatt befindenden Menüs lässt sich darüber hinaus per Hyperlink direkt in die verschiedenen Rechenschritte springen. Ein ähnlicher Ansatz findet sich auch im Tabellenblatt „Parameter“ wieder, bei dem sämtliche Eingabewerte nach Kategorien untereinander aufgeführt werden die wiederum ebenfalls per Menü aufzufinden sind. Vor dem Hintergrund des Ziels des Werkzeugs, die verschiedenen Turbinentypen direkt miteinander zu vergleichen, wurde sich an dem vorangehenden Tool orientiert, welches jedem Turbinentyp eine Spalte zuordnet und diese direkt nebeneinander anordnet. Dieser Ansatz lässt sich

in allen Tabellenblättern erkennen und erleichtert nicht nur den Überblick, sondern auch das Anwenden der jeweiligen Berechnungsschritte.

6.3 Modelllogik und Rechenstruktur

Dieses Kapitel erläutert im Detail die Rechen- und Modelllogik des entwickelten Excel-Tools und bildet die Umsetzung der in den vorangegangenen Kapiteln erarbeiteten technischen und wirtschaftlichen Grundlagen. Wie in Kapitel 6.2 bereits beschrieben, besteht das Tool aus mehreren Tabellenblättern bzw. Modulen. Im Folgenden werden diese in ihrer chronologischen Nutzungsreihenfolge erläutert. Die Evaluation beginnt mit dem Dashboard, da der Nutzer im Anwendungsfall dort als Erstes einsteigt.

6.3.1 Dashboard: Zentrale Steuerung und Ausgabe

Ohne an dieser Stelle bereits auf die konkreten Zellinhalte und Rechenwege einzugehen, vermittelt Abbildung 16 zunächst einen Überblick über das Layout und die visuelle Gestaltung des Dashboards.

Im Sinne einer benutzerfreundlichen und klar strukturierten Oberfläche wurde eine kachelförmige Anordnung verschiedener Funktionsbereiche gewählt. Im oberen Bereich des Dashboards befinden sich die Projektbezeichnung, eine Kurzbeschreibung zur Version und zum Anwendungskontext sowie markante Logos des Forschungsprojekts am CC4E.

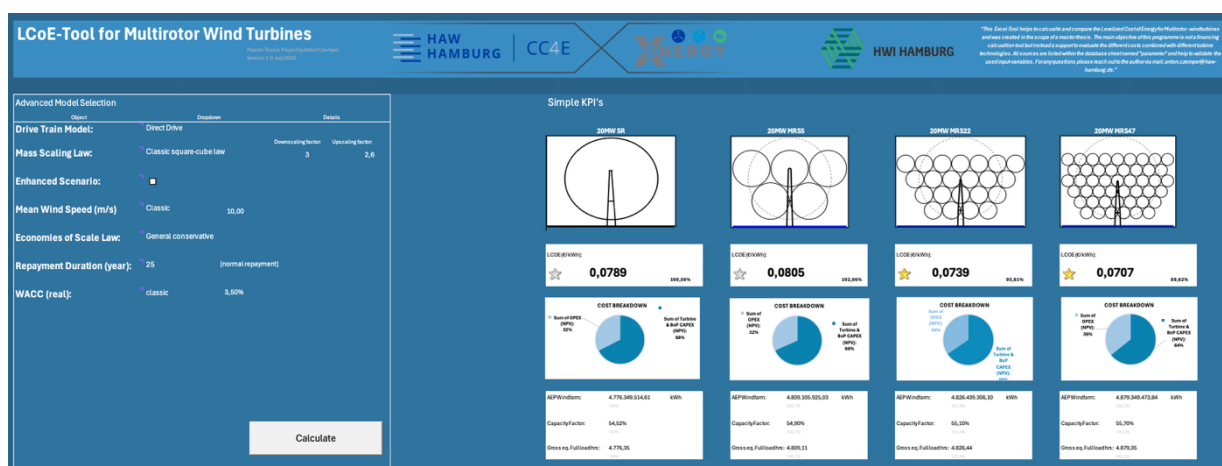


Abbildung 16: Erste Visualisierung des Dashboards

Links unterhalb dieses Headers befindet sich das Eingabefeld, in dem zentrale Modellparameter über interaktive Dropdown-Menüs ausgewählt werden können. Tabelle 6 listet alle Eingabeparameter mitsamt ihren jeweiligen Ausprägungen zur besseren Nachvollziehbarkeit auf.

Zunächst erfolgt die Auswahl des Antriebsstrangs, auf dessen Basis die entsprechende Referenz-turbine initialisiert wird. Anschließend kann zwischen drei Skalierungsansätzen gewählt werden:

- Variante 1 basiert auf dem klassischen Square-Cube-Law, welches mit den empirisch abgeleiteten festen Exponenten von 2,6 für die Hochskalierung und 3,0 für die Runterskalierung arbeitet.
- Variante 2 erlaubt über Schieberegler eine individuelle Anpassung beider Exponenten. Die Schieberegler werden bei Auswahl dieser Option automatisch eingeblendet.
- Variante 3 folgt einem empirisch fundierten Skalierungsgesetz gemäß Kapitel 3.3. Diese Variante dient – trotz gewisser Einschränkungen – als Referenz- und Plausibilitätsmaßstab.

Da die Bemessung der Bauteilkosten, maßgeblich auf den oben genannten Skalierungsansätzen beruht und im Bereich der Multirotoranlagen bspw. bei den Kosten für das Betriebsführungssystem und die Verkabelung die Komplexität des Turbinentyps teilweise unterschätzen, lassen sich mit dem Einschalten des „Enhanced Scenarios“ diese Abweichungen unter Verwendung von eigenen Annahmen des Autors korrigieren.

Des Weiteren erlaubt das Tool, die mittlere Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe zu variieren, die damit einen wesentlichen Einfluss auf die AEP hat. Auch hier wird der Basis-Case mit 10 Metern pro Sekunde angegeben und kann mittels Schieberegler verändert werden.

Auch die Economies of Scale können in zwei Varianten ausgewählt werden: Bei Auswahl „General“ wird ein einheitlicher Technologiefaktor (Lernrate) auf alle Komponenten angewendet, während „Individual“ eine komponentenabhängige Lernrate berücksichtigt.

Darüber hinaus kann der verwendete WACC (Weighted Average Cost of Capital) variiert werden: Der Basisfall („Classic“) arbeitet mit einem aus der Literatur abgeleiteten festen Zinssatz von 3,5 %, alternativ kann der Wert über einen Schieberegler im Bereich von 1,0 % bis 8,0 % angepasst werden.

Tabelle 6: Eingabewerte im Tabellenblatt „Dashboard“

Eingabeparameter	Auswahlmöglichkeit	Zugehöriger Kennwert	Kommentar / Beschreibung
Drive Train Model	1. Geared 2. Direct Drive	-	Auswahl über den Antriebsstrang
Mass Scaling Law	1. Classic Square-Cube-Law 2. Advanced Square-Cube-Law 3. Empirical Scaling Law	1. Upscaling: 2,6 /Downscaling: 3 2. Upscaling: 2-3 /Downscaling: 2,6-3,5 3. -	Auswahl verschiedener Komponenten Skalierungsgesetze
Enhanced Scenario	1. ON 2. OFF	-	Erweiterte Kostenkalkulation
Mean Wind Speed (m/s)	1. Classic 2. Advanced	1. 10 (m/s) 2. 5-13 (m/s)	Auswahl über mittlere Windgeschwindigkeiten
Economies of Scale Law	1. General Conservative 2. General Medium 3. General Advanced 4. Individual Conservative 5. Individual Advanced	1. $L_f = 0,063$ 2. $L_f = 0,088$ 3. $L_f = 0,112$ 4. $L_f = 0,03 - 0,09$ 5. $L_f = 0,09 - 0,135$	Auswahl verschiedener Lernraten bzw. Technologiefaktoren und Anwendungsmethoden
Repayment Duration (year)	1. Super fast repayment 2. Fast repayment 3. Medium fast repayment 4. Normal repayment	1. 10 Jahre 2. 15 Jahre 3. 20 Jahre 4. 25 Jahre	Rückzahlungszeitraum für Finanzierungskosten (nicht Betriebsdauer)
WACC	1. Classic 2. Advanced	1. 3,5% 2. 1,0% - 8,0%	Auswahl verschiedener Zinsen

Der Einsatz von Excel-VBA dient im Dashboard ausschließlich der dynamischen Benutzerführung, insbesondere dem Ein- und Ausblenden der Schieberegler je nach gewählter Skalierungsoption. Dies erhöht die Übersichtlichkeit und unterstützt die korrekte Parametereingabe.

Auf Basis der berechneten Ergebnisse (LCoE, CapEx OpEx, AEP) werden im rechten und unteren Kachelbereich des Dashboards die zentralen Kennzahlen visuell zusammengeführt. Dieser Bereich zeigt neben einer schematischen Darstellung des Turbinendesigns eine tabellarische Übersicht der wichtigsten Ergebnisse wie beispielsweise die berechneten LCoE, Investitionskosten, Betriebskosten, Energieertrag sowie weitere konfigurationsabhängige Kennwerte. Zur Unterstützung der Benutzerfreundlichkeit werden zusätzlich Balken- und Kreisdiagramme eingesetzt, um die Ergebnisse optisch ansprechend und intuitiv erfassbar zu präsentieren.

6.3.2 Parameter: Die Datenbank des Werkzeugs

Neben einer soliden Ein- und Ausgabemaske gehört eine gut strukturierte und einheitlich formatierte Datenbank zu den fundamentalen Grundlagen eines jeden Softwaretools [76]. Aufbauend auf den in Kapitel 5.3 genannten Verbesserungspotenzialen der einheitlichen Datengrundlage übernimmt das Tabellenblatt „Parameter“ die Aufgabe alle für das Modell und Programm wichtigen Kennwerte, Annahmen und Größen festzuhalten und strukturiert wiederzugeben. Dabei folgt die Auflistung ebenfalls tabellenförmig und nach Themenbereichen kategorisiert. Wie anhand Abbildung 17 zu erkennen, bietet Spalte A Kennzeichnung und Kategorisierung der Kennwerte, während die Spalten B (20 Einzelrotor), C (20 MW Multirotor mit 5 Rotoren), D (20 MW Multirotor mit 22 Rotoren) und E (20 MW Multirotor mit 47 Rotoren) die tatsächlichen Werte enthalten. Zusätzlich bildet die Spalte F die jeweiligen Maßeinheiten und die Spalte G die jeweiligen Quellen der Kennwerte ab, um eine möglichst hohe Transparenz zu gewährleisten und den wissenschaftlichen Standard beizubehalten.

Aufgrund der Tatsache, dass die Auflistung der Daten bis über die Zeile 1150 hinausgeht, hilft ein interaktives Menü in Spalte K dabei per Mausklick bzw. Hyperlink direkt in die Parameterkategorie zu springen, ohne diese lange suchen zu müssen.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
1	DATABASE LCoE Tool	Input-Parameter LCoE Tool									
2	TurbineID	20MW SR	20MW MRS5	20MW MRS22	20MW MRS47	Unit	Source	Comment	Navigation Menu - Model Inputs		
3											
4	General windfarm information								Click: Homepage		
5	Installed power	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00	kW	Test parameter				
6	Number of turbines per windfarm	50,00	50,00	50,00	50,00	PC	Test parameter		1. General windfarm information		
7	Number of RNA per windfarm	50,00	250,00	1.100,00	2.350,00	PC	Test parameter		2. Virtual Turbine System Information		
8	Number of operating years	25,00	25,00	25,00	25,00	Year	Test parameter (General Source)		3. Power losses according to layout		
9	Wake losses	10,00%	9,50%	9,50%	9,50%	-	Design and Cost of Energy for a 20 MW Multi-Rotor Wind Turbine System		4. Reference turbine		
10									5. Cost of Financing Offshore Wind		
11									6. Exchange rates		
12	Virtual Turbine System Information								7. Producer Price Indices		
13	Number of rotors	1,00	5,00	22,00	47,00	-	4-Multirotor Project		8. Material Usage Factor		
14	Rotor radius	126,16	56,42	26,90	18,40	m	Test parameter		9. Input Values for Power Curve Simulation		
15	Nominal rated power per turbine	20.000,00	20.000,00	20.000,00	20.000,00	kW	Test parameter		10. Power Curves - steady wind in m/s		
16	Nominal rated power per rotor	20.000,00	4.000,00	909,09	425,53	kW	Test parameter		11. Power Curves - turbulent wind in m/s		
17	Power coefficient	0,46	0,46	0,46	0,46	-	Used input parameters for power curve simulation in blade3		12. Mass scaling laws (componentwise)		
18	Blockage Effect: Cp and Ct increase	0,00	0,02	0,04	0,07	-	Based on INWIND Deliverable 1.33 and a spacing of 0,050 between rotor tips (downrigs)		13. Cost scaling laws and cost values		
19	Air density	1,23	1,23	1,23	1,23	kg/m³	Used input parameters for power curve simulation in blade3		14. Balance of plant costs		
20	Power density	400,00	400,00	400,00	400,00	W/m²	Used input parameters for power curve simulation in blade3		15. Other installation and decommissioning		
21	Rated wind speed	11,24	11,24	11,24	11,24	m/s	Used input parameters for power curve simulation in blade3				
22	Tower height	150,00	150,00	150,00	150,00	m	Test parameter				
23	Tower weight	1.116.320,00	1.193.789,00	802.832,00	712.644,00	kg	4-Multirotor Project (previous test)				
24	Space frame mass	-	1.865.868,00	1.701.556,00	1.435.455,00	kg	4-Multirotor Project (previous test)				
25	Production period	8.760,00	8.760,00	8.760,00	8.760,00	h	Test parameter				
26	Average wind speed	10,00	10,00	10,00	10,00	m/s	Test parameter				
27											
28											
29											
30	Power losses according to layout										
31	AC star	10,00%	8,80%	8,80%	8,80%	-	https://www.european-council.europa.eu/media/123702202/	Single rotor studies			
32	DC star	10,00%	8,44%	8,44%	8,44%	-	https://www.european-council.europa.eu/media/123702202/	Single rotor studies			
33	AC cluster	10,00%	10,80%	10,80%	10,80%	-	https://www.european-council.europa.eu/media/123702202/	Single rotor studies			
34	DC cluster	10,00%	11,24%	11,24%	11,24%	-	https://www.european-council.europa.eu/media/123702202/	Single rotor studies			
35	AC radial	10,00%	8,18%	8,18%	8,18%	-	https://www.european-council.europa.eu/media/123702202/	Single rotor studies			
36	DC radial	10,00%	7,82%	7,82%	7,82%	-	https://www.european-council.europa.eu/media/123702202/	Single rotor studies			
37	DC series	10,00%	11,28%	11,28%	11,28%	-	https://www.european-council.europa.eu/media/123702202/	Single rotor studies			
38	DC star	10,00%	12,03%	12,03%	12,03%	-	https://www.european-council.europa.eu/media/123702202/	Single rotor studies			
39	Dashboard	Parameter	AEP	Capex&Opex	LCoE	+					

Abbildung 17: Auszug aus dem Tabellenblatt „Parameter“

Während die Struktur der Eingabedatenbank in den meisten Kategorien selbsterklärend ist, bedarf die Rubrik „Mass Scaling Laws“ aus Gründen der Nachvollziehbarkeit einer zusätzlichen Erläuterung:

Zu Beginn der Modellierung bestand die Absicht, für jede Hauptkomponente der Windkraftanlage (z. B. Turm, Rotorblätter, Gondel, Generator) spezifische Skalierungsgesetze heranzuziehen und diese auf Basis mehrerer wissenschaftlicher Quellen zu vergleichen. Hierfür wurden sieben zentrale Literaturquellen identifiziert, deren empirische Skalierungsansätze in Form von Option 1 bis Option 7 strukturiert dokumentiert wurden. Diese tabellarische Aufbereitung ist exemplarisch in Abbildung 18 dargestellt.

Jede Option bildet eine konsistente Quellenlogik ab: Option 1 verweist komponentenübergreifend auf einheitliche Skalierungsexponenten und Formeln aus Quelle A, Option 2 auf jene aus Quelle B usw. Dieses Vorgehen diente dazu, verschiedene Skalierungsansätze systematisch gegenüberzustellen und Unterschiede in der Methodik oder Komponententiefe zu analysieren.

Obwohl dieses Format eine gute Vergleichsgrundlage bot, zeigten sich im weiteren Verlauf zwei wesentliche Herausforderungen: Erstens deckte nicht jede Quelle das vollständige Spektrum an Komponenten ab, denn häufig lagen nur Daten zu Turm, Rotor oder Generator vor. Zweitens variierte die Struktur der empirischen Formeln erheblich, was eine konsistente Implementierung im Berechnungsmodell erschwerte.

Aus diesen Gründen wurde, wie in Kapitel 6.3.4 näher erläutert, entschieden, eine einzige Literaturquelle als Referenz zu verwenden und damit eine einheitliche Exponentenlogik gemäß dem Square-Cube-Law bzw. empirisch modifizierter Exponenten auf alle relevanten Komponenten anzuwenden. Dies erleichtert nicht nur die praktische Umsetzung, sondern erhöht auch die Nachvollziehbarkeit der Ergebnisse.

Die tabellarische Gegenüberstellung bleibt dennoch ein wertvoller Bestandteil der Dokumentation, da sie eine strukturierte Übersicht über unterschiedliche Skalierungskonzepte bietet und als Grundlage für zukünftige Weiterentwicklungen dienen kann.

Mass scaling laws (componentwise)					
Blades option 1	2,6	2,6	3	3	-
Blades option 2		$3.07D^{1.83}$			-
Blades option 3		$0,5(0,5 \cdot D)^b$ with $b=2,44-2,54$			-
Blades option 4		$0,1 \cdot D^{2,63}$			-
Blades option 5	line per blade: $m=0,1452 \cdot \text{Rotor radius}^3 (2,9158)$ vs advanced: $m=0,4948 \cdot \text{Rotor radius}^3 (2,9158)$				-
Blades option 6	line per blade: $m=0,1452 \cdot \text{Rotor radius}^3 (2,9158)$ vs advanced: $m=0,4948 \cdot \text{Rotor radius}^3 (2,9158)$				-
Blades option 7		-			-

Abbildung 18: Sonderformat der empirischen Massenskalierungsgesetze und deren Quelle

Nachdem nun die Struktur und der Inhalt der ersten beiden Tabellenblätter und deren Bedeutung für die folgenden Tabellenblätter angeschnitten wurde sollen die nächsten drei Unterkapitel konkret die Anwendung der Eingabeparameter und deren Weiterverarbeitung beschreiben.

6.3.3 AEP: Die Berechnung des Energieertrags

Die Berechnung des jährlichen Energieertrags (AEP) erfolgt im gleichnamigen Tabellenblatt des Tools. Der Rechenweg gliedert sich in vier aufeinander aufbauende Schritte, die durch ein Hyperlinkmenü im oberen Bereich des Tabellenblatts direkt angesteuert werden können.

Die zugrunde liegende Methodik wurde, wie zuvor mit dem Betreuer abgestimmt, weitgehend aus dem Vorgängermodell übernommen. Da hinsichtlich der Rayleighverteilung und der simulierten Leistungskurven keine wesentlichen Neuerungen vorlagen, wurde die bisherige Struktur beibehalten. Im Folgenden werden die Berechnungsschritte aus Gründen der Nachvollziehbarkeit dennoch im Detail beschrieben.

Schritt 1: Bildung von Windgeschwindigkeitsklassen und Berechnung der Windwahrscheinlichkeiten

Ausgehend von Kapitel 2.4.1 wurde der Bereich zwischen 0 und 30 Meter pro Sekunde in Windgeschwindigkeitsklassen (Bins) unterteilt. Jede Klasse bildet den Mittelwert zweier aufeinanderfolgender Ganzzahlen, zum Beispiel 0,5 Meter pro Sekunde für den Bereich zwischen 0 und 1. Mithilfe der Rayleighverteilung (siehe Formel 2.7) wurde für jede Klasse die zugehörige Windwahrscheinlichkeit berechnet, zunächst in Prozent (Spalte K) und anschließend umgerechnet in Stunden pro Jahr (Spalte L). Eine grafische Darstellung der Wahrscheinlichkeitsverteilung ist nachfolgend in Abbildung 19 enthalten.

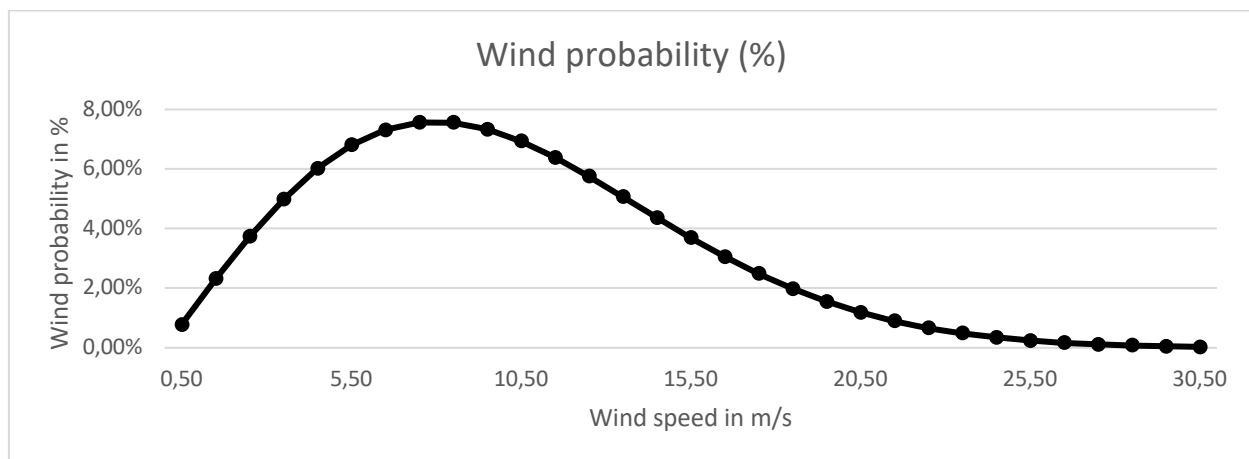


Abbildung 19: Rayleighverteilung der Windwahrscheinlichkeiten im neuen Excel-Tool

Schritt 2: Interpolation der Leistungskurven

Die Leistungskurven der untersuchten Turbinendesigns wurden im Simulationsprogramm Bladed vom Team des CC4E unter Berücksichtigung turbulenter Windbedingungen erstellt und dieser Arbeit zur Verfügung gestellt. Während im Vorgängermodell für das Design mit 47

Rotoren keine eigenen Simulationsergebnisse vorlagen und deshalb auf die Leistungskurve des 22-Rotoren-Modells zurückgegriffen wurde, konnten im Rahmen dieser Arbeit ergänzende Daten integriert werden. Da die Simulationsdaten nur für ganzzahlige Windgeschwindigkeiten vorlagen, wurde eine lineare Interpolation angewendet, um den mittleren Werten der zuvor gebildeten Klassen zu entsprechen. Die charakteristischen Betriebsgrenzen der Anlagen wurden wie folgt definiert:

- Einschaltgeschwindigkeit: 4 Meter pro Sekunde
- Abschaltgeschwindigkeit: 25 Meter pro Sekunde

Im Bereich zwischen Nennwindgeschwindigkeit und Abschaltgeschwindigkeit wird eine konstante Nennleistung erreicht. Zur besseren Nachvollziehbarkeit wurde im Tool zusätzlich zur tabellarischen Darstellung eine grafische Auswertung der interpolierten Leistungskurven erzeugt.

Schritt 3: Anpassung der Leistungskurven um den Blockage-Effekt

Da der Blockage-Effekt in den Bladed-Simulationen der Multirotordesigns nicht berücksichtigt wurde, erfolgte eine nachträgliche Korrektur der interpolierten Leistungskurven. Hierfür wurde auf die berechneten Leistungswerte ein pauschaler Leistungszuschlag aufgeschlagen der sich konservativ an den Ergebnissen des INNWIND Papers „Innovative Turbine Concepts“ für einen Rotorabstand von 1,05 Rotordurchmessern (gemessen von der Nabe benachbarter Rotoren) orientiert [26]: 2 Prozent für das Fünfrotenmodell, 4 Prozent für das 22-Rotoren-Design und 7 Prozent für das 47-Rotoren-Design. Der Zuschlag erfolgte unabhängig von der Windgeschwindigkeit gleichmäßig über alle Klassen hinweg. Eine weitere Korrektur wurde vorgenommen, um sicherzustellen, dass die maximale Leistung 20 Megawatt nicht übersteigt. Dies bedeutet, dass der Blockage-Effekt sich insbesondere in einem früheren Erreichen der Nennleistung bei geringeren Windgeschwindigkeiten äußert, ohne dass die zulässige Maximalleistung überschritten wird. Die Einzelrotoranlage blieb in dieser Berechnung von jeglichem Blockage-Effekt unberührt. Zur besseren Veranschaulichung zeigt die folgende Abbildung 20 den Vergleich der Leistungskurve des Multirotors (MRSS 47) mit und ohne Blockage-Effekt:

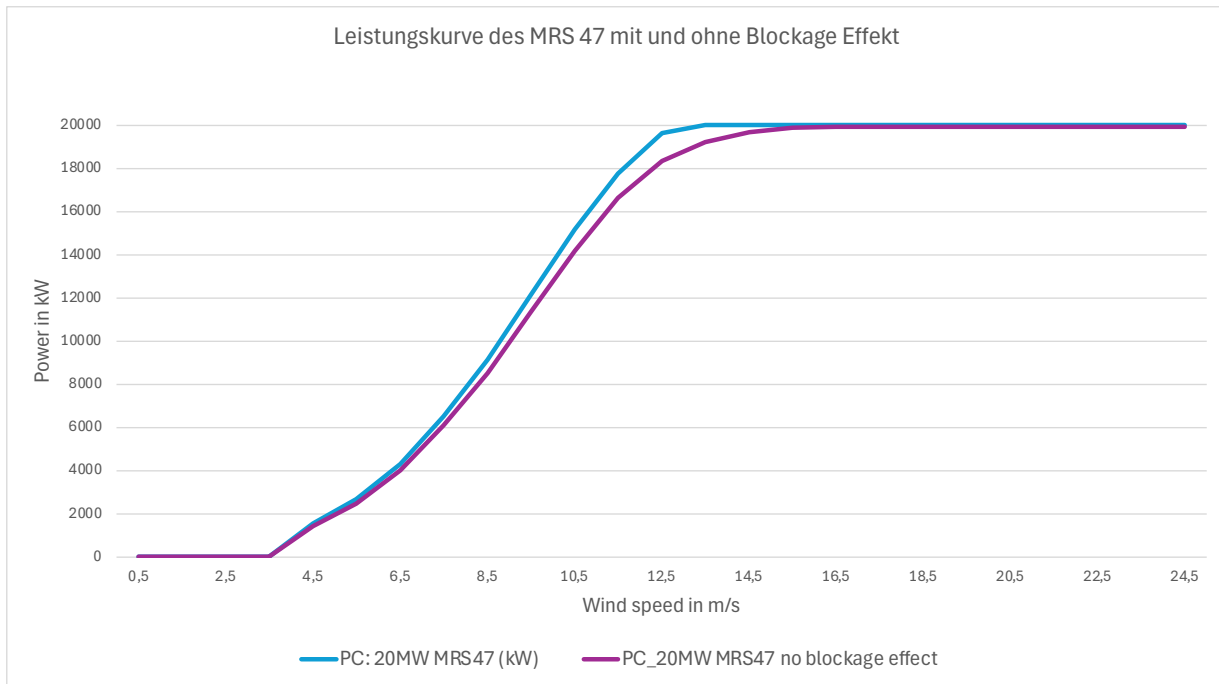


Abbildung 20: Leistungskurve des Multirotors MRS 47 mit und ohne Blockage-Effekt

Schritt 4: Berechnung der finalen AEP

Da die simulierten Leistungskurven bereits mechanische und elektrische Verluste beinhalten, war keine weitere Korrektur erforderlich. Auf Basis der berechneten Windwahrscheinlichkeiten (in Stunden) und der jeweils zugehörigen Leistung (in Kilowatt) wurde der Energieertrag für jede Windgeschwindigkeitsklasse berechnet. Das Produkt aus Leistung und Zeit ergibt den Energieertrag pro Klasse in Kilowattstunden. Die Summe aller Klassen ergibt den jährlichen Energieertrag je Anlage. Zusätzlich wurden auf Basis der Formeln 2.9 und 2.10 die äquivalenten Volllaststunden sowie der Kapazitätsfaktor für jede Anlage bestimmt.

