



Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg
Hamburg University of Applied Sciences

Masterarbeit

Niklas Luca Reimann

Machbarkeit von Windenergienutzung in der Antarktis zur Unterstützung einer Forschungsmission für Schmelzsonden am Dome C

Niklas Luca Reimann

**Machbarkeit von Windenergienutzung in
der Antarktis zur Unterstützung einer
Forschungsmission für Schmelzsonden
am Dome C**

Masterarbeit eingereicht im Rahmen des Masterstudiums

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

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

Abgabedatum: 03.12.2024

Zusammenfassung

Niklas Luca Reimann

Thema der Bachelorthesis

Machbarkeit von Windenergienutzung in der Antarktis zur Unterstützung einer Forschungsmission für Schmelzsonden am Dome C

Stichworte

Antarktis, Dome C, Cold Climate, TRIPLE IceCraft-Projekt, Schmelzsonden, Windenergie, AWES, Vereisung, Forschungsstationen

Kurzzusammenfassung

Diese Arbeit umfasst die Machbarkeitsstudie von Windenergie am Dome C. Ein Augenmerk liegt auf erneuerbaren Energiekonzepten vorhandener Forschungsstationen und der Herausforderungen während des Betriebs. Weiterhin erfolgt eine Beurteilung der vorherrschenden Windverhältnisse und die Berechnung eines Energieertrags für mögliche Anlagenkonzepte

Niklas Luca Reimann

Title of the paper

Feasibility of wind energy utilization in Antarctica to support a research mission for melting probes on Dome C

Keywords

Antarctica, Dome C, Cold Climate, TRIPLE IceCraft-project, Melting Probes, Wind Energy, AWES, Icing, Research Stations

Abstract

This work includes the feasibility study of wind energy at Dome C. One focus is on renewable energy concepts of existing research stations and the challenges during operation. Furthermore, an assessment of the prevailing wind conditions and the calculation of an energy yield for possible turbine concepts is carried out.

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	II
Symbolverzeichnis	IV
Abkürzungsverzeichnis	V
Abbildungsverzeichnis	VI
Tabellenverzeichnis	VIII
1 Einleitung	1
1.1 Dome C und Concordia Station	2
1.2 Projekt TRIPLE-IceCraft	3
2 Theoretische Grundlagen	5
2.1 Cold Climate	5
2.2 Grundlagen Winddatenanalyse	6
3 Stand der Technik	10
3.1 Forschungsstationen in der Antarktis	10
3.1.1 McMurdo Station / Scott Base	12
3.1.2 Mawson Station	13
3.1.3 Neumayer Station III	13
3.1.4 Princess-Elisabeth-Station	15
3.2 Anlagenkonzepte	17
3.2.1 HAWT – Enercon E-10	17
3.2.2 VAWT – Heidelberg Motor HMW56	19
3.2.3 AWES – SkySails SKS PN-14	21
3.3 Technologievergleich Diesel und Wind	24
4 Identifikation von Herausforderungen	27
4.1 Vereisung	27
4.2 Extremwinde	33
4.3 Komponenten, Fundament und Logistik	34
5 Analyse der Winddaten	36
5.1 Datengrundlage und Randbedingungen	36
5.2 Fehlerquoten	39
5.3 Windprofil	42

5.4	Häufigkeitsverteilung	44
5.5	Tagesgang Wind und Temperatur	46
5.6	Bewertung der Datengrundlage.....	50
6	Bewertung der Anlagenkonzepte	53
6.1	Leistungsdichte	53
6.2	HAWT – Enercon E10	58
6.3	VAWT – Heidelberg Motor HMW56.....	62
6.4	AWES – SkySails SKS PN-14.....	65
7	Fazit und Ausblick	69
8	Literaturverzeichnis	72

Symbolverzeichnis

β	Dichteverhältnis	
ρ	Luftdichte	[kg/m ³]
c_v	Variationskoeffizient	
d	Wurfweite (Eis)	[m]
D	Rotordurchmesser	[m]
H, H_r	Höhe	[m]
p	Luftdruck	[hPa]
P, P_0	Leistung	[kW], [MW], [GW]
R	Gaskonstante	[J/mol*kg]
S	Standardabweichung	
T	Temperatur	[°C], [K]
v, v_r	Windgeschwindigkeit	[m/s]
v_m	Mittlere Jahreswindgeschwindigkeit	[m/s]
W	Leistungsdichte	[kW/m ²]
\bar{X}	Mittelwert	
z_0	Rauhigkeitslänge	[m]

Abkürzungsverzeichnis

AMRC	Antarctic Meteorological Research Center
AWS	Automatische Wetterstation
AWES	Airborne Wind Energy System
IEA	International Energy Agency
DLR	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt
ESA	Europäische Weltraumorganisation
IPEV	Französisches Polarinstitut Paul-Émile Victor
PRNA	Italienisches Forschungsprogramm in der Antarktis
RIWE	Ross Island Wind Energy
WEA	Windenergieanlage

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1.1 TRIPLE-Ice-Craft Schmelzsonde [62]	4
Abbildung 2.1 Definition Cold Climate Gebiet [3].....	5
Abbildung 2.2 Schichtung der unteren Atmosphäre [22]	7
Abbildung 3.1 Forschungsstationen mit Nutzung erneuerbarer Energien [47]	10
Abbildung 3.2 Enercon E-33 Anlagen des RIWE-Projektes [1].....	12
Abbildung 3.3 Enercon Anlage an der Mawson Station [58]	13
Abbildung 3.5 HMW56 (vertikal) [44]	15
Abbildung 3.6 Enercon E-10 (horizontal) [44].....	15
Abbildung 3.7 Stationslayout Princess Elisabeth Station [48]	16
Abbildung 3.8 Enercon E10 Anlage an der Neumayer Station III [57]	17
Abbildung 3.9 Leistungskurve Enercon E-10 [44].....	18
Abbildung 3.10 HMW56 Anlage an der Neumayer Station III [Dr. H. Grobe]	19
Abbildung 3.11 Leistungskurve Heidelberg Motor HMW56 [14].....	20
Abbildung 3.12 SkySails - SKS PN-14 [66].....	21
Abbildung 3.13 "The Kite Power Cycle" [66].....	22
Abbildung 3.14 Leistungskurve SkySails SKS PN-14	23
Abbildung 4.1 Definition Meteorological und Instrumental Icing [3]	29
Abbildung 4.2 Vereisungsphasen [18]	30
Abbildung 4.3 Leistungskurve bei verschiedenen Vereisungsphasen [49].....	31
Abbildung 4.4 Katabatischer Wind Antarktis [Dr. Hannes Grobe]	33
Abbildung 5.1 Koordinaten der AWS-Station [63].....	36
Abbildung 5.2 AWS Station Aufbau [59]	36

Abbildung 5.3 CALVA-Messmast Dome C in Anlehnung an [60].....	37
Abbildung 5.4 Fehlerquoten - AWS-Daten – Höhe 3 Meter	40
Abbildung 5.5 Fehlerquoten - CALVA-Daten – Höhe 3 Meter.....	41
Abbildung 5.6 Windprofile – Vergleich - Saison 2015/2016	43
Abbildung 5.7 Häufigkeitsverteilung - gemittelt über alle Saisons - Höhe 10 Meter	44
Abbildung 5.8 Mittlere Windgeschwindigkeit - Vergleich alle Saisons - Höhe 10 Meter....	45
Abbildung 5.9 Tagesgang - Vergleich 22.11.2012 - Höhe 3 Meter	46
Abbildung 5.10 Tagesgang Wind - Vergleich 22.11.2012 - Höhe 10 Meter.....	47
Abbildung 5.11 Tagesgang Temperatur - Vergleich 22.11.2012 - Höhe 3 Meter	48
Abbildung 5.12 Zeitverlauf Windgeschwindigkeit 2023	51
Abbildung 6.1 Leistungsdichte gemittelt über alle Saison	54
Abbildung 6.2 Variationskoeffizient - gemittelt über alle Saisons.....	56
Abbildung 6.3 Leistungsdichteanteil nach Windrichtung – Höhe 10 Meter.....	58
Abbildung 6.4 Saisonerträge - Enercon E-10 - Höhe 10 Meter.....	59
Abbildung 6.5 Leistungsverlauf Enercon E-10 gemittelt über alle Saisons.....	60
Abbildung 6.6 Saisonerträge - Heidelberg Motor HMW56 - Höhe 10 Meter.....	62
Abbildung 6.7 Leistungsverlauf Heidelberg Motor HMW56 gemittelt über alle Saisons....	63
Abbildung 6.8 Häufigkeitsverteilung - gemittelt über alle Saisons - Höhe 200 Meter	65
Abbildung 6.9 Saisonerträge - SkySails SKS PN-14 – Höhe 200 Meter	66
Abbildung 6.10 Leistungsverlauf SkySails SKS PN-14 gemittelt über alle Saisons	67

Tabellenverzeichnis

Tabelle 3.1 Forschungsstationen deren installierte Leistung [29]	11
Tabelle 3.2 Schadstoffkosten SANAE IV Station [45]	25
Tabelle 4.1 Klassifizierung von Vereisung [3].....	29
Tabelle 5.1 Datengrundlage und Annahmen	38

1 Einleitung

Die Antarktis ist der kälteste, dunkelste und am wenigsten besiedelte Kontinent der Erde und umfasst eine Fläche von 13,8 Millionen Quadratkilometern. Diese Fläche ist um etwa die Hälfte größer als die USA und ist zu 99 % von Gletschereis bedeckt. Dieses Eis kann bis zu 4000 Meter dick sein. Die Durchschnittstemperatur im Inland liegt bei etwa -50 °C. An der Vostok Station wurde die niedrigste jemals gemessene Temperatur von -89,2 °C erfasst. Die über 75 Forschungsstationen der Antarktis bieten Platz für insgesamt circa 4000 Forscher: innen [47].

Die Antarktis ist ein Ort mit weitreichender geologischer Geschichte und großer Bedeutung für alle Forschungsbereiche. Aus diesen Gründen sind unzählige Länder mit ihren Forschungsprojekten und -stationen in der Antarktis vertreten [11]. Der Betrieb dieser Stationen erfordert einen hohen Energieeinsatz, welcher in der Vergangenheit durch große Dieselgeneratoren bereitgestellt wurde. Die daraus resultierenden Risiken für die antarktische Umgebung und die Kosten für die Herstellung und den Transport von Diesel sind hoch [9]. Grüne Energie hingegen bedarf nur einmalige Entwicklungs- und Transportkosten, welche mit zunehmendem Wachstum erneuerbarer Energien deutlich sinken. Daher betreiben nun viele der Forschungsstationen bereits Hybridkonzepte aus Wind-, Solar- und Dieselenergie [8]. Der Anteil erneuerbarer Energien ist dabei stetig wachsend. Der oberflächennahe Wind in der Antarktis zählt zu den Stärksten der Welt, was insbesondere die Nutzung von Windenergie attraktiv macht [52]. Trotz der starken und konstanten Winde, vor allem an der antarktischen Küste, bleibt ein Restrisiko der un stetigen Verfügbarkeit bestehen [42]. Die Umgebungsbedingungen der Antarktis sind bei Strom- oder Heizungsausfall lebensbedrohlich. Ein Notgenerator ist bis dato unersetzlich, um das Überleben der Forscher: innen im Ernstfall abzusichern [53].

Diese Arbeit soll als Machbarkeitsstudie für das im Jahr 2029 geplante Projekt TRIPLE-IceCraft II am Dome C dienen. Eine Schmelzsonde soll sich im Rahmen dieses Projektes durch eine etwa drei Kilometer starke Eisdecke schmelzen, um den darunter liegenden See biologisch zu untersuchen. Dieser ist seit etwa einer Million Jahren von der Außenwelt abgeschlossen. Bei einem erfolgreichen Abschluss des Projektes könnte die Schmelzsonde auch in der Raumfahrt zum Einsatz kommen, um beispielsweise das Wasser auf den Monden unseres Sonnensystems auf lebende Organismen zu untersuchen [62]. Der Fokus der Machbarkeitsstudie liegt auf der Energieversorgung der Schmelzsonde durch Windenergie. Entsprechende Randbedingungen und Umgebungsbedingungen sind zu prüfen und zu bewerten. Als Grundlage dienen bereits vorhandene Forschungsstationen in der Antarktis, welche zum Teil durch erneuerbare Energiequellen versorgt werden.

1.1 Dome C und Concordia Station

Der Dome C (Dome Concordia) liegt auf der ostantarktischen Hochebene in etwa 3200 m über dem Meeresspiegel. Der Dome C beherbergt unter anderem eine französisch-italienische Forschungsstation. Die Hochebene grenzt im Osten an den indischen Ozean und ist permanent von Schnee und Eis bedeckt [19]. Durch die Lage im antarktischen Inland und die beschränkte Zugänglichkeit ist ein zuverlässiges und unabhängiges Energiesystem unumgänglich. Dieses Energiesystem muss Temperaturen von $-80\text{ }^{\circ}\text{C}$ standhalten. Die mittlere Jahrestemperatur liegt bei $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$, was eine enorme Dauerbelastung für alle verwendeten Komponenten darstellt [6]. Wie in der Nähe der Pole üblich, variiert die Anzahl der Sonnenstunden zwischen Sommer und Winter sehr stark. Während der Sommermonate (November bis Januar) gibt es kaum absolute Dunkelheit. Während der Wintermonate (Februar bis Oktober) hingegen sind die Tage sehr kurz. Vor allem von Mitte Mai bis Mitte August herrscht überwiegend Dunkelheit [6].

Die französisch-italienische Concordia Forschungsstation wurde in Zusammenarbeit des italienischen Konsortium PRNA, dem französischen Polar Institut IPEV und der europäischen Raumfahrtbehörde ESA errichtet. Sie ist eine ganzjährige Station und eine der wenigen im Inland der Antarktis [6]. Sie liegt etwa 1000 km von der nächsten Küste entfernt und bietet Platz für 60 Forscher: innen während des Sommers und 13 Forscher: innen während des Winters. Schon während der Planung im Jahr 1997 lag das Augenmerk auf Energieeffizienz. Das verbaute Equipment musste gut transportabel sein, um den langen Weg von der Küste zu überwinden [47]. Trotz der energieeffizienten Planung der Station, wurde zunächst auf die Nutzung erneuerbarer Energien verzichtet. Stattdessen liefern drei 170 kVA Dieselgeneratoren den benötigten Strom. Davon sind zwei Generatoren dauerhaft in Betrieb, der Dritte dient im Notfall als Redundanz. Der Dieserverbrauch an der Concordia Station ist streng limitiert. Zum einen, um den Einfluss auf die Umwelt gering zu halten und zum zweiten, um den komplizierten Kraftstofftransport zu minimieren. Dazu trägt maßgeblich die Wärmerückgewinnung der Generatoren bei. Etwa 155 kW Abwärme werden bei Volllast aus dem Kühlungs- und Abgassystem in das Heizsystem der Station eingeleitet. Die restliche Wärmeenergie wird durch elektrische Heizelemente erzeugt [20]. Der gesamte Strombedarf der Station liegt bei etwa 250 kW und setzt sich zum Großteil aus Forschungsequipment wie Computern, Servern und Satellitensystemen zusammen [7].

Der erhöhte Nachhaltigkeitsdruck führte dazu, die Bedingungen an der Concordia Station auf einen Einsatz von erneuerbaren Energien zu prüfen. Während der Messperiode für den Energiebedarf der Concordia Station wurden ebenfalls Messdaten zu vorherrschenden Windbedingungen gesammelt. Daraus wurde das Potenzial für die Nutzung von Windenergie

am Dome C kalkuliert und ein Windpark simuliert [6]. Durch diese Überprüfung der Bedingungen konnten einige Eckpunkte für die Nutzung von Windenergie abgeleitet werden. Im Gegensatz zu den antarktischen Küstengebieten, ist der Wind im Inland konstanter und die extremen Windgeschwindigkeiten geringer. Das erlaubt die Nutzung einer schwächeren bzw. leichteren Anlagenstruktur als an der Küste [6]. Eine Rahmenstruktur des Anlagenturms würde ebenso die Befreiung von Schnee erleichtern, dessen Höhe über den Winter bis zu zwei Meter betragen kann. Ein spezielles Fett, welches von Astronomen für Teleskope verwendet wird, könnte den Temperaturen bis -80 °C standhalten. Dieses dient zur Schmierung des Getriebes und anderer Anlagenteile. Außerdem könnte die Gondel und Verkleidung der Anlage mit Hilfe von elektrischen Widerständen auf -20 °C erwärmt werden, um die Anlage in einem ausgelegten Betriebsbereich zu betreiben [6]. Diese Ansätze zur Anpassung der technischen Ausrüstung werden im Laufe der Studie näher betrachtet.

1.2 Projekt TRIPLE-IceCraft

Das Projekt „TRIPLE-IceCraft“ des DLR (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt) beschäftigt sich mit der Überwindung dicker Eisschichten über Seen und Ozeanen. Die Abkürzung steht dabei für „**T**echnologies for **R**apid **I**ce **P**enetration and subglacial **L**ake **E**xploration“. Mit Hilfe einer elektrischen Schmelzsonde wollen sich die Forscher: innen durch dicke Eisschichten schmelzen und die darunter liegenden Seen oder Ozeane biologisch untersuchen. Die Schmelzsonde wurde von der GSI GmbH in Zusammenarbeit mit der RWTH Aachen entwickelt und erfolgreich getestet.



Abbildung 1.1 TRIPLE-Ice-Craft Schmelzsonde [62]

Die Abbildung 1.1 zeigt den Aufbau der TRIPLE-IceCraft Schmelzsonde. Sie ist etwa 4m lang und hat einen Durchmesser von 20cm. Es befindet sich ein Schmelzkopf an jedem Ende der Sonde und eine Flächenheizung an der Seitenwand. Ein System aus Sensoren überwacht Werte wie Temperatur und Druck in der Sondenumgebung. Das Versorgungskabel rollt sich während des Einschmelzens von einer integrierten Kabelspule ab und dient während der Rückwärtsfahrt als „Zugseil“, da der Schmelzkanal zwischenzeitlich wieder zufriert [62].

Nach dem erfolgreichen Test der Sonde im Februar 2023 an der Neumayer-Station III, ist ein Test des Gesamtsystems für 2026 geplant. Die Sonde soll dabei ein Mini-Unterwasserfahrzeug an Bord haben, um Proben aus dem Ozean zu entnehmen, welcher unter der Eisdecke an der Neumayer Station liegt. Mit Hilfe eines Miniatur-Labors sollen die entnommenen Proben noch unter dem Eis ausgewertet werden, um eine Kontamination durch die Außenwelt zu verhindern [62].

2 Theoretische Grundlagen

Dieses Kapitel gibt einen Überblick über die besonderen klimatischen Bedingungen in der Antarktis. Außerdem werden Grundlagen zur Auswertung von Winddaten erläutert, die für diese Machbarkeitsstudie von Bedeutung sind.

2.1 Cold Climate

Cold Climate (CC) Bedingungen in der Windenergie definieren sich durch Wetterbedingungen außerhalb der Auslegungsgrenzen von Windenergieanlagen. Dazu zählen dauerhaft niedrige Temperaturen und atmosphärische Vereisung [49]. Die extreme Kälte und eine überdurchschnittlich hohe Windgeschwindigkeit gehen in den meisten Fällen mit einer geringen Besiedlungsdichte einher, was die Gebiete attraktiv für die Windenergiebranche macht. Eine erschwerte Zugänglichkeit und extreme Witterungsbedingungen können die Erschließung als Windenergiegebiet jedoch verkomplizieren [49].