6.3.4 Capex&Opex: Die Skalierung von Komponenten und Kosten

Das Tabellenblatt Capex&Opex dient der zentralen Berechnung von Komponentengewichten und Kosten. Analog zu den anderen Tabellenblättern führt ein interaktives Menü den Anwender durch die einzelnen Berechnungsschritte des Tabellenblattes. Der Übersicht halber sind die zentralen Berechnungsschritte nachfolgend aufgelistet, bevor sie anschließend im Detail erläutert werden:

Tabelle 7: Inhaltlicher Überblick des Tabellenblattes Capex&Opex

Schritt Nummer	Bezeichnung
1	Berechnung des Produzentenpreisindex Verhältnis zum Jahr 2025 (VBA)
2	Material Usage Factor Matrix inklusive PPI-Verhältnis (VBA)
3	Berechnung spezifischer Komponentenkosten
4	Skalierung der Komponentengewichte
5	Berechnung der Bauteilkosten pro Turbine
6	Kalkulation von Economies of Scale
7	Zusammenfassung der CapEx für den Beispielwindpark
8	Berechnung der OpEx

Bevor in Schritt 5 die Berechnung der Bauteilkosten stattfinden kann, muss sich neben der Skalierung der Referenzturbinen um ein zentrales Problem gekümmert werden. Hierbei handelt es sich um die Vergleichbarkeit der spezifischen Bauteilkosten aus unterschiedlichen Modellen (siehe Kapitel 3.2) und somit verschiedenen Zeiträumen und Währungen. Um in Schritt 5 die Gewichte mit spezifischen Gewichtskosten multiplizieren zu können müssen somit zunächst einheitliche spezifische Gewichtskosten pro Bauteil bzw. Komponente ermittelt werden, was besonderer Überlegung bedarf.

Schritt 1: Berechnung des Produzentenpreisindex Verhältnis zum Jahr 2025 (VBA)

Aufgrund der Tatsache, dass die im Tabellenblatt Parameter hinterlegten spezifischen Kosten je Komponente nicht nur in unterschiedlichen Währungen, sondern auch auf veralteten Daten verschiedener Erhebungsjahre basierten, bestand der erste Rechenschritt dieses Tabellenblatts in der Indexierung der Kostenwerte. Ziel war es, trotz fehlender aktueller Marktpreise, konsistente und vergleichbare Kostenschätzungen für das Referenzjahr 2025 zu generieren. Die methodische Grundlage bildet die in Kapitel 2.6 vorgestellte Indexierungsformel 2.17 zur zeitlichen Kostenangleichung.

Als Datenbasis dienten die im „Wind Turbine Design Cost and Scaling Model“ [41] aufgeführten produzentenpreisindexbasierten Korrekturfaktoren, die komponentenspezifisch aufgeschlüsselt sind. Zur Umsetzung wurde mithilfe von Excel-VBA eine Matrix aufgebaut, welche das Verhältnis historischer Produzentenpreisindizes (PPI) zu dem für das Jahr 2025 angesetzten Referenzindex berechnet. Dieses Verhältnis entspricht dem Klammerausdruck in Formel 2.17 und wird als Multiplikator für die Anpassung der historischen Kostenwerte verwendet.

Abbildung 21 zeigt exemplarisch einen Auszug dieser PPI-Verhältnismatrix für den Zeitraum 2000 bis 2005. Da die genaue Zuordnung der einzelnen Indizes erfahrungsgemäß unübersichtlich ist, wurden ergänzende Kommentare in die Zellen integriert, die bei Überfahren mit dem Mauszeiger zusätzliche Erläuterungen zur jeweiligen PPI-Kategorie anzeigen.

Bei diesem Berechnungsschritt handelt es sich um eine Hilfsrechnung, die als Grundlage für die in den folgenden Modulen vorgenommenen inflationsbereinigten Kostenkalkulationen dient.

Step 1: Calculation of Producer Price Indice Ratios compared to 2025 (VBA)						
	2000	2001	2002	2003	2004	2005
PPI_3272123	-	-	-	-	-	-
PPI_32552044	-	-	2,288	2,290	2,255	2,147
PPI_332722	-	2,498	2,484	2,486	2,470	2,322
PPI_326150P	-	-	-	-	1,903	1,876
PPI_3315113	-	1,918	1,913	1,908	1,868	1,698
PPI_332991P	-	2,100	2,098	2,077	2,069	1,999
PPI_3353123	2,918	2,906	2,862	2,871	2,873	2,675
PPI_333612P	-	2,238	2,204	2,160	2,138	2,019
PPI_334513	-	1,951	1,933	1,885	1,862	1,798
PPI_3315131	-	2,142	2,126	2,112	1,995	1,692
PPI_3363401	-	1,379	1,395	1,402	1,413	1,404
PPI_335312P	-	2,163	2,161	2,147	2,147	2,010
PPI_335314P	2,191	2,154	2,098	2,093	2,060	2,000
PPI_335313P	-	2,376	2,290	2,225	2,253	2,142
PPI_3359291	-	5,163	5,505	5,495	5,124	4,573
PPI_339954	-	2,181	2,182	2,135	2,028	1,940
PPI_331221	-	2,385	2,460	2,186	2,102	1,468
PPI_GeneralInflation	1,882	1,814	1,794	1,748	1,715	1,666
PPI_Construction	-	-	-	-	-	-

Abbildung 21: Tabellenauszug der PPI-Matrix aus dem Excel-Tool

Schritt 2: Material Usage Factor Matrix inklusive PPI-Verhältnis (VBA)

Ziel des zweiten Schritts ist die Berechnung eines kombinierten Produzentenpreisindex (PPI) je Komponente in Abhängigkeit vom jeweiligen Kostenmodell. Dies ist erforderlich, da einzelne Turbinenkomponenten aus verschiedenen Materialien bestehen, denen unterschiedliche und teilweise mehrere PPI zugeordnet werden müssen. Gleichzeitig berücksichtigen die hinterlegten Kostenmodelle verschiedene Ausgangsjahre, was eine individuelle Indexierung notwendig macht.

Zur Veranschaulichung dient die vereinfachte Tabelle 8, die beispielhaft zeigt, wie sich aus zwei PPI und den zugehörigen Material Usage Faktoren (MUF) ein aggregierter PPI ergibt:

Tabelle 8: Beispielmatrix zur aggregierten PPI-Bestimmung

	PPI_1_ratio	MUF_1	PPI_2_ratio	MUF_2	Finaler PPI
Rotorblatt (Option 1 /2019)	1,22	60%	1,9	40%	$1,22 \cdot 0,6 + 1,9 \cdot 0,4 = 1,492$
Rotorblatt (Option 2 /2005)	1,65	60%	2,8	40%	$1,65 \cdot 0,6 + 2,8 \cdot 0,4 = 2,11$
Rotorblatt (Option 3 /2012)	1,43	60%	2,2	40%	$1,43 \cdot 0,6 + 2,2 \cdot 0,4 = 1,738$

Die Ausgangswerte der PPI entstammen den Berechnungen aus Schritt 1 und werden über eine per VBA programmierte Zuordnung mit den jeweils relevanten Kostenmodellen verknüpft. In der Tabelle 8 sind diese PPI als PPI_1_ratio und PPI_2_ratio dargestellt. Die Verknüpfung erfolgt dabei nicht pauschal, sondern ist auf jede Komponente und deren historisches Bezugsjahr abgestimmt.

Für die gewichtete Zusammenführung der PPI kommen die im Wind Turbine Design Cost and Scaling Model [41] angegebenen Material Usage Faktoren zum Einsatz. Diese geben an, mit welchem Anteil die jeweiligen Materialien – und damit auch deren Preisindizes – in die Gesamtkosten einer Komponente einfließen. Am Beispiel des Rotorblatts ergibt sich etwa eine stärkere Gewichtung des PPI für Glasfaserprodukte gegenüber dem für Epoxidharze, da Glasfaser mengenmäßig den größeren Materialanteil ausmacht.

Die Berechnung des finalen PPI erfolgt durch Multiplikation der PPI mit den zugehörigen Material Usage Faktoren und anschließender Bildung des Summenprodukts. Die Anwendung dieses Rechenschritts ermöglicht es, mit einem einzelnen, komponentenspezifischen PPI-Wert in den weiteren Kalkulationsschritten fortzufahren.

Dabei ist zu beachten, dass pro Komponente nur ausgewählte PPI aus dem oben genannten Modell verwendet wurden. Eine willkürliche Kombination weiterer PPI wurde bewusst vermieden, um eine konsistente und quellenbasierte Indexierung zu gewährleisten.

Für einige wenige Materialien, darunter insbesondere der PPI 3272123 (Glasfaserwerkstoffe), lagen in der Datenbank keine Werte vor dem Jahr 2013 vor. In diesen Fällen wurde ein allgemeiner Inflationsfaktor als Ersatzwert angenommen. Ein Vergleich der PPI-Werte nach 2013 mit dem allgemeinen Inflationsfaktor zeigt jedoch nur geringe Abweichungen, sodass diese Annahme als plausibel und methodisch vertretbar bewertet werden kann.

Schritt 3: Berechnung spezifischer Komponenten- und Betriebskosten

Nach der ausführlichen Indexierung in den vorangegangenen Schritten wird die Methode in Schritt 3 zur Ermittlung der spezifischen Komponentenkosten im Jahr 2025 angewendet. Abbildung 22 zeigt exemplarisch für die Komponenten Rotorblätter und Nabe, wie aus den im Tabellenblatt *Parameter* hinterlegten Eingangsdaten die finalen Kostenschätzungen abgeleitet werden.

Ausgangspunkt der Berechnung ist Spalte H, in der die historischen spezifischen Kosten je Komponente hinterlegt sind. Diese liegen, je nach Quelle, entweder in Bezug auf das Komponenten-Gewicht (zum Beispiel Euro pro Kilogramm) oder auf die installierte Leistung (Euro pro

Kilowatt) vor. Im ersten Schritt erfolgt eine Umrechnung in Euro, basierend auf den für das jeweilige Bezugsjahr gespeicherten Wechselkursen.

Anschließend wird in Spalte K der in Schritt 2 berechnete, komponentenspezifische PPI-Faktor herangezogen. Dieser wird mit dem in Spalte J angegebenen, wechselkursbereinigten Kostenwert multipliziert. Das Ergebnis dieser Berechnung ergibt sich in Spalte L als der endgültige Kostenwert für das Jahr 2025.

Da pro Komponente in der Regel mehrere Quellen mit verschiedenen Referenzjahren berücksichtigt wurden, liegen in Spalte L entsprechend mehrere berechnete Werte vor. Zur weiteren Auswertung werden in Spalte M und Spalte N Mittelwerte dieser Werte gebildet – je nachdem, ob sich die Ursprungsdaten auf das Gewicht (Euro pro Kilogramm) oder die Leistung (Euro pro Kilowatt) beziehen. Diese Unterscheidung ist relevant, da manche Komponenten im späteren Modell ausschließlich über ihre Leistung skaliert werden, während andere über die Masse berechnet werden.

Trotz der unterschiedlichen Quellen und Bezugsjahre ermöglicht dieser Berechnungsschritt erstmals einen einheitlichen Kostenvergleich zwischen verschiedenen Turbinendesigns und Quellen. Gleichzeitig bietet er eine Plausibilitätskontrolle, um Ausreißer oder unrealistische Werte zu identifizieren. Hierzu wurden die spezifischen Kostenangaben der unterschiedlichen Modelle zusätzlich einem Plausibilitätscheck unterzogen, indem der Variationskoeffizient berechnet wurde. Dieser gibt die relative Streuung der Werte an und erlaubt so, besonders stark abweichende oder inkonsistente Quellenwerte zu erkennen.

Ein vergleichbares Vorgehen zur Bestimmung aktueller spezifischer Kosten wurde auch für die Balance of Plant (BoP) Kosten angewendet. Diese sind in einer separaten Tabelle rechts neben dem hier dargestellten Bereich abgebildet. Da in diesem Fall eine konsistente und aktuelle Quelle [61] zur Verfügung stand, wurde auf zusätzliche Daten verzichtet. Die verwendeten Angaben gelten als gut dokumentiert und finden auch in weiteren Studien und Veröffentlichungen Anwendung.

G	H	I	J	K	L	M	N
Step 3: Calculation of specific component costs							
1) Original Data			Component-CAPEX				
			2) Specific cost In EUR	3) Year specific accumulated PPI to apply on the costs	4) Net present costs in 2025 EUR	5) Mean Net present cost in €/kg	6) Mean Net present cost in €/kW
Component	Cost	Unit					
Blades: option 1	130.000,00	Pound/MW	146.721,89	1,26	184.566,40	16,22	184,57
Blades: option 2	11,07	\$/kg	8,44	1,80	15,15		
Blades: option 3	cost=(material cc	\$	-	1,80	-		
Blades: option 4	10,74	€/kg	10,74	1,41	15,17		
Blades: option 5	15,00	\$/kg	10,51	1,51	15,84		
Blades: option 6	13,00	€/kg	13,00	1,44	18,74		
Hub: option 1	15.000,00	Pound/MW	16.929,45	1,22	20.594,38	5,06	20,59
Hub: option 2	4,65	\$/kg	3,54	1,70	6,02		
Hub: option 3	c=hub mass*4,2	\$	-	1,70	-		
Hub: option 4	4,99	€/kg	4,99	1,24	6,19		
Hub: option 5	3,00	\$/kg	2,10	1,44	3,03		
Hub: option 6	4,00	€/kg	4,00	1,25	5,00		

Abbildung 22: Auszug der Berechnung der spezifischen Kosten aus dem Excel-Tool

Nachdem es zeitlich nicht mehr möglich war, neuere Ergebnisse des DfM-Projekts des CC4E hinsichtlich OpEx für Multirotoranlagen in die Kalkulation des neuen Tools einzubinden, da die benötigten Werte zu dem Zeitpunkt der Erstellung dieser Arbeit nicht verfügbar waren, wurde sich dazu entschieden, die Annahmen zu den fixen und variablen Betriebskosten aus dem Fraunhofer-ISE-Bericht zu den Stromgestehungskosten [46] aus dem Jahr 2024 zu verwenden und ebenfalls mittels PPI auf das Jahr 2025 anzupassen. Folgende Formeln lieferte die Quelle dabei:

$$OpEx_{fix} = 70 \frac{\text{€}}{\text{kW}} \quad (6.1)$$

$$OpEx_{var} = 0,008 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \quad (6.2)$$

Formel 6.1 berechnet somit die fixen Betriebskosten gemessen an der installierten Leistung des Windparks (1 GW in dem hier gewählten Szenario). Die variablen Betriebskosten werden dagegen anhand des Energieertrags berechnet und ergeben sich gemäß Formel 6.2. Hierbei fand keine Unterscheidung der Kosten zwischen den verschiedenen Turbinentypen statt, da keine konsistenten Anhaltspunkte für unterschiedliche Kosten verschiedener Anlagen ausgemacht werden konnten. Dieses Vorgehen lässt Raum für Diskussion, konnte aber aufgrund der fehlenden stichhaltigen Abschätzung von Betriebskosten für Multirotoranlagen nicht vermieden werden.

Schritt 4: Skalierung der Komponentengewichte

Im vierten Berechnungsschritt erfolgt die komponentenweise Ermittlung der Bauteilmassen auf Basis der zuvor beschriebenen Skalierungsgesetze. Ziel ist es, aufbauend auf den Daten der Referenzturbinen, die Massen der Hauptkomponenten für das jeweils konfigurierte Turbinendesign zu berechnen und damit eine realistische Grundlage für die anschließende Kostenschätzung zu schaffen.

Zur Umsetzung wurden drei Berechnungstabellen erstellt, die jeweils unterschiedliche Methoden der Massenskalierung anwenden. Die erste Tabelle basiert auf einer standardisierten Anwendung des Square-Cube-Law, bei der für das Upscaling ein Exponent von 2,6 und für das Downscaling ein Exponent von 3,0 verwendet wird. Die zweite Tabelle erlaubt eine interaktive Anpassung der Skalierungsexponenten durch den Nutzer. Die gewünschten Werte können im Dashboard über Schieberegler eingestellt werden und ermöglichen somit eine flexible Bewertung der Sensitivität gegenüber verschiedenen Annahmen. Die dritte Tabelle greift auf empirisch ermittelte Skalierungsgesetze zurück, die aus dem Wind Turbine Design Cost and Scaling Model [41] stammen. Diese beziehen sich auf konkrete Erfahrungswerte aus der Industrie und unterscheiden sich je nach Komponente deutlich von den idealisierten Exponenten des klassischen Skalierungsgesetzes. Je nach Auswahl des Antriebsstranges greift das Tool auf die Referenzgewichte der getriebelosen oder getriebegetriebenen Anlage zu und ermöglicht die differenzierte Betrachtung zweier Anlagendesigns.

Alle drei Tabellen wurden im Tool nebeneinander dokumentiert, um die Transparenz des Modells zu erhöhen und den direkten Vergleich der unterschiedlichen Ansätze zu ermöglichen. Je nach Auswahl im Dashboard wird automatisch per Wenn-Funktion eine der drei Tabellen aktiviert, deren Ergebnisse anschließend in die Berechnung der spezifischen Investitionskosten einfließen.

Es ist dabei zu beachten, dass nicht alle Komponenten über die Masse skaliert werden. Bestimmte Systeme wie die Leistungselektronik oder das Steuersystem werden auf Grundlage der Turbinenleistung bewertet. Für andere Bauteile wie den Space-Frame oder den Nacelle Crane wurden Massenwerte aus bestehenden Studien übernommen, die sich bereits auf ein 20-Megawatt-Design beziehen. Diese gelten als repräsentativ und wurden daher nicht weiter skaliert.

An dieser Stelle sei zu erwähnen, dass die durch den Blockage-Effekt erhöhten Schubbeiwerte auf die Turbinenkomponenten in diesem Modell nicht über die Massenskalierung berücksichtigt werden, jedoch mit einem prozentualen Aufschlag auf die Gesamtkosten der Multirotoren in Schritt 7 addiert werden.

Durch die modulare Umsetzung dieses Schritts kann das Tool sowohl klassische Skalierungsgesetze als auch empirisch abgesicherte Zusammenhänge abbilden, was die Nachvollziehbarkeit erhöht und die Ergebnisinterpretation unterstützt. Um darüber hinaus die verschiedenen Massenskalierungsgesetze und deren Ergebnisse zu vergleichen und plausibilisieren, werden ab Spalte BA die relativen Abweichungen vom Classic- bzw. Advanced Square-Cube-Law Ansatz

verglichen mit dem empirischen Skalierungsgesetz komponentenweise berechnet und eine relative Gesamtabweichung der Modelle ermittelt.

Schritt 5: Berechnung der Bauteilkosten pro Turbine

Im fünften Berechnungsschritt erfolgt die Ermittlung der Bauteilkosten pro Turbine. Aufbauend auf den zuvor bestimmten, skalierten Komponentenmassen sowie den zugehörigen spezifischen Gewichtskosten je Komponente wurde dieser Schritt rechnerisch durch die einfache Multiplikation beider Werte umgesetzt. Auf diese Weise konnten die absoluten Kosten der einzelnen Bauteile für eine vollständig konfigurierte Turbine berechnet werden. Für die Komponenten, bei denen keine Massen ermittelt wurden, oder für die es sich anbot eine andere Kostenbemessungsgrundlage zu wählen, wurden die spezifischen Kosten in Abhängigkeit von der Turbinenleistung berücksichtigt. Beispielsweise das Betriebsführungssystem scheint konsistenter über die Anlagenleistung als über die Masse zu skalieren und kann durch das Einschalten des „Enhanced Scenarios“ mit einem zusätzlichen relativen Kostenfaktor belegt werden, da bei gleicher Turbinenleistung von 20 Megawatt alle vier Turbinentypen sonst dieselben Kosten aufweisen würden und bei Multirotoren von erhöhtem Kontroll- und Regelbedarf ausgegangen werden kann [34], [77]. Dabei wurde die Annahme getroffen, dass der fünfroterige Multirotor einen Kostenaufschlag von 5 %, der MRS 22 einen Aufschlag von 25 % und der MRS 47 zusätzliche Kosten für das Betriebsführungssystem in Höhe von 50 % erfährt. Diese Annahme wurde als konservativ angesehen, da sie die Komplexität der verschiedenen Turbinendesigns berücksichtigt aber nicht davon ausgeht, dass die Anlage mit 47 Rotoren beispielsweise auch 47-fach höhere Kosten für das Betriebsführungssystem gegenüber der Einzelrotoranlage aufweist. Dennoch ist zu beachten, dass die gewählten prozentualen Aufschläge keiner Quelle folgen und daher mit Vorsicht zu betrachten sind.

Die einzige methodische Besonderheit dieses Schritts ergibt sich aus der Vielzahl an Eingabeoptionen, die im Dashboard zur Verfügung stehen. Insbesondere die Auswahl des Antriebsstrangs sowie des angewendeten Skalierungsgesetzes beeinflusst, auf welche Massentabelle aus Schritt vier im konkreten Fall zurückgegriffen wird. Um sicherzustellen, dass bei der Berechnung ausschließlich die zum gewählten Skalierungsansatz passenden Massendaten verwendet werden, wurde auch in diesem Schritt eine Wenn-Funktion implementiert. Diese ermöglicht es, die jeweils korrekte Tabelle automatisch auszulesen und mit den passenden spezifischen Kosten zu verknüpfen. Um die im Lehrbuch Windkraftanlagen [4] erwähnten Overheadkosten einzubinden, die prozentual auf die ermittelten Komponentenkosten addiert werden und sich beispielsweise aus der Entwicklung der Turbinen ergeben, wurde ein konservativer Ansatz gewählt.

Während im Lehrbuch von einem Allgemeinkostenaufschlag von 50 % die Rede ist, beschreibt das Wind Turbine Design Cost and Scaling Model einen Prozentsatz von 28 % [41]. Aufbauend auf den Erfahrungswerten wurde sich schließlich dazu entschieden mit einem Prozentsatz von 25% zu arbeiten, der auf die gesamten Bauteilkosten aufgeschlagen wird.

Schritt 6: Kalkulation von Economies of Scale

Mit Blick auf die zuvor ermittelten Bauteilkosten je Turbine wurde in einem weiteren Berechnungsschritt analysiert, welchen Einfluss die Economies of Scale auf die Gesamtkostenstruktur haben können. Grundlage war ein definierter Offshore-Windpark mit fünfzig baugleichen Anlagen und einer Gesamtleistung eines Gigawatts.

Zur modellseitigen Umsetzung der Kostendegression kam die in Kapitel 2.6 beschriebene Formel 2.15 zur Anwendung, welche auf dem Zusammenhang zwischen Stückzahl und Technologiefaktor basiert. Die verwendeten Werte für den Technologiefaktor wurden realistischen Literaturangaben entnommen und ermöglichen eine lernratenbasierte Skalierung der Kosten.

Wie bereits im Zusammenhang mit dem Dashboard und in Tabelle 6 erläutert, erlaubt das Tool eine differenzierte Behandlung der Technologiefaktoren. Es kann entweder ein einheitlicher Degressionsfaktor auf alle Komponenten angewendet werden oder eine komponentenspezifische Variation erfolgen. Da die Literatur nur begrenzt belastbare Angaben für einzelne Bauteile liefert, wurde zunächst eine allgemeine Annahme auf Grundlage empirischer Werte getroffen. Ergänzend wurden alternative Faktoren mit Unterstützung einer KI-Anwendung hergeleitet, die auf technischer Logik und marktüblichen Erfahrungswerten basiert. Hierbei wurde die in Kapitel 4 beschriebene Anwendung ChatGPT befragt, welche Technologiefaktoren mit welcher Begründung für verschiedene Komponenten angenommen werden können. Die Kombination beider Ansätze erlaubt eine fundierte Bewertung möglicher Degressionseffekte.

Abschließend wurde die Kostendegression über die fünfzig Anlagen berechnet. So konnten die CapEx-Werte für den gesamten Windpark in Abhängigkeit vom gewählten Turbinendesign vollständig ermittelt werden. Hierbei ist zu erwähnen, dass alle Komponenten der Einzelrotoranlage und solche, die baugleich in den Multirotoranlagen verwendet werden (z.B. Turm, Yaw-System), keiner Kostendegression unterliegen und mit einem Technologiefaktor von 1, gemäß der Erläuterung in Kapitel 2.6, behandelt werden.