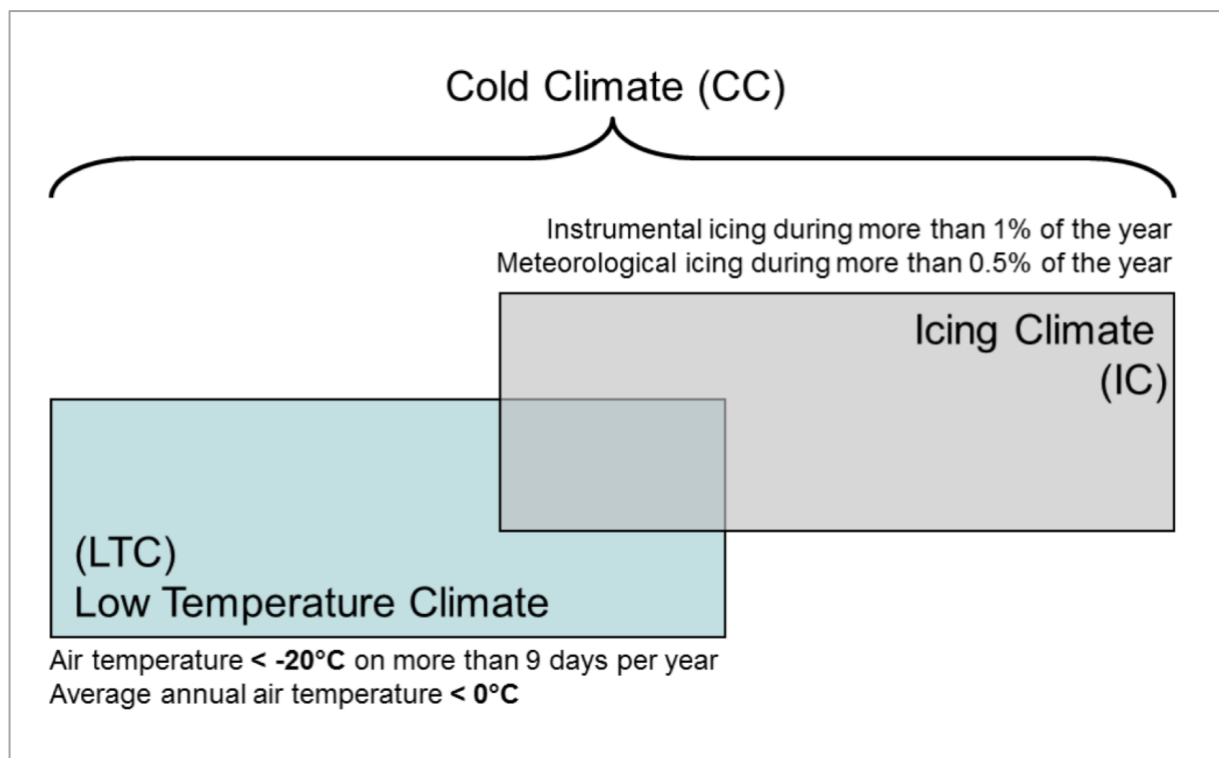


Abbildung 2.1 Definition Cold Climate Gebiet [3]

Die IEA-Wind (International Energy Agency) hat genaue Cold Climate Bedingungen festgelegt. So gilt ein Gebiet, welches an neun Tagen im Jahr eine Lufttemperatur unter $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ und eine Durchschnittsjahrestemperatur unter $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ aufweist, als Cold Climate Gebiet (Abbildung 2.1) [3]. Durch diese extremen Temperaturbedingungen entstehen besondere Risiko- und Belastungsfaktoren für die Windenergieanlagen. So haben über 30% der Anlagen weltweit in einem Cold Climate Gebiet mit Vereisungsrisiken zu kämpfen [18].

Eine Marktanalyse aus dem Jahr 2016 ergab, dass 2015 etwa 100GW installierte Leistung in Cold Climate Gebieten existierten. Es wurde erwartet, dass sich dieser Anteil bis Ende 2020 um 12 GW pro Jahr erhöht [26]. Daraus wird die Bedeutung dieser Gebiete für die Energiewende deutlich. Das liegt zum Großteil an überdurchschnittlich hohen Windgeschwindigkeiten. Doch auch die Umgebungsbedingungen selbst tragen einen Teil bei. So ist die Leistungsausbeute der Anlagen bei einer höheren Luftdichte über 10 % größer als bei Standardbedingungen [16]. Dieser Leistungsanstieg kann durch den Zusammenhang zwischen Leistung und Luftdichte erklärt werden:

$$P = \beta \cdot P_0 \quad 2.1$$

wobei β dem Verhältnis aus aktueller Luftdichte und der Standardluftdichte entspricht. Nach der ISA-Standardatmosphäre steigt die Luftdichte linear mit sinkender Temperatur, was nach Gleichung 2.1 zu einem Anstieg der Leistung führt [6]. Dieses theoretische Ergebnis muss allerdings ins Verhältnis zu möglichen Verlustquellen wie Vereisung und Schneefall gesetzt werden. Es gibt neben der Antarktis weitere Orte, an denen Cold Climate Bedingungen vorherrschen. Dazu zählt die Arktis, Teile Skandinaviens, Kanada sowie auch Orte in China und Russland [26].

2.2 Grundlagen Winddatenanalyse

Die Projektierung eines Windparks im Allgemeinen, beruht zunächst auf einer Ertragsabschätzung. Diese Abschätzung kann anhand von Verteilungsdichtefunktionen wie der Weibull- oder Rayleigh-Verteilung vorgenommen werden oder sich auf Messdaten am potenziellen Standort beziehen. In vielen Fällen wurde an einem potenziellen Standort für Windenergieanlagen bereits eine Messung der örtlichen Windbedingungen durchgeführt. Üblicherweise liegen diese Messdaten der Windgeschwindigkeiten in einer bestimmten Höhe des Messmastes vor und müssen auf die Nabenhöhe der potenziellen Anlage projiziert werden. Nur so ist, aufgrund der steigenden Windgeschwindigkeit mit zunehmender Höhe H , eine realistische Ertragsabschätzung möglich. Für diese Berechnung wird das logarithmische Windprofil mit folgender Formel verwendet [22].

$$v(H) = v_r \frac{\ln\left(\frac{H}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{H_r}{z_0}\right)} \quad 2.2$$

Mit v_r als Referenzgeschwindigkeit in Höhe H_r und der Rauigkeitslänge z_0 [22].

Das logarithmische Windprofil ist jedoch nur in der bodennahen Prandtl-Schicht (bis etwa 100 Meter) anwendbar. In der höherliegenden Ekman-Schicht (bis etwa 1000 Meter) nimmt die Windgeschwindigkeit zunächst stärker zu, als anhand des Windprofils berechnet wird. An der oberen Grenze der Ekman-Schicht erreicht die Windgeschwindigkeit einen konstanten Wert und bildet den geostrophischen Wind. Dieser ist von den Coriolis-Kräften und der Erddrehung beeinflusst [22].

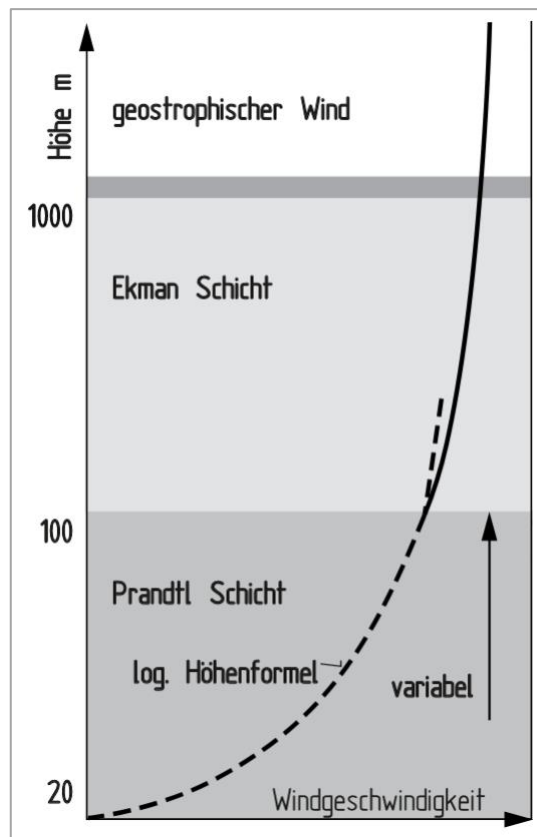


Abbildung 2.2 Schichtung der unteren Atmosphäre [22]

Die Abbildung 2.2 zeigt die verschiedenen Schichten mit ihrer jeweiligen Höhe. In der Antarktis entstehen durch die niedrigen Temperaturen in der Nacht und der Sonneneinstrahlung über den Tag, starke Schwankungen in der Stärke der Prandtl-Schicht. Sie schwankt am Dome C etwa zwischen 25 und 300 Meter [17]. Diese Schwankungen müssen für eine Umrechnung von Messdaten auf eine abweichende Höhe beachtet werden.

Unabhängig der Quelle einer Häufigkeitsverteilung für den gewählten Standort, kann aus dieser, durch Verrechnung mit einer anlagenspezifischen Leistungskurve, ein Energieertrag am Standort berechnet werden. Dafür ist es notwendig sogenannte „Bins“ für die Windgeschwindigkeiten zu definieren. Üblicherweise werden hierzu Intervalle von 1 m/s verwendet. Aus der Zuordnung der Messdaten in das jeweilige Bin ergibt sich eine prozentuale Häufigkeit des Auftretens dieses Wind-Bins. Umgerechnet in Stunden pro Jahr kann diese Häufigkeit, mit Hilfe der Leistungskurve einer Windenergieanlage, zu einem Ertrag umgerechnet werden. Aufsummiert über alle Bins ergibt sich daraus der Brutto-Jahresertrag (AEP).

Diese Ertragsabschätzung für einen potenziellen Windenergie-Standort kann durch weitere Faktoren ergänzt werden. Für die Mission am Dome C ist vor allem eine gleichbleibende Windverfügbarkeit von Bedeutung. In einer Studie wurden einige Berechnungen zusammengestellt, die unter anderem die Leistungsdichte und deren Variationskoeffizienten beschreiben [50]. Die Windleistungsdichte W wird dabei durch folgende Gleichung beschrieben.

$$W = \frac{1}{2} \rho v^3 \quad 2.3$$

Diese Leistungsdichte beschreibt den Energiegehalt des Windes bei einer bestimmten Windgeschwindigkeit v und einer örtlich abhängigen Luftdichte ρ . Die Windgeschwindigkeit geht dabei kubisch in die Energiedichte ein, während die Luftdichte einen geringeren Einfluss nimmt. Unter extremen Temperaturbedingungen wie am Dome C, kann aber auch die Luftdichte einen deutlichen Einfluss auf die Leistungsdichte nehmen [16]. Die erforderliche Luftdichte ρ kann mittels folgender Beziehung ermittelt werden.

$$\rho = \frac{p}{R * T} \quad 2.4$$

Mit Luftdruck p in hPa, der Temperatur T in Kelvin und der Gaskonstante $R = 8,3144 \frac{J}{mol K}$.

Eine Bewertung der Aussagekraft der berechneten Werte kann durch einen Variationskoeffizienten c_V erfolgen. Dieser berechnet sich aus der Standardabweichung S und dem Mittelwert \bar{X} über einen betrachteten Zeitraum nach folgender Gleichung.

$$c_V = \frac{S}{\bar{X}} \quad 2.5$$

Mit

$$S = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n X_i^2 - (\sum_{i=1}^n X_i)^2 / n}{n - 1}} \quad 2.6$$

Regionen mit einem Koeffizienten $c_V > 1$ haben eine größere Streuung der Windenergie, was zu Instabilitäten in der Netzspannung führt. Weiterhin ist dies ein Maß für die effiziente oder ineffiziente Nutzung der Windenergie. Bei einem $c_V < 1$ ist die Streuung in den Werten der Leistungsdichte gering. Entsprechend ist davon auszugehen, dass Zeitpunkt der Produktion und Zeitpunkt der Nutzung häufig korrelieren. Gibt es höhere Schwankungen in der Produktion, so gibt es vermehrt Zeitpunkte mit Überbedarf oder Überproduktion. Mit Hilfe des Variationskoeffizienten können Tages-, Monats- und Saisonganglinien erstellt werden. Aus diesen Profilen kann beispielsweise ein dynamisches TRNSYS-Modell aufgebaut werden, welches eine Versorgungskette simuliert. Dafür müssen alle elektrischen Lasten und elektrisches Equipment in das Modell übertragen werden, sodass mögliche Engpässe identifiziert werden können [48].

3 Stand der Technik

Dieses Kapitel gibt Informationen zu erneuerbaren Lösungskonzepten vorhandener Forschungsstationen in der Antarktis wieder. Darüber hinaus werden mögliche Anlagenkonzepte für das TRIPLE-Projekt vorgestellt und es folgt ein Vergleich zwischen Wind- und Dieselenergie mit dem Augenmerk auf die Nutzung in der Antarktis.

3.1 Forschungsstationen in der Antarktis

Durch die erschwerte Zugänglichkeit und den hohen Forschungsanspruch bietet die Antarktis besonderes Potenzial für neue Erkenntnisse in verschiedenen Themengebieten. Dies ist der Grund für die große Menge an Forschungsstationen aus unterschiedlichen Ländern.

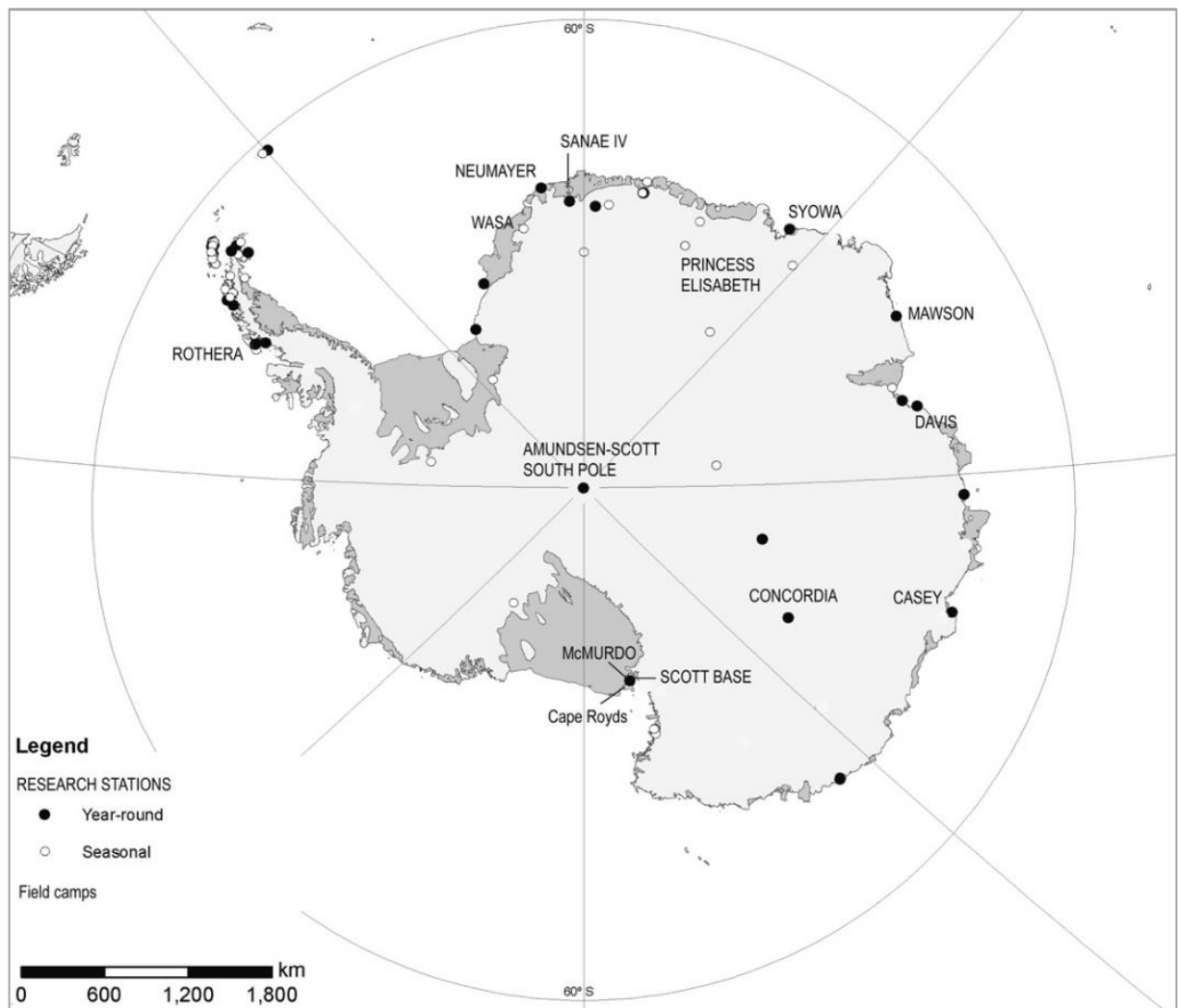


Abbildung 3.1 Forschungsstationen mit Nutzung erneuerbarer Energien [47]

Diese Forschungsstationen unterscheiden sich in saisonale und ganzjährige Stationen, wovon etwa die Hälfte bereits erneuerbare Energien nutzt. Dafür wurden standortspezifisch verschiedene erneuerbare Energiequellen getestet und bestenfalls integriert [11]. Die Abbildung 3.1 zeigt die Antarktis und einige Forschungsstationen mit Nutzung erneuerbarer Energien. Schwarze Punkte zeigen dabei ganzjährige Stationen mit Nutzung erneuerbarer Energien, weiße Punkte zeigen saisonale Stationen [47]. Trotz der vielen Einträge ist festzuhalten, dass keine der bisherigen Stationen den gesamten Energiebedarf dauerhaft aus erneuerbaren Energien deckt [29].

Von den meisten nationalen antarktischen Forschungsprogrammen wird seit vielen Jahren an Hybridlösungen gearbeitet. Die gewählte Präferenz in Richtung Sonnen- oder Windenergie ist in erster Linie vom Standort der Station und von den Erfahrungen des jeweiligen Landes abhängig. In Tabelle 3.1 sind einige Stationen absteigend nach installierter Leistung dargestellt [29]. In den folgenden Abschnitten werden einige dieser Stationen und ihre Lösungskonzepte vorgestellt. Die Priorität liegt dabei auf Stationen mit Wind als Energiequelle.

Tabelle 3.1 Forschungsstationen deren installierte Leistung [29]

Station	Land	Leistung	Energiequelle
McMurdo Station / Scott Base	USA / Neuseeland	990 kW	Wind
Mawson Station	Australien	600 kW	Wind
Princess Elisabeth Station	Belgien	132 kW	Wind + Solar
Rothera Research Station	Großbritannien	100,7 kW	Solar
Jang Bogo Station	Korea	91,7 kW	Wind + Solar
Mario Zucchelli Station	Italien	65 kW	Solar
Casey Station	Australien	30 kW	Solar
Neumayer Station III	Deutschland	30 kW	Wind
Dumont d'Urville Station	Frankreich	20 kW	Wind

3.1.1 McMurdo Station / Scott Base

Die US-amerikanische McMurdo Station ist mit Abstand die größte Forschungsstation in der Antarktis. Sie bietet Platz für etwa 1200 Forscher: innen und bildet gemeinsam mit der neuseeländischen Scott Base eines der größten grünen Projekte in der Antarktis [9]. Dieses Großprojekt mit dem Namen „Ross Island Wind Energy Project (RIWE)“ soll die Vulkaninsel „Ross Island“ unabhängiger von fossilen Kraftstoffen machen und den CO₂-Fußabdruck der beiden Stationen um 11 % verringern [9]. Der CO₂-Ausstoß sinkt so von 11.300 Tonnen pro Jahr auf etwa 10.000 Tonnen pro Jahr. Im Jahr 2009 wurde die erste der drei geplanten Enercon E-33 Anlagen nach einem Jahr Bauzeit in Betrieb genommen [29]. Zwei weitere Anlagen folgten und komplettierten den Windpark mit einer installierten Leistung von circa 1 MW (Abbildung 3.2). Die 4 Millionen Liter Diesel, welche zuvor von den Stationen jährlich verbraucht wurden, konnten um eine halbe Million Liter pro Jahr reduziert werden [9]. Das Projekt gilt als Machbarkeitsprüfung für die Verknüpfung zweier unabhängiger Forschungsstationen durch ein gemeinsames Netz der Energieproduktion. Angeführt von der neuseeländischen Regierung wurde in Projektteams ein intelligentes Netz aus Energieverbrauchern und -produzenten entwickelt. Spezielle Fundamente für die Anbindung der Anlagen an das Vulkangestein sind, ebenso wie der Großteil der restlichen Hardware, für Cold Climate Bedingungen entwickelt [1].