Schritt 7: Zusammenfassung der CapEx für den Beispielwindpark

Im siebten und letzten Berechnungsschritt zur Ermittlung der Investitionskosten (CapEx) werden die zuvor bestimmten Bauteilkosten der Windturbinen mit den noch zu ergänzenden Balance-of-Plant-Kosten (BoP) zusammengeführt.

Bevor die BoP-Kosten addiert werden, erfolgt zunächst eine Korrektur der Turbinenkosten im Hinblick auf den Blockage-Effekt. Ein erhöhter Leistungsbeiwert infolge des Blockage-Effekts kann mit höheren Schubbeiwerten einhergehen, was eine verstärkte Bauteildimensionierung und damit steigende Bauteilkosten nach sich ziehen kann [26]. Um diesen Einfluss zu berücksichtigen, werden die Turbinenkosten gemäß folgender Beziehung angepasst:

$$CAPEX_{Turbines,final} = CAPEX_{Turbines,without Ct} * (1 + \Delta C_t)^{\frac{2}{3}} \quad (6.3)$$

Mit ΔC_t : prozentualer Zuwachs des Schubbeiwerts

Der Exponent der Formel basiert auf der Annahme, dass die Masse und damit auch die Kosten der maßgeblichen Strukturkomponenten nicht proportional zum Schub, sondern zu deren Querschnittsfläche steigen. Da die Querschnittsfläche in etwa mit der 2/3-Potenz des Schubanstiegs skaliert, ergibt sich die angenommene Beziehung, die sich auch aus den Skalierungsgesetzmäßigkeiten in der Abbildung 33 im Anhang A4 erkennen lässt. Zudem wird angenommen, dass der relative Anstieg des Schubbeiwerts dem des Leistungsbeiwerts durch den Blockage-Effekt entspricht. Je nach Rotorlayout wird C_t mit 2 %, 4 % oder 7 % angesetzt. Diese Werte orientieren sich an den oben erwähnten Werten des gesteigerten Leistungsbeiwerts durch den Blockage-Effekt und basieren auf den Ergebnissen des INNWIND Projektes das einen proportionalen Anstieg von Schub- und Leistungsbeiwert erwähnt [26].

Im nächsten Schritt werden die BoP-Kosten ermittelt. Grundlage sind spezifische, inflationsbereinigte Kostensätze pro installierte Leistung, die bereits in Schritt 3 indexiert wurden. Diese Werte werden nun mit der Gesamtleistung des Beispielwindparks (1 GW) multipliziert, um die Kosten für Fundament, elektrische Infrastruktur und Installation zu bestimmen. Angelehnt an den Bericht Stromgestehungskosten vom Fraunhofer-ISE [46] werden die Rückbaukosten bei der Betrachtung der BoP-Kosten in diesem Tool vernachlässigt. Da davon ausgegangen werden kann, dass es keine signifikanten Unterschiede zwischen den BoP-Kosten für Einzelrotor- und Multirotoranlagen gibt, werden alle Analgendsigns gleichermaßen ermittelt.

Abschließend werden die korrigierten Turbinenkosten und die BoP-Kosten zu den vollständigen CapEx-Werten zusammengeführt. Die resultierende Übersichtstabelle enthält somit für jeden betrachteten Turbinentyp den vollständigen Investitionswert innerhalb des Modellrahmens.

Diese CapEx-Werte bilden zugleich die abschließende Eingangsgröße für die später durchzuführende Berechnung der Stromgestehungskosten.

Schritt 8: Berechnung der OpEx

Im letzten Schritt des Tabellenblattes „Capex&Opex“ werden die totalen abgezinsten Betriebskosten für die Lebensdauer von 25 Jahren berechnet. Dafür werden zunächst die totalen jährlichen Fixkosten und variable Kosten berechnet und anschließend über 25 Zeilen und dementsprechend Jahre diskontiert. Die Barwerte der Betriebskosten unterliegen darüber hinaus der Annahme, dass die Betriebskosten jährlich um 1% aufgrund erhöhtem Wartungsbedarf älterer Anlagen zunehmen. Abschließend werden alle 25 Barwerte der Betriebskosten der unterschiedlichen Turbinenkonzepte summiert und prozentual ins Verhältnis gesetzt. Auch diese abgezinsten summierten Kosten finden direkte Anwendung in der folgenden Berechnung der LCoE.

6.3.5 LCoE: Finale Berechnung der Stromgestehungskosten

Das Layout sowie die grundlegenden Funktionen des Tabellenblatts LCoE orientieren sich vollständig an der Struktur der zuvor beschriebenen Berechnungstabellen. In einem optionalen ersten Schritt, der nicht unmittelbar in die eigentliche Berechnung der Stromgestehungskosten eingeht, erhält der Nutzer die Möglichkeit, verschiedene Rückzahlungsperioden zu analysieren. Ziel dieses Abschnitts ist es, die Auswirkungen unterschiedlicher Finanzierungszeiträume auf die Kapitalkosten transparenter darzustellen. In Abhängigkeit der im Dashboard gewählten WACC und die Rückzahlungsdauer werden die resultierenden Finanzierungskosten berechnet, die bei einem Investitionsvolumen dieser Größenordnung über die Jahre hinweg entstehen.

Im anschließenden zweiten Schritt wird der Energieertrag diskontiert, was eine zentrale Grundlage für die Berechnung der LCoE darstellt. Die Summe der Barwerte aller Energieerträge bildet den Nenner der LCoE-Formel 2.11, während im Zähler die bereits zuvor berechneten und diskontierten Investitions- und Betriebskosten berücksichtigt werden. Damit liegen alle erforderlichen Werte zur Bestimmung der Stromgestehungskosten vor. In Schritt drei erfolgt schließlich die Anwendung der in Kapitel 2.5 eingeführten Formel 2.11 zur Berechnung der Levelized Cost of Energy. Die zentralen Bestandteile, diskontierte CapEx, OpEx und Erträge, werden hierfür automatisch zusammengeführt.

Abbildung 23 veranschaulicht die drei Hauptkomponenten der Berechnung in strukturierter Form. Darüber hinaus wird das prozentuale Verhältnis der LCoE der verschiedenen Multirotorkonzepte im Vergleich zur Einzelrotoranlage berechnet und dargestellt. Ergänzend bietet ein Kreisdiagramm eine visuelle Aufschlüsselung der Gesamtkosten, gegliedert nach Investitions-

und Betriebskostenanteilen. Zur späteren Analyse und Auswertung finden sich im unteren Bereich des Tabellenblattes „LCoE“ weitere Tabellen, die zur Berechnung der Sensitivitätsanalyse mittels Was-wäre-wenn-Funktion in Excel erzeugt wurden und die Veränderung der LCoE bei prozentualer Variation der Eingabewerte auswertet. Die dabei erzeugten grafischen Auswertungen finden sich im Kapitel 7.1 und dem Anhang A7 wieder. Außerdem werden die Ergebnisse des neuen Tools stichhaltig den Ergebnissen des alten Tools und Werte aus der Literatur gegenübergestellt, um Unterschiede und Ähnlichkeiten herauszuarbeiten. Teile dieser Auswertungen finden sich auch in dieser Arbeit wieder.

Step 3: Final Calculation of LCoE									
	20MW SR			20MW MRS5			20MW MRS22		
Summary	Sum of Turbine & BoP			Sum of Turbine & BoP			Sum of Turbine & BoP		
	CAPEX (NPV):	4.193.736.727,38 €		CAPEX (NPV):	4.360.507.452,43 €		CAPEX (NPV):	3.850.516.260,29 €	3.653.703.596,82 €
	Sum of OPEX (NPV):	2.018.218.279,47 €		Sum of OPEX (NPV):	2.023.105.746,43 €		Sum of OPEX (NPV):	2.025.691.998,28 €	2.033.586.535,36 €
	Sum of AEP (NPV) in kWh:	78.721.474.222,95		Sum of AEP (NPV) in kWh:	79.261.349.479,27		Sum of AEP (NPV) in kWh:	79.547.029.852,25	80.419.069.553,99
	Value	Unit		Value	Unit		Value	Unit	
LCoE	0,0789	€/kWh		0,0805	€/kWh		0,0739	€/kWh	0,0707
LCoE/LCoE_20MW SR	100%	-		102,06%	-		93,61%	-	89,62%

Abbildung 23: Auszug aus dem LCoE Tabellenblatt

7 Benchmark und Beispielrechnungen

Kapitel 7 dient der Evaluation und vergleichenden Einordnung der mit dem entwickelten Excel-Modell berechneten Stromgestehungskosten und weiterer Ergebnisse für die verschiedenen Turbinenkonfigurationen. Auf Grundlage eines einheitlich definierten Basisfalls werden zunächst zentrale Ergebnisgrößen wie CapEx, OpEx und Energieertrag zwischen der Einzelrotoranlage und den drei Multirotorkonzepten gegenübergestellt. Durch gezielte Variation ausgewählter Eingabeparameter im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse lassen sich die Einflussfaktoren auf die wirtschaftliche Bewertung der Konzepte differenziert untersuchen.

Die Ergebnisbetrachtung folgt der in Kapitel 4.3 beschriebenen dreistufigen Vergleichsmethodik. Zunächst werden in Kapitel 7.2 die Resultate mit einem früher entwickelten Modell der Hochschule verglichen. Anschließend erfolgt eine externe Plausibilisierung durch Gegenüberstellung mit aktuellen Benchmarkwerten anerkannter Studien. Ergänzend wird die Struktur des neuen Modells mit etablierten Modellierungsansätzen verglichen, um Anschlussfähigkeit und konzeptionelle Qualität einzuordnen.

Ziel ist es, die wirtschaftliche Bewertung der Multirotorkonzepte nachvollziehbar zu untermauern, das Modell kritisch zu prüfen und mögliche Einordnungsspielräume im Vergleich zu bestehenden Systemen aufzuzeigen.

7.1 Quantitativer Vergleich: Multirotor- vs. Einzelrotoranlage

In diesem Unterkapitel werden die Ergebnisse des neu entwickelten Excel-Tools vorgestellt, um einen direkten Vergleich zwischen der Einzelrotoranlage und den drei betrachteten Multirotorkonfigurationen zu ermöglichen. Zur Darstellung der Resultate werden zunächst aggregierte Kennzahlen wie AEP, CapEx, OpEx und LCoE für einen Offshore-Windpark mit 1 GW Leistung betrachtet. Auf diese Weise lässt sich ein Gesamtüberblick über die Wirtschaftlichkeit und Leistungsfähigkeit der untersuchten Konzepte gewinnen. Im Anschluss erfolgt eine detaillierte Komponentenbetrachtung, bei der die Gewichte und Kosten der Hauptbaugruppen getrennt ausgewiesen werden. Dadurch können die Unterschiede in der Kostenstruktur zwischen Einzel- und Multirotoranlagen systematisch nachvollzogen werden. Grundlage der Analyse bildet der in Tabelle 9 definierte Basisfall, der eine mittlere, realistische Parameterauswahl gemäß gängiger Literaturansätze widerspiegelt.

Tabelle 9: Auswahl der Eingabewerte für den Basisfall

Eingabeparameter	Basisfall
Drive Train Model	Direct Drive
Mass Scaling Law	Classic Square-Cube-Law (Upscaling: 2,6 & Downscaling: 3)
Enhanced Scenario	OFF
Mean Wind Speed (m/s)	Classic (10m/s)
Economies of Scale Law	General Conservative ($L_f = 0,063$)
Repayment Duration	Normal repayment (25 years)
WACC	Classic (3,5 %)

Der Basisfall dient als Referenzpunkt für alle folgenden Auswertungen. Die Ergebnisse dieses Falls sind in Tabelle 10 zusammengefasst.

Tabelle 10: Allgemeine Ergebnisse des neuen LCoE-Tools für das Basisszenario

		Einzelrotor	Multirotor		
	Unit	20MW SR	20MW MRS5	20MW MRS22	20MW MRS47
LCoE	€/kWh	0,0789	0,0805	0,0739	0,0707
	%	100%	102,06%	93,61%	89,62%
Discounted Σ AEP	Mrd. kWh	78,721	79,261	79,547	80,419
	%	100%	100,69%	101,05%	102,16%
CapEx Total	Mrd. €	4,193	4,360	3,850	3,653
	%	100%	103,98%	91,82%	87,12%
CapEx Turbines (incl. Tower & Space-Frame)	Mrd. €	1,897	2,064	1,554	1,357
	%	100%	108,8%	81,9%	71,5%
CapEx BoP	Mrd. €	2,296	2,296	2,296	2,296
	%	100%	100%	100%	100%
Discounted Σ OpEx	Mrd. €	2,018	2,023	2,025	2,033
	%	100%	100,24%	100,37%	100,76%

Die aggregierten Kennzahlen zeigen: Die Multirotoranlagen mit 22 und 47 Rotoren erreichen geringere Stromgestehungskosten als die Einzelrotoranlage. Demgegenüber weist die fünfrotorige Anlage leicht erhöhte LCoE auf (0,0805 €/kWh) und bleibt damit rund 2,6 % über der Referenz. Der erwartete Vorteil der Multirotorbauweise tritt bei der hier berücksichtigten Bauweise somit erst bei einer größeren Anzahl von Rotoren ein.

Die Investitionskosten spiegeln diesen Befund wider: Während die fünfrotorige Anlage mit 4,360 Mrd. € die höchsten Gesamtkosten aufweist, sinken die CapEx mit wachsender Rotorzahl deutlich bis auf 3,653 Mrd. € im Fall der 47-Rotor-Anlage. Die Unterschiede resultieren im Wesentlichen aus den Turbinenkosten, die bei den Multirotorkonfigurationen stark abnehmen. Die Balance-of-Plant-Kosten wurden für alle Varianten mit 2,296 Mrd. € konstant angesetzt und lassen sich anhand der im Anhang A6 aufgeführten Übersicht näher analysieren. Bei den Betriebskosten zeigen sich nur marginale Abweichungen zwischen den Konzepten (2,018–2,033 Mrd. €).

Auch bei den summierten, diskontierten Energieerträgen zeigen sich nur geringe Abweichungen. Die Multirotorkonfigurationen weisen dabei in allen Fällen leicht höhere Werte auf als die Einzelrotoranlage. Im Fall der 47-Rotor-Variante beträgt der Unterschied rund zwei Prozent gegenüber der Referenz.

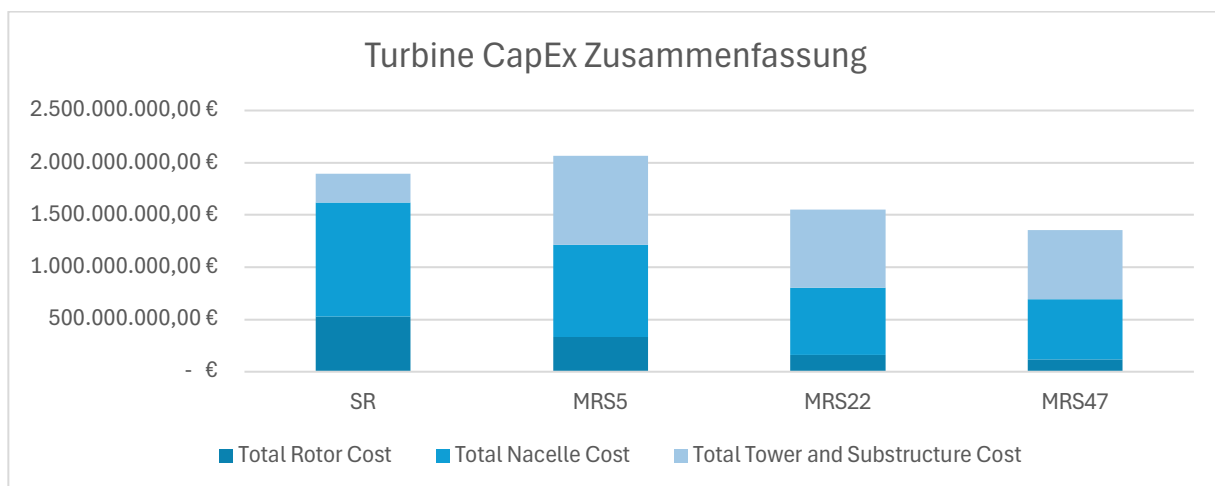


Abbildung 24: Zusammenfassung der Turbinen CapEx

Zur Verdeutlichung der Kostenstruktur ist in Abbildung 24 die Verteilung der Turbinen-CapEx auf die drei Hauptkategorien Rotor, Gondel und Turm- bzw. Tragstruktur dargestellt. Im Folgenden wird die Turm- und Tragstruktur (Substructure) als Struktur bis zur Turmunterkante bzw. dem Übergang zum Transition-Piece bzw. Fundament definiert. Die Abbildung macht deutlich, dass bei der Einzelrotoranlage die Rotor-Nacelle-Baugruppen den größten Kostenblock darstellen, während die Turmkosten vergleichsweise moderat bleiben. Bei den Multirotorvarianten verschiebt sich dieses Verhältnis: Bereits bei der fünfrotorigen Anlage steigt der Anteil der Tragstrukturkosten erheblich an, während Rotor- und Nacelle-Kosten niedriger ausfallen. Mit zunehmender Rotoranzahl (MRS22, MRS47) verstärkt sich dieser Trend: Die Kosten für Rotor und Gondel sinken weiter, die Tragstrukturkosten bleiben jedoch dominierend. Besonders ausgeprägt ist der Effekt beim MRS5, während die 22- und 47-Rotor-Varianten trotz höherer

Tragstrukturkosten insgesamt günstigere Gesamtkosten erzielen. Tabelle 11 gibt im Anschluss die detaillierten Kosten pro Komponente wieder.

Tabelle 11: Komponentenkosten des Basis-Case aus dem neuen LCoE-Tool (Direct Drive)

Komponente	20MW SR (€)	20MW MRS5 (€)	20MW MRS22 (€)	20MW MRS47 (€)
Rotor				
Blades	5.939.251,01	3.664.718,99	1.833.565,23	1.254.465,66
Hub	1.010.266,38	623.368,56	311.889,38	213.384,56
Blade bearing	675.438,40	416.768,36	208.521,30	142.663,49
Pitch system	736.580,88	454.495,34	227.397,21	155.577,77
Spinner and nose cone	116.376,58	71.808,29	35.927,77	24.580,61
Nacelle and drive train				
Nacelle platform	809.384,23	499.417,48	249.873,05	170.955,01
Nacelle cover	244.496,74	150.862,77	75.481,02	51.641,66
Yaw system	1.229.193,78	1.229.193,78	1.229.193,78	1.229.193,78
Main bearing	1.412.463,09	871.537,55	436.055,52	298.335,00
Shaft	841.870,03	519.462,31	259.902,07	177.816,53
Gearbox	N/A	N/A	N/A	N/A
Generator	8.077.356,95	4.984.002,76	2.493.641,17	1.706.068,13
Mechanical brake and high speed coupling	282.226,12	174.143,07	87.128,83	59.610,71
Hydraulics and Cooling	201.871,21	124.561,37	62.321,67	42.638,46
Power/Variable speed electronics (Converter, Transformer)	2.195.882,11	2.195.882,11	2.195.882,11	2.195.882,11
Switchgears and cables	1.622.498,37	1.622.498,37	1.622.498,37	1.622.498,37
Control System	501.255,39	501.255,39	501.255,39	501.255,39
Nacelle Crane	-	1.100.000,00	800.000,00	800.000,00
Tower				
Baseline Tower	2.931.705,89	3.135.156,80	2.108.416,31	1.871.562,46
Tower internal cables	916.456,78	916.456,78	916.456,78	916.456,78
Tower Equipment (Platform, Lift)	611.374,35	611.374,35	611.374,35	611.374,35
Space Frame	-	11.488.348,56	10.476.662,03	8.838.249,75
Σ Rotor-Nacelle-Assembly Costs per 1 Turbine (including overhead costs)	32.370.514,06	24.004.970,65	15.788.167,33	13.308.209,04
Σ Support structure Costs per 1 Turbine (including overhead costs)	5.574.421,27	20.189.170,62	17.641.136,84	15.297.054,18
Σ Total Costs per 1 Turbine	37.944.935,33	44.194.141,27	33.429.304,17	28.605.263,22

Die detaillierte Aufschlüsselung verdeutlicht: Die Einzelrotoranlage weist mit knapp 32,4 Mio. € pro Turbine die höchsten RNA-Kosten auf. Besonders teuer sind die Rotorblätter (5,9 Mio. €) und der Generator (8,1 Mio. €). Mit zunehmender Rotoranzahl sinken diese Werte erheblich; beim MRS47 kosten alle Blätter zusammen nur noch rund 1,25 Mio. €, die Generatoren etwa 1,7 Mio. €. Gleichzeitig steigen die Tragstrukturkosten bei den Multirotorvarianten deutlich an. Während der Einzelrotor rund 5,6 Mio. € pro Turbine erfordert, liegen die Werte für Multirotoren zwischen 15,3 Mio. € (MRS47) und über 20 Mio. € (MRS5). Haupttreiber sind hier die Space Frames, die allein bis zu 11,5 Mio. € pro Turbine verursachen.

Eine ergänzende Betrachtung liefert Tabelle 12, in der die Komponentengewichte dargestellt sind und zeigt, dass die größten Massenanteile bei allen Konfigurationen im Bereich der Rotorblätter, Generatoren und der Turm- bzw. Tragstruktur angesiedelt sind. Bei der Einzelrotoranlage dominieren vor allem der Basisturm (über 1,1 Mio. kg) und die Summe der drei Rotorblätter (rund 366 t) sowie die Generatorbaugruppe. In den Multirotorvarianten verringern sich diese Einzelmassen durch die kleineren Dimensionen der Baugruppen deutlich. Gleichzeitig treten zusätzliche Strukturelemente wie der Space Frame hinzu, die allein über 1,8 Mio. kg pro Anlage erreichen können und damit zu einem erheblichen Masseblock werden.

Einzelne Komponenten wie das Yaw-System oder die interne Turmausstattung bleiben über alle Konfigurationen hinweg annähernd konstant, da sie unabhängig von der Rotoranzahl berücksichtigt werden. Andere Elemente treten ausschließlich in den Multirotorkonzepten auf, etwa Nacelle-Krane oder die Space-Frame-Strukturen. Dadurch verschieben sich die Gewichtungsschwerpunkte deutlich: Während beim Einzelrotor wenige große Hauptkomponenten dominieren, verteilt sich die Masse bei Multirotoren auf mehrere kleinere Baugruppen sowie auf zusätzliche Strukturelemente. Zudem verringert sich die Masse der rotierenden Bauteile beim Multirotor deutlich, wohingegen die Masse der ruhenden Bauteile steigt.

Insgesamt zeigt die Analyse, dass die Massendifferenzierung nicht nur quantitativ, sondern auch qualitativ von Bedeutung ist. Die Reduktion der Masse einzelner Hauptbaugruppen bei Multirotoren wird durch neue Strukturelemente teilweise kompensiert, sodass die potenziellen Materialeinsparungen nicht direkt in eine niedrigere Gesamtmasse überführt werden. Auf eine Summierung aller Gewichte wurde hier bewusst verzichtet, da manche Komponenten im Modell nicht über das Gewicht skaliert wurden und eine Gesamtbilanz daher kein realistisches Bild ergeben würde.

Tabelle 12: Komponentengewichte einer Turbine des Basis-Case aus dem neuen LCoE-Tool

Komponente	20MW SR (kg)	20MW MRS5 (kg)	20MW MRS22 (kg)	20MW MRS47 (kg)
Rotor				
Blades	366.064,91	225.874,44	113.011,54	77.318,82
Hub	199.671,77	123.204,24	61.642,66	42.173,90
Blade bearing	49.917,94	30.801,06	15.410,66	10.543,47
Pitch system	22.185,75	13.689,36	6.849,18	4.685,99
Spinner and nose cone	16.639,31	10.267,02	5.136,89	3.514,49
Nacelle and drive train				
Nacelle platform	166.393,14	102.670,20	51.368,88	35.144,92
Nacelle cover	33.278,63	20.534,04	10.273,78	7.028,98
Yaw system	83.196,57	83.196,57	83.196,57	83.196,57
Main bearing	55.464,38	34.223,40	17.122,96	11.714,97
Shaft	133.114,51	82.136,16	41.095,10	28.115,93
Gearbox	-	-	-	-
Generator	574.610,98	354.554,43	177.393,87	121.367,11
Mechanical brake and high speed coupling	44.371,50	27.378,72	13.698,37	9.371,98
Hydraulics and Cooling	44.371,50	27.378,72	13.698,37	9.371,98
Power/Variable speed electronics (Converter, Transformer)	-	-	-	-
Switchgears and cables	33.278,63	20.534,04	10.273,78	7.028,98
Control System	-	-	-	-
Nacelle Crane	N/A	131.770,00	68.490,00	68.490,00
Tower/Substructure				
Baseline Tower	1.116.320,00	1.193.789,00	802.832,00	712.644,00
Tower internal cables	22.185,75	22.185,75	22.185,75	22.185,75
Tower Equipment (Platform, Lift)	88.743,01	88.743,01	88.743,01	88.743,01
Space Frame	N/A	1.865.868,00	1.701.556,00	1.435.455,00

Sensitivitätsanalyse und Veränderung von Eingabeparametern

Nachdem die Gewichte und Kosten des Basisszenarios erläutert wurden, wird im nächsten Schritt der Einfluss der weiteren Eingabeparameter untersucht. Tabelle 13 zeigt die Abweichungen der Stromgestehungskosten gegenüber dem Basisfall, wobei jeweils nur ein Parameter verändert und alle übrigen Annahmen konstant gehalten werden. Als zentrale Bewertungsgröße dient die für diese Arbeit besonders relevante Kennzahl der LCoE.

Die Ergebnisse verdeutlichen, dass sich die Auswirkungen der Parameteränderungen in ihrer Größenordnung deutlich unterscheiden. Besonders stark beeinflusst wird der LCoE durch Änderungen der mittleren Windgeschwindigkeit und WACC, während das Zuschalten des Enhanced Scenario praktisch keinen Effekt zeigt. Änderungen beim Economies of Scale Law führen zu moderaten, aber dennoch messbaren Abweichungen.