Abbildung 3.2 Enercon E-33 Anlagen des RIWE-Projektes [1]

3.1.2 Mawson Station

Die Australian Antarctic Division ging mit der Errichtung zweier Windenergieanlagen an der Mawson Station den ersten großen Schritt in Richtung erneuerbare Energiequellen. Die Anlagen des deutschen Herstellers Enercon wurden im Sommer 2002/2003 errichtet und besitzen eine Nennleistung von 300 kW (Abbildung 3.3). Unter idealen Bedingungen könnten sie so etwa 95 % der benötigten Energie bereitstellen.



Abbildung 3.3 Enercon Anlage an der Mawson Station [58]

Die Station bezieht unter realen Bedingungen etwa 55 % aus den Anlagen [9]. Für die Planung der Windenergieanlagen mussten einige wichtige Bedingungen beachtet und in den Projektierungsprozess einbezogen werden. Eine durchschnittliche Jahreswindgeschwindigkeit von 11,2 m/s (10 m Höhe) und maximale Windgeschwindigkeiten von über 70 m/s (250 km/h) stellen besondere Herausforderungen an die Anlagen. Eine gezielte Steuerung der Anlage ist nötig, um eine optimale Ausnutzung der Windressourcen zu gewährleisten [47]. Aufgrund der niedrigen Temperaturen und damit verbundenen Belastung des Getriebes, der Schmierstoffe und Ölabdichtungen gab es eine Präferenz für ein getriebeloses Design. Die Anlagenhöhe wurde durch den 100 Tonnen schweren mobilen Kran begrenzt, der zur Mawson Station transportiert werden musste [47]. Nur ein Hersteller war bereit für die Projektierung und modifizierte ein Standardprojekt, um die speziellen Anforderungen zu erfüllen. Über einen Zeitraum von sechs Wochen, wurden beide Anlagen errichtet und in Betrieb genommen.

Die Mawson Station ist ein Beispiel dafür, dass speziell entwickelte Windenergieanlagen trotz widriger Bedingungen zuverlässige Einsparungen bei Kraftstoff und CO₂ bieten können. Innerhalb der ersten sechs Betriebsjahre wurden 32 % Kraftstoff und damit 2918 Tonnen CO₂ eingespart [47]

3.1.3 Neumayer Station III

Noch bevor die ersten kommerziellen Windenergieanlagen an der Mawson Station errichtet wurden, gab es Versuche und Prototypen an anderen Stationen. An der deutschen Georg von Neumayer Station wurde bereits 1991 der Prototyp eines 20 kW H-Rotors (vertikale Windenergieanlage) mit 10 m Rotordurchmesser errichtet, was etwa 6 % des Stationsbedarfs entspricht. Dieser Prototyp hatte weder ein Getriebe noch andere bewegliche Teile, bis auf den Rotor selbst. Die Stromerzeugung erfolgte durch Permanentmagneten im Rotor und eine Wirbelstrombremse sicherte die Bremsung bei Starkwind [14]. Im Jahr 1993 wurde die Anlage an die neue Neumayer Station transportiert und lief dort bis zum Jahr 2009 nahezu problemlos, denn die Wartungsarbeiten sind durch die wenigen beweglichen Teile gering. Der Hauptgrund für die Installation einer vertikalen Anlage, war die Lage der Neumayer Station. Sie wurde auf dem Ekström Schelfeis errichtet, sodass kein fester Untergrund für das Fundament zur Verfügung stand. Außerdem konnten keine schweren Kräne oder Hebevorrichtungen genutzt werden, sodass die Anlage leicht und kompakt entwickelt werden musste [47].

Die Anlage selbst wurde in einem Gemeinschaftsprojekt vom AWI (Alfred-Wegener-Institut), dem Germanischen Lloyd, der Hochschule Bremerhaven und Heidelberg Motor entwickelt. Letztere war auch mit der Fertigung der Anlage beauftragt. Aus diesem Projekt entstand die HMW 56 Anlage, welche einer minimalen Temperatur von -55 °C und einer maximalen Windgeschwindigkeit von 68 m/s standhalten sollte. Das Fundament bestand aus drei Hauptstützen mit einer Hilfsstruktur, welche je nach Schneefall mechanisch angehoben werden konnte. Die HMW 56 konnte durch ihre Zuverlässigkeit jährlich 12.000 Liter Diesel einsparen, was etwa 6 % des jährlichen Stationsbedarfs entspricht [14].

Nach 18 Jahren Betrieb wurde in Zusammenarbeit von dem AWI, der Hochschule Bremerhaven und Enercon eine neue Windenergieanlage entwickelt, diesmal mit horizontalem Rotor. Die neue 30 kW Anlage hatte ebenfalls ein spezielles Fundament und Mastdesign, um die Anlage mit der jährlich wachsenden Schneedecke anzuheben. Die Anlage ist ausgelegt für Windgeschwindigkeiten bis 40 m/s und liefert bei einer mittleren Jahreswindgeschwindigkeit von 9 m/s etwa 120 MWh Strom [47]. Die Abbildung 3.4 und Abbildung 3.5 zeigen die alte vertikale Anlage, neben der neuen horizontalen Anlage.



Abbildung 3.4 HMW56 (vertikal) [44]



Abbildung 3.5 Enercon E-10 (horizontal) [44]

3.1.4 Princess-Elisabeth-Station

Eines der größten Vorbilder in der nachhaltigen Antarktis-Forschung ist die belgische Princess-Elisabeth-Station, welche 2009 errichtet wurde. Sie ist die weltweit erste Station, welche basierend auf einer Kombination aus Wind- und Solarenergie CO₂-neutral betrieben werden kann [52]. Sie zeigt damit, dass sich hohe Investitionskosten für erneuerbare Lösungen und Konzepte lohnen können. Dabei vereint sie ökologische Materialien, saubere und effiziente Energiebereitstellung und optimiertes Abfallmanagement. Mit ihrem modernen Design und aktuellster technischer Ausstattung ist sie das Aushängeschild moderner Klimaforschung und Umweltbewusstseins [48]. Der Standort der Station ist gezeichnet durch Starkwinde mit Geschwindigkeiten über 250 km/h während des Winters. Um diesen Windgeschwindigkeiten standzuhalten, wurde vom schottischen Hersteller Proven Energy eine spezielle Anlage entwickelt. Die Rotoren der Anlagen sind aus der Sicht des Windes hinter dem Mast, also stromabwärts positioniert. Die Rotorblätter sind so konzipiert, dass die Aerodynamik bei extremen Windgeschwindigkeiten zusammenbricht und die Anlage sich selbst schützt. Dabei bleibt sie jedoch nicht komplett stehen, sondern produziert weiterhin einen kleinen Anteil Energie [9].

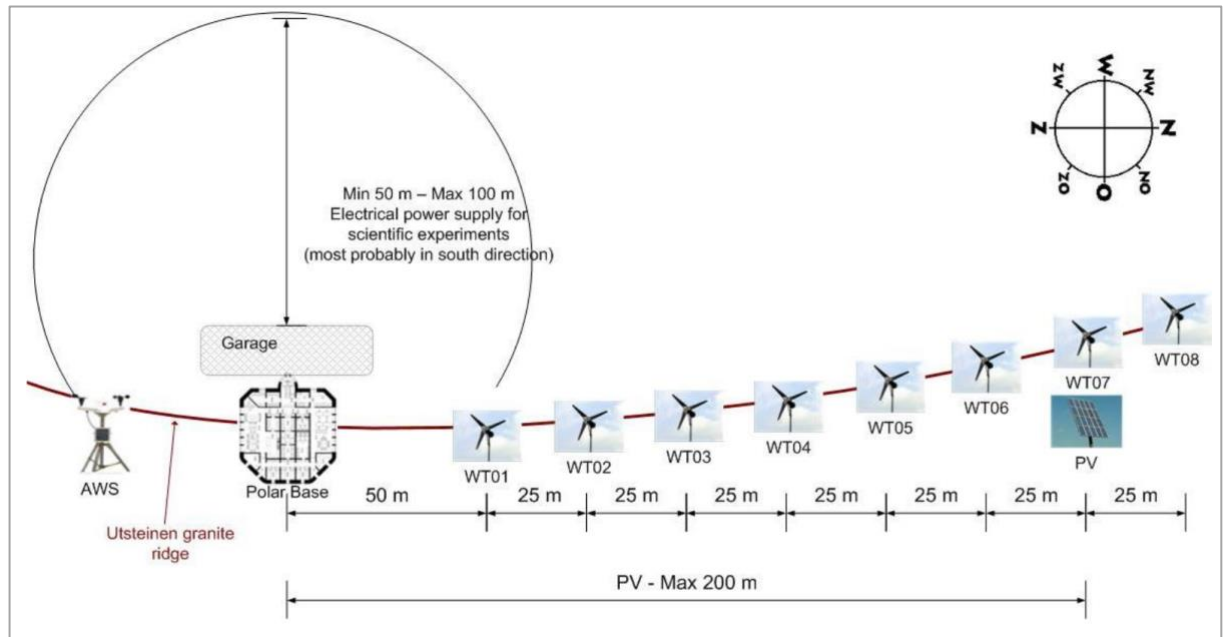


Abbildung 3.6 Stationslayout Princess Elisabeth Station [48]

Das Stationslayout ist in Abbildung 3.6 gezeigt, wobei in diesem Designvorschlag von 2008 eine später zusätzlich geplante Anlage fehlt [48]. Die Projektierung der Station stützte sich auf einige Grundprinzipien. Die Zuverlässigkeit der Station sollte durch die Nutzung bewährter Technologien und Komponenten erreicht werden. Alle Teile sollten so einfach wie möglich ausgelegt sein. Die nötige Redundanz ließ sich durch die Nutzung einer Fehlermöglichkeits- und Einflussanalyse bestimmen. Außerdem war die Flexibilität der Station für zukünftige Erweiterungen wichtig [48]. Anhand dieser Prinzipien wurde die gesamte Station so konzipiert, dass der Energiebedarf auf ein Minimum reduziert werden konnte. Isolierung, Ausrichtung der Fenster und ein smartes Energiesystem machen diesen geringen Energiebedarf möglich [65]. Sollte die Produktion der Wind- oder Solaranlagen zusammenbrechen, kommt ein klassisches Blei-Säure-Batteriepaket zum Einsatz, welches zuvor durch Überproduktion geladen wurde [29].

Nach einigen Jahren in Betrieb konnte weiteres Verbesserungspotenzial identifiziert werden. Die hohe Anzahl an Anlagen bedeutet gleichzeitig einen geringen Abstand zwischen den Anlagen. Dieser beträgt nach Abbildung 3.6 etwa 25m. Dies hat zur Folge, dass die Anlagen sich gegenseitig beeinflussen, wenn der Wind aus anderen Richtungen als der Hauptwindrichtung weht. Die Anlagen „stehlen“ sich gegenseitig den Wind. Die Anzahl der Anlagen bietet jedoch eine hohe Redundanz und Ausfallsicherheit, sodass die Station weitestgehend emissionsfrei ist, auch wenn einzelne Anlagen ausfallen. Für die Wintermonate ist die hohe Anzahl an Anlagen weiterhin wichtig, denn sie sind in dieser Zeit die einzige Energiequelle [29].

3.2 Anlagenkonzepte

In diesem Kapitel werden verschiedene Konzeptlösungen für die Nutzung der Windenergie in Bezug auf das Forschungsprojekt betrachtet. Neben der klassischen horizontalen Kleinwindenergieanlage wird das Konzept einer vertikalen Anlage und einer Kite-Anlage bewertet. Als Orientierung wird für jedes Konzept ein spezielles Anlagenmodell ausgewählt und deren Einsatzmöglichkeit anhand einer überschlägigen Ertragsberechnung bewertet.

3.2.1 HAWT – Enercon E-10

Die HAWT-Anlagen (Horizontalachsen-Windturbinen) sind die am häufigsten verwendete Form von Windenergieanlagen. Ihre Technologie hat sich in den letzten Jahrzehnten enorm entwickelt und auch Größe und Nennleistung sind gestiegen. Eine klassische Windenergieanlage besteht aus einem Fundament mit Anschluss an den Anlagenturm. Die Höhe des Turms bestimmt auch die Nabenhöhe der Anlage. Am Ende des Turms befindet sich der Anschluss für die Gondel mit Generator und Getriebe der Anlage. Die Drehachse des Rotors liegt horizontal und wird über die Aerodynamik meist dreier Rotorblätter angetrieben. Über Einstellung der Blattneigung zur anliegenden Strömung kann eine Regelung der Anlage erfolgen. Dieser Mechanismus bildet einen Schutz vor Überbelastung durch Starkwinde [22]. Für das TRIPLE-IceCraft Projekt soll eine möglichst transportable Anlage mit einer Höhe von etwa 10 Metern ausgewählt werden.



Abbildung 3.7 Enercon E10 Anlage an der Neumayer Station III [57]

An der Neumayer Station III läuft seit vielen Jahren eine Enercon E-10 Anlage (Abbildung 3.7). Diese 30 kW-Anlage wurde von Enercon, der Hochschule Bremerhaven und dem Alfred-Wegener-Institut speziell für den Einsatz im antarktischen Gebiet entwickelt. Die verwendeten Materialien wie Aluminium und GFK bieten Einsatzmöglichkeiten bei extremen Temperaturen und reduzieren das Transportgewicht der Anlage enorm [44]. Weiterhin wurde auf ein Getriebe verzichtet, es handelt sich um eine so genannte Direct Drive Anlage. Der Rotor ist durch eine Welle direkt mit dem Generator verbunden. Die Anlage hat einen Rotordurchmesser von 10 m, was einer Rotorfläche von etwa 56 m² entspricht. Das Fundament der Anlage bildet eine ins Eisschelf gegründete Rahmenstruktur. Die darauf angebundene Anlage mit drei Stützen kann bei Bedarf angehoben werden. Durch die starke Schneedrift ist diese Anhebung jährlich um etwa einen Meter notwendig [47].

Die Abbildung 3.8 zeigt die Leistungskurve der Enercon E-10 Anlage. Sie zeigt, dass die Anlage bereits bei sehr geringer Windgeschwindigkeit von 3 m/s Leistung produziert. Die Anlage kann vor allem bei Windgeschwindigkeiten zwischen 5 und 10 m/s bereits viel Leistung produzieren. Der Leistungszuwachs ist ab 10 m/s etwas geringer. Ihre Nennleistung von 30 kW wird bei einer Windgeschwindigkeit von 14 m/s erreicht [44]. Eine Ertragsberechnung mit Hilfe dieser Leistungskurve erfolgt in Kapitel 6.

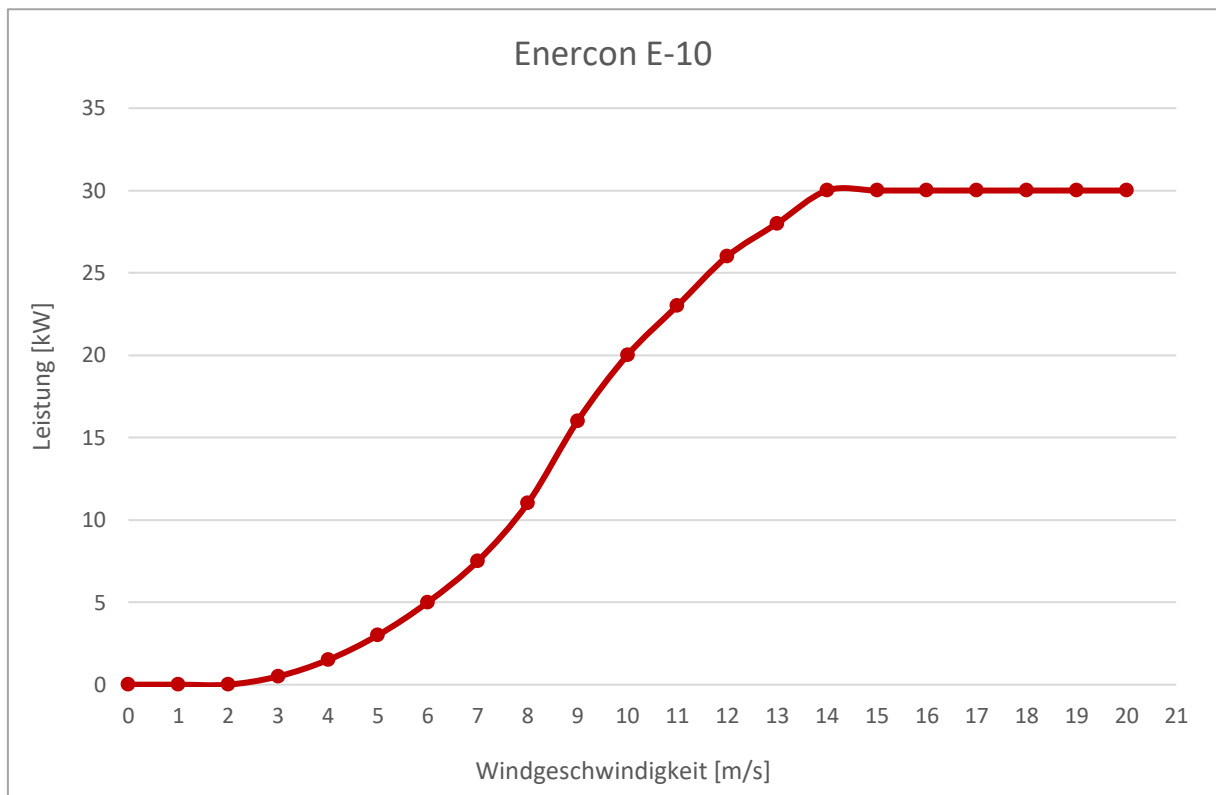


Abbildung 3.8 Leistungskurve Enercon E-10 [44]

3.2.2 VAWT – Heidelberg Motor HMW56

Im Gegensatz zur HAWT-Anlage ist die Drehachse der VAWT-Anlage (Vertikalachsen-Windturbine) vertikal ausgerichtet. Die Anlagengröße ist durch diese Ausrichtung begrenzt, kann jedoch für kleine und mobile Anwendungsfälle die bessere Option sein [11]. Auch wenn die Technologie im Windanlagengeschäft nur eine Randform ist, gibt es diverse Hersteller, welche diese Technologie stetig weiterentwickeln. Dabei gibt es zwei verschiedene Rotordesigns. Der Savonius-Rotor ist ein Widerstandsläufer, welcher aus dem Stillstand durch die Kraft des Windes anläuft. Der Savonius-Rotor weist eine hohe Stabilität gegenüber extremen Windgeschwindigkeiten auf, ist jedoch nicht so leistungsfähig wie ein Auftriebsläufer. Für diese zweite Art der Vertikalanlagen gibt es verschiedene Bladeformen. Ein vertikaler Auftriebsläufer benötigt einen externen Impuls, um in Drehung versetzt zu werden. Aus diesem Grund, werden häufig beide Bauformen kombiniert. Dies ermöglicht ein selbstständiges Anlaufen der Anlage mit gleichzeitiger Steigerung des Leistungspotenzials [11]. Dieses Potenzial ist jedoch im Vergleich zur HAWT, bei ähnlicher Größe und Nabenhöhe, geringer [22]. Bislang gibt es eine vertikale Anlage, welche in der Antarktis zum Einsatz kam.