Tabelle 13: LCoE-Ergebnisse der Parametervariation im neuen Excel-Tool

Eingabeparameter	20MW SR		20MW MRS5		20MW MRS22		20MW MRS47	
	Basis LCoE (€/kWh)	Varierte LCoE (€/kWh)	Basis LCoE (€/kWh)	Varierte LCoE (€/kWh)	Basis LCoE (€/kWh)	Varierte LCoE (€/kWh)	Basis LCoE (€/kWh)	Varierte LCoE (€/kWh)
Drive Train: Geared	0,0789	0,0793	0,0805	0,0804	0,0739	0,0732	0,0707	0,0699
Empirical Scaling Law		0,0830		0,0823		0,0771		0,0758
Enhanced Scenario (ON)		0,0789		0,0806		0,0741		0,0711
Advanced Wind Speed (12 m/s)		0,0702		0,0718		0,0660		0,0634
Advanced Wind Speed (8 m/s)		0,1016		0,1033		0,0943		0,0899
EoS General Medium		0,0789		0,0798		0,0732		0,0701
EoS General Advanced		0,0789		0,0792		0,0726		0,0696
EoS Individual Advanced		0,0789		0,0788		0,0723		0,0694
WACC Advanced (2%)		0,0708		0,0722		0,0665		0,0638
WACC Advanced (5%)		0,0878		0,0897		0,0819		0,0782
WACC Advanced (8%)		0,1074		0,1100		0,0997		0,0949

Zur besseren Veranschaulichung werden in den Abbildungen 25 und 26 die Sensitivitätsanalysen für die Einzelrotoranlage und für das Multirotorkonzept (MRS47) grafisch dargestellt. Diese beiden Varianten wurden ausgewählt, da sie die Extrempunkte des Vergleichs darstellen: das konventionelle Einzelrotorkonzept einerseits und die maximal konfigurierte Multirotoranlage andererseits. Die Diagramme zeigen die prozentuale Abweichung der LCoE vom Basisszenario (rote horizontale Linie) für verschiedene identische Eingabevariationen und ermöglichen so einen direkten Vergleich der Reaktion beider Konzepte.

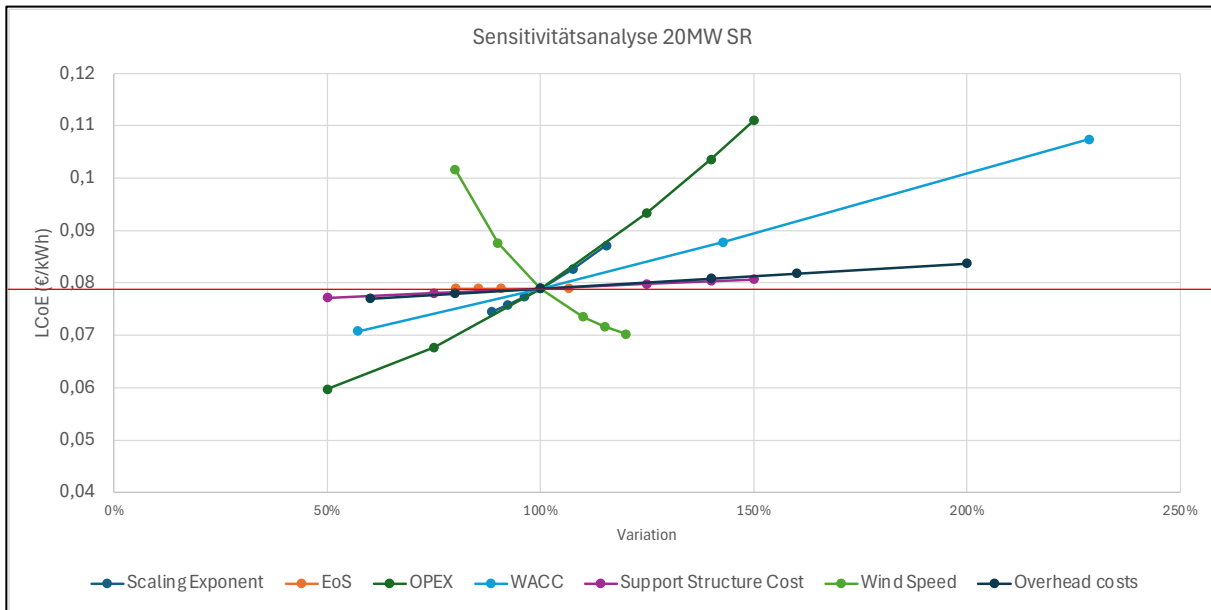


Abbildung 25: Sensitivitätsanalyse der LCoE für den Einzelrotor

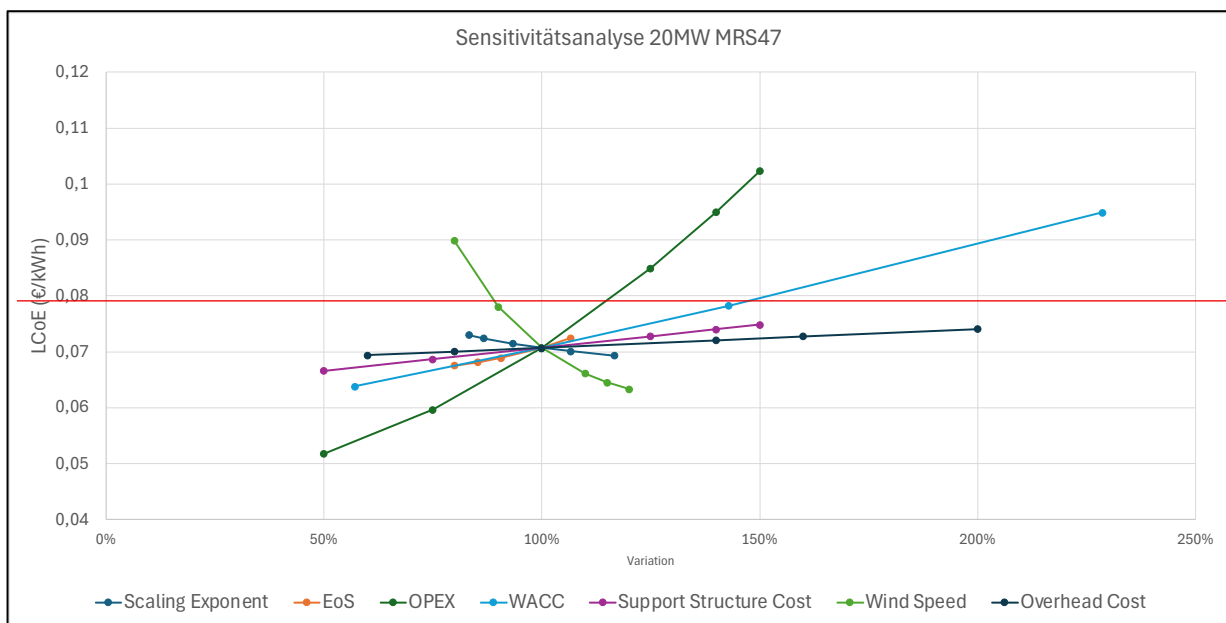


Abbildung 26: Sensitivitätsanalyse der LCoE für den Multirotor MRS47

Analog zu den Ergebnissen in Tabelle 13 verdeutlichen auch die Sensitivitätsanalysen in den Abbildungen 25 und 26, dass insbesondere die mittlere Windgeschwindigkeit sowie die Betriebskosten einen besonders ausgeprägten Einfluss auf die Stromgestehungskosten haben. Hier zeigt sich, dass eine Reduzierung der OpEx bei gleicher relativer Anpassung für beide Anlagentypen zu einer Senkung der LCoE führt, beim Multirotor jedoch etwas stärkere prozentuale Effekte erzielt werden können als bei der Einzelrotoranlage. Auch die Veränderung des Kapitalkostensatz (WACC) zeigt über beide Anlagentypen einen sichtbaren Einfluss auf die

Stromgestehungskosten, die jedoch verglichen mit der Veränderung von OpEx und Windgeschwindigkeit geringer ausfällt.

Hinsichtlich des Skalierungsexponenten ist ein deutlicherer Einfluss auf die LCoE des Multirotors erkennbar, was sich in ähnlicher Weise bei der Variation der Kosten für die Support-Structures widerspiegelt. Die Veränderung des Economies-of-Scale-Faktors zeigt hingegen lediglich einen Einfluss auf die Multirotoranlage und nicht auf die Einzelrotoranlage.

Die vollständigen Sensitivitätsdarstellungen für die beiden weiteren Multirotorkonfigurationen (MRS5 und MRS22) befinden sich aus Gründen der Übersichtlichkeit im Anhang A7.

7.2 Vergleich mit dem Vorgängermodell

Die methodischen Anpassungen des neuen LCoE-Tools wurden in den Kapiteln 5 und 6 erläutert. Im Folgenden erfolgt ein quantitativer Vergleich der Ergebnisse beider Modelle auf Basis des in Abschnitt 7.1 definierten Basisfalls. Für beide Tools wurden vergleichbare Eingabeparameter angesetzt, sodass die ausgewiesenen Unterschiede unmittelbar aus der veränderten Modelllogik und beispielsweise aktuelleren spezifischen Kosten resultieren.

Die in Tabelle 14 dargestellten Resultate verdeutlichen, dass die mit dem neuen Tool berechneten Stromgestehungskosten in allen betrachteten Turbinenkonfigurationen oberhalb der Werte des alten Modells liegen. Die Abweichungen bewegen sich zwischen 6,1 % für die Einzelrotoranlage und 10,2 % bei der 47-Rotor-Konfiguration. Dieser Anstieg ist gleichmäßig über alle Varianten erkennbar, sodass von einem konsistent höheren Kostenniveau ausgegangen werden kann. Parallel dazu zeigen die summierten und diskontierten Energieerträge ($\sum AEP$) im neuen Modell durchgängig höhere Werte. Die Steigerung beträgt in allen Konfigurationen rund 29 % gegenüber den Ergebnissen des Vorgängermodells. Der Vollständigkeit halber muss hier erwähnt werden, dass sich bei den nicht diskontierten jährlichen Energieerträgen zwischen dem neuen Tool und dem alten Tool kein Unterschied ergibt und die hier dargestellte Abweichung lediglich durch die Diskontierung mit unterschiedlichen Zinssätzen entsteht. Dies wird auch anhand der in Tabelle 14 aufgeführten Erträge pro Turbine sichtbar.

Auch die Investitionskosten weisen systematische Verschiebungen auf. Die Turbinen-CapEx liegen im neuen Tool je nach Konfiguration zwischen 27,4 % und 36,2 % über den Werten des alten Modells. Noch deutlicher fällt der Unterschied bei den Balance-of-Plant-Kosten aus, die in allen Fällen um etwa zwei Drittel höher angesetzt sind (plus 66 bis 68 %). Bei den

Betriebskosten (OpEx) ergibt sich ein einheitlicher Zuwachs von rund 23 %, ebenfalls unabhängig von der gewählten Turbinenkonfiguration.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass das neue Tool über alle Kenngrößen hinweg höhere Werte ausweist: sowohl für die Erträge als auch für die Kosten. Dies führt dazu, dass die Stromgestehungskosten im Vergleich zum Vorgängermodell in allen Fällen ansteigen, obwohl gleichzeitig auch die prognostizierte Energieproduktion zunimmt.

Tabelle 14: Vergleich der Ergebnisse aus altem und neuem Tool am Beispiel des 1GW Windparks

Kennwert	20MW SR		20MW MRS5		20MW MRS22		20MW MRS47	
	Altes Tool	Neues Tool	Altes Tool	Neues Tool	Altes Tool	Neues Tool	Altes Tool	Neues Tool
LCoE (€/kWh)	0,0744	0,0789	0,0751	0,0805	0,0677	0,0739	0,0642	0,0707
LCoE ratio (new/old)	100%	106,1%	100%	107,2%	100%	109,1%	100%	110,2%
Σ CapEx Turbinen (Mrd. €)	1,4892	1,8972	1,5779	2,0640	1,1535	1,5540	0,9966	1,3572
CapEx Turbine ratio (new/old)	100%	127,4%	100%	130,8%	100%	134,7%	100%	136,2%
Σ CapEx BoP (Mrd. €)	1,381	2,2965	1,3847	2,2965	1,3671	2,2965	1,3605	2,2965
CapEx BoP ratio (new/old)	100%	166,3%	100%	165,8%	100%	168,0%	100%	168,8%
Σ Discounted OpEx (Mrd. €)	1,6376	2,0182	1,6443	2,0231	1,6463	2,0257	1,6547	2,0336
OpEx ratio (new/old)	100%	123,2%	100%	123,04%	100%	123,0%	100%	122,9%
Σ Discounted AEP (Mrd. kWh)	60,5858	78,7215	61,3402	79,26	61,5613	79,5470	62,5062	80,4191
Discounted AEP ratio (new/old)	100%	129,9%	100%	129,2%	100%	129,2%	100%	128,7%
AEP per turbine (Mio. kWh)	95,526	95,526	96,182	96,182	96,528	96,528	98,010	97,586
AEP per turbine ratio (new/old)	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	99,5%
Equivalent Full Load Hours	4.776,3	4.776,3	4.809,1	4.809,1	4.826,4	4.826,4	4.900,5	4.879,3

7.3 Externe Benchmarks

Zur Plausibilisierung der Modellergebnisse werden in Tabelle 15 die Kennwerte des Basisszenarios der 20 MW-Einzelrotoranlage mit ausgewählten externen Referenzen verglichen. Die Auswahl der Benchmarks umfasst sowohl aktuelle Studien als auch realisierte und im Bau befindliche Projekte. Die verfügbaren Angaben unterscheiden sich je nach Quelle und beruhen teils auf unterschiedlichen Turbinengrößen und methodischen Annahmen. Die Fraunhofer-ISE-Studie aus dem Jahr 2024 gibt eine aktuelle Bandbreite für die Stromgestehungskosten moderner Offshore-Windparks an, enthält jedoch nur Werte für die äquivalenten Volllaststunden aus denen man die Werte für die AEP ableiten kann. Der „NREL Cost of Wind Energy Review 2024“ basiert auf einer Modellierung mit 12 MW-Turbinen und wurde für den Vergleich auf einen 1 GW-Park hochgerechnet. Für den dänischen Offshore-Windpark THOR, der derzeit mit 14 MW-Siemens-Gamesa-Direct-Drive-Anlagen errichtet wird, liegen lediglich Schätzwerte vor, die aus veröffentlichten Projektinformationen abgeleitet wurden. Der IEA Wind Task 26 Bericht aus dem Jahr 2016 basiert auf einem 400 MW-Park mit 4 MW-Turbinen. Die Werte für CapEx, OpEx und AEP wurden zur besseren Vergleichbarkeit auf eine Leistung von 1 GW skaliert. Schließlich bildet die von BVG Associates veröffentlichte Kosten- und Ertragsaufschlüsselung für einen 1 GW Offshore-Windpark eine weitere Referenz [78].

Tabelle 15: Vergleich der LCoE, CapEx, OpEx und AEP aus neuem Excel-Tool und der Literatur

	20MW SR (Base-Case) (1GW)	Fraun- hofer ISE 2024 (1GW) [46]	NREL 2024 (12MW Turbines & 1GW) [79]	THOR Windfarm (14MW Turbines & 1GW) [80]	IEA Wind Task 26 (4MW Turbines & 1GW) [81]	BVG Guide to Offshore Windpark 2024 (1GW) [78]
LCoE-Basis (€/kWh)	0,0789	0,055 – 0,1030	0,1086	0,04311	0,1460	0,0977
CapEx (€)	4.193.736.727	4.000.000.000	5.022.043.000	1.980.000.000	3.789.000.000	4.060.000.000
Sum OpEx NPV (€/year)	109.230.761	102.750.000	124.605.000	54.516.000	97.900.000	99.500.000
Sum AEP NPV (kWh)	4.776.349.514	4.090.673.971 – 5.752.510.271	4.295.000.000	4.720.000.000	4.241.830.000	4.200.000.000

Die Ergebnisse zeigen, dass die im Basisszenario berechneten LCoE mit 0,0789 €/kWh innerhalb der von Fraunhofer ISE angegebenen Bandbreite liegen und damit konsistent zu aktuellen Studienwerten ist. Im Vergleich dazu weist das NREL-Referenzszenario mit 0,1086 €/kWh einen höheren Wert auf, während für den THOR-Windpark mit 0,0431 €/kWh ein deutlich niedrigerer Wert berichtet wird. Der aus IEA Wind Task 26 hochgerechnete Wert liegt mit 0,1460 €/kWh am oberen Ende der Spanne, während die BVG Associates mit 0,0977 €/kWh im Mittelfeld liegen. Bei den Investitionskosten (CapEx) bewegt sich das Basisszenario mit rund 4,19 Mrd. € nahe an den Angaben von Fraunhofer ISE und BVG Associates und liegt unterhalb der NREL-Schätzung, jedoch deutlich über dem Wert des THOR-Windparks. Die Betriebskosten (OpEx) werden im Modell mit etwa 109 Mio. €/Jahr angesetzt und liegen damit leicht über den Vergleichswerten von BVG Associates und IEA Task 26, jedoch unterhalb der NREL-Angaben. Hinsichtlich der Stromproduktion (AEP) erreicht das Basisszenario mit rund 4,78 Mrd. kWh einen hohen Wert. Die Ergebnisse von NREL, THOR, IEA Task 26 und BVG Associates liegen mit 4,20 bis 4,72 Mrd. kWh geringfügig darunter, während der ISE Bericht sogar eine obere Grenze von fast 5,75 Mrd. kWh anführt.

Die LCoE-Werte der verschiedenen Quellen sind ergänzend in 27 als Balkendiagramm dargestellt, um die Unterschiede und Bandbreiten visuell zu verdeutlichen.

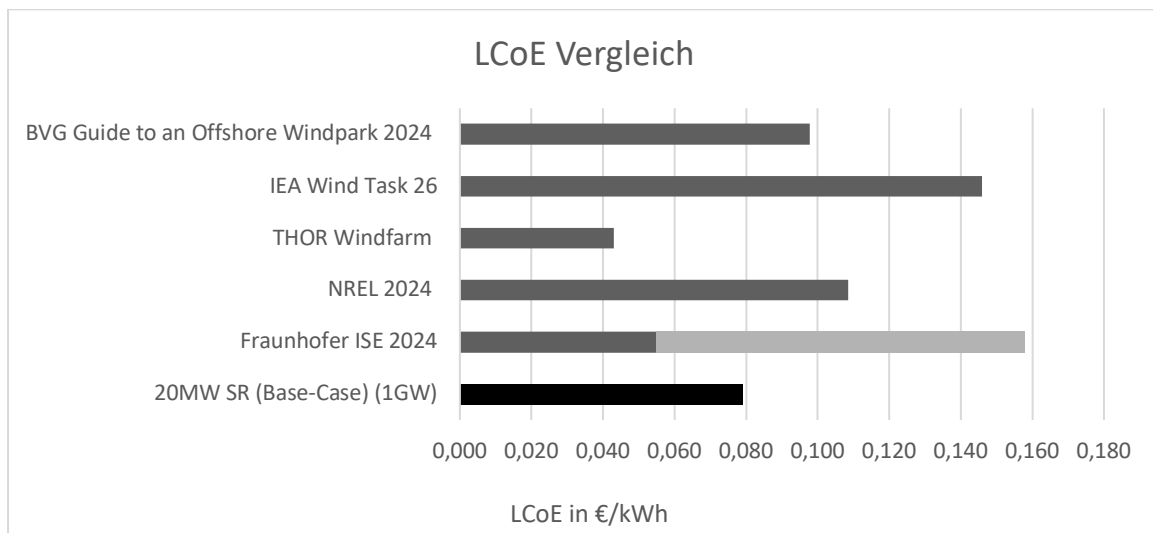


Abbildung 27: LCoE-Vergleich zwischen den unterschiedlichen Quellen

7.4 Strukturvergleich mit Literaturmodellen

Neben dem Vergleich der berechneten LCoE für Einzelrotoranlagen mit aktuellen Angaben der Literatur bietet sich auch eine Gegenüberstellung der Ergebnisse und Modellstrukturen für Multitotorkonzepte an. Besonders relevant ist hier der 2015 im Rahmen des INNWIND.EU-Projekts veröffentlichte Bericht *Innovative Turbine Concepts – Multi-Rotor System* [26]. Dieser enthält neben aerodynamischen und strukturellen Grundlagen auch eine detaillierte ökonomische Analyse einer 20 MW-Multitotoranlage mit 45 Rotoren.

Ähnlich wie das neu entwickelte Excel-Tool basiert auch im INNWIND-Modell die Ertragsberechnung auf einer Simulation mit dem Programm *Bladed* unter turbulenten Windbedingungen. Die Turbinenkosten wurden ebenfalls mit dem in Kapitel 3.2 vorgestellten NREL-Kostenmodell 2 ermittelt. Für die Betriebskosten nutzte das INNWIND-Projekt ein detailliertes, Monte-Carlo-basiertes O&M-Modell der University of Strathclyde, das für die besonderen Betriebsbedingungen von Multitotoren angepasst wurde (z. B. Wegfall von Jack-up-Einsätzen, geringere Dringlichkeit bei Teilausfällen). Zur Vergleichbarkeit mit Einzelrotorkonzepten erfolgte eine Kalibrierung auf einen Referenzwert von 28,12 €/MWh.

Ein zentrales Unterscheidungsmerkmal zeigt sich in der Kostenstruktur: Während im INNWIND-Modell der Anteil der Balance-of-Plant-Kosten bei 55,5 % liegt, beträgt er im neuen Modell 63 %. Auffällig ist zudem die veränderte Gewichtung der übrigen CapEx-Komponenten: Tower & Substructure machen im neuen Modell 18 % aus (im INNWIND-Modell 28 %), die Nacelle 16 % (statt 13 %), und der Rotoranteil fällt bei beiden Modellen nahezu identisch mit 3 % vergleichsweise gering aus. Die prozentuale Verteilung der CapEx-Komponenten ist in Abbildung 28 (INNWIND) und Abbildung 29 (neues Tool) dargestellt.

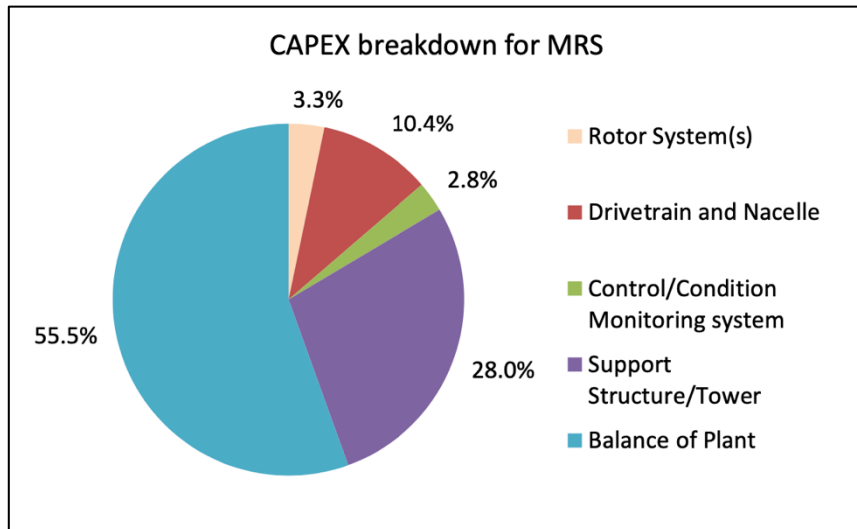


Abbildung 28: CapEx einer 20 MW Multirotoranlage mit 45 Rotoren aus dem INNWIND Projekt [26]

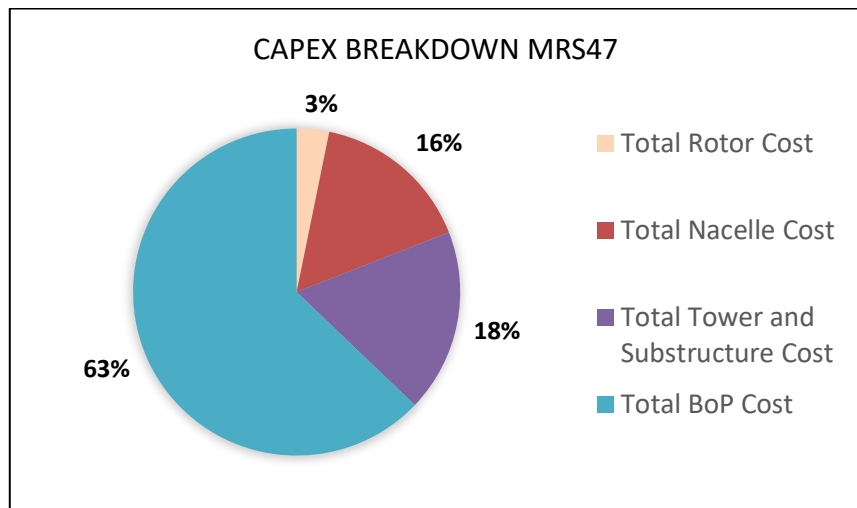


Abbildung 29: CapEx einer 20 MW Multirotoranlage mit 47 Rotoren aus dem neuen Tool

Auch die quantitativen Kennwerte weichen voneinander ab (s. Tabelle 16). Die im neuen Modell berechneten LCoE liegen mit 0,0707 €/kWh rund 13 % unter den Werten des INNWIND-Modells (0,08017 €/kWh). Die Gesamtinvestitionskosten sind darüber hinaus im neuen Modell um etwa 22 % höher, während die Betriebskosten mit 110,06 Mio. €/Jahr leicht über den im INNWIND-Modell berechneten Werten liegen. Im Gegensatz dazu fällt der jährliche Energieertrag (AEP) im neuen Modell mit 4,88 TWh um knapp 12 % höher aus.

Abweichungen in Kostenstruktur und Betriebskosten bestehen somit, während die Ertragsprognosen vergleichsweise nah beieinander liegen. Damit liefert der Vergleich nicht nur eine Plausibilisierung der eigenen Modellierung, sondern zeigt auch, welche Einflussgrößen bei Multirotorkonzepten besonders sensitiv auf die getroffenen Annahmen reagieren.

Tabelle 16: Vergleich der Ergebnisse aus dem INNWIND Projekt und dem neuen Tool für Multirotoren

	20MW MRS47 (Base-Case) (1GW)	INNWIND 20MW MRS45 (1GW)
LCoE-Basis (€/kWh)	0,0707	0,08017 (113,4%)
CapEx (€)	3.653.703.596,82	2.998.912.300 (82%)
OpEx (€/year)	110.062.527	106.064.100 (96,3%)
Annual Energy Production (kWh)	4.879.349.473	4.338.000.000 (88,9%)

7.5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die Analysen zeigen deutlich, dass sich der wirtschaftliche Vorteil von Multirotoranlagen für die hier definierten Konstruktionen erst ab einer größeren Anzahl von Rotoren einstellt. Während die Fünfroter-Variante noch leicht über den Kosten einer Einzelrotoranlage liegt, sinken die Stromgestehungskosten bei 22 und insbesondere bei 47 Rotoren spürbar unter das Niveau des Referenzkonzepts. Dieser Trend wird vor allem durch die sinkenden Turbinenkosten getragen, während die Balance-of-Plant-Ausgaben im Modell konstant bleiben und bei hohen Rotorzahlen den größten Anteil der Gesamtinvestition ausmachen. Besonders bei der 47-Rotor-Anlage verschiebt sich die Kostenstruktur deutlich in Richtung standort- und infrastrukturbezogener Komponenten, während Rotor und Gondel nur noch eine vergleichsweise geringe Rolle spielen.