Abbildung 3.9 HMW56 Anlage an der Neumayer Station III [Dr. H. Grobe]

Die HMW-Anlage hatte eine Nennleistung von 20 kW und der Rotordurchmesser des H-Rotors betrug 10 m. Der Generator war in die Stahlkonstruktion integriert und wurde von einem Permanentmagneten erregt. Der Stator des Magneten war mit dem Turm verbunden, der Magnetring bewegte sich mit dem Rotor. Dieser besaß drei vertikale Rotorblätter mit einer Länge von 5,6 Metern, woraus sich eine Rotorfläche von 56 m² ergab. Der einfache Aufbau der Anlage ohne Getriebe und Windnachführung, machte sie besonders robust. Eine Wirbelstrombremse sicherte sie vor Überlastung bei hohen Windgeschwindigkeiten. Der dreiteilige Grundrahmen wurde mit Hilfe gesintertem (verfestigtem) Schnee etwa 2 Meter tief gegründet. Dieser Fundamentrahmen kann je nach Schneedrift angehoben werden. Der Anschluss der Schrägstützen wandert entsprechend nach oben, sodass alle Bauteile zugänglich bleiben. Die Anlage hat somit eine dauerhaft maximale Höhe von 12,35 m. Der Turm besteht aus tieftemperaturgeeignetem Baustahl und hält Temperaturen bis -55 °C stand. Die Rotorblätter bestehen aus Aluminiumprofilen. Diese Konstruktion hält Windgeschwindigkeiten bis 68 m/s stand und ist für eine Lebensdauer unter extremen Bedingungen von 20 Jahren ausgelegt [54].

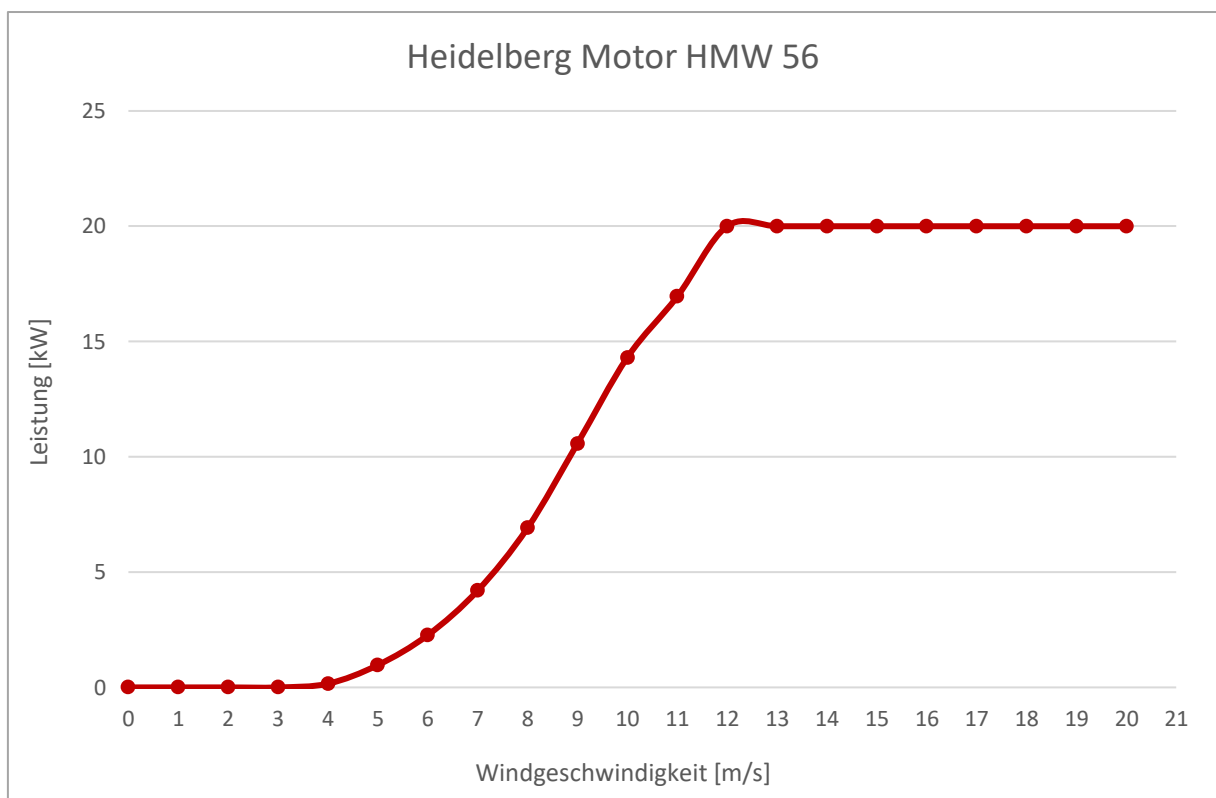


Abbildung 3.10 Leistungskurve Heidelberg Motor HMW56 [14]

Zum aktuellen Zeitpunkt existiert keine moderne Vertikalanlage, die für Cold Climate Bedingungen ausgelegt ist. Einzig die geplanten neuen Anlagen der Neumayer Station III der belgischen Firma Fairwind wurden bereits unter diesen Bedingungen getestet [33]. Diese

Anlage ist jedoch mit einer Höhe von 32 Metern nicht für einen mobilen Einsatz während der Mission geeignet. Die alte HMW-Anlage soll daher als Anschauungsbeispiel für den Einsatz einer Vertikalanlage dienen. Die Leistungskurve der HMW56-Anlage ist in Abbildung 3.10 gezeigt und soll als Grundlage für die Ertragsberechnung in Kapitel 6 dienen [14].

3.2.3 AWES – SkySails SKS PN-14

Neben den beiden klassischen Konzepten, haben sich auch AWES-Systeme (Airborne Wind Energy System) in den letzten Jahren einen Namen gemacht. Mit durchdachten All-in-One Konzepten bieten sie eine mobile Anlage mit einem enormen Ertragspotenzial. Für diese Arbeit soll das Modell des Hamburger Herstellers SkySails SKS PN-14 betrachtet werden, welches das erste bestellbare Konzept der Welt anbietet [66]. Die Anlage besteht aus sieben Hauptkomponenten wie in Abbildung 3.11 gezeigt ist.



Abbildung 3.11 SkySails - SKS PN-14 [66]

- (1) **Kite** – Der etwa 180m² große Schirm besteht aus einem reißfesten Material. Durch Lufteinlässe und aerodynamische Bremsen kann die Form des Kites für Start und Landung angepasst werden. Die Steuerung erfolgt durch mehrere Leinen, die von einem Steuerpult gespannt oder entspannt werden. Der Kontakt zum Boden besteht durch einen Haltegurt, welcher bei Bedarf eingezogen wird, um den Kite zu landen.
- (2) **Steuerpult** – Das Steuerpult beinhaltet die Autopilot-Steuerung, die den Kite durch Sensoren steuert. Die Stromversorgung erfolgt durch eine integrierte Ram Air Turbine.

- (3) **Haltegurt** – Dieser ist die Verbindung zwischen Steuerpult und Bodenstation und besteht aus einem Kunststoff für sicherheitskritische Anwendungen, wie Kräne und Lifte.
- (4) **Start- und Landemast** – Der zuverlässige und flexible Mast bildet die Grundlage für Start und Landung des Kites. Er kann für den Transport der Anlage demontiert werden.
- (5) **Bodenstation** – Ein 30 Fuß Container bildet die Bodenstation der Anlage. Dieser kann platzsparend und einfach transportiert werden.
- (6) **Antriebsstrang** – Der Antriebsstrang besteht aus einer Winde, einem Getriebe und einem Generator. Dieser wandelt die Zug- und Geschwindigkeitsenergie des Kites in elektrische Energie um. Das Getriebe und der Generator befinden sich innerhalb des Containers und sind somit vor äußeren Einflüssen geschützt.
- (7) **Verankerung** – Die gesamte Anlage ist über einen Tripod im Boden verankert. Über die Verbindung zum Container besteht die Möglichkeit der Ausrichtung, je nach Windrichtung.

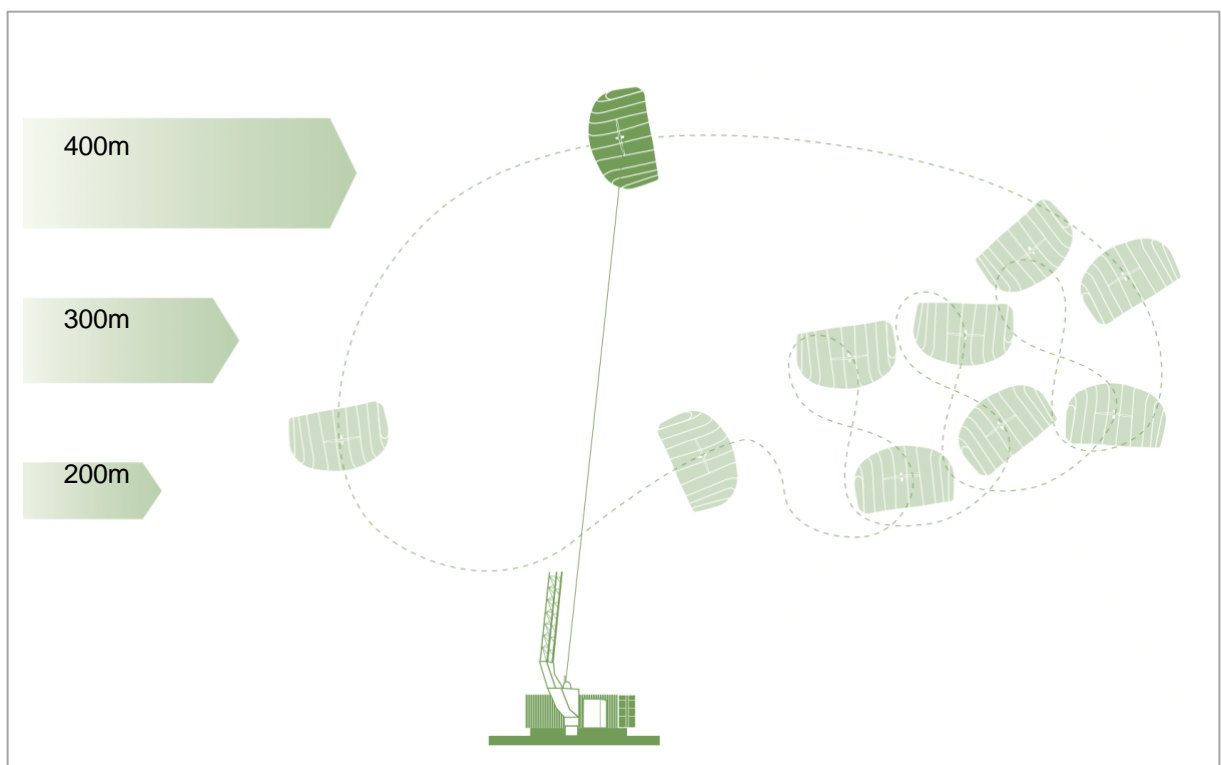


Abbildung 3.12 "The Kite Power Cycle" [66]

Kite-Anlagen bringen einige Vorteile mit sich. Vor allem für mobile Anwendungen, Orte mit begrenzter Zugänglichkeit und schwierigen Fundamentbedingungen können sie sinnvoll eingesetzt werden. Mit ihrer Flughöhe von bis zu 400m können sie selbst an windschwachen Standorten einen hohen Ertrag generieren. Die Funktionsweise ist bei allen Kite-Anlagen

ähnlich. Der Flugdrachen oder Schirm wird auf die erforderliche Höhe gebracht. In dieser Höhe wird eine vorgegebene Flugkurve absolviert, welche aus einem langen Produktionsteil besteht. Die Verbindung zur Bodenstation besteht über den Haltegurt, welcher in der Produktionsphase von einer Winde abrollt und so einen Generator antreibt. In der Rückholphase wird ein kleiner Teil der produzierten Energie für den Windenmotor genutzt. Dieser holt den Kite auf die Starthöhe zurück und der Zyklus beginnt von vorn [66].

In Abbildung 3.12 ist der Zyklus mit entsprechender Flugkurve gezeigt. Die Arbeitsphase beginnt auf etwa 200m Höhe. Durch den erzeugten Auftrieb gewinnt der Kite an Höhe und wird durch das Steuerpult auf achtförmigen Bahnen gehalten. Am höchsten Punkt, auf etwa 400m Höhe, steuert das Pult einen Zustand mit minimalem Widerstand und Auftrieb an, um den Kite zurückzuholen. Dieses „Yo-Yo-Prinzip“ findet ununterbrochen statt, bis der Kite wieder gelandet wird. Dies kann beispielsweise ein Wartungsevent oder eine extreme Wettersituation sein. Die Landung erfolgt dabei am Mast, von wo aus der Kite demontiert werden kann. Die erzeugte Energie des Generators kann, wie auch bei herkömmlichen Anlagen, in das Netz eingespeist werden oder im Batteriespeicher gespeichert werden [66].

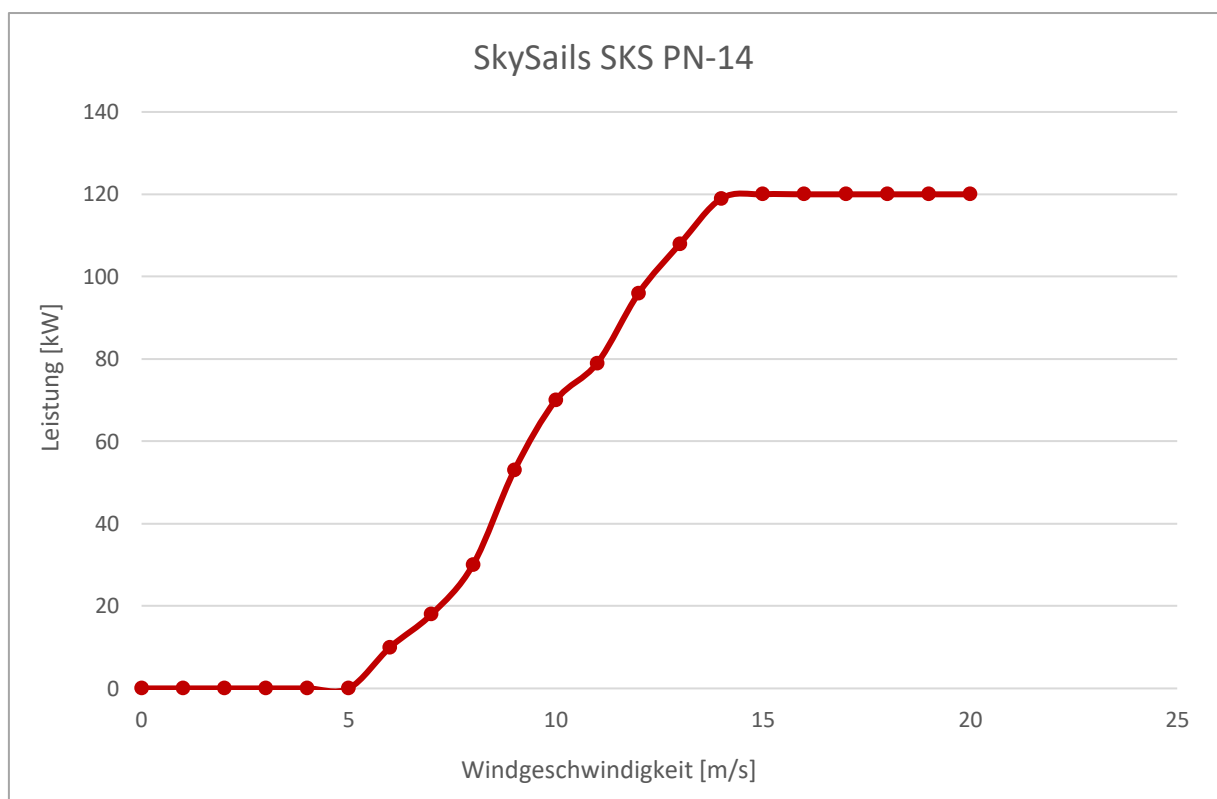


Abbildung 3.13 Leistungskurve SkySails SKS PN-14

Die SkySails-Anlage ist die weltweit erste AWES-Anlage mit einer verifizierten Leistungskurve. Diese Leistungskurve wurde noch nicht veröffentlicht, jedoch für diese Arbeit seitens SkySails

als Wertetabelle zur Verfügung gestellt. Die Abbildung 3.13 zeigt die Leistungskurve als Diagramm. Es ist ein nahezu linearer Verlauf der Leistungskurve zu erkennen, welche eine Startgeschwindigkeit von 5 m/s hat. Die höchste Leistung von 120kW wird bei einer Windgeschwindigkeit von 14 m/s erreicht. Anhand dieser Leistungskurve wird in Kapitel 6 ein überschlägiger Ertrag berechnet.

3.3 Technologievergleich Diesel und Wind

Trotz gravierender Entwicklungsschritte in den letzten Jahrzehnten, ist die Hauptenergiequelle der Antarktis weiterhin Diesel. Die damit betriebenen Generatoren sind zunehmend effizient und robust. Die Forschungsstationen sind somit unabhängig von Wetter- und Umgebungsbedingungen [29]. Im Gegenzug sind dafür die Transport- und Lagerungskosten um einiges höher [9]. Die Implementierung von hybriden Systemen mit einem hohen Anteil an Wind- oder Solarenergie kann daher zu Kosteneinsparungen im Einklang mit der Umwelt führen [8]. In den folgenden Abschnitten werden die jeweiligen Vor- und Nachteile von Diesel- und Windenergie aufgezeigt.

Als erster Nachteil ist die logistische Versorgung der Dieselgeneratoren anzuführen. Der Transport von Dieselkraftstoff zum Verwendungsort ist kritisch, denn eine Leckage kann zu einer Umweltkatastrophe führen [29]. So kam es im Jahr 2012 an der Brazilian Comandante Ferrat Station zu einem verheerenden Brand, ausgelöst durch eine Kraftstoffleckage [10]. Diesel wird nur langsam abgebaut und zersetzt [30], sodass umliegende Gebiete und die Ozeane nachhaltig betroffen sein können. Eine Milderung der Auswirkungen auf einer so großen Fläche ist nahezu unmöglich [5]. Der Großteil des Dieseltransports erfolgt über den Seeweg in die Antarktis. Dieser Umstand verstärkt die ökologischen Auswirkungen, denn auch durch den Schiffftransport werden Schadstoffe ausgestoßen [52]. Die Lagerung des Diesels an der jeweiligen Station zusätzlich eine Herausforderung dar. Die Tanks müssen über mehrere Jahre zuverlässig dicht sein und den extremen Temperatur- und Wetterbedingungen standhalten.

Ein weiterer wesentlicher Nachteil von Diesel ist der Ausstoß von Treibhausgasen durch die Verbrennung. Insbesondere Feinstaub und NO_x haben einen direkten Einfluss auf die empfindliche Umgebung der Antarktis. Eine Ablagerung des Feinstaubes auf der Schneeoberfläche führt zu einer schnelleren Erwärmung [31]. Die Reflexion der Sonneneinstrahlung ist dadurch verringert und der Schnee schmilzt schneller [36]. Die Emissionen der Verbrennung sind zusätzlich mit Kosten verbunden.

Diese Kosten für den Schadstoffausstoß sind in Tabelle 3.2 am Beispiel der südafrikanischen SANAE IV Station gezeigt. Die aufgestellten Kosten zeigen, dass allein die Emissionen durch Dieselgeneratoren hohe Kosten für die Forschungsstation verursachen.

Tabelle 3.2 Schadstoffkosten SANAE IV Station [45]

Schadstoff	Kosten €/kg	Ø Ausstoß kg/a	Kosten €/a
VOC	2,04	444	905,76
CO	2,04	693	1.413,72
NO _x	1,25	13.451	16.813,75
SO ₂	3,08	76	234,08
CO ₂	0,01	744.000	7440
PM	1,80	317	570
Total			27.377,31

Ein weiterer Kostenfaktor bei der Dieselverwendung sind die Kraftstoffkosten selbst. Der Preis für Dieselkraftstoff in der Antarktis ist im Vergleich zum Herkunftsland bis zu 10-mal höher [29].