Die Betriebskosten unterscheiden sich kaum zwischen den Konzepten, der Energieertrag liegt bei Multirotoranlagen jedoch in allen Varianten leicht höher als beim Einzelrotor. Damit zeigen die Ergebnisse, dass das Potenzial der Multirotorkonzepte weniger in einer drastischen Ertragssteigerung, sondern vielmehr in der veränderten Kostenstruktur und den daraus resultierenden Effizienzgewinnen liegt.

Die Sensitivitätsanalysen unterstreichen zudem, dass insbesondere die Windgeschwindigkeit und die Betriebskosten die stärksten Einflussgrößen auf die Wirtschaftlichkeit darstellen. Änderungen im Kapitalkostensatz oder in den Skalierungsannahmen wirken ebenfalls spürbar, betreffen Multirotoren jedoch stärker als Einzelrotoren.

Im Abgleich mit externen Benchmarks liegen die modellierten Werte im realistischen Rahmen und bestätigen die Plausibilität der Ergebnisse. Der Vergleich mit dem INNWIND-Modell

verdeutlicht schließlich, dass zwar methodische Parallelen bestehen, die konkrete Kostenstruktur jedoch abweicht. Multirotoranlagen wie das 47-Rotor-Konzept schneiden dort mit niedrigeren Stromgestehungskosten, höheren Erträgen, aber auch höheren Gesamtinvestitionen ab.

Zu den Stärken des neuen Modells zählt insbesondere die einheitliche und transparente Berechnungslogik, die eine direkte Vergleichbarkeit verschiedener Turbinenkonfigurationen erlaubt. Gleichzeitig ermöglicht die flexible Parametrierung, gezielt Einflussfaktoren zu variieren und deren Auswirkungen isoliert zu betrachten. Einschränkungen ergeben sich vor allem aus der Verfügbarkeit und Homogenität externer Referenzdaten, die teilweise auf unterschiedlichen Turbinengrößen, Projektkonzepten und Annahmen beruhen. Insgesamt liefern die Ergebnisse eine fundierte Basis, um in der folgenden Diskussion die Ursachen für Abweichungen, die Plausibilität der Modellwerte sowie potenzielle Optimierungsansätze kritisch zu bewerten. Kapitel 8 knüpft hieran an und ordnet die Resultate in einen größeren technischen und wirtschaftlichen Kontext ein.

8 Kritische Diskussion

8.1 Aussagekraft und Grenzen des Tools

Die mit dem neu entwickelten LCoE-Tool erzielten Ergebnisse zeigen, dass die modellierte Kosten- und Ertragsstruktur im Grundsatz mit aktuellen Studienwerten und Referenzprojekten vergleichbar ist. Dies gilt insbesondere für die berechneten LCoE, die im Basisszenario mit 0,0789 €/kWh für die Einzelrotoranlage innerhalb der von Fraunhofer ISE angegebenen Bandbreite liegen und im Vergleich zu den externen Benchmarks keine grundlegenden Unstimmigkeiten erkennen lassen. Auch die Ertragsprognosen (AEP) befinden sich im realistischen Bereich und sind in ihrer Größenordnung konsistent mit den Ergebnissen anderer Modellierungen, wie etwa dem INNWIND-Projekt.

Wie auch in den Vergleichen mit dem früheren Hochschulmodell und dem INNWIND-Projekt zeigt sich im neuen Tool, dass Multirotorkonzepte tendenziell deutlich niedrigere LCoE-Werte als die Einzelrotoranlage erreichen. Der absolute Vorteil fällt im hier vorliegenden Modell minimal geringer aus als in den externen Benchmarks, was die Interpretation potenzieller Kostenvorteile mit Bezug zu bisherigen Forschungsergebnissen unterstreicht. Auffällig ist zudem, dass die fünfrotrige Anlage im Modell nicht nur höhere LCoE als die 22- und 47-Rotor-Varianten, sondern sogar höhere Werte als die Einzelrotoranlage aufweist. Dieses Ergebnis relativiert die pauschale Erwartung, dass bereits kleine Multirotor-Auslegungen mit wenigen Rotoren Kostenvorteile erzielen könnten, und deutet darauf hin, dass Effizienzgewinne erst bei einer größeren Zahl an Rotoreinheiten greifen.

Gleichzeitig treten in den Detaillergebnissen mehrere Abweichungen zutage, die die Aussagekraft des Tools in bestimmten Anwendungsfällen einschränken. Besonders auffällig ist die etwas höhere Gewichtung der Balance-of-Plant-Kosten (BoP) innerhalb der CapEx-Struktur, die in allen Konfigurationen über den Werten vergleichbarer Modelle und Projekte liegt. Dies führt zu einer Kostenverteilung, bei der der BoP-Anteil im Basisszenario 63 % der Gesamtinvestitionen ausmacht, während im INNWIND-Modell lediglich 55,5 % veranschlagt werden. In ähnlicher Weise liegen auch die berechneten Betriebskosten (OpEx) über alle Anlagen leicht oberhalb der meisten Referenzwerte, was sich in den Vergleichen mit NREL und IEA Task 26 bestätigt und in Kapitel 8.2 differenziert betrachtet werden muss.

In der Sensitivitätsanalyse bestätigt sich die prinzipielle Funktionsfähigkeit des Modells: Die erwarteten Haupteinflussgrößen, insbesondere Betriebskosten, mittlere Windgeschwindigkeit

und Kapitalkostensatz (WACC), zeigen deutliche und konsistente Effekte auf die LCoE. Auffällig ist zudem, dass das Tool bei bestimmten Parametervariationen, wie einer Anpassung der OpEx, für Multirotorkonzepte leicht höhere relative Effekte ausweist als für Einzelrotoranlagen. Damit gelingt es, konzeptbedingte Unterschiede in der Kosten- und Ertragsstruktur differenziert darzustellen.

Hinsichtlich der Bedienbarkeit überzeugt das Tool durch seine klare Struktur mit separaten Eingabe-, Berechnungs- und Ergebnisblättern. Die Parametrierung ermöglicht es, gezielt einzelne Einflussgrößen zu variieren und deren Auswirkungen unmittelbar zu analysieren. Das Dashboard bietet eine übersichtliche Visualisierung, die insbesondere für den Szenarienvergleich hilfreich ist. Für die vollständige Nutzung der Funktionalitäten ist jedoch ein gewisses Maß an technischem Verständnis erforderlich, da einige Eingabewerte stark mit der zugrunde liegenden Modelllogik verknüpft sind.

Die im Vorfeld der Modellbildung geführten Experteninterviews liefern wertvolle Perspektiven für die Interpretation der Ergebnisse. Mehrere Interviewpartner wiesen darauf hin, dass Multirotorkonzepte im Offshore-Einsatz voraussichtlich höhere Betriebskosten verursachen können, da sich der Zugang zu den einzelnen Rotor-Gondel-Baugruppen erschweren könnte und Wartungsbedingungen aufgrund vieler Einzelteile komplexer wären. Diese Einschätzung steht im Einklang mit den im Modell berechneten, im Vergleich zu Benchmarks erhöhten OpEx-Werten für Multirotoranlagen. Gleichzeitig wird die Bedeutung des Wartungskranes hervorgehoben, der sich vor allem dann positiv auf die Wartungskosten auswirken kann, wenn der Einsatz von großen Jack-Up-Schiffen (Schiffe mit großem Wartungskran) vermieden werden kann. Grundsätzlich weisen die Interviewpartner darauf hin, dass ein Multirotorkonzept welches wartungsfreundlich ausgelegt ist und dabei auf höhere Langlebigkeit von Komponenten als auch besser zugängliche Turbinen abzielt, die Betriebs- und Wartungskosten reduzieren kann, dies aber unter Umständen zu Lasten der CapEx geht, bei den teureren oder größeren Komponenten aus Gründen der Langlebigkeit gewählt werden müssen.

Darüber hinaus wurde auf mögliche Kostenvorteile bei Turbinen-CapEx hingewiesen, wenn modulare Serienfertigung kleinerer Einzelkomponenten realisiert wird. Dieser Aspekt spiegelt sich unter anderem in den Modellresultaten in Form geringerer Turbinenkosten bei steigender Rotoranzahl wider. Ebenfalls relevant ist der in den Interviews mehrfach betonte logistische Mehraufwand bei Transport und Installation von Multirotorstrukturen, der in der Modellierung nicht abgebildet ist, in der Praxis jedoch einen bedeutenden Einfluss auf die Gesamtkosten haben kann.

Die Grenzen der Aussagekraft ergeben sich somit nicht nur aus einzelnen Kostenkomponenten, die im aktuellen Modellniveau tendenziell zu einer konservativen Bewertung führen, sondern auch aus Aspekten, die über die Modelllogik hinausgehen, wie der technologischen Reife und der Marktfähigkeit von Multirotorkonzepten. Für relative Vergleiche zwischen verschiedenen Konfigurationen innerhalb des Modells bleibt die Aussagekraft jedoch hoch, da die Berechnungen auf konsistenten Eingabedaten und einer einheitlichen Methodik basieren.

8.2 Einfluss der Datenqualität und Annahmen

Wie die Auswertung der Ergebnisse zeigt, bestehen teilweise Unterschiede aber auch Ähnlichkeiten in verschiedenen Zielgrößen im Vergleich zu externen Benchmarks. Die Ursachen dieser Abweichungen sind sowohl in der Qualität der zugrunde liegenden Daten als auch in den zahlreichen Modellannahmen zu suchen, die für die Berechnungen herangezogen wurden. Bevor im Folgenden einzelne Schlüsselemente vertieft betrachtet werden, ist es sinnvoll, die Herangehensweise bei der Auswahl dieser Annahmen und Daten in den methodischen Kontext einzuordnen.

Die größte Herausforderung bei der Bearbeitung der Forschungsfrage lag in der explorativen Natur der Arbeit: fehlende konsistente Daten, die hohe Komplexität der Einflussfaktoren auf die Stromgestehungskosten sowie die Notwendigkeit, Annahmen zu treffen, die zwar wissenschaftlich begründet, aber nicht immer empirisch belegt sind. Zwar existiert inzwischen eine solide Basis an Literatur und Forschungsvorhaben zu Multirotoranlagen, die überhaupt erst die Entwicklung des hier vorgestellten Werkzeugs ermöglicht hat. Dennoch handelt es sich, im Vergleich zu herkömmlichen Einzelrotoranlagen, weiterhin um ein Nischenthema. Prototypen werden zwar gebaut und getestet, doch die Ergebnisse dieser Projekte sind oft schwer zugänglich, sodass in vielen Punkten auf Erfahrungswerte aus dem Einzelrotorbereich zurückgegriffen werden musste.

Erschwerend kam hinzu, dass auch für Einzelrotoranlagen die Verfügbarkeit und Konsistenz aktueller Kosten- und Gewichtsdaten eingeschränkt ist. Wie sich in der Zusammenarbeit mit anderen Forschungsinstituten und Hochschulen bestätigte, ist es außerordentlich schwierig, verlässliche Informationen zu modernen Anlagengenerationen – unabhängig von der Nennleistung – zu erhalten. Daher musste auf mehrere, teils ältere Kosten- und Gewichtsmodelle für Anlagen geringerer Nennleistung zurückgegriffen werden. Selbst diese, von namhaften Institutionen und Autoren entwickelten Modelle, beruhen auf theoretischen Ansätzen, die wiederum auf einer Vielzahl teils schwer nachvollziehbarer Annahmen basieren. Besonders deutlich wurde dies bei

der Skalierung von Komponentengewichten, wo sich in der Literatur unterschiedliche Methoden und Skalierungsfaktoren finden (vgl. die in dieser Arbeit definierten Optionen 1–7 im Tabellenblatt „Parameter“). Eine einheitliche, empirisch breit abgesicherte Annahme zu wählen, erwies sich daher als Herausforderung.

Diese eingeschränkte Datenlage und die Vielzahl notwendiger Annahmen verweisen auf den dritten zentralen Aspekt: die Komplexität des Forschungsvorhabens. Die Entwicklung des Modells verdeutlichte, wie vielschichtig die Forschung im Bereich Windenergie ist und wie viele unterschiedliche Einflussfaktoren, von der Turbinenkonstruktion über Logistik bis hin zur Standortplanung, berücksichtigt werden können. Die Abgrenzung, welche Faktoren für diese Arbeit von zentraler Relevanz sind und welche vereinfacht oder vernachlässigt werden können, stellte eine besondere Herausforderung dar. Aufgrund des vorgegebenen Umfangs mussten viele Einflussgrößen, die prinzipiell eine detailliertere Analyse erfordern würden, auf eine Ebene reduziert werden, die im Rahmen eines kompakten Modells dennoch eine erste grobe Einschätzung zentraler Kennzahlen wie AEP oder CapEx ermöglicht. Dass dabei einzelne Annahmen oder Berechnungsschritte unvollständig bleiben, kann nicht ausgeschlossen werden – ein Umstand, der allerdings auch für andere Forschungsarbeiten in diesem Bereich gilt.

Im Folgenden werden daher die im Ergebnisteil erkennbaren Auffälligkeiten und die ihnen zugrunde liegenden Annahmen präzise analysiert, um daraus wertvolle Hinweise für zukünftige Untersuchungen und Weiterentwicklungen ableiten zu können.

Skalierungsansätze und Auswirkungen auf Komponentengewichte

Da es, wie im Vorfeld beschrieben, sehr schwierig ist, die vollständige Gewichtsstruktur einer Einzelrotoranlage im zweistelligen Megawattbereich zu erfassen, konnte keine reale Referenz-turbine herangezogen werden, um einen umfassenden Plausibilitätscheck aller Komponentengewichte der berechneten Einzelrotoranlage durchzuführen. Dies erschwert die Validierung der hier vorgenommenen Skalierung von kleineren auf größere Anlagengrößen erheblich. Dennoch ermöglichen zentrale Hauptkomponenten, insbesondere die Rotorblätter, einen Abgleich des Square-Cube-Law-Ansatzes, da hierfür Referenzwerte beispielsweise aus dem INNWIND-Bericht D1.25 vorliegen [82]. Vergleicht man die in diesem Modell berechneten Blattgewichte der Einzelrotoranlage (Summe der drei Blätter ca. 366 t) mit den im INNWIND-Projekt angegebenen 359,5 t, zeigt sich eine sehr hohe Übereinstimmung. Auch das Gesamtgewicht der Rotor-Gondel-Baugruppe (1813 t im Modell vs. 1730 t in INNWIND) liegt in einer vergleichbaren Größenordnung.

Deutlichere Abweichungen zeigen sich hingegen beim Turmgewicht: Während das neue Modell inklusive Innenleben auf etwa 1227 t kommt, gibt INNWIND einen Wert von 1600–1780 t für den Turm der Einzelrotoranlage an [82]. Dabei ist zu berücksichtigen, dass auch die INNWIND-Werte nicht auf einer real existierenden 20-MW-Anlage basieren, sondern auf einer konzeptionellen Referenzturbinen, die aus der 10-MW-DTU-Referenzanlage hochskaliert wurde. Hierbei wurde ein kombiniertes Vorgehen aus klassischen Skalierungsgesetzen und komponentenspezifischen Anpassungen angewandt. So greift INNWIND zwar grundsätzlich auf das Square-Cube-Law zurück, wählt aber für einzelne Komponenten abweichende Skalierungsexponenten kleiner als 3, die in Abhängigkeit der Bauteilfunktion festgelegt werden. Für die Turmstruktur könnte dies bedeuten, dass der im hier entwickelten Modell gewählte einheitliche Faktor von 2,6 zu optimistisch angesetzt war, wodurch die berechneten Turmgewichte niedriger ausfallen als bei einem höheren, komponentenspezifischen Exponenten, wie er im INNWIND-Modell verwendet worden sein dürfte.

Während das Hochskalieren mit einem Exponenten von 2,6 im Abgleich mit den INNWIND-Referenzwerten zu plausiblen Resultaten führt, die miteinander übereinstimmen, zeigt sich beim Runterskalieren ein differenzierteres Bild. Für die im MRS22 Multirotor eingesetzten 909 kW-RNA's berechnet das Modell ein Rotorgewicht von etwa 9,1 t sowie eine Nacelle von rund 15 t. Vergleicht man diese Werte mit einer älteren Windkraftanlage vom Typ AN Bonus 1000-54 (1 MW) [83], die einen Rotor inkl. Nabe von 25 t und eine Nacelle von 40 t aufweist, ergibt sich scheinbar eine deutliche Unterschätzung. Dieser Unterschied erklärt sich jedoch nicht aus einer methodischen Schwäche dem Square-Cube-Law, sondern vielmehr aus dem unterschiedlichen Technologiestand: Die hier angewendete virtuelle Referenzturbinen basiert bereits auf moderneren Werkstoffen, Konstruktionsprinzipien und Fertigungsverfahren, während kleinere Vergleichsanlagen aus den 1980er- und 1990er-Jahren stammen und keinen technologischen Fortschritt beinhalten. Entsprechend fallen die nach dem Square-Cube-Law mit Exponent drei heruntergerechneten Komponenten leichter aus. Da es nur wenige aktuelle 1-MW-Anlagen gibt, die als Vergleich herangezogen werden können, verstärkt sich dieser Effekt und erschwert die stichhaltige Plausibilisierung der Berechnungen des Tools. Die beobachtete Abweichung ist daher kein Hinweis auf ein ungeeignetes Skalierungsgesetz, sondern belegt vielmehr die Konsistenz des Ansatzes: Ein Exponent von drei spiegelt die physikalische Gesetzmäßigkeit korrekt wider, während der Gewichtsvorteil der heruntergerechneten Turbinen die technologische Weiterentwicklung gegenüber älteren Referenzanlagen widerspiegelt.

Insgesamt deutet der Plausibilitätscheck somit darauf hin, dass das Square-Cube-Law eine robuste Grundlage für das Hochskalieren darstellt und zu plausiblen Ergebnissen führt, insbesondere bei den Rotorblättern. Gleichzeitig wird sichtbar, dass eine einheitliche Anwendung desselben Exponenten auf alle Hauptkomponenten zu Verzerrungen führen kann. Während sich die mit einem Exponenten von 2,6 hochskalierten Werte für eine 20-MW-Referenzanlage gut mit den Ergebnissen des INNWIND-Projekts decken, zeigen die Berechnungen für die herunterskalierten 909-kW-Turbinen deutliche aber auch erwartete Abweichungen im Vergleich zu realen älteren Referenzanlagen wie der AN Bonus 1000-54. Dies bestätigt, dass Downscaling wesentlich schwerer zu Plausibilisieren ist, da technologische Rückschritte nicht korrekt abgebildet werden. Eine differenziertere Vorgehensweise – etwa durch die Kombination kubischer Skalierung mit festen Basiswerten für bestimmte Subsysteme – könnte die Präzision des Modells daher sowohl beim Hoch- als auch insbesondere beim Runterskalieren erhöhen und die beobachteten Abweichungen reduzieren.

Anhand der im Excel-Modell summierten relativen Abweichungen zwischen den Komponentengewichten, die einerseits mit dem Square-Cube-Law und andererseits mit dem empirischen Skalierungsgesetz ermittelt wurden, zeigt sich zudem, dass die Differenzen bei der Einzelrotoranlage und der MRS5 vergleichsweise gering sind, während sie bei den Multirotoranlagen MRS22 und MRS47 deutlich stärker ausfallen. Damit bestätigt sich die Erwartung, dass das empirische Skalierungsgesetz für das Downscaling weniger geeignet ist und hier tendenziell höhere Gewichte liefert als das Square-Cube-Law mit dem Exponenten von 3. Eine Erklärung liegt darin, dass die empirischen Formeln historisch ausschließlich aus Upscaling-Erfahrungen abgeleitet wurden und nicht für das Runterskalieren validiert sind. Hinzu kommt, dass es sich um Ansätze aus dem Jahr 2006 handelt, die technologischen Fortschritte in Materialien und Fertigung kaum berücksichtigen. Für zukünftige Arbeiten sollte daher vom Einsatz dieser veralteten empirischen Gesetze im Kontext von Multirotor-Downscaling abgesehen werden. Aus Gründen der Übersichtlichkeit wurde in Kapitel 7 auf die Ergebnisbeschreibung dieser Unterschiede verzichtet. Eine tabellarische Auswertung befindet sich jedoch in der Abbildung 38 im Anhang A9.

Plausibilisierung spezifischer Kosten

Die spezifischen Kosten der einzelnen Hauptkomponenten wurden im Modell auf Basis mehrerer Literatur- und Datenquellen ermittelt und in Form eines Mittelwertes zusammengeführt. Dieses Vorgehen hatte zum Ziel, die starke Heterogenität der verfügbaren Angaben abzufedern und eine robuste Grundlage für die anschließende Kostenberechnung sowohl von Einzelrotor- als auch von Multirotoranlagen zu schaffen. Der Vergleich der Variation Koeffizienten

(Auszuwerten im Tabellenblatt Capex&Opex ab Zelle O195) zeigt, dass die Streuung bei den meisten Komponenten in einem mittleren Bereich von 20–60 % liegt, während einzelne Bauteile wie die Rotorblätter oder Blattlager sehr geringe Abweichungen aufweisen. Dies deutet darauf hin, dass der gewählte Ansatz im Gesamtkontext zu belastbaren Ergebnissen führt, auch wenn einzelne Ausreißer, wie zum Beispiel die spezifischen Kosten für „Hydraulics and Cooling“, Unsicherheiten sichtbar machen.

Für die Berechnung der LCoE erwies sich der Mittelwertansatz dennoch als sinnvoll, da die Aggregation über mehrere Quellen eine gewisse Glättung von Ausreißern bewirkt. Gleichzeitig wird aber auch deutlich, dass die zugrunde gelegten Daten nicht in allen Fällen konsistent sind: Während manche Quellen explizit auf Herstellungskosten abstellen, beinhalten andere zusätzlich kalkulatorische Aufschläge. In der Literatur findet sich dabei teils ein pauschaler Zuschlag von bis zu 50 % auf die berechneten Herstellungskosten, um einen Verkaufspreis oder „Overhead-Kostenblock“ zu simulieren [4]. Diese Intransparenz um welche Art von Kosten es sich in den verschiedenen Berichten handelt, erschwert die konsistente Wahl von spezifischen Kosten und anschließende Berechnung. Der in diesem Modell gewählte Zuschlag von 25 % auf die Turbinenkosten als Overhead-Anteil scheint aber im Hinblick auf die Validierung mit externen CapEx-Referenzen aus Kapitel 7.3 als brauchbar zu erweisen.

Für künftige Arbeiten erscheint es trotzdem notwendig, eine größere Konsistenz in der Datengrundlage herzustellen und insbesondere klar zwischen Herstellkosten und Marktpreisen zu unterscheiden. Dies würde die Vergleichbarkeit erhöhen und die Aussagekraft der modellierten LCoE weiter stärken.

OpEx-Annahmen

Die in Kapitel 7 dargestellten Ergebnisse machen deutlich, dass die im Modell angenommenen Betriebskosten sowohl für die Multirotoranlagen als auch für die Einzelrotorkonzepte im Vergleich zu Referenzstudien etwas höher ausfallen aber sich kaum zwischen den verschiedenen Anlagendesign unterscheiden. Ursache hierfür ist vor allem die Methodik: Während die Wahl für die fixen und variablen Betriebskosten auf Basis der Fraunhofer-ISE Datengrundlage auf Einzelrotoren beruht, ist die einfache Übertragung dieser Werte auf die Multirotorkonfigurationen mit großer Wahrscheinlichkeit unzutreffend. Wie bereits aus den Experteninterviews und den zentralen Forschungsgebieten zu Multirotoren deutlich wurde, muss grundsätzlich davon ausgegangen werden, dass sich die OpEx von Multirotoren, zu denen der Einzelrotoren unterscheiden [36]. Somit fällt auch die endgültige Validierung dieser Annahmen und die Einordnung der Ergebnisse schwer. Hierfür hilfreiche aktuelle Daten aus dem DfM-Projekt, die ursprünglich

als Referenz vorgesehen waren, konnten zum Zeitpunkt der Arbeit nicht zur Verfügung gestellt werden, gelten aber als besonders wichtig.

Grundsätzlich zeigt sich dennoch wie sensitiv die LCoE-Berechnungen gegenüber den Betriebskosten sind und welche zentrale Bedeutung die OpEx für die endgültige Bestimmung der Wirtschaftlichkeit besitzen. Obwohl Betriebskosten einen wesentlichen Anteil an den Gesamtkosten ausmachen, lag der Fokus dieser Arbeit nicht auf deren detaillierter Modellierung, sondern auf der Entwicklung und Anwendung des Skalierungs- und Berechnungsmodells.

Für künftige Arbeiten erscheint es daher sinnvoll, auf die publizierten Ergebnisse des DfM-Projekts zurückzugreifen oder alternativ auf den im INNWIND-Modell [26] vorgeschlagenen spezifischen Kostensatz von 24,45 €/MWh (zu erkennen in Abbildung 37 im Anhang A8) für Multitrotoren zurückzugreifen, der gegebenenfalls inflationsbereinigt angepasst werden könnte. Eine solche Anpassung würde die Vergleichbarkeit erhöhen und zu realistischeren LCoE-Werten beitragen.

Balance-of-Plant-Kosten (BoP)

Ein wesentlicher Unterschied zu bestehenden Referenzmodellen zeigt sich bei den Balance-of-Plant-Kosten. Während im INNWIND-Modell BoP-Anteile von rund 50–55 % der Gesamtinvestitionen ausgewiesen werden, liegt dieser Wert im vorliegenden Modell je nach Konfiguration zwischen 55 und 63 %. Verglichen mit dem alten Excel-Tool ergeben sich damit umgerechnet rund 160 % höhere Werte. Die Ursache liegt vor allem in der breiteren Abgrenzung und in der Tiefe der berücksichtigten Kostenpositionen sowie in den allgemein gestiegenen Kosten für BoP-Komponenten.