Im Gegenzug sind die Kosten für den Generator selbst vergleichbar gering, da die Technik ausgereift und robust ist. Ein weiterer Vorteil ist die schnelle Einsatzbereitschaft der Generatoren. Auch bei einem Kaltstart sind sie nach wenigen Sekunden einsatzbereit und können einen Blackout der Station verhindern. Diese Unabhängigkeit von Umgebungsbedingungen macht Dieselgeneratoren in vielen Bereichen unersetzlich. Durch die langjährige Nutzung der Generatoren ist die Infrastruktur der Stationen optimal ausgelegt. Die einfache Nutzung der elektrischen Energie durch eine gleichbleibende Netzspannung und Verfügbarkeit bilden einen weiteren Vorteil.

Für die Nutzung von Windenergie ist der „Kraftstoff“ Wind kostenlos. Dafür schlägt der Preis für die Anlage und deren Errichtung zu Buche. Insbesondere für speziell entwickelte Cold-Climate-Anlagen ist der Preis pro kW zwei bis dreimal höher als bei konventionellen Windenergieanlagen. Im Cold Climate Bereich entstehen Kosten zwischen 2.500 € und 7000 € pro kW installierter Leistung [4]. Auch die laufenden Wartungskosten sind im Vergleich zu normalen Bedingungen deutlich höher [28]. Ein weiterer Nachteil von Windenergieanlagen ist die begrenzte Vorhersehbarkeit der Produktion. Durch große und intelligente Batteriespeicher

lassen sich unvorhersehbare Schwankungen in der Energieproduktion jedoch zum Großteil ausgleichen [29]. Das Thema Energiesicherheit spielt hierbei eine große Rolle. Elektrizität ist die Ausgangsbasis für eine sichere Forschungsstation und das Wohlbefinden und die Gesundheit aller Personen vor Ort. Ein Blackout der Station kann zu lebensbedrohlichen Situationen führen und muss dauerhaft vermieden werden [42].

Die Nutzung von Windenergie in der Antarktis bringt ebenso einige Vorteile mit sich. Einer der wichtigsten Vorteile ist die Einsparung von Kraftstoff. Diese Einsparung gilt sowohl für den risikoreichen Transport als auch für die Kraftstoffkosten selbst. Die Kraftstoffeinsparungen sind abhängig von der Übereinstimmung aus Produktionszeitpunkt und Nutzungszeitpunkt. Je höher die Übereinstimmung, desto höher die Einsparung [45]. Ein Kostenvergleich ist nur sinnvoll, wenn die volle Nutzungsdauer der Windenergieanlagen betrachtet wird. Während die Anlagen einen hohen initialen Invest erfordern, bleiben nach Abschreibungsende von etwa 10 Jahren kaum laufende Kosten übrig [46]. Bei Dieselgeneratoren bleiben die laufenden Kosten durch den Kraftstoffverbrauch gleichbleibend hoch und auch die Kosten für die Emissionen werden in den kommenden Jahren vermutlich ansteigen. Trotz der schwierigen Bedingungen für Windenergieanlagen in der Antarktis und dem damit verbundenen Entwicklungsaufwand sprechen weitere Argumente für eine Nutzung. So ist die Energieausbeute durch die etwa 10% höhere Luftdichte, besser als in nicht Cold-Climate-Regionen [16]. Weiterhin sprechen die höheren und konstanten Windgeschwindigkeiten für eine Nutzung von Windenergie. Nicht zu vergessen ist auch der Aspekt, dass Windenergieanlagen an abgelegenen Orten weniger Einfluss auf ihre Umgebung und die Menschen, die dort leben, nehmen [32].

Auch wenn die klimatische Auswirkung der dieselbetriebenen Forschungsstationen im globalen Maßstab marginal ist, sollten allein für die Vorbildfunktion der Forschungsstationen erneuerbare Energien eingesetzt werden [29]. Eine erneuerbare Energiebereitstellung hilft dabei, das natürliche Gleichgewicht aufrecht zu erhalten und die empfindliche Umgebung zu schützen. Außerdem lassen sich auf lange Sicht immense Kosten sparen, die sowohl für Diesel als auch dessen Emissionen anfallen. Die Auswahl der Energiequellen muss jedoch zum betrachteten Standort passen und es sollten alle Risiken und Randbedingungen betrachtet werden [13]. Bei einer anteiligen Umstellung auf erneuerbare Energien, eignen sich Dieselgeneratoren weiterhin hervorragend für die weitere Nutzung als sekundäre Energiequelle und Absicherung [12].

4 Identifikation von Herausforderungen

Aus den vorherrschenden Cold Climate Bedingungen in der Antarktis lassen sich insbesondere für den Einsatz von Windenergieanlagen einige allgemeine Risikofaktoren ableiten [32]. Extreme Temperaturen belasten nicht nur die Anlagen, sondern auch das Team vor Ort. Bei einem Ausfall der Anlage, welcher selbstständig behoben werden kann, steigt die Gefahr für Erfrierungen und andere Verletzungen. Im schlimmsten Fall können diese Verletzungen auch zum Tod von Forscher: innen oder Mechaniker: innen führen [53]. Durch starken Schneefall in der Antarktis kann sowohl die Zugänglichkeit zur Windenergieanlage als auch die Funktionalität selbst beeinträchtigt sein. Spezielle Fahrzeuge ermöglichen in diesem Fall die Zugänglichkeit zur Anlage. Die Entfernung des Schnees kann ebenfalls durch spezielle Fahrzeuge oder Maschinen erfolgen und muss bei der Planung der Station berücksichtigt werden [25]. Die Antarktis ist eines von wenigen Gebieten, welches nicht dauerhaft von Menschen besiedelt ist und sich in seinem natürlichen Zustand befindet. Mit der Errichtung von Windenergieanlagen und dem damit verbundenen Fundament kommt es zu einem Eingriff in diesen Zustand. Auch während des Anlagenbetriebs können optische Störfaktoren einen Einfluss auf die Umgebung haben. Viele der dort lebenden Tierarten kommen in keinem anderen Gebiet der Erde vor und sollten entsprechend geschützt werden. Um den Effekt so gering wie möglich zu halten, ist eine genaue Untersuchung der Umgebung erforderlich [32].

Zusätzlich zu diesen allgemeinen Risiken werden spezifische Herausforderungen identifiziert, welche sich für das TRIPLE-IceCraft Projekt ergeben. In den folgenden Abschnitten werden diese Risiken näher beleuchtet und mögliche Maßnahmen aufgezeigt.

4.1 Vereisung

Die Vereisung von Rotorblättern ist eine der größten Herausforderungen für Windenergieanlagen. Die häufigste Art der atmosphärischen Eisbildung ist das sogenannte „In-Cloud Icing“. Dabei kollidieren kalte Wassertropfen bei Außentemperaturen unter 0 °C mit anderen Objekten und vereisen auf ihrer Oberfläche. Besonders in den Wintermonaten und bei hohen Windenergieanlagen tritt diese Art der Vereisung häufig auf. Doch auch bei geringeren Anlagenhöhen kann es durch die dünnen Rotorblätter und hohen Blattspitzengeschwindigkeiten zur Vereisung kommen. Insbesondere für Cold Climate Gebiete spielt Vereisung als Verlustquelle eine bedeutende Rolle. Der Energieverlust entsteht zumeist durch die Vereisung der Rotorblattvorderkante und die damit verbundene schlechtere Aerodynamik [49]. Der erhöhte aerodynamische Widerstand kann zu Einbußen bis zu 20 % des Jahresenergieertrags führen [24]. Neben Energieverlusten birgt die Vereisung der

Rotorblätter weitere Risikofaktoren. Durch eine Veränderung der Blattform und deren Aerodynamik, können sich die Lasten der gesamten Anlage verschieben, sodass sie möglicherweise außerhalb der Auslegungsgrenzen liegen. Daraus kann eine Beschädigung der Rotorblätter folgen [12]. Der Turm kann durch ungleich verteilte Eisansammlungen an den Rotorblättern in Schwingung versetzt werden. Diese Schwingungen fanden im Auslegungsprozess möglicherweise keine Betrachtung und sind gefährlich für die Integrität der Struktur [49]. Viele weitere Komponenten wie Lager und Getriebe werden durch Ungleichgewichte stärker belastet als üblich. Dies hat einen enormen Einfluss auf die Lebensdauer und Funktionalität. Daraus abgeleitet müssen Prozesse, wie das Hochfahren der Anlage, angepasst werden, um eine Erwärmung der Materialien vor der Belastung zu gewährleisten [49].

Neben Gefahren für Material und Ertrag sollte auch die Gefahr für Mensch und Umwelt betrachtet werden. Bei einer geringen Vereisung der Rotorblätter wird die Anlage üblicherweise nicht abgeschaltet. Dies führt dazu, dass sich Eisplatten von der Rotorblattoberfläche lösen können. Durch die Rotationsenergie können diese Eisplatten in die Umgebung geschleudert werden. Dabei besteht die Gefahr von einem dieser Teile getroffen zu werden bzw. Teile der Forschungsstation oder umliegende Gebäude und andere Anlagen zu beschädigen [32]. Die maximale „Wurfweite“ d einer Anlage kann nach folgender Gleichung berechnet werden.

$$d = 1,5 * (H + D) \quad 4.1$$

Die Wurfweite ist also abhängig von der Nabenhöhe H und dem Rotordurchmesser D [40]. Diese Wurfweite sollte bei der Errichtung einer Anlage berücksichtigt werden. Für die zuvor beschriebenen konventionellen Anlagenkonzepte (HAWT und VAWT) liegt die Wurfweite nach Gleichung 4.1 bei etwa $d = 150m$. Dieser Sicherheitsabstand sollte bei der Flächenplanung des Projektes eingehalten werden.

Für eine bessere Übersicht kann Vereisung klassifiziert werden. Dafür gibt es unterschiedliche Herangehensweisen. Die IAE (International Energy Agency) hat für die Klassifizierung folgende Tabelle 4.1 veröffentlicht:

Tabelle 4.1 Klassifizierung von Vereisung [3]

IAE Ice Class	Meteorological Icing % des Jahres	Instrumental Icing % des Jahres	Production Loss % des AEP
5	> 10	> 20	> 20
4	5 - 10	10 - 30	10 - 25
3	3 - 5	6 - 15	3 - 12
2	0,5 - 3	1 - 9	0,5 - 5
1	0 - 0,5	< 1,5	0 - 0,5

Die beiden Vereisungsanteile Meteorological Icing und Instrumental Icing beschreiben verschiedene Phasen. Meteorological Icing ist die Phase, in der die Umgebungsbedingungen für Vereisung vorliegen und eine aktive Eisbildung an Bauteilen stattfinden kann. Sie kann durch Wettervorhersagen modelliert und durch Eisdetektoren im Windpark erkannt werden. Als Instrumental Icing wird die Dauer der physischen Vereisung verstanden, das heißt wie lange die Bauteile der Vereisung ausgesetzt sind, bzw. deren Funktion beeinträchtigt ist. Als Referenzbauteil wird ein Anemometer verwendet, um die Dauer der Phase zu bestimmen [3].

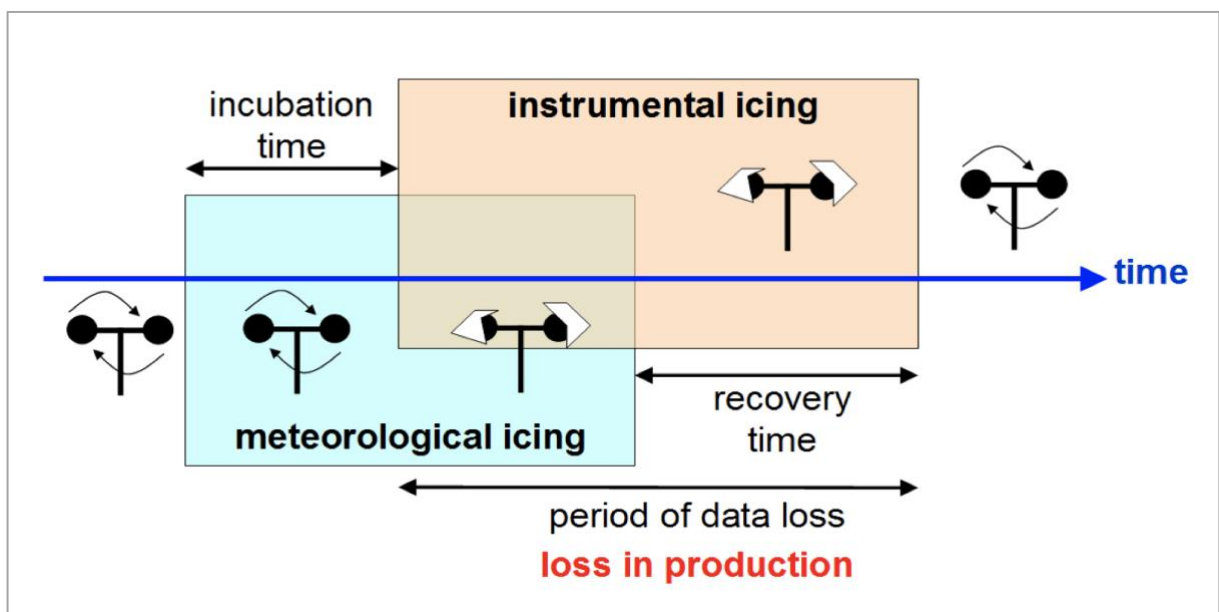


Abbildung 4.1 Definition Meteorological und Instrumental Icing [3]

In der Abbildung 4.1 sind die beiden Phasen und deren Zusammenwirken dargestellt. Aus dieser Abbildung lässt sich entnehmen, dass es erst zu Energieverlusten kommt, wenn die Phase des Instrumental Icings begonnen hat. Aus der Dauer beider Phasen kann mittels folgender Gleichung 4.2 ein Performance Index berechnet werden, der zur Einschätzung eines Windstandorts und dessen Energieverlusten durch Vereisung genutzt werden kann [3].

$$Performance\ Index = \frac{Instrumental\ Icing}{Meteorological\ Icing} \quad 4.2$$

Das gebildete Eis kann in zwei Eisformen unterteilt werden: Rime Ice (Raueis) und Glaze Ice (Klareis). Rime Ice entsteht durch gefrierende Wassertröpfchen, die beim Auftreffen auf eine Oberfläche gefrieren. So können zum Beispiel die Wassermoleküle aus Wolken oder Nebel auf dem Rotorblatt gefrieren, wenn sich dieses durch die feuchte Luft bewegt [25]. Während des schlagartigen Gefrierens werden Luftbläschen eingeschlossen, wodurch sich eine undurchsichtige Eisschicht bildet. Rime Ice ist die häufigste Folge des In-Cloud Icings. Glaze Ice hingegen, entsteht durch das langsame Gefrieren von Feuchtigkeit auf der unterkühlten Oberfläche des Rotorblattes. Es ist im Gegensatz zum Rime Ice durchsichtig und hat eine höhere Dichte. Außerdem ist die Adhäsionskraft von Glaze Ice zur betroffenen Oberfläche deutlich höher, da die enthaltene Feuchtigkeit die Haftkraft erhöht [55].

Neben den Vereisungsarten gibt es auch Ansätze zur Unterscheidung von Vereisungsphasen [18]. Die vier Phasen Pre-Icing, Operational-Icing, Stopped-Icing und Post-Icing werden aufgrund ihrer Auswirkungen auf den Anlagenbetrieb unterschieden. Folgende Abbildung 4.2 zeigt den zeitlichen Verlauf der Phasen. Auch hier werden die Begriffe Meteorological Icing und Instrumental Icing (hier Turbine Ice Accretion) aufgenommen.

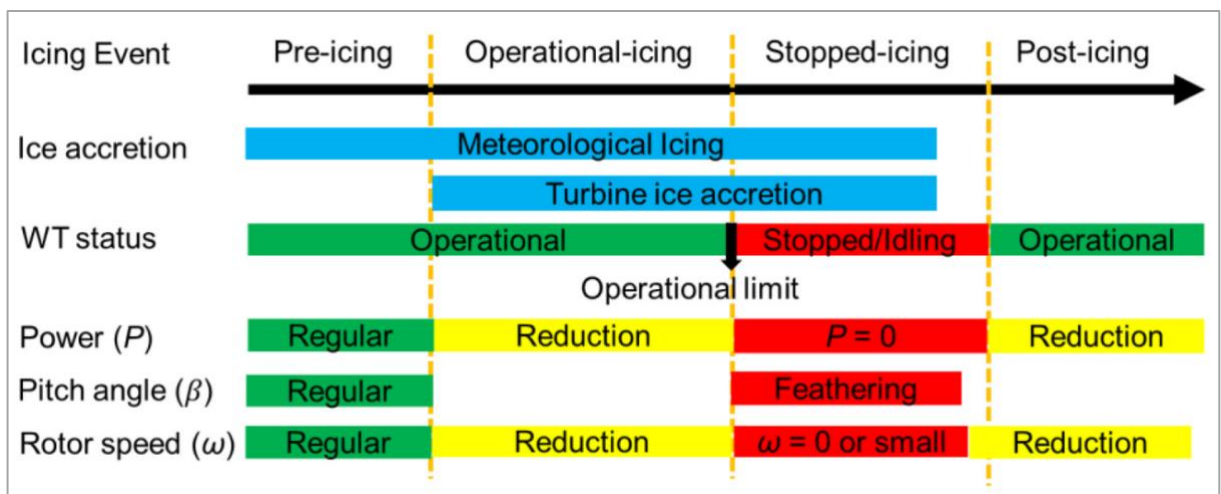


Abbildung 4.2 Vereisungsphasen [18]

Die Unterteilung in vier Phasen macht die Beschreibung der Auswirkungen auf den Anlagenbetrieb spezifischer. Es ist zu erkennen, dass die Pre-Icing Phase keinen Einfluss auf die Betriebsweise der Anlage hat. Für die Pre-Icing Phase müssen meteorologische Bedingungen für Vereisung vorliegen, also eine Temperatur unter 3 °C und eine Luftfeuchtigkeit über 85 % [38]. Die Operational-Icing Phase folgt, sobald der Anlagenbetrieb durch die Eisbildung gestört oder beeinträchtigt ist. Die physische Eisbildung an der Anlage findet statt (Turbine Ice Accretion). Sobald das Operational Limit der Anlage durch die vermehrte Eisbildung erreicht wird, stoppt diese. Die Anlage befindet sich im Trudelbetrieb oder Stillstand und produziert keine Energie. Diese Phase wird als Stopped-Icing bezeichnet. Die letzte Phase beginnt, sobald die Anlage nach Abschmelzen des Eises wieder anläuft. Zu Beginn ist die Leistung reduziert, bis das gesamte Eis geschmolzen oder gelöst ist. Diese Post-Icing Phase endet mit dem Erreichen des normalen Betriebszustandes der Anlage [18]. Die Leistung der Anlage ist, während der Operational-Icing Phase um bis zu 15% reduziert [15]. Die Abbildung 4.3 zeigt beispielhaft eine Leistungskurve zum Zeitpunkt verschiedener Vereisungsphasen.

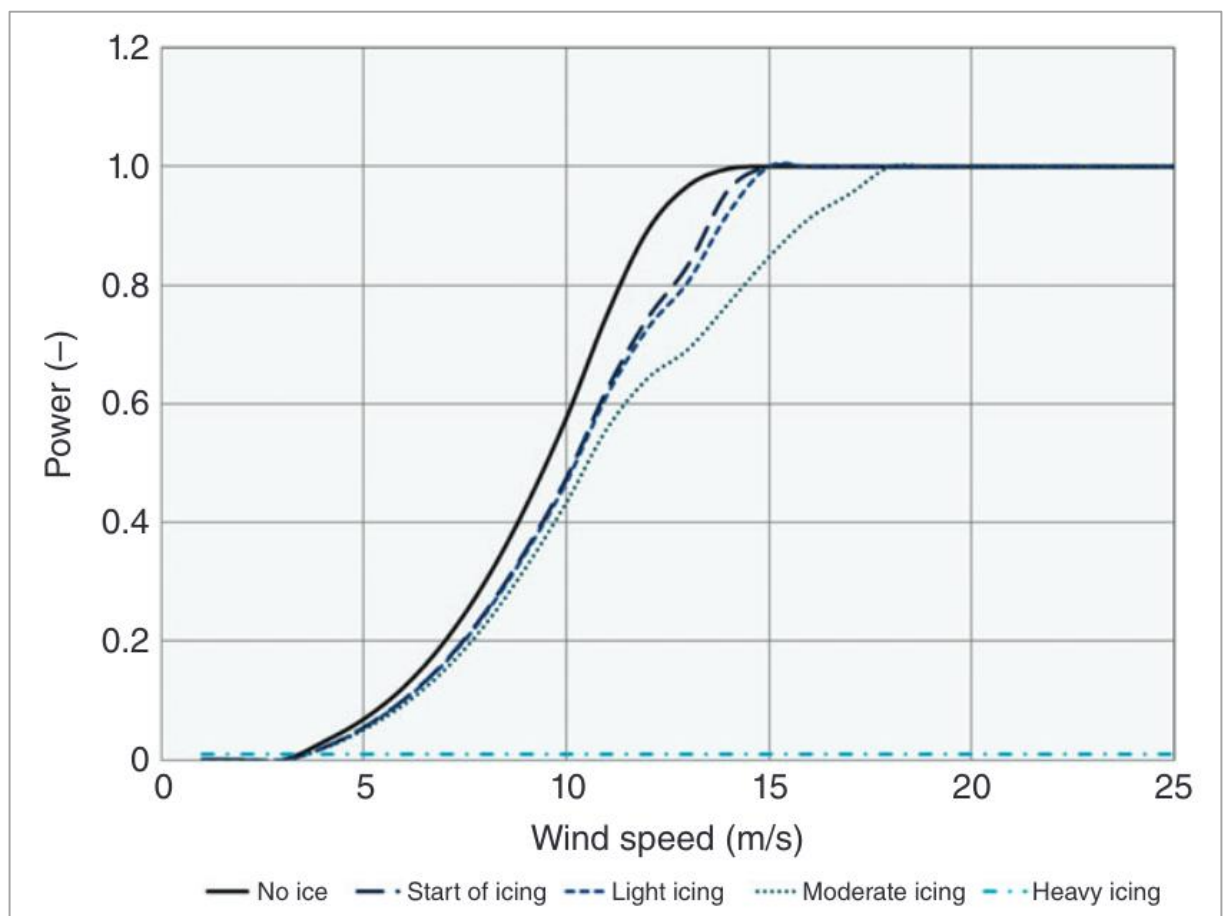


Abbildung 4.3 Leistungskurve bei verschiedenen Vereisungsphasen [49]

Aus dieser Abbildung ist ein reduzierter Anstieg der Leistungskurve ab der Anlaufgeschwindigkeit zu entnehmen. Die sensible Aerodynamik der Rotorblätter ist bereits durch eine geringe Vereisung beeinflusst. Eine Eisbildung an der Blattvorderkante erhöht die Rauigkeit der Oberfläche und somit auch den Widerstandsbeiwert. Damit einher geht eine Verringerung des Auftriebsbeiwertes des aerodynamischen Blattprofils. Aus dieser veränderten Aerodynamik entsteht der Leistungsverlust gegenüber einer nicht vereisten Anlage [49].

Es gibt verschiedene Maßnahmen einer Vereisung der Windenergieanlage entgegenzuwirken. Einige dieser Maßnahmen sind passiv und andere aktiv. Passive Maßnahmen sind beispielsweise die Lackierung oder Beschichtung der Rotorblätter. Eine schwarze Lackierung der Rotorblätter kann zu einem natürlichen Heizeffekt führen, da eine dunkle Oberfläche die solare Strahlung stärker absorbiert. Eine Erwärmung findet somit automatisch statt [23]. Auch andere Beschichtungen wie Teflon, welche eine verringerte Haftkraft des Eises zur Folge haben, kommen zum Einsatz [25]. Vor allem bei der schwarzen Lackierung ist als Nachteil die Abhängigkeit von der Sonneneinstrahlung anzuführen. Insbesondere in Cold Climate Gebieten gibt es lange Zeiträume innerhalb des Jahres mit mangelnder Sonneneinstrahlung [11]. Als Vorteil ist die kostengünstige Applikation und zuverlässige Funktion zu nennen.

Aktive Maßnahmen gegen Vereisung bringen eine komplexere Installation mit sich. Eine Beheizung der Rotorblätter von innen ist eine der häufigsten aktiven Methoden. Diese Beheizung kann sowohl mit der Abwärme aus Getriebe und Generator als auch elektrisch erfolgen. Die Beheizung mit Abwärme hat keinen Einfluss auf die Performance der Anlage, ist jedoch weniger effektiv. Bei der elektrischen Beheizung muss im Gegenzug auf einen kleinen Teil der produzierten Energie verzichtet werden. Der Anteil der benötigten Energie reicht von 2%-12% [34]. Dieser Energieverlust ist ein Nachteil der aktiven Methoden, kann jedoch durch die höhere Effektivität ausgeglichen werden.

Eine Überwachung der aktuellen Vereisungssituation ist für aktive Methoden unerlässlich. Einige große Hersteller von Windenergieanlagen haben bereits ein Überwachungssystem integriert, welches anhand des Anlagenverhaltens auf eine Vereisungsgefahr schließt. Dafür sind Veränderungen des Pitchwinkels und der Biege- oder Torsionsmomente innerhalb des Rotorblattes eindeutige Indikatoren. Viele Rotorblätter sind daher mit Messsystemen der strukturellen Belastung ausgestattet. Diese Messsysteme werden vor allem für Anlagen in Cold Climate Regionen empfohlen. Weiterhin kann aus der Rotorgeschwindigkeit und produzierter Energie die Vereisungsphase abgeleitet werden. Daraus lassen sich wiederum optimale Zeitpunkte für den Einsatz aktiver Maßnahmen bestimmen. Als Beispiel kann das

Einschalten der Rotorblattheizung während der Post-Icing Phase genannt werden, um das Abschmelzen zu beschleunigen [18].

4.2 Extremwinde

Der antarktische Kontinent ist geprägt von rapiden Temperaturschwankungen zwischen den Jahreszeiten. Vor allem im Herbst (Mai) herrschen durch die anhaltende Dunkelheit minimale Temperaturen. Dieses Minimum zieht sich bis in den August und September. Von diesem Minimum gibt es einen steilen Anstieg der Temperaturen in die Sommermonate Dezember und Januar. Die tiefen Temperaturen während der Wintermonate begünstigen das Auftreten extremer Windverhältnisse [48]. Insbesondere die katabatischen Winde sind ein Phänomen des antarktischen Kontinents. Katabatische Winde sind großflächig auftretende Fallwinde, welche vor allem an der antarktischen Küste zu extremen Windgeschwindigkeiten führen. Durch niedrige Temperaturen verdichtet sich die Luft im Inland und strömt durch die abfallende Geografie in Richtung Küste (Abbildung 4.4). Die schwere und verdichtete Luft nimmt dabei durch die Gravitationskraft extreme Windgeschwindigkeiten auf und erreicht ihr Maximum an der antarktischen Küste [48].

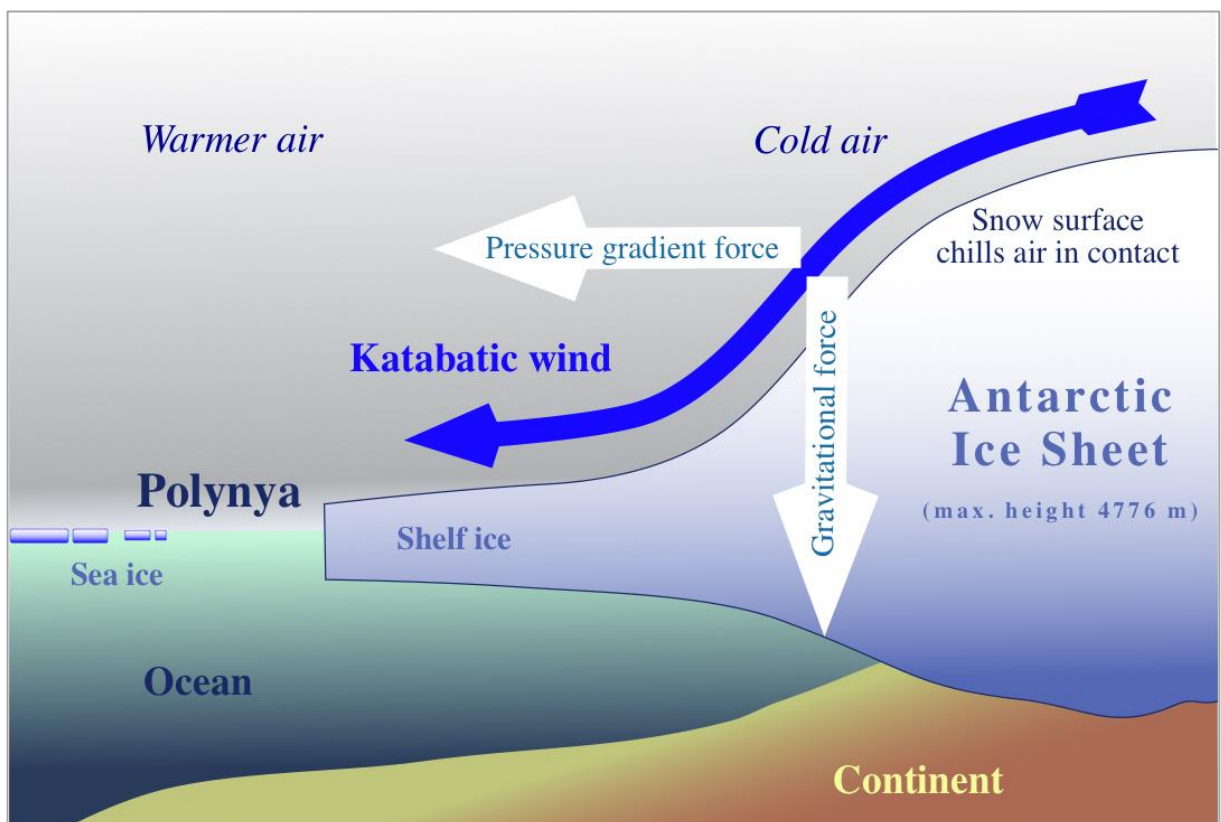


Abbildung 4.4 Katabatischer Wind Antarktis [Dr. Hannes Grobe]

Für Windenergieanlagen, die im küstennahen Bereich stehen, gelten daher besondere Auslegungsbedingungen. Windgeschwindigkeiten von bis zu 250 km/h sind nicht unüblich und müssen im Anlagendesign berücksichtigt werden [39]. Doch auch für Anlagen im Inland sollten die Auslegungsgeschwindigkeiten der Anlagenstruktur etwa 55 m/s betragen [48]. Die starken saisonalen und örtlichen Schwankungen der katabatischen Winde sind auf die variierenden Oberflächenwinde zurückzuführen [56]. Diese Schwankungen entstehen durch die saisonalen Veränderungen des Polarwirbels und weiteren Druckgradienten in der Nähe der Oberfläche [41]. Diese Art der Extremwinde ist für diese Machbarkeitsstudie durch die Lage des Dome C außer Acht zu lassen. Der Dome C liegt auf der Hochebene des antarktischen Kontinents und ist daher keinen katabatischen Winden ausgesetzt [19].

4.3 Komponenten, Fundament und Logistik

Weitere Schwierigkeiten für die Windenergieanlagen in der Antarktis entstehen durch die mechanische und physische Belastung aller Bauteile und Strukturkomponenten. Temperaturen unter den Design-Limits der Anlage sind eine Herausforderung für verwendete Metalle und Schmierstoffe, die sich negativ auf die Lebensdauer auswirkt [49]. Um diesem Risiko entgegenzuwirken, setzen einige Hersteller von Cold-Climate-Anlagen auf ein getriebeloses Design. Die direkte Verbindung zwischen Rotor und Generator erfolgt durch die Rotorwelle. Auf einen kälteanfälligen Schmierstoff und dem damit verbundenen erhöhten Verschleiß des Getriebes kann demzufolge verzichtet werden [6]. Das getriebelose Design ist bei größeren Anlagen häufig nicht anwendbar. Eine alternative Maßnahme sind daher spezielle Fette für Weltraumteleskope und elektrische Heizelemente, die alle Bauteile auf Betriebstemperatur halten. Die Heizelemente benötigen einen geringen Anteil der produzierten Energie, erhöhen jedoch die Lebensdauer der betroffenen Komponenten [7]. Weiterhin können Niedrigtemperatur-Stähle verwendet werden, welche für die vorherrschenden Temperaturen geeignet sind [6].

Eine weitere Herausforderung für die Errichtung von Windenergieanlagen ist das Fundament der Anlage. Anders als an herkömmlichen Standorten, gibt es in der Antarktis häufig keinen festen Untergrund. Insbesondere auf dem Ekström Eisplateau ist die Befestigung der Anlage ein Problem. Durch die niedrigen Temperaturen ist es nahezu unmöglich ein Fundament auszuhärten. Weiterhin wird das gesamte Frischwasser vor Ort aus dem vorhandenen Eis gewonnen und ist nicht zu jedem Zeitpunkt unbegrenzt verfügbar [9]. Nicht nur das Fundament der Anlage selbst birgt Schwierigkeiten. Auch der benötigte Kran für die Errichtung der Anlage könnte Probleme auf dem Eis verursachen und ist in der Größe begrenzt. Diese Herausforderung für die Logistik sollte ebenso bei der Anlagenentwicklung betrachtet werden.

Für das antarktische Inland eignen sich aus diesem Grund eher kompakte Anlagen, welche mit Hilfe eines kleineren Krans errichtet werden können [47].

5 Analyse der Winddaten

Die geplante Mission am Dome C soll unabhängig von einer Forschungsstation auf der Hochebene des Dome C stattfinden. Das bedeutet, die Forscher: innen werden für etwa 14 Tage nur mit einer Grundversorgung und Zelten am Ort des Schmelztestes leben. Für diese Art der Forschungsmission eignet sich die Zeit um die Sonnenwende am 21.12. am besten. Die Temperaturen und Sonnenstunden sind in dieser Zeit am höchsten [61]. Für die Analyse der Winddaten wird deshalb der Zeitraum vom 22.11. eines Jahres bis zum 19.01. des darauffolgenden Jahres festgelegt. Dieser Zeitraum wird im Folgenden als „Saison“ bezeichnet. Die folgenden Abschnitte beziehen sich auf Daten innerhalb dieses Zeitraums. Ziel ist es, die Windverhältnisse in Bezug auf eine Versorgung der Schmelzsonde zu untersuchen. Entscheidend ist dafür vor allem ein gleichbleibender Wind, bei dem eine ausreichende Leistung für den dauerhaften Betrieb der Sonde zur Verfügung steht.

5.1 Datengrundlage und Randbedingungen

Die Recherche zu Datenquellen von Winddaten führte zu zwei voneinander unabhängigen Windstationen am Dome C. Zum einen die automatische Wetterstation (AWS) direkt an der Concordia Forschungsstation, wie in der Abbildung 5.1 dargestellt.

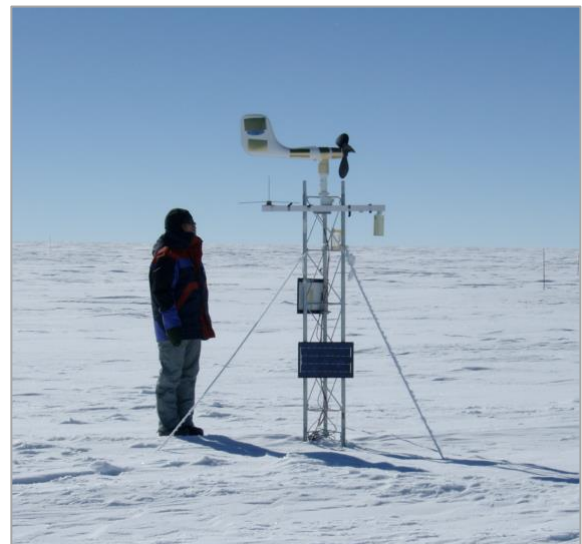


Abbildung 5.1 Koordinaten der AWS-Station [63] Abbildung 5.2 AWS Station Aufbau [59]

Sie wird vom Antarctic Meteorological Research Center (AMRC) in Madison Wisconsin betrieben [2]. Die Abbildung 5.2 zeigt den Aufbau der automatischen Wetterstation. Die Windmessung erfolgt auf etwa 2,5 m Höhe anhand eines Schalenanemometers. Neben der

Windgeschwindigkeit werden auch Windrichtung, Temperatur und Umgebungsdruck gemessen. Die AWS-Station sammelt seit etwa 40 Jahren Winddaten am Dome C. Bereits im Jahr 2005 gab es eine wissenschaftliche Auswertung der gemessenen Daten. In dieser Auswertung wurden die Jahre seit Beginn der Aufzeichnung herangezogen. Aufgrund des Aktualitätsbezugs und der dort beschriebenen hohen Fehlerquote, beschränkt sich diese Machbarkeitsstudie auf die Jahre 2003 bis 2023 [2]. Die jährlichen Datensätze werden vom AMRC auf ihrer Website in unterschiedlicher Form zur Verfügung gestellt [59].

Als zweite Datenquelle liegen Messdaten des CALVA-ACDC Projekts zu Grunde. Dieses Projekt des französischen Polarforschungsinstituts betreibt mehrere Messstationen zwischen dem Dome C und der antarktischen Küste. Der 45m hohe Messmast am Dome C nimmt auf Höhen zwischen 3 und 45 Metern die Temperatur, Windrichtung und Windgeschwindigkeit ab und mittelt diese über 30-Minuten Intervalle. Die Messdaten sind über die Homepage des Instituts zugänglich [60]. Für die Messdaten des CALVA Projektes gab es im Jahr 2021 eine wissenschaftliche Auswertung für die vergangenen 10 Jahre [19]. Diese Auswertung dient in den folgenden Abschnitten zur Verifizierung der gewonnenen Erkenntnisse. Die Abbildung 5.3 zeigt den Messmast am Dome C.



Abbildung 5.3 CALVA-Messmast Dome C in Anlehnung an [60]

Die folgenden Abschnitte zeigen die Ergebnisse des Datenvergleichs beider Stationen. Dabei werden übliche Kriterien einer Standortbewertung verglichen. Die Bewertung der

verschiedenen Anlagentypen soll auf Grundlage der qualitativ besseren Datenquelle im Saisonzeitraum anhand einer Ertragsberechnung erfolgen. Die Auswertungshöhe für konventionelle Anlagentypen wurde für diese Studie auf 10 Meter festgelegt. Anlagen mit diesen Abmaßen besitzen die nötige Mobilität für einen Transport zum Forschungsort. Für die Kite-Anlage liegt die Auswertungshöhe bei 200 Metern. In dieser Höhe wurde auch die Leistungskurve der SkySails-Anlage vermessen. Im Gegensatz zu konventionellen Anlagen ist das AWES-System trotz der großen Flughöhe transportabel [66].

Die CALVA-Daten bieten einen größeren Umfang verfügbarer Daten, vor allem in Anbetracht der Auswertungshöhe von 10 Metern. Entsprechend müssen einige AWS-Daten berechnet werden. Folgende Tabelle 5.1 gibt einen Überblick über die Datengrundlage und getroffene Annahmen. Die Vergleichsergebnisse der folgenden Abschnitte beruhen auf Grundlage dieser Messwerte, Berechnungen und Annahmen.