Ein Beispiel für die Komplexität dieser Abgrenzung liefern die Rückbaukosten des Windparks nach Ende der Lebensdauer. In einer ersten Modellversion wurden diese mit einbezogen und beliefen sich allein auf etwa eine halbe Milliarde Euro – knapp ein Viertel der gesamten BoP-Kosten. Für die vorliegende Arbeit wurde auf Basis der Fraunhofer-ISE-Systematik bewusst darauf verzichtet, Decommissioning in die LCoE-Berechnung einzubeziehen. Gleichwohl verdeutlicht dieses Beispiel, wie umfangreich und kostenintensiv BoP-Positionen ausfallen können und wie schwierig es ist, eine einheitliche Abgrenzung zu treffen.

Das Ziel der erweiterten Kostenaufstellung gegenüber dem alten LCoE-Tool bestand darin, eine möglichst realitätsnahe Annäherung an die tatsächlichen Investitionskosten zu erreichen. Grundlage hierfür bildete der im *Crown Estate Guide to an Offshore Wind Farm* [61] dargestellte Kostenkatalog, der eine belastbare Basis für die LCoE-Berechnung liefert. Das Modell folgt damit

bewusst einem konservativen Ansatz, der die Komplexität und Breite der Investitionen in Offshore-Windparks abbildet – auch wenn dies im Vergleich zu etablierten Referenzstudien zu höheren BoP-Anteilen führt.

Für zukünftige Arbeiten erscheint es sinnvoll, die BoP-Kosten differenzierter zu modellieren und in Szenarien aufzuteilen. Ein konservatives Szenario könnte beispielsweise Rückbaukosten und umfassende Substitutionskosten einschließen, während ein minimalistisches Szenario näher an den reduzierten Annahmen etablierter Referenzmodelle liegen würde. Eine solche Bandbreitenanalyse würde die Sensitivität der LCoE-Ergebnisse besser verdeutlichen und erlauben, Unsicherheiten transparenter zu kommunizieren. Darüber hinaus sollten künftig verstärkt aktuelle Projektdaten oder kommerzielle Datenbanken genutzt werden, um die Relevanz und Aktualität der Kostenannahmen abzusichern.

8.3 Bedeutung der Ergebnisse für die Forschung und Praxis

Die Ergebnisse dieser Arbeit liefern einen wichtigen Beitrag zur Bewertung des Multirotorkonzepts im Vergleich zu konventionellen Einzelrotoranlagen und zeigen sowohl für die wissenschaftliche Forschung als auch für die industrielle Praxis relevante Implikationen auf. Besonders deutlich wird, dass Kostenvorteile nicht automatisch mit dem Einsatz mehrerer Rotoren verbunden sind. Während die Fünfrotor-Variante höhere LCoE als die Einzelrotoranlage aufweist, erreichen die 22- und insbesondere die 47-Rotor-Konfigurationen niedrigere Werte. Damit verdeutlichen die Modellresultate, dass sich Effizienzgewinne erst bei entsprechend großen Multirotor-Designs entfalten und Konzepte mit wenigen Rotoren für das hier gewählte Design wirtschaftlich nicht konkurrenzfähig sind.

Im Vergleich mit dem INNWIND-Projekt bestätigt sich, dass Multirotoren grundsätzlich niedrigere Stromgestehungskosten erzielen können. Der Vorteil fällt im hier entwickelten Modell jedoch etwas geringer aus und geht mit insgesamt höheren Investitionskosten einher. Auffällig ist dabei die veränderte Kostenstruktur: Bei Multirotorvarianten verschieben sich die Investitionen deutlich in Richtung Balance-of-Plant, während die Turbinenkosten vergleichsweise gering bleiben. Gleichzeitig liegt der Energieertrag in allen Multirotorvarianten über dem Einzelrotor, während diese Arbeit nicht hinreichend untersuchen konnte, mit welchem Unterschied in den Betriebskosten der unterschiedlichen Designs zu rechnen ist. Damit wird sichtbar, dass Wettbewerbsvorteile weniger aus massiv höheren Erträgen, sondern vor allem aus strukturellen Kosteneffekten resultieren. Zugleich zeigt die Arbeit, dass Multirotoren nicht als sichere Kostensenkungstechnologie verstanden werden dürfen. Die Ergebnisse reagieren hochsensitiv auf die

Höhe der Betriebskosten sowie auf die Definition und Abgrenzung der BoP-Positionen. Abweichungen in der Methodik – etwa durch die Einbeziehung zusätzlicher Kostenblöcke oder das Weglassen von Zuschlägen wie Decommissioning – können die Stromgestehungskosten deutlich verändern und schränken die Vergleichbarkeit zwischen Studien ein. Für die Praxis der Projektplanung ergibt sich daraus die Notwendigkeit, mit Sensitivitätsanalysen zu arbeiten und unterschiedliche Annahmeszenarien systematisch zu berücksichtigen, um belastbare Bandbreiten an Ergebnissen zu erhalten.

Ein weiterer zentraler Befund betrifft die Frage der Skalierungsgesetze. Die Ergebnisse zeigen, dass das Square-Cube-Law für das Hochskalieren plausibel und robust ist, während das Runter skalieren deutlich fehleranfälliger bleibt und systematische Abweichungen erzeugt. Damit wird klar, dass die Wahl des Skalierungsexponenten und die Entscheidung, ob empirische oder theoretische Ansätze herangezogen werden, einen erheblichen Einfluss auf die Modellvalidität hat. Für die Forschung bedeutet dies, dass Up und Downscaling methodisch klar voneinander unterschieden und mit komponentenspezifischen Exponenten weiter untersucht werden sollten. Nur so kann sichergestellt werden, dass virtuelle Referenzturbinen als belastbare Grundlage für technoökonomische Analysen dienen. Besser wäre jedoch eine von Grund auf neu konstruierte virtuelle Rotor-Gondel-Baugruppe für den Multirotor, um sich langfristig nicht mehr auf die Daten von Einzelrotoranlagen verlassen zu müssen.

Schließlich unterstreichen die Aussagen aus den Experteninterviews mit Experten aus dem Hause eines etablierten Windenergieanlagen-Herstellers, dass die technologische und wirtschaftliche Realisierbarkeit von Multirotoren in der Industrie weiterhin skeptisch gesehen wird. Zwar werden die konzeptionellen Vorteile anerkannt, insbesondere in Bezug auf Transport, Montage und mögliche Redundanzvorteile, doch bestehen erhebliche Zweifel an der praktischen Umsetzbarkeit im großen Maßstab. Hieraus ergibt sich eine klare Implikation für die Forschung: Zukünftige Arbeiten sollten nicht nur die technoökonomische Modellierung vertiefen, sondern auch verstärkt technologische Reifegrade, Zuverlässigkeit, Betriebsstrategien und Marktdynamiken einbeziehen, um eine ganzheitliche Bewertung der Multirotortechnologie vornehmen zu können.

Insgesamt zeigt sich, dass die vorliegenden Ergebnisse zwar eine realistischere und differenziertere Grundlage für die Diskussion um Multirotoren liefern, jedoch zugleich verdeutlichen, dass erheblicher Forschungsbedarf bleibt sowohl hinsichtlich der methodischen Modellierung von Kosten und Gewichten als auch in Bezug auf die technische Umsetzung und industrielle Akzeptanz.

9 Fazit und Ausblick

9.1 Zusammenfassung der wichtigsten Erkenntnisse

Die vorliegende Arbeit beschäftigte sich mit der Frage, ob und in welchem Maße Multirotor-Windenergieanlagen als Alternative zu konventionellen Einzelrotorkonzepten zur Senkung der Stromgestehungskosten (LCoE) beitragen können. Ausgangspunkt war die Entwicklung eines Excel-basierten Simulations- und Berechnungstools, das sowohl Kosten- als auch Ertragsaspekte von Multirotoren erfasst und damit eine strukturierte Bewertung ihrer Wirtschaftlichkeit ermöglicht.

Zur Entwicklung des Modells wurde eine Design-Research-Methodology (DRM) gewählt, die schrittweise eine Problemdefinition, die Modellkonzeption sowie die iterative Validierung einschloss. Zentrale Bausteine waren die Auswahl geeigneter Referenzturbinen, die Übertragung und Anpassung von Skalierungsgesetzen auf das Multirotorkonzept sowie die Integration bestehender Kostenmodelle, insbesondere der NREL-Ansätze. Ergänzt wurde das Tool durch eine Ertragsberechnung auf Basis technischer Leistungsdaten und dem für Multirotoren typischen Blockage-Effekt.

Das Modell wurde anschließend auf eine 20-MW-Einzelrotoranlage und drei 20-MW-Multirotoranlagen mit fünf, 22 und 47 Einzelrotoren angewendet und die Ergebnisse mit Literaturwerten sowie insbesondere mit den Resultaten des INNWIND.EU-Projekts verglichen. Die Analyse ergab, dass die berechneten LCoE des MRS47 mit 0,0707 €/kWh im Base-Case leicht unter den im INNWIND-Modell ausgewiesenen Werten (0,0802 €/kWh) liegen. Während das neue Tool zu höheren CapEx (+22 %) und etwas höheren OpEx (+4 %) gelangt, weist es gleichzeitig einen um rund 11 % größeren Energieertrag aus. Auffällig ist die unterschiedliche Kostenstruktur: Im Vergleich zu INNWIND beträgt der Anteil der Balance-of-Plant-Kosten fast 63 % (gegenüber 55,5 %), was vor allem auf Unterschiede bei den Annahmen für die zu wählende Bestandteile der BoP zurückzuführen ist.

Zwischen den drei Multirotorvarianten zeichnet sich zudem ein leichter Trend ab, dass eine steigende Anzahl an Rotoreinheiten zu geringeren LCoE führen kann. Während die fünfrotorige Variante im Modell sogar höhere LCoE als die konventionelle Einzelrotoranlage aufweist, verbessern sich die Ergebnisse mit zunehmender Rotoranzahl, sodass der 47-Rotoren-Entwurf die insgesamt niedrigsten LCoE der Multirotoren erreicht. Diese Entwicklung deutet darauf hin, dass potenzielle Skaleneffekte erst bei größeren Systemkonfigurationen zum Tragen kommen.

Darüber hinaus zeigt die Analyse der Einzelrotoranlage, dass das Modell imstande ist, realistische und nachvollziehbare Ergebnisse zu liefern. Die berechneten LCoE des Referenz-Einzelrotors liegen im Bereich anderer wissenschaftlicher Studien und Modellansätze, sodass eine valide Einordnung im Forschungskontext möglich ist. Damit konnte das entwickelte Tool nicht nur für die Bewertung des Multirotorkonzepts eingesetzt werden, sondern zugleich als Referenzmodell dienen, das Vergleiche zu etablierten Technologien zulässt.

Die Sensitivitätsanalysen zeigten zudem, dass einzelne Parameter wie etwa der Kapitalkostensatz und die Betriebskosten einen erheblichen Einfluss auf die LCoE haben. Damit bestätigt sich die hohe Abhängigkeit von Datenqualität und Modellannahmen, was die Aussagekraft der Ergebnisse limitiert. Dennoch konnte die Untersuchung verdeutlichen, dass Multirotoranlagen in bestimmten Szenarien einen potenziellen Beitrag zur Diversifizierung von Windenergiekonzepten leisten können, wenngleich sie gegenüber etablierten Großturbinen mit erheblichen Unsicherheiten und logistischen Herausforderungen verbunden sind.

Die durchgeführten Experteninterviews lieferten wichtige Ergänzungen und halfen, die Modellannahmen kritisch einzuordnen. Besonders hervorgehoben wurden die potenziellen Vorteile modularer Konzepte bei Transport und Fertigung, aber auch die deutlichen Risiken im Bereich Betrieb, Wartung und Marktakzeptanz. Die Experten betonten zudem, dass neben dem LCoE weitere Faktoren wie Standardisierung und Zuverlässigkeit für die Bewertung neuer Technologien ausschlaggebend sind, was sich ebenfalls mit den Erkenntnissen der Literatur deckt.

Zusammenfassend konnte die Arbeit zeigen, dass die ökonomische Bewertung von Multirotor-Windenergieanlagen technisch möglich und methodisch anschlussfähig an bestehende Literaturmodelle ist, die Ergebnisse jedoch mit Vorsicht zu interpretieren sind. Sie leisten einen Beitrag zur Diskussion über alternative Turbinenkonzepte und verdeutlichen zugleich, dass weitere Forschung, insbesondere zu Betriebskosten-Strukturen und praktischer Umsetzbarkeit, erforderlich ist.

9.2 Empfehlung für zukünftige Arbeiten

Auf Basis der vorliegenden Ergebnisse ergeben sich mehrere Ansatzpunkte für weiterführende Forschung und die Weiterentwicklung des erstellten Tools. Ein zentraler Aspekt betrifft die Validierung und Präzisierung der Modellannahmen, insbesondere im Bereich der Balance-of-Plant-Kosten und der Betriebskosten. Hier bestehen Abweichungen zu etablierten Referenzmodellen wie INNWIND oder NREL, die sowohl durch unterschiedliche Datengrundlagen als auch durch

vereinfachende Modellannahmen bedingt sein können. Um diese Diskrepanz zu verringern, sollte die Kostenstruktur künftig stärker empirisch untermauert werden, etwa durch eine differenzierte Analyse der technischen und wetterbedingten Verfügbarkeiten, die als zentraler Treiber für OpEx und LCoE wirken. Zudem empfiehlt es sich, die Ergebnisse des DfM-Projekts systematisch einzubeziehen, da diese eine detaillierte Aufschlüsselung von Wartungsstrategien, Instandhaltungsaufwänden und betrieblichen Kosten bereitstellen. Auf diese Weise könnten sowohl die OpEx realitätsnäher abgebildet als auch die modellierten Verfügbarkeiten präziser und konsistenter kalibriert werden.

Ein weiterer Forschungsbedarf ergibt sich aus den beobachteten Unterschieden zwischen den untersuchten Multirotor-Varianten. Während größere Konfigurationen mit 22 oder 47 Rotoren tendenziell Kostenvorteile erzielen, weist die fünfrotrige Anlage sogar höhere LCoE auf als der Einzelrotor. Dieses Ergebnis deutet darauf hin, dass Skaleneffekte im Multirotorkonzept erst ab einer bestimmten Größenordnung wirksam werden. Künftige Arbeiten sollten daher systematisch untersuchen, ob ein Schwellenwert existiert, ab dem die Vorteile von Multirotoren überwiegen. Darüber hinaus wäre es sinnvoll, den Energieertrag durch die Einbindung eines Abschattungsmodells in Kombination mit realistischen Windparklayouts noch genauer zu erfassen. Auf diese Weise könnten Wake-Losses und nachlaufbedingte Effekte berücksichtigt und die AEP-Prognosen vor dem Hintergrund der Standortbedingungen verlässlicher bewertet werden.

Schließlich eröffnet sich ein weiterführendes Forschungspotenzial in der Kombination des entwickelten Tools mit alternativen Bewertungsmetriken wie dem Value-Adjusted Levelized Cost of Energy (VALCOE). Da dieser Ansatz nicht nur die Kosten, sondern auch den Systemnutzen der Stromerzeugung berücksichtigt, könnte er insbesondere im Vergleich von Einzel- und Multirotorkonzepten ein differenzierteres Bild liefern. Auch die Erweiterung des Modells um zeitvariable Einspeiseprofile oder um netztechnische Aspekte wie Systemintegration und Beitrag zur Netzstabilität wäre ein vielversprechender Schritt.

Zusammenfassend sollten zukünftige Arbeiten sowohl auf eine stärkere empirische Fundierung der Kosten- und Gewichtskomponenten als auch auf eine erweiterte Abbildung technischer und systemischer Einflussgrößen abzielen. Nur so lässt sich das Potenzial des Multirotorkonzepts im Vergleich zu konventionellen Einzelrotoranlagen umfassend und realitätsnah bewerten.

Literaturverzeichnis

- [1] F. Zhao, B. Backwell, und E. Clarke, „GWEC Global Wind Report 2025“, Global Wind Energy Council, Apr. 2025.
- [2] M. Jafari, M. Korpås, und A. Botterud, „Power system decarbonization: Impacts of energy storage duration and interannual renewables variability“, *Renewable Energy*, Bd. 156, S. 1171–1185, Aug. 2020, doi: 10.1016/j.renene.2020.04.144.
- [3] R. Guchhait und B. Sarkar, „Increasing Growth of Renewable Energy: A State of Art“, *Energies*, Bd. 16, Nr. 6, S. 2665, März 2023, doi: 10.3390/en16062665.
- [4] E. Hau, *Windkraftanlagen: Grundlagen. Technik. Einsatz. Wirtschaftlichkeit*, 6. Aufl. 2016. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2017. doi: 10.1007/978-3-662-53154-9.
- [5] J. Lee und F. Zhao, „GWEC Global Wind Report 2024“, Global Wind Energy Council, Apr. 2024.
- [6] G. Costanzo, G. Brindley, und P. Tardieu, „Wind Energy in Europe - 2024 Statistics and the outlook for 2025-2030“, Wind Europe, 2024.
- [7] International Energy Agency, „Projected Costs of Generating Electricity 2020“. International Energy Agency, Paris, 2020. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.iea.org/reports/projected-costs-of-generating-electricity-2020>
- [8] A. Arabgolarcheh, D. Micallef, und F. De Vanna, „Offshore multi-rotor wind turbines: Tandem turbine interactions“, *Energy*, Bd. 334, S. 137536, Okt. 2025, doi: 10.1016/j.energy.2025.137536.
- [9] J. Williamson, K. Connolly, und G. Allan, „Multi-Rotor Systems: Can They Increase Economy-Wide Benefits Compared to Traditional Designs?“, *Wind Energy*, Bd. 28, Nr. 8, S. e70045, Aug. 2025, doi: 10.1002/we.70045.
- [10] R. Wiser, Z. Yang, und M. Hand, „Wind Energy. In IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation“, Cambridge University Press, United Kingdom and New York, NY, USA, 2011.
- [11] Y. N. Bui, *How to write a master's thesis*, Third edition. Los Angeles London New Delhi: SAGE, 2020.
- [12] J. F. Manwell, J. G. McGowan, und A. L. Rogers, *Wind energy explained: theory, design and application*, 2nd ed. Chichester, U.K: Wiley, 2009.
- [13] A. Schaffarczyk, Hrsg., *Einführung in die Windenergietechnik*, 3., Überarbeitete Auflage. in Hanser eLibrary. München: Hanser, 2022. doi: 10.3139/9783446473225.
- [14] R. Gasch u. a., *Windkraftanlagen*. Wiesbaden: Vieweg+Teubner Verlag, 2005. doi: 10.1007/978-3-322-99446-2.
- [15] T. J. Stehly u. a., „IEA Wind TCP Task 26: Offshore Wind Energy International Comparative Analysis“, NREL/TP-6A20-71558, 1483473, Nov. 2018. doi: 10.2172/1483473.
- [16] BMWK, „Windenergie-an-Land-Strategie“, Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, Berlin, Mai 2023. Zugegriffen: 22. Mai 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/windenergie-an-land-strategie.pdf?__blob=publicationFile&v=11
- [17] R. Williams und Z. Feng, „Global Offshore Wind Report 2023“, Global Wind Energy Council, Aug. 2023.
- [18] GWEC, „Wind turbine suppliers deliver new record Volume Despite macroeconomic and policy challenges“, Gloabl Wind Energy Council, Mai 2025. Zugegriffen: 22. Mai 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.gwec.net/gwec-news/wind-turbine-suppliers-deliver-new-record-volume-despite-difficult-year-full-of-diverse-challenges>
- [19] E. Althoff, H. Dambek, und H. Falkenberg, „Klimaneutrales Stromsystem 2035 Wie der

- deutsche Stromsektor bis zum Jahr 2035 klimaneutral werden kann“, Agora Energie-wende, 264/04-S-2022/DE, Apr. 2023.
- [20] A. Schaffarczyk, *Understanding Wind Power Technology: Theory, Deployment and Optimisation*, 1st ed. in New York Academy of Sciences Series. Newark: John Wiley & Sons, Incorporated, 2014.
- [21] P. Dalhoff und S. Störtenbecker, „Keynote: Design and Analysis of Multi-Rotor Offshore Wind Turbine Systems“, gehalten auf der APCOW, Fukuo, Japan, Nov. 2024.
- [22] H. Canet, P. Bortolotti, und C. L. Bottasso, „On the scaling of wind turbine rotors“, *Wind Energ. Sci.*, Bd. 6, Nr. 3, S. 601–626, Mai 2021, doi: 10.5194/wes-6-601-2021.
- [23] D. Griffin, „WindPACT Turbine Design Scaling Studies Technical Area 1 – Composite Blades for 80- to 120-Meter Rotor“, National Renewable Energy Laboratory, Washington, 2001.
- [24] J. Cotrell, T. Stehly, und J. Johnson, „Analysis of Transportation and Logistics Challenges Affecting the Deployment of Larger Wind Turbines: Summary of Results“, National Renewable Energy Laboratory, NREL/TP-5000-61063, 2024.
- [25] M. Hu, J. Shi, S. Yang, M. Chen, Y. Tang, und S. Liu, „Current Status and Future Trends in Installation, Operation and Maintenance of Offshore Floating Wind Turbines“, *JMSE*, Bd. 12, Nr. 12, S. 2155, Nov. 2024, doi: 10.3390/jmse12122155.
- [26] P. Jamieson, M. Branney, K. Hart, S. Voutsinas, P. Chasapoianis, und J. Prospathopoulos, „Innovative Turbine Concepts - Multi-Rotor System; Deliverable 1.33“, Aug. 2015.
- [27] S. Störtenbecker, R. Anselm, und P. Dalhoff, „Simplified approach for the optimal number of rotors and support structure design of a multi rotor wind turbine system“, *J. Phys.: Conf. Ser.*, Bd. 1618, Nr. 3, S. 032009, Sep. 2020, doi: 10.1088/1742-6596/1618/3/032009.
- [28] „A/V-Verhältnis“, A/V-Verhältnis / Oberflächen-zu-Volumen-Verhältnis. Zugegriffen: 17. September 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://de.wikipedia.org/wiki/A/V-Verhältnis>
- [29] P. Jamieson und M. Branney, „Multi-Rotors; A Solution to 20 MW and Beyond?“, *Energy Procedia*, Bd. 24, S. 52–59, 2012, doi: 10.1016/j.egypro.2012.06.086.
- [30] U. Goeltenbott, „Aerodynamics of Multi-Rotor Wind Turbine Systems using Diffuser-Augmentation“, 24. März 2017, *Kyushu University*. doi: 10.15017/1807035.
- [31] P. Jamieson u. a., „Development of a multi rotor floating offshore system based on vertical axis wind turbines“, *J. Phys.: Conf. Ser.*, Bd. 2257, Nr. 1, S. 012002, Apr. 2022, doi: 10.1088/1742-6596/2257/1/012002.
- [32] S. Kale, „A review of multi-rotor wind turbine systems“, *Journal of Sustainable Manufacturing and Renewable Energy*, Bd. 2, S. 1, Jan. 2013.
- [33] P. Jamieson, *Innovation in wind turbine design*, 1st ed. Chichester, West Sussex ; Hoboken, N.J.: Wiley, 2011.
- [34] A. Sheik Hassan, N. Chandarana, R. Groh, und T. Macquart, „Multi-rotor wind turbines: A review of modern research efforts and challenges“, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Bd. 226, S. 116252, Jan. 2026, doi: 10.1016/j.rser.2025.116252.
- [35] P. Liu und C. Y. Barlow, „Wind turbine blade waste in 2050“, *Waste Management*, Bd. 62, S. 229–240, Apr. 2017, doi: 10.1016/j.wasman.2017.02.007.
- [36] J. McMorland, A. Khisraw, P. Dalhoff, S. Störtenbecker, und P. Jamieson, „Multi Rotor Wind Turbine Systems: An Exploration of Failure Rates and Failure Classification“, *J. Phys.: Conf. Ser.*, Bd. 2626, Nr. 1, S. 012027, Okt. 2023, doi: 10.1088/1742-6596/2626/1/012027.
- [37] J. McMorland u. a., „A review of operations and maintenance modelling with considerations for novel wind turbine concepts“, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Bd. 165, S. 112581, Sep. 2022, doi: 10.1016/j.rser.2022.112581.