Tabelle 5.1 Datengrundlage und Annahmen

Höhe	Messwert	AWS 10 Minuten-Mittelwerte	CALVA 30 Minuten-Mittelwerte
3 Meter	Geschwindigkeit	Messwerte	Messwerte
	Temperatur	Messwerte	Messwerte
10 Meter	Temperatur	Berechnung mit ISA-Standardatmosphäre	Messwerte
	Geschwindigkeit	Berechnung mit logarithmischem Windprofil Rauhigkeitslänge $z_0=0,0001$	Messwerte

Die AWS-Daten liegen auf einer Höhe von 2,5 Metern vor, während der erste Messpunkt des CALVA-Turms auf einer Höhe von etwa 3 Metern liegt. Beide Messstationen sind von einer schwankenden Schneedrift beeinflusst, sodass auch die exakte Messhöhe schwankt [39]. Aufgrund einer besseren Vergleichbarkeit wird diese Abweichung vernachlässigt und als gemeinsamer Messpunkt eine Höhe von 3 Metern gewählt. Die zweite Messhöhe des CALVA-Turms liegt auf etwa 10 Metern und ist ebenfalls von der Schneedrift abhängig. Diese Schwankung in der sich jährlich ändernden Messhöhe wird ebenfalls vernachlässigt und eine konstante Messhöhe von 10 Metern angenommen. Eine Hochrechnung der

Windgeschwindigkeiten aus den AWS-Daten erfolgt dementsprechend auf eine zweite Auswertungshöhe von 10 Metern, mit Hilfe des logarithmischen Windprofils. Die Temperaturen der AWS-Daten werden für den Vergleich mit Hilfe der ISA-Standardatmosphäre angepasst. Die Auswertungshöhe der Kite-Anlage wird für den Datensatzvergleich nicht berücksichtigt. Die Daten auf Flughöhe des Kites werden im Anschluss an den Vergleich anhand des gewählten Datensatzes berechnet.

5.2 Fehlerquoten

Zunächst werden die Rohdaten beider Datenquellen in Bezug auf Messfehler und fehlende Daten überprüft. Als Fehler werden für beide Datensätze sowohl fehlende Datenpunkte als auch gemessene 0-Werte für die Windgeschwindigkeit definiert. Anhand der Fehleranzahl kann eine relative Fehlerquote errechnet werden. Diese bezieht sich auf die maximal mögliche Datenpunktzahl im betrachteten Zeitraum. Die AWS-Daten liegen als 10 Minuten-Mittelwerte vor, sodass sich eine maximale Datenpunktzahl von 8496 für jede Saison ergibt. Die CALVA-Daten hingegen liegen als 30 Minuten-Mittelwerte vor. Daraus ergibt sich eine maximale Anzahl von 2832 Datenpunkten pro Saison.

Die Abbildung 5.4 zeigt die prozentuale Fehlerquote der AWS-Daten über alle Saisons auf einer Höhe von 3 Metern. Es ist zu erkennen, dass die Saisons 03/04, 04/05 und 21/22 die höchsten Fehlerquoten der betrachteten Jahre zeigen. Sie liegen zwischen 20 und 25%. Diesen hohen Fehlerquoten können verschiedene Gründe wie ein technischer Defekt oder Vereisung zu Grunde liegen. Das AWS-Anemometer besitzt keine Redundanz, sodass bei einem Ausfall auch keine Daten aufgenommen werden. Diese Fehlerquoten decken sich mit der Datenanalyse aus dem Jahr 2005, welche ebenfalls hohe Fehlerquoten mit abnehmender Tendenz beschreibt [2].

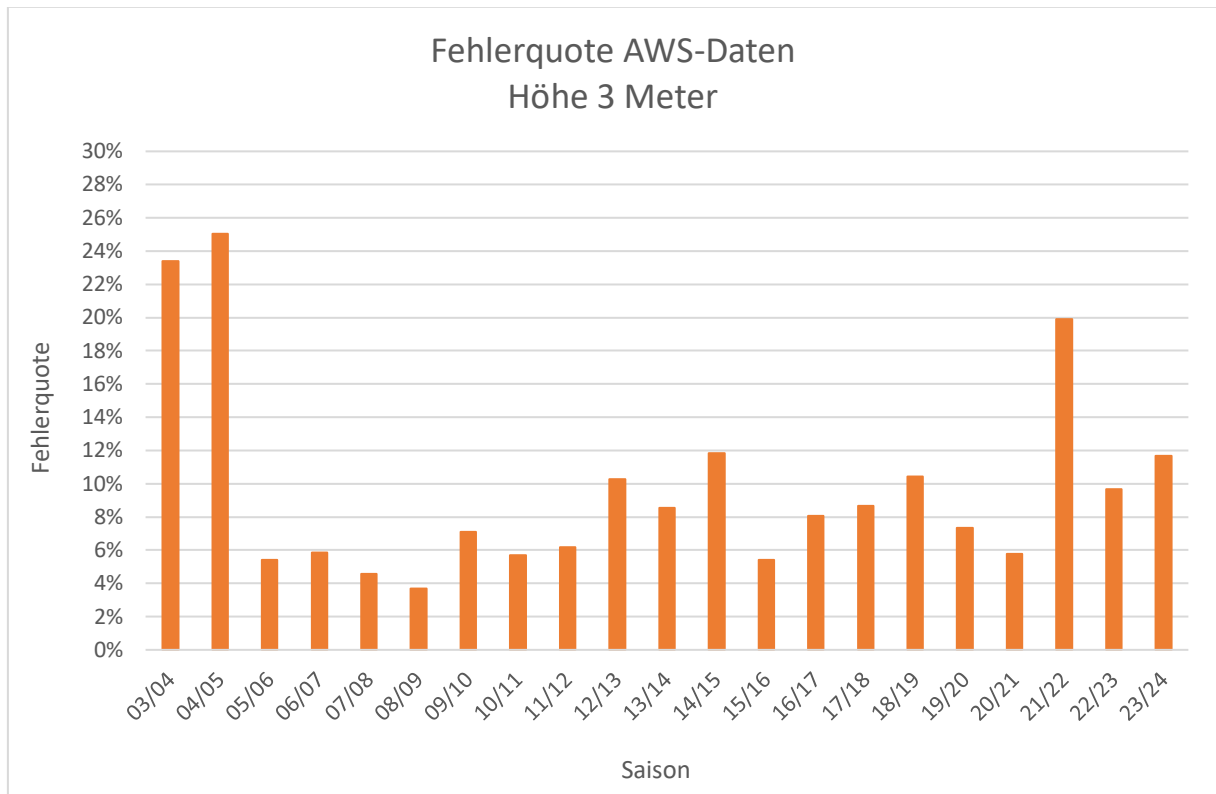


Abbildung 5.4 Fehlerquoten - AWS-Daten – Höhe 3 Meter

Die Saisons 05/06 bis 11/12 liegen unter der durchschnittlichen Fehlerquote im Bereich von 4-7%. Es ist von zuverlässigen und witterungsbeständigen Messgeräten auszugehen. Ab der Saison 11/12 lässt ein leichter Anstieg der Fehlerquote Alterung oder Verschleiß der Messgeräte vermuten. In der Saison 21/22 gibt es einen Anstieg auf 20 %. Die Gründe hierfür sind unbekannt, könnten aber wiederum auf einen technischen Ausfall hinweisen. Die Qualität der AWS-Daten ist anhand der Fehlerquoten und in Anbetracht der Anzahl an Datenpunkten als akzeptabel anzusehen. Unter extremen Witterungsbedingungen, wie sie in der Antarktis vorherrschen, sind höhere Fehlerquoten als üblich zu erwarten, sodass die Fehlerquote der AWS-Daten diesen Erwartungen entspricht [16].

Die CALVA-Daten stehen für die Jahre 2010 bis 2022 zur Verfügung. Der CALVA-Tower bietet, im Gegensatz zu den AWS-Daten, Messungen auf sechs verschiedenen Höhen zwischen 3 und 45 Metern. Analog zu den AWS-Daten, werden die CALVA-Daten um ihre Messfehler und 0-Messungen bereinigt. Die resultierende Fehlerquote für die Daten auf 3 Metern Höhe ist in Abbildung 5.5 dargestellt.

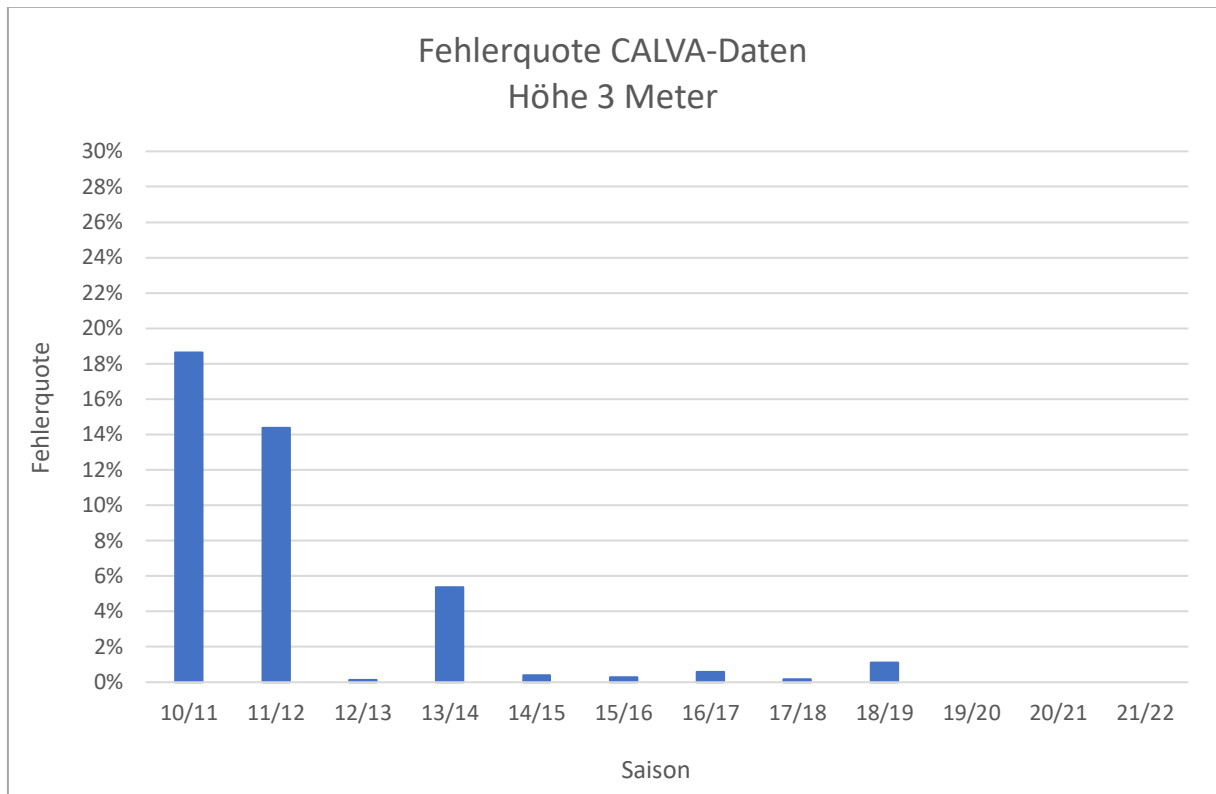


Abbildung 5.5 Fehlerquoten - CALVA-Daten – Höhe 3 Meter

Auch hier liegen die Fehlerquoten in den ersten beiden Saisons mit 19 % bzw. 14% auf einem hohen Niveau. Dies lässt für die CALVA-Daten Schwierigkeiten in der Datenaufnahme zu Beginn der Messungen annehmen. Ab der Saison 14/15 werden die Daten zuverlässiger und die Fehlerquote bleibt stabil unterhalb von 2%. Die Fehlerquoten ab der Saison 19/20 liegen bei 0%, was auf eine zuverlässige technische Ausrüstung schließen lässt. Die Auswertung aus 2021 berichtet ebenfalls von Schwierigkeiten in der Datenaufnahme, aufgrund der extremen Bedingungen [19].

Im Vergleich zu den AWS-Daten sind die Messwerte der CALVA-Daten in allen Saisons zuverlässiger. Vor allem für die letzten 4-5 Jahre bieten die CALVA-Daten eine optimale Datengrundlage für weitere Berechnungen. Die höhere Datenqualität lässt möglicherweise auf modernere und den klimatischen Bedingungen angepasste Messgeräte schließen. Auf Grundlage der Fehlerquoten bieten die CALVA-Daten insgesamt die höhere Datenqualität. Die hier aufgezeigten Fehler werden aus den folgenden Betrachtungen entfernt.

5.3 Windprofil

Für das geplante Forschungsprojekt ist für konventionelle Anlagentypen eine Nabenhöhe von etwa 10 Metern vorgesehen. Eine Bewertung der Anlagen kann nur durch die Ertragsberechnung mit Winddaten auf Nabenhöhe erfolgen. Die Winddaten müssen dementsprechend auf diese Höhe umgerechnet werden. Die Umrechnung gemessener Windgeschwindigkeiten auf eine andere Höhe kann durch das logarithmische Windprofil erfolgen. Aus dem Windprofil kann die Änderung der Windgeschwindigkeit mit zunehmender Höhe entnommen werden [22].

Die CALVA-Daten bieten nach der Auswertung der Fehlerquoten eine qualitativ bessere Datengrundlage. Zur weiteren Verifizierung der Daten wird die Sinnhaftigkeit der CALVA-Messwerte anhand des Windprofils bewertet. Die AWS-Daten werden mit Hilfe des logarithmischen Windprofils und einer gewählten Rauigkeitslänge aus der Literatur auf die Messhöhen des CALVA-Turms hochgerechnet. Eine eindeutige Bestimmung der Rauigkeitslänge in der Antarktis ist kaum möglich. Die Schnee- und Eisoberfläche unterliegt ständigen Veränderungen, die einen Einfluss auf die Rauigkeitslänge nehmen. Sogenannte Sastrugi (Windangeln) sind Schneerillen bis zu einer Höhe von 30 cm. Sie bilden sich stromlinienförmig in Windrichtung und können die Fortbewegung erheblich behindern. Durch die unregelmäßige Oberfläche steigt die Rauigkeitslänge punktuell an und beeinflusst die bodennahe Windgeschwindigkeit und das Windprofil [17]. Der Wert schwankt daher in bestimmten Bereichen zwischen $z_0 = 0,05 \text{ m}$ und $z_0 = 10^{-6} \text{ m}$. Als gute Näherung kann eine Rauigkeitslänge von $z_0 = 10^{-4} \text{ m}$ angenommen werden [43]. Mit Hilfe dieser Rauigkeitslänge kann eine gemessene Windgeschwindigkeit auf eine Geschwindigkeit in anderer Höhe umgerechnet werden.

Das gemessene Windprofil der CALVA-Daten und das berechnete Windprofil auf Grundlage der AWS-Daten sind in Abbildung 5.6 dargestellt. Die Messpunkte entsprechen den gemessenen bzw. berechneten mittleren Saisonwindgeschwindigkeiten (X-Achse) auf der jeweiligen Höhe (Y-Achse). Die gewählte Saison 15/16 eignet sich durch ihre geringe Fehlerquote in beiden Datensätzen am besten.

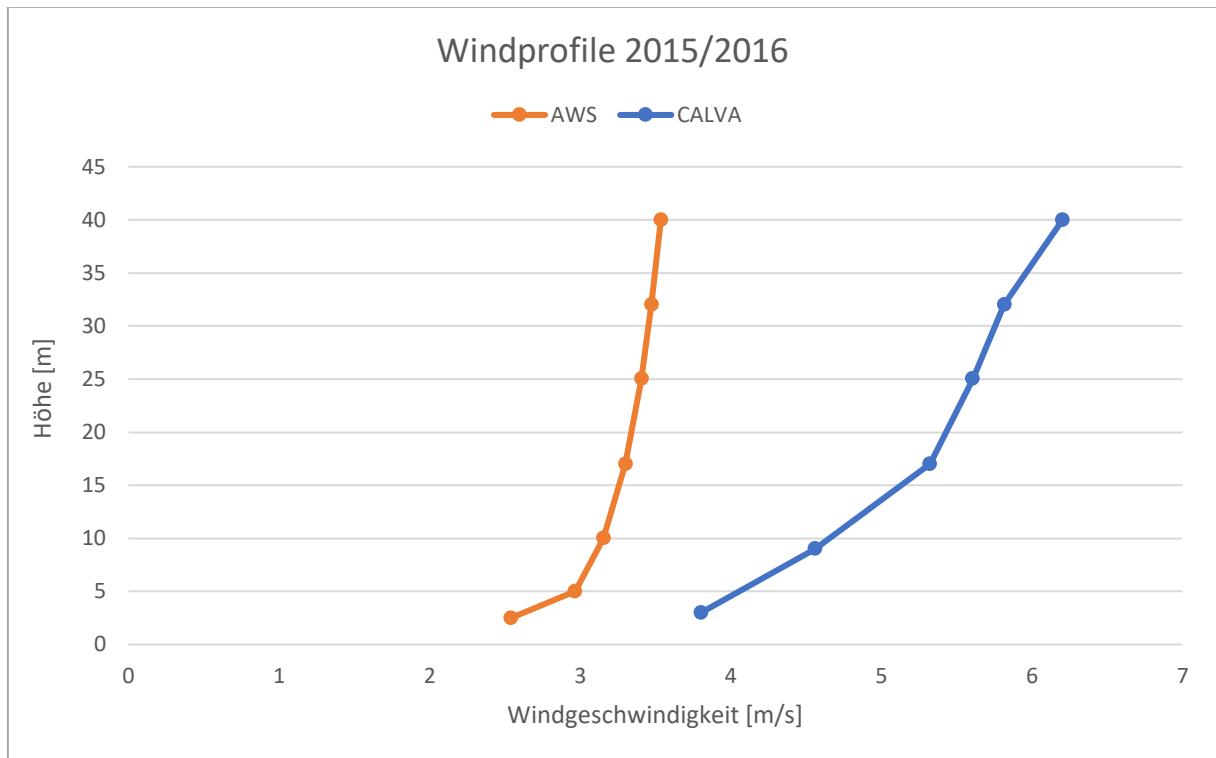


Abbildung 5.6 Windprofile – Vergleich - Saison 2015/2016

Die AWS-Daten (orange Kurve) zeigen einen klassischen Verlauf eines Offshore Windprofils. In der Berechnung des Profils wurde die Eisoberfläche, mit einem $z_0 = 0,0001$ aus der Literatur, als glatt angenommen und verhält sich somit ähnlich zum offenen Meer. Aufgrund dieser glatten Oberfläche ist der Unterschied der Windgeschwindigkeiten zwischen Boden und höchstem Berechnungspunkt gering. Die Kurve bekommt dadurch ihren logarithmischen Verlauf und bildet ein idealisiertes Windprofil ab [22]. Der Verlauf der CALVA-Kurve zeigt bis zu einer Höhe von 15 m einen weniger steilen Anstieg. Der Verlauf der Kurve ist ebenfalls logarithmisch, jedoch mit einer geringeren Steigung. Das bedeutet, die Windgeschwindigkeit steigt bis zu einer Höhe von etwa 15 Metern stärker an. Weiterhin sind die Windgeschwindigkeiten am Boden (3 Meter) im Vergleich zu den AWS-Daten größer. Mit zunehmender Höhe steigt die Differenz zwischen den Profilen. In maximaler Höhe liegen die Messpunkte etwa 2,5 m/s auseinander. Das CALVA-Windprofil zeigt einen realitätsnahen Verlauf. Daraus lässt sich eine höhere Rauigkeitslänge schließen, als für die Berechnung der AWS-Daten angenommen wurde. Die im Allgemeinen höheren Windgeschwindigkeiten scheinen für die Antarktis und ihre Witterungsbedingungen realistischer. Die CALVA-Daten bieten dementsprechend auch nach der Betrachtung des Windprofils die bessere Datengrundlage für weiterführende Berechnungen. Das Windprofil wurde nur für eine Saison erstellt, sodass im nächsten Schritt eine Bewertung der Gesamtdatenlage anhand der Häufigkeitsverteilung folgt.