- [38] P. Verma, „Multi Rotor Wind Turbine Design And Cost Scaling“, *University of Massachusetts Amherst*, 2013, doi: 10.7275/4460782.
- [39] D. Gonzalez-Delgado, P. Jaen-Sola, und E. Oterkus, „A New Zero Waste Design for a Manufacturing Approach for Direct-Drive Wind Turbine Electrical Generator Structural Components“, *Machines*, Bd. 12, Nr. 9, S. 643, Sep. 2024, doi: 10.3390/machines12090643.
- [40] C. I. Morăraș, V. Goanță, B. Istrate, C. Munteanu, und G. S. Dobrescu, „Structural Testing by Torsion of Scalable Wind Turbine Blades“, *Polymers*, Bd. 14, Nr. 19, S. 3937, Sep. 2022, doi: 10.3390/polym14193937.
- [41] L. Fingersh, M. Hand, und A. Laxson, „Wind Turbine Design Cost and Scaling Model“, NREL/TP-500-40566, Dez. 2006. doi: 10.2172/897434.
- [42] P. Jamieson, *Innovation in wind turbine design*, 2nd ed. Hoboken: Wiley, 2018.
- [43] E. Branlard und A. R. Meyer Forsting, „Assessing the blockage effect of wind turbines and wind farms using an analytical vortex model“, *Wind Energy*, Bd. 23, Nr. 11, S. 2068–2086, Nov. 2020, doi: 10.1002/we.2546.
- [44] P. Chasapogiannis, J. M. Prospathopoulos, S. G. Voutsinas, und T. K. Chaviaropoulos, „Analysis of the aerodynamic performance of the multi-rotor concept“, *J. Phys.: Conf. Ser.*, Bd. 524, S. 012084, Juni 2014, doi: 10.1088/1742-6596/524/1/012084.
- [45] M. Bastankhah und M. Abkar, „Multi-rotor wind turbine wakes“, *Physics of Fluids*, Bd. 31, S. 085106, Aug. 2019, doi: 10.1063/1.5097285.
- [46] D. C. Kost, P. Müller, J. S. Schweiger, V. Fluri, und J. Thomsen, „Studie: Stromgestehungskosten erneuerbare Energien“, *Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE*, Juli 2024.
- [47] F. Ueckerdt, L. Hirth, G. Luderer, und O. Edenhofer, „System LCOE: What are the costs of variable renewables?“, *Energy*, Bd. 63, S. 61–75, Dez. 2013, doi: 10.1016/j.energy.2013.10.072.
- [48] M. Junginger, P. Lako, S. Lensink, W. van Sark, und M. Weiss, „Technological learning in the energy sector“, Utrecht, 500102017: NWS-E-2008–14, Apr. 2006.
- [49] P. Beiter, W. Musial, und A. Smith, „A Spatial-Economic Cost-Reduction Pathway Analysis for U.S. Offshore Wind Energy Development from 2015–2030“, National Renewable Energy Laboratory, 15013 Denver West Parkway Golden, CO 80401, NREL/TP-6A20-66579, 2016.
- [50] S. Samadi, „The experience curve theory and its application in the field of electricity generation technologies – A literature review“, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Bd. 82, S. 2346–2364, Feb. 2018, doi: 10.1016/j.rser.2017.08.077.
- [51] M. de Vries, B. Albers, und B. van Dongen, „Standard beats size in Europe’s offshore wind / Timely and affordable rollout contingent on turbine standardization“, *Roland Berger BV*, Bd. 12.2024-v1.3, Nov. 2024.
- [52] K. K. Humphreys, *Project and cost engineers’ handbook*, Fourth edition. in Cost engineering, no. 31. Boca Raton London New York: CRC Press, 2005.
- [53] Y. V. Topuz, H. Yazdifar, und S. Sahadev, „The relation between the producer and consumer price indices: a two-country study“, *J Revenue Pricing Manag*, Bd. 17, Nr. 3, S. 122–130, Juni 2018, doi: 10.1057/s41272-017-0125-x.
- [54] D. Gielen, F. Boshell, und R. Gorini, „Renewable Power Generation Costs in 2019“, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2020. [Online]. Verfügbar unter: ISBN 978-92-9260-244-4
- [55] P. Dalhoff, V. Schorbach, R. Anselm, F. Anstock, M. Schütt, und S. Störtenbecker, „I4_X-Rotor: Teilprojekt: X-Multirotor“, Competence Center für Erneuerbare Energien und Energieeffizienz, 2022. Zugriffen: 7. Juli 2025. [Online]. Verfügbar unter:

- https://www.tib.eu/de/suchen?tx_tibsearch_search%5Baction%5D=download&tx_tibsearch_search%5Bcontroller%5D=Download&tx_tibsearch_search%5Bdocid%5D=TIB-KAT%3A1880834839&cHash=24178a8eeff2e6e7b34f98a7f94c2ec#download-mark
- [56] G. Sieros, P. Chaviaropoulos, J. D. Sørensen, B. H. Bulder, und P. Jamieson, „Upscaling wind turbines: theoretical and practical aspects and their impact on the cost of energy“, *Wind Energy*, Bd. 15, Nr. 1, S. 3–17, Jan. 2012, doi: 10.1002/we.527.
 - [57] N. Johnson u. a., „Investigation of Innovative Rotor Concepts for the Big Adaptive Rotor Project“, NREL/TP--5000-73605, 1563139, Sep. 2019. doi: 10.2172/1563139.
 - [58] G. A. Speakman, M. Abkar, L. A. Martínez-Tossas, und M. Bastankhah, „Wake steering of multirotor wind turbines“, *Wind Energy*, Bd. 24, Nr. 11, S. 1294–1314, Nov. 2021, doi: 10.1002/we.2633.
 - [59] S. Störtenbecker, P. Dalhoff, M. Tamang, und R. Anselm, „Simplified support structure design for multi-rotor wind turbine systems“, *Wind Energ. Sci.*, Bd. 5, Nr. 3, S. 1121–1128, Aug. 2020, doi: 10.5194/wes-5-1121-2020.
 - [60] N. S. Sandhu und S. Chanana, „Performance and Economic Analysis of Multi-Rotor Wind Turbine“, *emitter*, Bd. 6, Nr. 2, S. 289–316, Dez. 2018, doi: 10.24003/emitter.v6i2.298.
 - [61] B. Valpy, „Guide to an offshore wind farm“, Nr. The Crown Estate, Jan. 2019.
 - [62] T. Chaviaropoulos, „INNWind.EU Cost Model Excel Tool Deliverable D1.21“, 2016. Zugegriffen: 4. Mai 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.innwind.eu/-/media/sites/innwind/publications/wp1/costs-models-v1-02-1-mar-2016-10mw-rwt.xls>
 - [63] E. Hau, *Wind turbines: fundamentals, technologies, application, economics*, 3d, translated edition Aufl. Heidelberg New York: Springer, 2013.
 - [64] M. Meißner, „Offshore wind turbine cost structure analysis“, *High Technology Letters*, Bd. 26, Okt. 2020, doi: 10.37896/HTL26.10/1903.
 - [65] P. Bortolotti, A. Kapila, und C. L. Bottasso, „Comparison between upwind and downwind designs of a 10 MW wind turbine rotor“, *Wind Energ. Sci.*, Bd. 4, Nr. 1, S. 115–125, Jan. 2019, doi: 10.5194/wes-4-115-2019.
 - [66] M. Bošnjaković, M. Katinić, R. Santa, und D. Marić, „Wind Turbine Technology Trends“, *Applied Sciences*, Bd. 12, Nr. 17, S. 8653, Aug. 2022, doi: 10.3390/app12178653.
 - [67] N. Blair, N. DiOrio, und J. Freeman, „System Advisor Model (SAM) General Description (Version 2017.9.5)“, National Renewable Energy Laboratory, Technical Report, Mai 2018. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.nrel.gov/docs/fy18osti/70414.pdf>
<https://sam.nrel.gov>
 - [68] N. DiOrio, A. Dobos, und S. Janzou, „Economic Analysis Case Studies of Battery Energy Storage with SAM“, National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO (United States), Nov. 2015. doi: 10.2172/1226239.
 - [69] K. Böttzauw, „The Danish Levelized Cost of Energy Calculator“, Danish Energy Agency, 2018. [Online]. Verfügbar unter: <https://ens.dk/media/5653/download>
 - [70] L. T. M. Blessing und A. Chakrabarti, *DRM, a design research methodology*. Dordrecht ; London: Springer, 2009.
 - [71] BVG Associates, „Unleashing Europe’s offshore wind potential - A new resource assessment“, *Wind Europe*, Juni 2017.
 - [72] L. Bloch und N. Denker, „Master Project: Cost of energy for multi-rotor wind turbine systems“, HAW-Hamburg, Hamburg, Okt. 2019.
 - [73] P. Mayring, „Qualitative Inhaltsanalyse“, in *Handbuch Qualitative Forschung in der Psychologie*, G. Mey und K. Mruck, Hrsg., Wiesbaden: VS Verlag für Sozialwissenschaften, 2010, S. 601–613. doi: 10.1007/978-3-531-92052-8_42.
 - [74] B. Vogel-Heuser, M. Ten Hompel, und T. Bauernhansl, Hrsg., *Handbuch Industrie 4.0*:

- Band 2: Automatisierung*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2024. doi: 10.1007/978-3-662-58528-3.
- [75] European Commission, Hrsg., *Eurostat-OECD methodological manual on purchasing power parities: 2012 edition*, 2012 edition. Luxembourg: Publications Office, 2012. doi: 10.2785/33942.
- [76] Huawei Technologies Co., Ltd., „Database Design Fundamentals“, in *Database Principles and Technologies – Based on Huawei GaussDB*, Singapore: Springer Nature Singapore, 2023, S. 245–285. doi: 10.1007/978-981-19-3032-4_7.
- [77] M. Warner, T. Eichelmann, R. Anselm, S. Störtenbecker, und P. Dalhoff, „Yaw control strategies for 20 MW multi-rotor systems“, *J. Phys.: Conf. Ser.*, Bd. 2626, Nr. 1, S. 012032, Okt. 2023, doi: 10.1088/1742-6596/2626/1/012032.
- [78] Crown Estate Scotland, Offshore Wind Growth Partnership, ORE Catapult, und BVG Associates, „Guide to an Offshore Wind Farm Update 2025“, The Crown Estate, Juni 2025. Zugegriffen: 11. September 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://guidetoanoffshorewindfarm.com/wp-content/uploads/2025/06/BVGA-16464-Fixed-Guide-rF.pdf>
- [79] T. J. Stehly, P. Duffy, und D. Hernando, „Cost of Wind Energy Review: 2024 Edition“, NREL: National Renewable Energy Laboratory, 2024. Zugegriffen: 12. August 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://docs.nrel.gov/docs/fy25osti/91775.pdf>
- [80] E. K. Jørgensen und F. R. Jakobsen, „Influence of Global Warming Potential taxation on Levelized Cost of Energy and Life Cycle Assessment of Off-shore Wind Farms“, DTU Wind-B-0107, Denmark, Juni 2024. Zugegriffen: 12. August 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://backend.orbit.dtu.dk/ws/portalfiles/portal/366106373/J_rgensen_Jacoksen_DTUWind-B-0107_2024_GWptaxationInLCOE_LCAOffshoreWindFarms.pdf
- [81] G. Smart, A. Smith, und Warner, „IEA Wind Task 26: Offshore Wind Farm Baseline Documentation“, National Renewable Energy Laboratory (NREL), NREL/TP-6A20-66262, Juni 2016. Zugegriffen: 12. August 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://docs.nrel.gov/docs/fy16osti/66262.pdf>
- [82] T. Gintautas und J. D. Sørensen, „Deliverable 1.25. PI-based assessment (application) on the results of WP2-WP4 for 20 MW wind turbines: Deliverable 1.25b. Reliability Level Estimation of a 20MW Jacket Structure.“, 2017. Zugegriffen: 17. August 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://vbn.aau.dk/ws/portalfiles/portal/272425131/Deliverable1.25_Fulll.pdf
- [83] AN Windenergie GmbH, „Technische Daten der AN Bonus 1MW /54“. Zugegriffen: 17. August 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://media.mwps.world/static/2020/10/an-bonus-1000_54-technical-documentation.pdf

Anhang

Anhang A1: Aufbau einer horizontalachsigen Windturbine

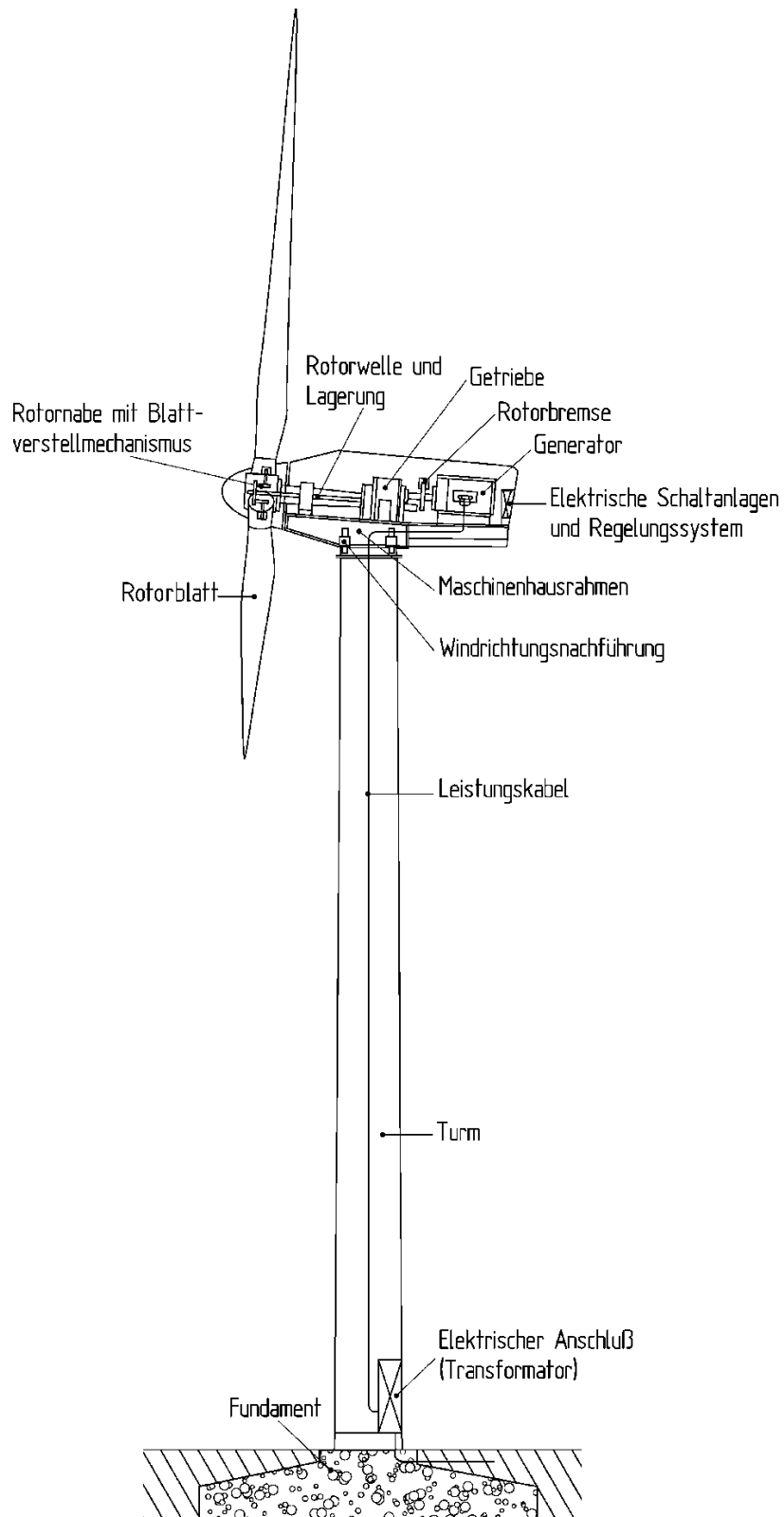


Abbildung 30: Schematischer Aufbau einer Horizontalachsen-Windkraftanlage [4]

Anhang A2: 3 MW Referenzturbinen (Getriebe)

Komponente	Masse kg	Spez. Kosten €/kg	Kosten €
Rotor			
Rotorblätter (3 × 11 000 kg)	33 000	13,0	429 000
Nabe, bearbeitet	18 000	4	72 000
Blattlager (3 × 1 500 kg)	4 500	10	45 000
Blattverstellung	2 000	—	50 000
Spinner u. Sonstiges	1 500	—	6 000
Gesamt	59 000		602 000
Mech. Triebstrang und Maschinenhaus			
Vorderes Rotorlager mit Gehäuse	6 000	8	48 000
Rotorwelle	12 000	3,5	42 000
Getriebe (inklusive hinterem Rotorlager)	26 000	10	260 000
Maschinenhausplattform	20 000	3,5	70 000
Maschinenhausverkleidung	5 000	4	20 000
Azimutantrieb mit Turmkopflager	7 500	8	50 000
Verschiedenes (Rotorbremse, Kupplung, Generatorwelle, Hydraulik, äußere Kühlung)	15 000	—	50 000
Zusammenbau			50 000
Gesamt	91 500		590 000
Elektrisches System			
Generator	10 000	40 €/kW	120 000
Umrichter, ca. 1/3 Nennleistung (im Turm)	—	70 €/kW	70 000
Schaltanlagen, Verkabelung	3 000		50 000
Regelungssystem			40 000
Transformator, 20 kV (im Turm)	—	15 €/kW	45 000
Gesamt	13 000		325 000
Turmkopf	163 500		1 517 000
Turm			
Struktur inklusive Fundamentsektion	265 000	1,8	477 000
Kabel	2 000	—	25 000
Ausrüstung (Plattformen, Lift, etc.)	8 000	—	20 000
Gesamt	275 000		522 000
Summe der Komponenten			2 039 000
Allgemeinkostenzuschlag (50 %)			1 019 500
Verkaufspreis, kalkulatorisch			3 058 500
spez. pro kW			1 019
spez. pro m ²			389

Abbildung 31: Kosten und Gewichte einer 3 MW Referenzturbinen mit Getriebe nach HAU [4]

Anhang A3: 3 MW Referenzturbinen (Getriebelos)

Komponente	Masse kg	Spez. Kosten €/kg	Kosten €
Rotor			
Rotorblätter (3 × 11 000 kg)	33 000	13,0	429 000
Nabe, bearbeitet	18 000	4	72 000
Blattlager (3 × 1 500 kg)	4 500	10	45 000
Blattverstellung	2 000	—	50 000
Spinner u. Sonstiges	1 500	—	6 000
Gesamt	59 000		602 000
Mech. Triebstrang und Maschinenhaus			
Rotor (Generator) Achse	12 000	4	48 000
Lager (Generator mit Rotor)	5 000	10	50 000
Maschinenhausplattform	15 000	3,5	52 500
Maschinenhausverkleidung	3 000	5	15 000
Azimutverstellung mit Turmkopflager	7 500	8	60 000
Verschiedenes (Rotorbremse, Kühlung, Hydraulik etc.)	8 000	—	35 000
Zusammenbau			30 000
Gesamt	50 500		290 500
Elektrisches System			
Generator-Tragstruktur (Stahl)	26 000	3,5	91 000
Blechpakete	18 000	5	90 000
Statorwicklung (Kupfer)	5 700	16	91 200
Magnete	2 100	70	147 000
Zusammenbau			20 000
Generator, gesamt	51 800		439 200
Umrichter, 3 MW (im Turm)		75 €/kW	225 000
Regelungssystem			20 000
Schaltanlagen, Verkabelung	3 000		50 000
Transformator, 20 kV (im Turm)	—	15 €/kW	45 000
Gesamt	54 800		789 000
Turmkopf	164 300		1 681 500
Turm			
Struktur inklusive Fundamentsektion	265 000	1,8	477 000
Kabel	2 000	—	25 000
Ausrüstung (Plattformen, Lift, etc.)	8 000	—	20 000
Gesamt	275 000		522 000
Summe der Komponenten			2 203 500
Allgemeinkostenzuschlag (50 %)			1 101 750
Verkaufspreis, kalkulatorisch			3 305 250
spez. pro kW			1 102
spez. pro m ²			421

Abbildung 32: Kosten und Gewichte einer getriebelosen 3 MW Referenzturbinen nach HAU [4]

Anhang A4: Skalierungsgesetze

Konzeptionelle Parameter und äußere Kraftwirkungen	Proportionalität
Schnellaufzahl	konstant
Leistung	$\sim D^2$
Drehmoment	D^3
Schub	D^2
Drehzahl	$1/D$
Luftkräfte	D^2
Fliehkräfte	D^2
Gewicht	D^3
Beanspruchungen aus	
Luftkräften	konstant
Fliehkräften	konstant
Gewicht	D (!)
Dynamische Kenngrößen	
Eigenfrequenzen	$1/R$
Anregende Frequenzen aus Rotordrehzahl	$1/R$
Frequenzverhältnis	konstant
Rotordurchmesser D , Rotorradius R	

Abbildung 33: Skalierungsgesetze in Bezug auf unterschiedliche Kenngrößen [4]

Anhang A5: Skaleneffekte

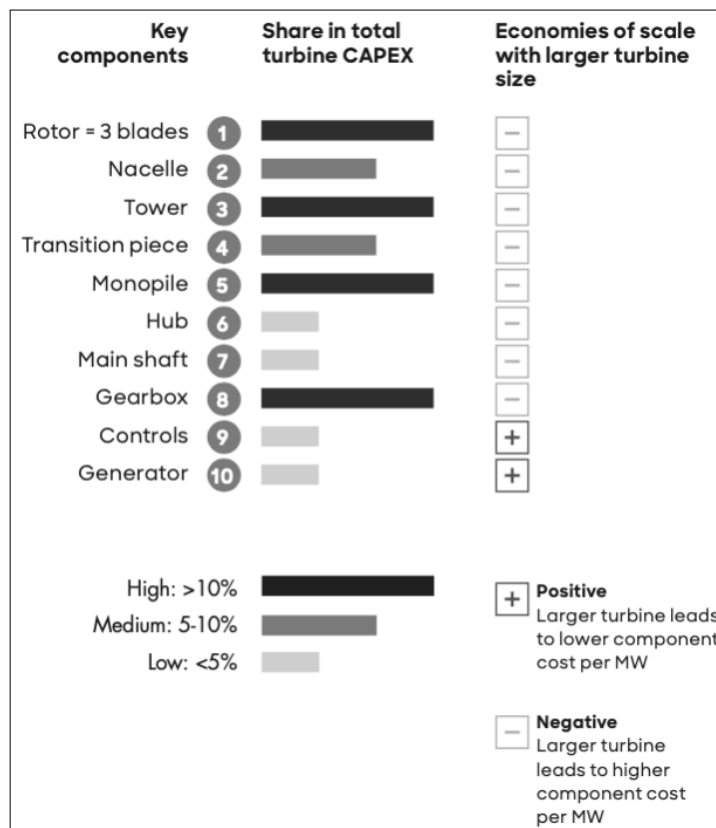


Abbildung 34: Auswirkung auf Skaleneffekte bei unterschiedlichen Komponenten [51]

Anhang A6: CapEx Ergebnisse aus dem neuen LCoE-Tool

Tabelle 17: Balance of Plant CapEx-Ergebnisse aus dem neuen LCoE-Tool

	20MW SR (€)	20MW MRS5 (€)	20MW MRS22 (€)	20MW MRS47 (€)
Cables				
Export cable		356.524.817,92		
Array cable		95.987.450,98		
Cable protection		5.484.997,20		
Turbine foundation				
Monopile		330.583.853,84		
Transition piece		131.384.194,08		
Corrosion protection		28.487.557,85		
Scour protection		14.243.778,92		
Offshore substation				
Electrical system		104.309.995,43		
Facilities		32.206.504,64		
Structure		96.619.513,91		
Onshore substation				
Buildings, access and security		12.882.601,85		
Other (includes electrical equipment and systems)		35.427.155,10		
Operations base		4.830.975,70		
Installation and commissioning				
Foundation installation		161.032.523,18		
Offshore substation installation		56.361.383,11		
Onshore substation construction		40.258.130,79		
Onshore export cable installation		8.051.626,16		
Offshore cable installation		354.271.550,99		
Turbine installation		80.516.261,59		
Offshore logistics		5.636.138,31		
Other (insurance, contingency (spent) and construction project management)		341.388.949,14		
Σ Total Cost BoP		2.296.489.960,67		

Anhang A7: Sensitivitätsanalysen des neuen Tools (MRS5 & MRS22)

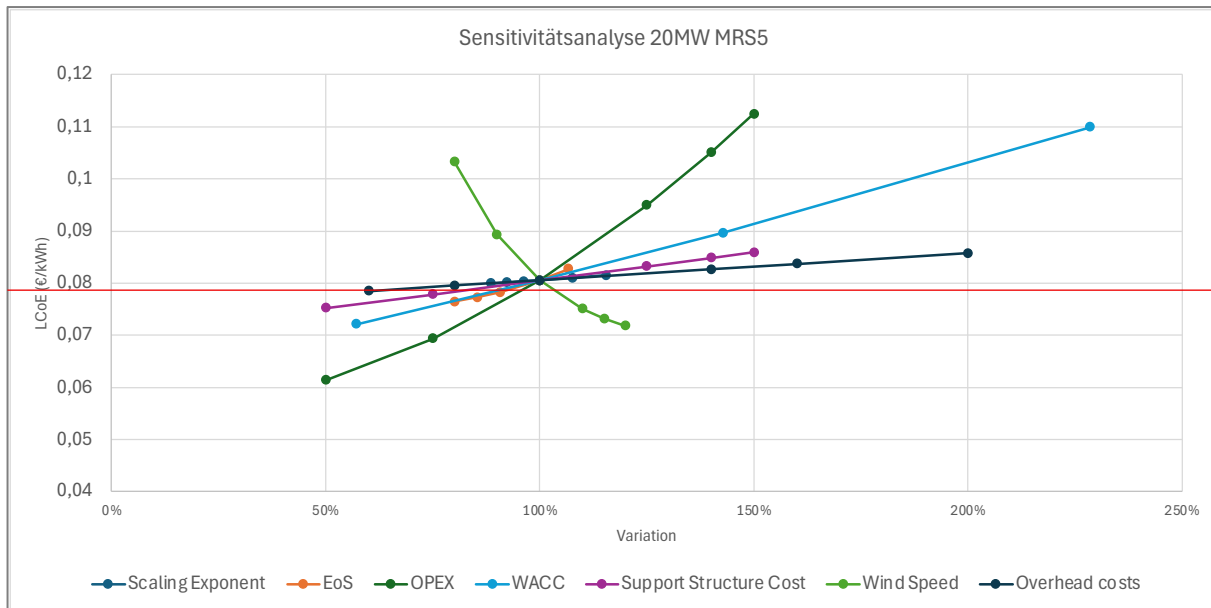


Abbildung 35: Sensitivitätsanalyse Multirotor MRS5

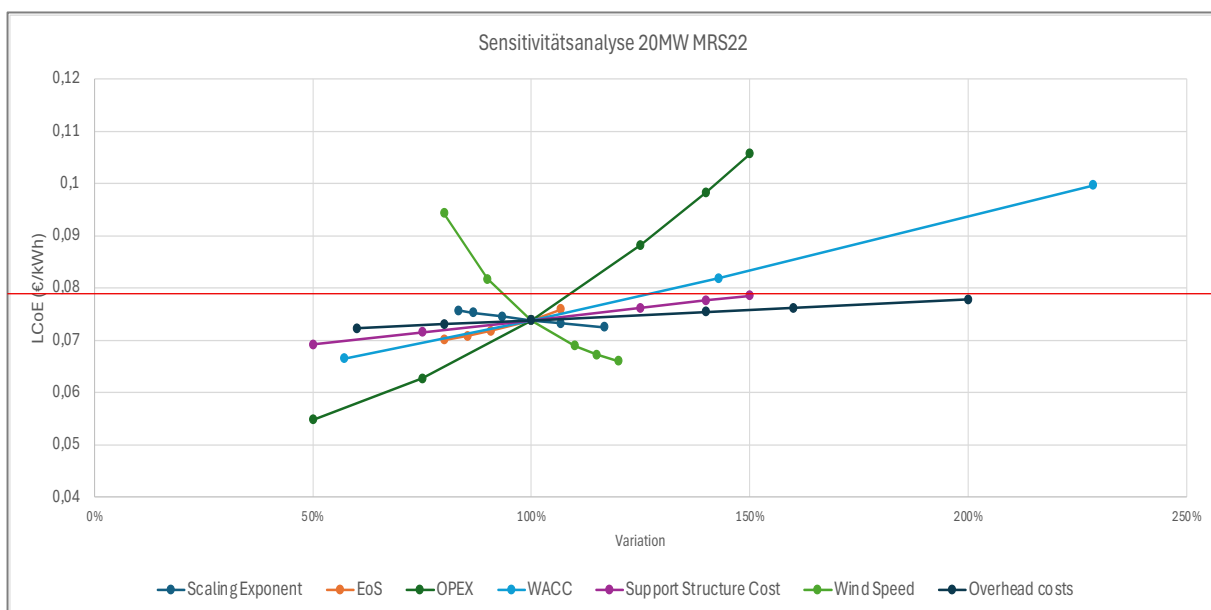


Abbildung 36: Sensitivitätsanalyse Multirotor MRS22

Anhang A8: Kostenübersicht aus dem INNWIND-Multirotor Projekt

Parameter (All include marinization and cost scaling factor where appropriate)	Wind Turbine System				Ratio (MRS/2x10MW turbines)
	Multi-rotor system wind turbines 20MW (45x444kW)		Single Turbines 2x10MW (20MW)		
	Single MRS rotor	All MRS rotors	Single 10MW	2x10MW	
Rotor System(s) cost (€)	41,943	1,887,431	3,415,042	6,830,084	0.276
Blades (€)	24,615	1,107,668	2,174,323	4,348,646	0.255
Hub (€)	9,969	448,594	688,242	1,376,484	0.326
Pitch mechanism (€)	5,359	241,148	524,303	1,048,606	0.230
Nose cone (€)	2,000	90,021	28,173	56,346	1.598
Drivetrain and Nacelle cost (€)	132,693	5,971,175	7,041,092	14,082,184	0.424
Low speed shaft (€)	3,613	162,604	450,599	901,198	0.180
Main bearing (€)	2,520	113,386	547,098	1,094,196	0.104
Gearbox (€)	0	0	1,694,765	3,389,530	-
Mechanical brake and couplings (€)	988	44,444	25,955	51,910	0.856
Generator (€)	11,545	519,536	1,109,011	2,218,022	0.234
Power electronics (€)	49,110	2,209,931	1,290,417	2,580,834	0.856
Bed plate (€)	22,825	1,027,134	139,676	279,352	3.677
Hydraulic and cooling system (€)	7,121	320,428	187,104	374,208	0.856
Nacelle Cover (€)	1,621	72,959	142,964	285,928	0.255
Electrical connections (€)	33,350	1,500,752	876,315	1,752,630	0.856
Yaw system (€)	0	0	577,189	1,154,378	-
Control/Condition Monitoring system (€)	35,455	1,595,455	75,833	151,666	10.520
Turbine Cost (excluding tower/support structure) (€)	210,090	9,454,061	10,531,967	21,063,934	0.449
Support Structure/Tower (€)		22,377,633	3,519,533	7,039,066	3.179
Complete Turbine Cost including tower/spaceframe (€)		31,831,694	14,051,500	28,103,000	1.133
Balance of Plant (€)		28,146,552	16,949,603	33,899,206	0.830
Underwater Foundation system (€)		14,446,327	9,496,800	18,993,600	0.761
Offshore transportation (€)		3,224,045	1,613,636	3,227,273	0.999
Port and staging equipment (€)		432,900	216,667	433,333	0.999
Offshore turbine installation (€)		3,246,750	1,625,000	3,250,000	0.999
Offshore electrical I&C (€)		6,796,530	3,401,667	6,803,333	0.999
Scour Protection (€)		0	595,833	1,191,667	-
Total CAPEX (€)		59,978,246	31,001,103	62,002,206	0.967
500 MW Windfarm LCOE Comparison between MRS and 10 MW single wind turbines					
Power per wind turbine (MW)		20		10	2.000
Number of rotors per wind turbine unit		45		1	45.000
Number of wind turbine units		25		50	0.500
Availability (%)		96		95	1.011
Wake losses (%)		7		9	0.778
Wind farm capacity factor		0.495		0.43	1.151
Balance of Plant (Million€/MWh)		1.506		1.695	0.888
Operation and Maintenance cost (€/MWh)		24.45		28.12	0.869
Annual Energy Production of wind farm (GWh/y)		2169		1,886	1.150
Windfarm (500 MW capacity) LCOE (€/MWh)		80.17		95.58	0.839

Abbildung 37: Kostenübersicht Multirotoranlage mit 45 Rotoren aus dem INNWIND Projekt [26]

Anhang A9: Abweichung der Komponentengewichte

	20MW SR			20MW MRS5			20MW MRS22			20MW MRS47	
	Classic Square Cube vs. Empirical	Adv. Square Cube vs. Empirical		Classic Square Cube vs. Empirical	Adv. Square Cube vs. Empirical		Classic Square Cube vs. Empirical	Adv. Square Cube vs. Empirical		Classic Square Cube vs. Empirical	Adv. Square Cube vs. Empirical
Rotor											
Blades	59%	74%		23%	25%		25%	-2%		29%	-13%
Hub	-4%	5%		-5%	-4%		176%	115%		608%	375%
Blade bearing	52%	67%		25%	27%		89%	47%		242%	129%
Pitch system	357%	401%		294%	299%		643%	480%		1477%	958%
Spinner and nose cone	-75%	-73%		-24%	-23%		103%	59%		114%	44%
Nacelle and drive train											
Nacelle platform	-34%	-28%		11%	12%		129%	79%		241%	129%
Nacelle cover	-22%	-14%		35%	37%		241%	166%		551%	336%
Yaw system	58%	73%		58%	73%		58%	73%		58%	73%
Main bearing	-44%	-39%		-73%	-73%		-83%	-87%		-86%	-91%
Shaft	-8%	1%		-27%	-26%		-24%	-41%		-21%	-47%
Gearbox	0%	0%		0%	0%		0%	0%		0%	0%
Generator	-91%	-91%		-84%	-84%		-65%	-72%		-45%	-63%
Mechanical brake and high speed coupling	-10%	-2%		45%	47%		190%	127%		325%	185%
Hydraulics and Cooling	-96%	-96%		-94%	-94%		-88%	-91%		-83%	-89%
Power electronics / Variable speed electronics (Converter, Transformer)											
Switchgears and cables		10%		0%	1%		0%	-22%		0%	-33%
Control system											
Nacelle Crane				0%	0%		0%	0%		0%	0%
Tower											
Baseline Tower		0%		0%	0%		0%	0%		0%	0%
Tower internal cables		10%		0%	10%		0%	10%		0%	10%
Tower Equipment (Platform, Lift)		10%		0%	10%		0%	10%		0%	10%
Space frame	-			0%	0%		0%	0%		0%	0%
Total relative Deviation	9,11	9,92		7,99	8,44		19,15	14,80		38,81	25,84

Abbildung 38: Abweichungen der Komponentengewichte für verschiedene Skalierungsgesetze

Anhang B1: Transkript - Interview mit Expert:in Business Development

Frage 1: Wie bewerten Sie aus Marktperspektive die aktuellen Trends hin zu immer größeren Turbinen, beispielsweise über 15 Megawatt?

Antwort 1: Es besteht ein erhebliches Interesse an größeren Turbinen, insbesondere an solchen mit mehr als 15 Megawatt, da diese aus wirtschaftlicher Sicht als vorteilhaft gelten: Sie ermöglichen eine Reduktion der benötigten Turbinenstandorte und unter Umständen auch den Verzicht auf Offshore-Umspannstationen, die bedeutende Kostentreiber darstellen und sich stark auf die Wirtschaftlichkeit des Projekts auswirken. Gleichzeitig gibt es jedoch auch eine Gegenbewegung seitens der Hersteller (OEMs), die diesen Trend vermeiden möchten. Ihr Ziel ist es, die bestehenden Plattformen wie die 14/15-MW-Anlagen zu stabilisieren und zu industrialisieren, um die Stückkosten zu senken und zuverlässige Produktionsprozesse sicherzustellen. In der Vergangenheit hat sich gezeigt, dass der Wettlauf um immer größere Turbinen zu steigenden Kosten geführt hat, was kontraproduktiv ist. Daher besteht parallel zum Interesse an größeren Turbinen auch ein gemeinsames Bestreben, die Kosten zu standardisieren und zu stabilisieren.

Frage 2: Welche Rolle spielen neue Konzepte wie Multirotor-Designs bei der Standardisierung oder Industrialisierung von Windenergieanlagen?

Antwort 2: Multirotor-Konzepte waren bislang nicht erfolgreich, hauptsächlich weil das Drei-Blatt-Design als stabil und zuverlässig gilt. Die gesamte Lieferkette – von den Fabriken über Schiffe, Häfen bis hin zur Ausbildung der Techniker – ist auf dieses Design ausgerichtet. Eine Umstellung auf Multirotor-Systeme ist daher mit erheblichen Herausforderungen verbunden. Im bestehenden Drei-Blatt-Konzept gibt es nach wie vor Optimierungspotenzial. Neue Ansätze wie geteilte Rotorblätter müssen zunächst von Technologieteams separat entwickelt und getestet werden, bevor sie in den kommerziellen Vertrieb übergehen können.

Frage 3: Welche Kriterien spielen für Investoren oder Projektentwickler bei der Auswahl einer Turbinentechnologie neben den Stromgestehungskosten (LCOE) eine Rolle?

Antwort 3: Neben den LCOE sind weitere Faktoren wie CO₂-Fußabdruck, Recyclingfähigkeit, Wartungszuverlässigkeit sowie die Bedeutung europäischer Produktion für

den Marktzugang entscheidend. Auch das Thema Cybersicherheit gewinnt bei Offshore-Projekten zunehmend an Bedeutung. Der CO₂-Fußabdruck sowie die Fähigkeit, Technologien lokal in Europa zu fertigen, sind wichtige Aspekte, die die Technologiewahl beeinflussen können. Zusätzlich sind Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit der Turbine zentrale Auswahlkriterien.

Frage 4: Warum, denken Sie, waren Multirotor-Windenergieanlagen bislang nicht erfolgreich?

Antwort 4: Der Fokus lag bisher auf der Optimierung des Drei-Blatt-Designs, das sich als zuverlässig erwiesen hat. Die gesamte Branche ist darauf ausgerichtet, und es gibt innerhalb dieses Designs noch genügend Entwicklungspotenzial. Zudem ist die Windenergiebranche im Vergleich zu anderen Industrien wie der Luftfahrt oder der Automobilindustrie noch relativ jung.

Frage 5: Welche Herausforderungen sind mit der Fertigung und Logistik großer Rotorblätter verbunden?

Antwort 5: Die Herstellung großer Rotorblätter umfasst weiterhin viele manuelle Arbeitsschritte und lässt sich derzeit nicht einfach automatisieren. Dies führt zu Einschränkungen in der Fertigung, der Logistik und möglichen Qualitätsproblemen. Die Branche steht vor Herausforderungen, die sich aus Größe und Gewicht der Blätter ergeben. Neue Fabriken und Infrastrukturen müssen mit hohem Investitionsaufwand errichtet werden.

Anhang B2: Transkript – Interview mit Expert:in Service Offshore

Frage 1: Was sind die Hauptkostentreiber im laufenden Betrieb von Offshore-Windenergieanlagen?

Antwort 1: Die Hauptkostentreiber im Betrieb von Offshore-Windenergieanlagen sind die Zertifizierungspakete für Schulungen, der Zugang zu den Anlagen, wetterbedingte Einschränkungen sowie der Betrieb von Schiffen und Hubschraubern. Diese Faktoren tragen erheblich zu den Betriebskosten bei, da sie mit spezialisierten Anforderungen und den herausfordernden Umweltbedingungen auf See verbunden sind.

Frage 2: Führen Skaleneffekte und Standardisierung bei Einrotor-Naben-Baugruppen zu geringeren Ausfallraten oder höherer Lebensdauer?

Antwort 2: Skaleneffekte und Standardisierung können tatsächlich zu einer höheren Effizienz und geringeren Ausfallraten führen. Die Serienfertigung erlaubt es, aus der Korrekturwartung zu lernen, wodurch die Verfügbarkeit und Effizienz verbessert werden. Durch die Standardisierung von Komponenten entsteht bei den Technikern eine größere Vertrautheit, was wiederum die Zahl der Fehler reduziert.

Frage 3: Wie beeinflussen Größe und Design von Windenergieanlagen die Wartungskosten und -zyklen?

Antwort 3: Das Design einer Windenergieanlage ist entscheidend für ihre Wartbarkeit und hat damit direkten Einfluss auf die Wartungskosten und -zyklen. Aus vielen Studien ist bekannt, dass sich Investitionen in der Konzeptionsphase, die auf maximale Zuverlässigkeit und Wartungsfreundlichkeit abzielen, positiv auf die Lebenszykluskosten auswirken. Hierfür gibt es etablierte Verfahren, etwa die Anwendung von Reliability Centered Maintenance (RCM), die Simulation von Wartungsaktivitäten sowie die Einbindung erfahrener Wartungstechniker in Design-Reviews.

Um Wartungsaufwände in der Planungsphase abschätzen zu können, muss ein Wartungsplan für präventive Maßnahmen erstellt und die Anzahl korrekativer Maßnahmen anhand von Zuverlässigkeitsstudien abgeschätzt werden. Für das Multirotor-Konzept müssten solche Studien durchgeführt und mit vergleichbaren Daten aus Einrotor-Designs abgeglichen werden. Die wesentlichen Kostentreiber ergeben sich dabei aus Zeitaufwand, Material- und Verbrauchsteilen sowie der Logistik jeder einzelnen Maßnahme.

Frage 4: Welche Herausforderungen sind mit Wartungskranen bei Multirotor-Turbinen verbunden?

Antwort 4: Der Einbau eines Wartungskrans in Multirotoranlagen könnte im Vergleich zur Nutzung von Jack-up-Schiffen Kosten senken, bringt aber eigene Herausforderungen mit sich. Dazu zählen insbesondere der Korrosionsschutz und die gesetzlich vorgeschriebenen Wartungsmaßnahmen am Kran selbst. Der Kran muss außerdem in der Lage sein, das Gewicht und die Komplexität der zu wartenden Komponenten sicher zu handhaben.

Anhang B3: Transkript – Interview mit Expert:in PM Execution

Frage 1: Welche Herausforderungen sehen Sie als Projektmanager:in im Zusammenhang mit dem Multirotor-Konzept?

Antwort 1: Die Installation von Multirotor-Systemen bringt mehrere Herausforderungen mit sich, insbesondere im Hinblick auf die Schiffe, die für die Installation genutzt werden können. Der Installationsprozess ist stark windabhängig, vor allem beim Anbringen der Rotorblätter – das ist der windempfindlichste Teil des gesamten Vorgangs. Je mehr Blätter montiert werden müssen, desto komplexer wird die Installation. Darüber hinaus ist die Einhaltung der Sicherheitsabstände während der Installation entscheidend, und die Auswahl geeigneter Kräne und Schiffe spielt eine zentrale Rolle. Auch der Transport der Rotorblätter offshore ist problematisch, da auf den Installationsschiffen nur begrenzt Platz zur Verfügung steht.

Frage 2: Welche typischen Herausforderungen und Vorteile ergeben sich bei der Planung und Installation von Einrotorsystemen – insbesondere im Vergleich zu Multirotor-Systemen?

Antwort 2: Transport und Installation stellen bereits bei Einrotorsystemen große Herausforderungen dar. Wenn nun ganze Strukturen – wie beim Multirotor – in einem Stück transportiert werden sollen, verschärfen sich diese Herausforderungen durch die schiere Größe der Gesamtstruktur. Die Installation ist stark witterungsabhängig, und die Blätter sind konstruktiv darauf ausgelegt, Wind zu fangen – was wiederum die Stabilität des Schiffs beeinträchtigen oder das Auf- und Abjacken weiter einschränken kann. Werden die Blätter einzeln oder vormontiert als ganze Rotoreinheiten transportiert, stoßen konventionelle Installationsmethoden an ihre Grenzen. Entweder braucht es Barkassenlösungen oder ganz neue Schiffskonzepte. Zudem ist das Gewicht entscheidend: Bei Multirotor-Systemen hat jede Einheit ihre eigene Gondel, was zu einer erheblichen Masse führt, die die Statik des Gesamtsystems belastet.

Frage 3: Welche Faktoren sind entscheidend für die wirtschaftliche Effizienz von Offshore-Projekten?

Antwort 3: Die wirtschaftliche Effizienz wird maßgeblich durch die Investitions- und Betriebskosten beeinflusst. Ein möglicher Vorteil des Multirotor-Konzepts könnte darin bestehen, dass Wartungsarbeiten an einzelnen Einheiten durchgeführt werden können, ohne dass das gesamte System abgeschaltet werden muss. Das hätte positive Auswirkungen auf den Betrieb, da andere Gondel-Rotor-Einheiten während der Wartung

weiterlaufen könnten. Dennoch müssen Aspekte wie Arbeitssicherheit und Zugänglichkeit bei Offshore-Wartungsmaßnahmen stets berücksichtigt werden.

Frage 4: Wie wirken sich technologische Innovationen auf die Projektplanung und das Projektmanagement im Bereich Turbinentechnologie aus?

Antwort 4: Technologische Innovationen wirken sich grundsätzlich positiv aus, da sie Projektplanung und Management dynamisch halten. Die Logistik sowie die für die Installation verwendeten Schiffe haben sich parallel zur steigenden Größe und zum Gewicht der Windenergieanlagen kontinuierlich weiterentwickelt. Auch die wachsende Dimensionierung von Windparks bringt logistische Herausforderungen mit sich, die ein ständiges Anpassen und Mitdenken im Projektmanagement erfordern.

Frage 5: Wie beurteilen Sie den Bedarf an Standardisierung und Industrialisierung im Bereich Offshore-Windprojekte?

Antwort 5: Es besteht ein klarer Bedarf an mehr Standardisierung und Industrialisierung im Offshore-Bereich. Die Turbinengrößen haben sich in sehr kurzer Zeit massiv vergrößert. Eine stärkere Standardisierung würde helfen, die Prozesse effizienter und wirtschaftlicher zu gestalten.

Frage 6: Welche Herausforderungen bestehen bei der Zugänglichkeit von Offshore-Windenergieanlagen?

Antwort 6: Der Zugang zu Offshore-Windenergieanlagen ist eine große Herausforderung, insbesondere in Bezug auf Windrichtung, Wellengang und Wellenhöhe während der Arbeiten auf See. Ein effektiver Zugang aus mehreren Richtungen ist entscheidend für Wartung und Betrieb. Hier könnte das Multirotor-Design Einschränkungen mit sich bringen, die sich negativ auf die Wartungsfreundlichkeit auswirken.

Anhang B4: Transkript – Interview mit Expert:in Produktentwicklung

Frage 1: Wie beurteilen Sie die aktuellen technischen Herausforderungen bei der Entwicklung immer größerer Offshore-Windenergieanlagen?

Antwort 1: Der Interviewpartner benennt zwei wesentliche Herausforderungen im Zusammenhang mit der Entwicklung größerer Offshore-Windenergieanlagen. Erstens weist er auf die Notwendigkeit verbesserter Materialien, insbesondere im Bereich der Rotorblätter. Das verwendete Harz muss stabil genug sein, um höhere

Rotationsgeschwindigkeiten auszuhalten. Die Rotationsgeschwindigkeit wird bewusst begrenzt, damit die Blattspitzen keine kritische Geschwindigkeit überschreiten, die zu Materialversagen führen könnte. Daher sind neue Werkstoffe und Beschichtungen erforderlich. Zweitens verweist er auf die eingeschränkte Verfügbarkeit geeigneter Installationsausrüstung, etwa Krane und Schiffe. Mit zunehmender Größe der Anlagen wird auch die dafür notwendige Logistik schwieriger, da entsprechendes Gerät nur begrenzt verfügbar ist und im Wettbewerb zwischen großen Anbietern wie Vestas oder Siemens steht. Trotz dieser Herausforderungen bleibt der Interviewpartner optimistisch und betont, dass verstärkte Investitionen in Forschung die Probleme lösen könnten.

Frage 2: Können Sie etwas zur Standardisierung von Windenergieanlagen sagen – als Alternative zur kontinuierlichen Vergrößerung?

Antwort 2: Der Interviewpartner betont die zentrale Bedeutung von Standardisierung für die Windindustrie, insbesondere im internationalen Wettbewerb mit Ländern wie China. Während China stark auf Automatisierung und Prozessvereinheitlichung setzt, erfolgt die Produktion in Europa teilweise noch in handwerklichen Verfahren, was höhere Kosten verursacht. Er spricht sich für eine stärkere Industrialisierung und Automatisierung aus, um die Qualität beizubehalten und gleichzeitig Kosten zu senken. Viele Komponenten – wie etwa Türme – werden derzeit individuell für einzelne Windparks gefertigt, was zusätzliche Kosten verursacht. Eine stärkere Standardisierung würde helfen, die Stromgestehungskosten (LCOE) zu senken und die Wettbewerbsfähigkeit zu erhöhen.

Frage 3: Welche positiven Effekte sehen Sie bei Multirotor-Windenergieanlagen hinsichtlich Modularität und Skalierbarkeit?

Antwort 3: Der Interviewpartner erkennt die Vorteile von Multirotoranlagen insbesondere in ihrer Modularität und Skalierbarkeit, was potenziell zu geringeren Investitionskosten (CapEx) führen kann. Er beschreibt, dass bekannte Turbinenmodelle in Serie produziert und in modularer Form zusammengeführt werden könnten, was die Kosten senken und die Installation vereinfachen würde. Gleichzeitig verweist er aber auch auf erhebliche Herausforderungen im Betrieb (OpEx), vor allem im Offshore-Bereich. Die Wartung wird durch die erschwerte Zugänglichkeit und die extremen Wetterbedingungen deutlich komplexer. Dabei hebt er die sicherheitsrelevanten Aspekte hervor: Fällt ein Rotor aus, kann dies das gesamte System beeinträchtigen. Während Wartungen an

Land vergleichsweise schnell durchgeführt werden können, erfordern Offshore-Reparaturen teure Schiffe oder Helikopter, was zu langen Ausfallzeiten führen kann.

Frage 4: Welche technischen Kriterien sind aus Ihrer Sicht entscheidend für die Marktfähigkeit neuer Konzepte wie Multirotoranlagen?

Antwort 4: Der Interviewpartner betont die Notwendigkeit einer fundierten Marktanalyse zur Bewertung neuer Turbinenkonzepte wie dem Multirotor-System. Er geht davon aus, dass bestimmte Märkte – etwa solche mit begrenztem Platzangebot oder eingeschränktem Zugang – empfänglicher für solche Konzepte sein könnten. Zwar sei der LCOE ein wichtiger Bewertungsmaßstab, doch keineswegs der einzige. Die Marktfähigkeit hänge auch davon ab, ob eine Technologie bereits etabliert ist und wie hoch das Potenzial zur Marktdurchdringung eingeschätzt wird. Für risikobehaftete Regionen wie die Nordsee hält er Multirotoranlagen derzeit für ungeeignet, da ein technisches Scheitern dort zu einem Reputationsverlust führen könnte. Bei der Bewertung neuer Konzepte müssten sowohl Investitions- als auch Betriebskosten ganzheitlich berücksichtigt werden.

Anhang B5: Transkript – Interview mit Expert:in PM Commissioning

Frage 1: Welche typischen Herausforderungen und Vorteile bestehen bei der Planung und Installation von Einrotor-Offshore-Windenergieanlagen und wie könnten sich diese im Vergleich zu Multirotor-Systemen unterscheiden?

Antwort 1: Zumindest im Onshore-Bereich bestehen bei Einrotor-Windenergieanlagen bereits heute erhebliche Herausforderungen bei der Planung und Installation, insbesondere aufgrund der Größe der Komponenten und der Transportlogistik – beispielsweise in Deutschland. Diese Problematiken lassen sich grundsätzlich auch auf Offshore-Projekte übertragen. Der Transport großer Komponenten wie Rotorblätter erfordert aufwändige Routenplanungen, was zeitintensiv und komplex ist. Multirotor-Systeme könnten hier einen Vorteil bieten, da die Einzelkomponenten kleiner ausfallen und sich somit leichter transportieren lassen. Gleichzeitig ergibt sich aber eine neue Herausforderung: Je mehr Einzelkomponenten ein System enthält, desto mehr Abstimmung ist in der Produktion und Logistik erforderlich. Die verlängerten Vorlaufzeiten und die parallele Herstellung vieler Einzelteile erhöhen den Koordinationsaufwand und erfordern zusätzliche Ressourcen.

Frage 2: Wie lässt sich die Lernkurve von Einrotorsystemen auf Multirotor-Systeme übertragen?

Antwort 2: Die Lernkurve bei Multirotor-Systemen könnte steiler verlaufen als bei Einrotorsystemen. Der Grund liegt in der erhöhten Anzahl an Baugruppen innerhalb eines einzigen Turbinensystems. Dadurch ergeben sich mehr Möglichkeiten zur Wiederholung und zum Erfahrungsgewinn innerhalb einer einzelnen Anlage. Techniker:innen und Ingenieur:innen könnten sich durch die mehrfach vorhandenen Subsysteme schneller mit Wartung und Installation vertraut machen. Diese verstärkte Wiederholung kann dazu beitragen, Prozesse zu optimieren und die Effizienz des Personals zu steigern.

Frage 3: Wie beeinflussen technologische Innovationen die Projektplanung im Bereich der Turbinentechnologie?

Antwort 3: Technologische Innovationen haben grundsätzlich einen signifikanten Einfluss auf die Projektplanung. Neue Technologien bringen zunächst eine Lernkurve mit sich, die in der Anfangsphase zu Verzögerungen führen kann – etwa durch ungewohnte Installations- oder Inbetriebnahmeprozesse. Sobald die Technologie jedoch ausgereift ist und die Belegschaft über entsprechende Erfahrung verfügt, lassen sich die Prozesse zunehmend standardisieren und beschleunigen. Dieser Reifeprozess ist entscheidend, um die gewünschte Leistungsfähigkeit und Betriebseffizienz einer neuen Technologie zu realisieren.

Frage 4: Ist es sinnvoller, Multirotor- und Einrotorsysteme auf Basis des Value-Adjusted Levelized Cost of Energy (VALCOE) anstelle des klassischen LCOE zu vergleichen?

Antwort 4: Der Value-Adjusted Levelized Cost of Energy (VALCOE) ist in der Tat eine aussagekräftigere Bewertungsgröße als der reine LCOE, wenn es darum geht, den Gesamtwert eines Energiesystems zu erfassen. VALCOE berücksichtigt unter anderem den zeitabhängigen wirtschaftlichen Nutzen der Stromerzeugung – etwa durch Einspeisung in Zeiten hoher Nachfrage. So lassen sich zusätzliche Wertschöpfungspotenziale einzelner Technologien abbilden. Gerade im Vergleich zwischen Multirotor- und Einrotorsystemen kann dieser Ansatz helfen, Unterschiede in Verfügbarkeit, Systemintegration und Beitrag zur Netzstabilität besser zu erfassen.