5.4 Häufigkeitsverteilung

Aus den von Messfehlern bereinigten Daten werden die Häufigkeiten der einzelnen Windgeschwindigkeiten bestimmt. Dazu werden die gemessenen Windgeschwindigkeiten jeweils einem Wind-Bin in Intervallen von 1 m/s zugeordnet. Die Anzahl der Zeit-Intervalle mit der jeweiligen Windgeschwindigkeit bildet die Häufigkeitsverteilung. Aus diesen jährlichen Verteilungen wird ein Mittelwert über alle Saisons gebildet. Weiterhin wird die Vergleichbarkeit beider Datensätze durch die Umrechnung der absoluten Häufigkeiten in relative Häufigkeiten erreicht. Der Referenzwert ist dabei das jeweilige Maximum der möglichen Datenpunkte. Dieses Vorgehen wurde bereits für die Berechnung der Fehlerquoten angewendet. Auf Grundlage der Häufigkeitsverteilung und einer anlagenspezifischen Leistungskurve kann ein Ertrag berechnet werden.

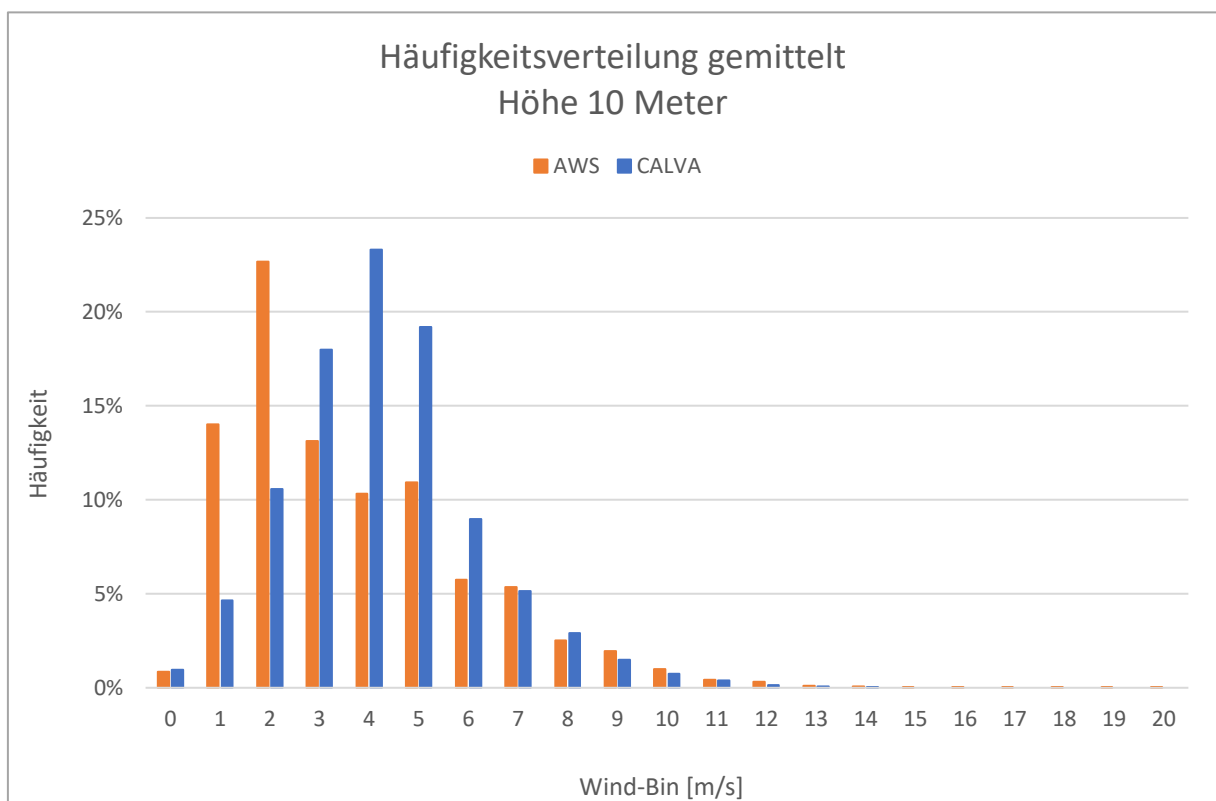


Abbildung 5.7 Häufigkeitsverteilung - gemittelt über alle Saisons - Höhe 10 Meter

Die Abbildung 5.7 zeigt die gemittelten Häufigkeitsverteilungen als Vergleich zwischen AWS- und CALVA-Daten auf einer Höhe von 10 Metern. Die X-Achse bezeichnet das Wind-Bin, die Y-Achse gibt die jeweilige Häufigkeit wieder. Das Maximum der AWS-Verteilung liegt beim Wind-Bin 2 m/s mit etwa 23 %. Minimale Häufigkeiten treten bei Windgeschwindigkeiten über 8 m/s auf. Das Maximum der CALVA-Verteilung liegt bei 4 m/s mit einem Anteil von 23 %. Minimale Häufigkeiten zeigen Windgeschwindigkeiten ab 10 m/s, Windgeschwindigkeiten über

14 m/s treten nicht auf. Die Anzahl der 0-Bins ist gering, da diese Häufigkeiten nur den Windgeschwindigkeiten zwischen 0,01 m/s und 0,49 m/s entsprechen. Gemessene 0-Werte wurden bereits als Fehler identifiziert und sind nicht mehr Teil dieser Betrachtung.

Im Vergleich ist eine Verschiebung der CALVA-Häufigkeiten zu höheren Windgeschwindigkeiten zu erkennen. In den niedrigen Geschwindigkeitsbereichen liegen die relativen Häufigkeiten der AWS-Daten über den CALVA-Häufigkeiten. Die CALVA-Daten zeigen einen üblichen Verlauf der Häufigkeiten in Form einer Rayleigh-Verteilung. Der Verlauf der AWS-Daten ist mit einem stark ausgeprägten Maximum unüblich [37]. Die Windgeschwindigkeiten der AWS-Daten erscheinen im Vergleich zu den CALVA-Daten unrealistisch niedrig für den gewählten Standort. Das zeigte bereits das Windprofil im vorherigen Abschnitt.

Aus den Häufigkeitsverteilungen lassen sich die jeweiligen mittleren Jahres- bzw. Saisonwindgeschwindigkeiten ableiten. Die Abbildung 5.8 zeigt den Verlauf dieser Geschwindigkeiten über alle vergleichbaren 12 Saisons auf einer Höhe von 10 Metern. Der Verlauf beider Kurven ist nahezu identisch, liegt jedoch auf einem unterschiedlichen Geschwindigkeitsniveau.

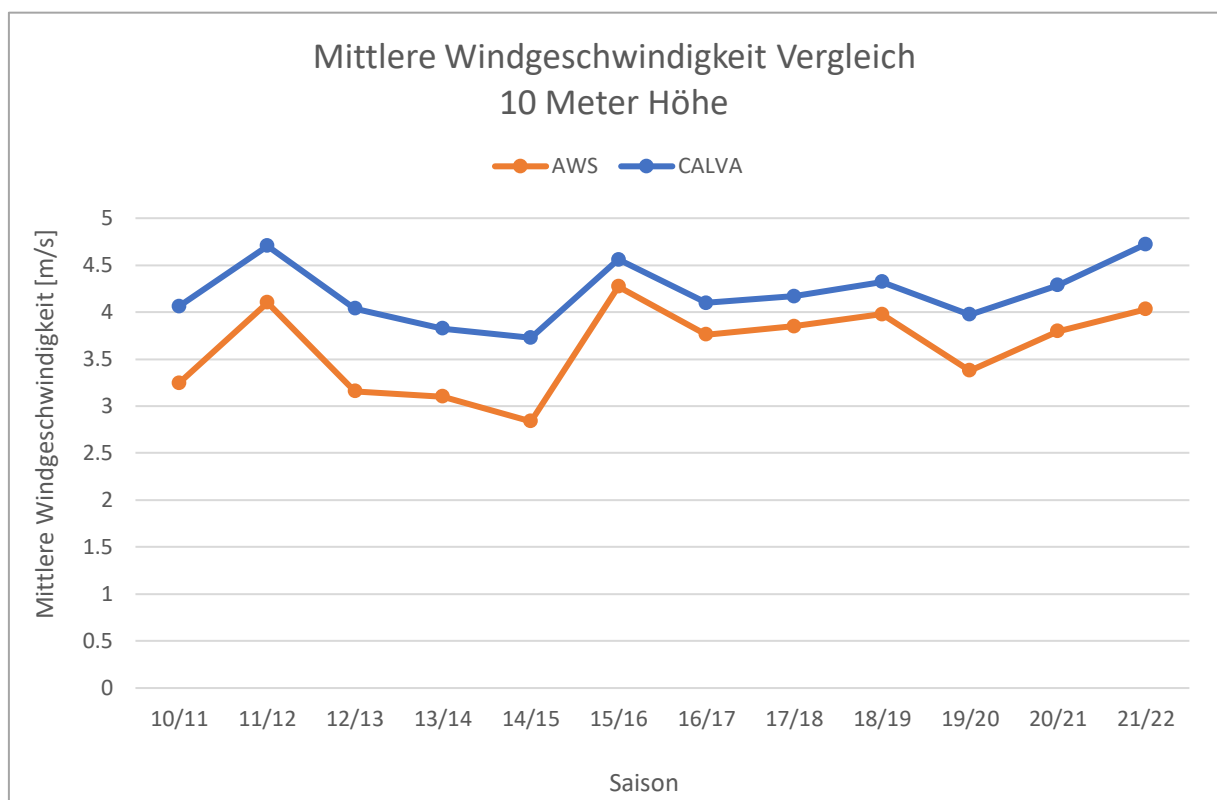


Abbildung 5.8 Mittlere Windgeschwindigkeit - Vergleich alle Saisons - Höhe 10 Meter

Die AWS-Daten liegen über den gesamten Zeitraum unterhalb der CALVA-Daten, was durch die Häufigkeitsverteilungen und das Windprofil bereits anzunehmen war. Der Unterschied beträgt in den ersten Jahren etwa 0,75 m/s und verringert sich später auf etwa 0,4 m/s. Die Saisons 11/12, 15/16 und 21/22 können nach dieser Abbildung als windstarke Saisons bezeichnet werden. In den Jahren 2012 bis 2015 gab es eher windschwache Saisons. Die Tendenz ab dem Jahr 2020 ist ansteigend, jedoch ist keine eindeutige Tendenz im Verlauf aller betrachteten Saisons erkennbar. Die mittleren Geschwindigkeiten beider Datensätze sind geringer als erwartet. Zum Vergleich, die mittlere Windgeschwindigkeit in Schleswig-Holstein und Hamburg liegt bei etwa 5 m/s [64]. Die Antarktis ist als windstarker Standort bekannt, jedoch scheint die hier betrachtete Hochebene Dome C ein insgesamt eher windschwacher Standort zu sein. Dies bestätigt sowohl der Artikel zu den CALVA-Daten als auch zu den AWS-Daten [2], [19].

5.5 Tagesgang Wind und Temperatur

Für die geplante Mission am Dome C ist eine stetige Energieversorgung der Schmelzsonde unerlässlich. Aus diesem Grund sind Informationen über den Tagesgang der Windgeschwindigkeiten von essenzieller Bedeutung.

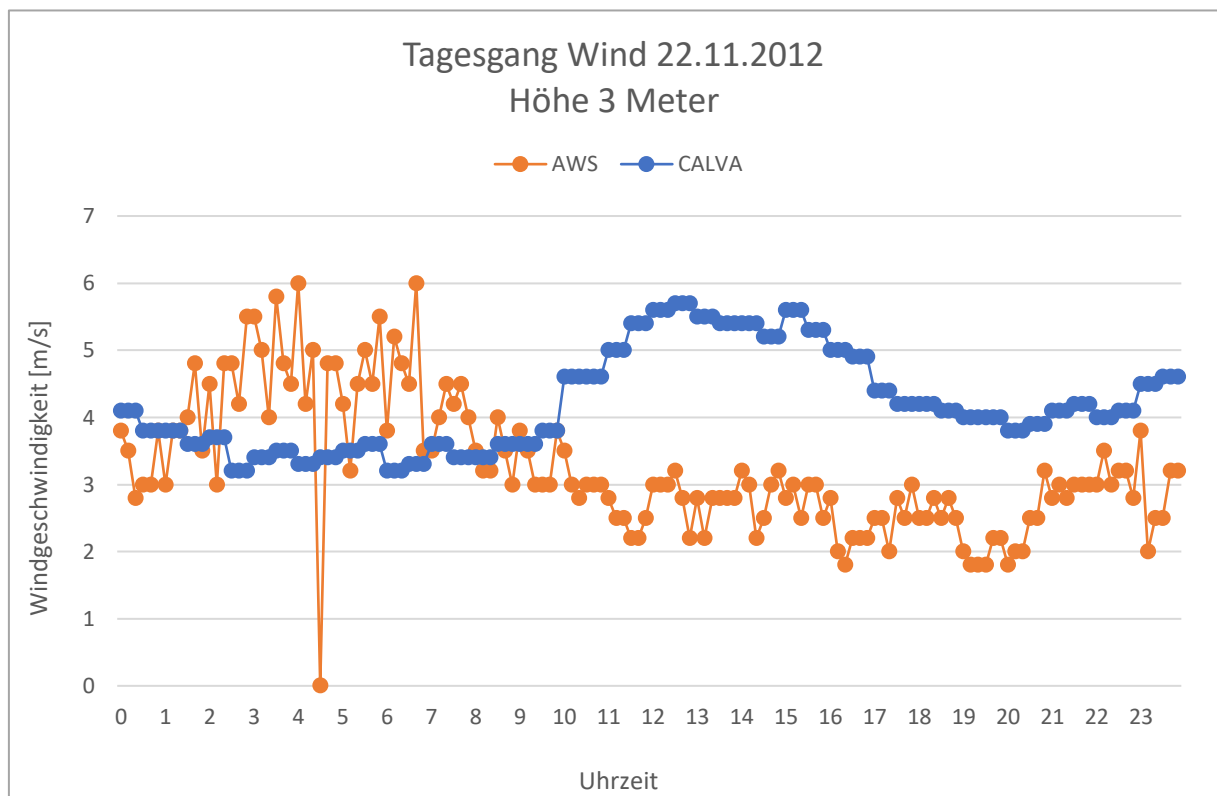


Abbildung 5.9 Tagesgang - Vergleich 22.11.2012 - Höhe 3 Meter

Anhand des Vergleichs der Tagesgänge kann möglicherweise eine Begründung für die großen Unterschiede der Windgeschwindigkeiten gefunden werden. Der Vergleich findet in der Saison 12/13 statt. Diese Saison hat die größte Abweichung der mittleren Windgeschwindigkeiten zwischen AWS und CALVA-Daten gezeigt.

In der Abbildung 5.9 ist beispielhaft der Tagesgang des 22.11.2012 auf einer Höhe von 3 Metern dargestellt. Auf der X-Achse ist die Uhrzeit aufgetragen. Die Y-Achse bildet die Windgeschwindigkeit in m/s ab. Die orangefarbene Kurve zeigt die AWS-Daten, die blaue Kurve bildet den Verlauf der CALVA-Daten. Es sind kurzfristige Schwankungen der AWS-Kurve zu erkennen, was durch die kürzeren Zeitintervalle zu erklären ist. Weiterhin zeigen die AWS- und CALVA-Daten einen nahezu gegensätzlichen Verlauf. Die Windgeschwindigkeiten der AWS-Daten liegen in der Nacht auf einem höheren Niveau als am Tag. Sie erreicht ihr Maximum von 5,5 m/s etwa um 6 Uhr und fällt bis 12 Uhr auf ein Minimum von 2,5 m/s ab. Bis zum späten Vormittag sind sie außerdem höher als die Geschwindigkeiten der CALVA-Daten. Im Gegensatz dazu findet der maximale Anstieg der CALVA-Daten zwischen 10 und 12 Uhr statt und beträgt etwa 2 m/s. Die Geschwindigkeit erreicht ihr Maximum von etwa 5,8 m/s um die Mittagszeit und hält sich bis zum späten Nachmittag.

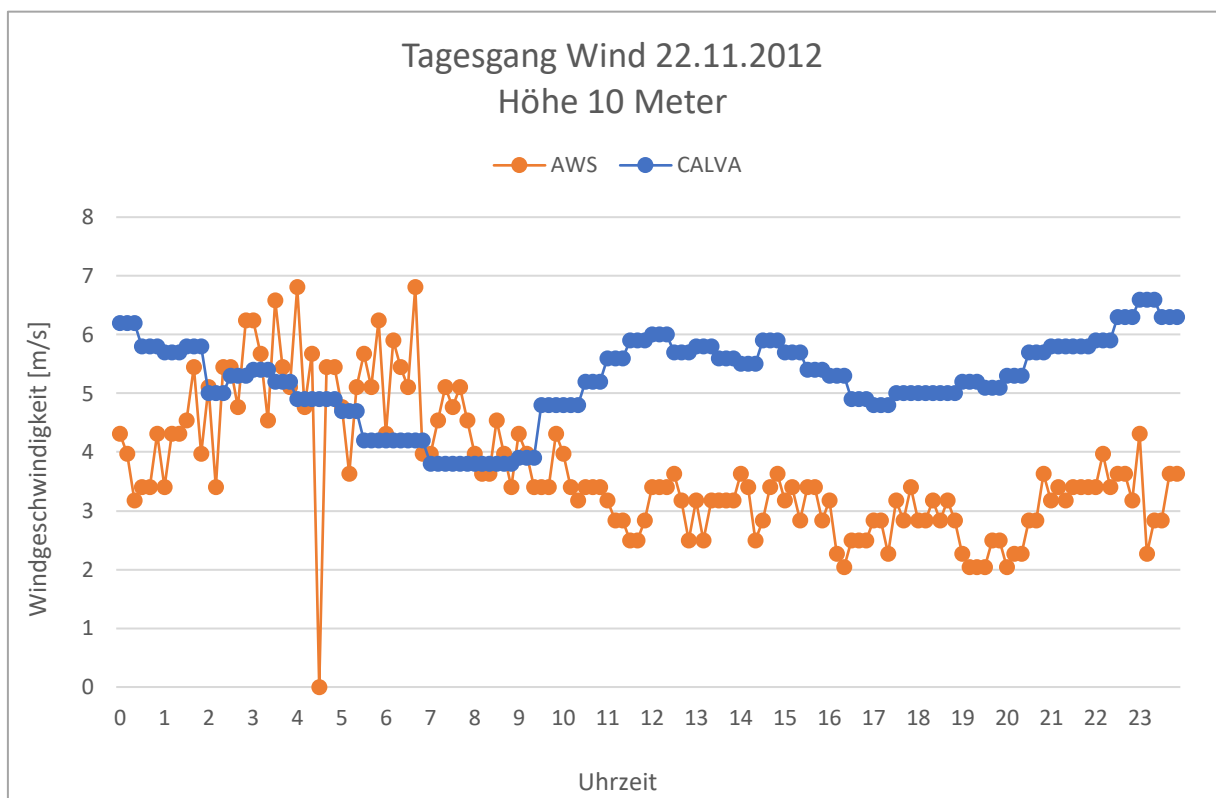


Abbildung 5.10 Tagesgang Wind - Vergleich 22.11.2012 - Höhe 10 Meter

Ein solcher Vergleich kann ebenfalls auf der Auswertungshöhe von 10 Metern erfolgen. Die Abbildung 5.10 zeigt den Tagesgang für den 22.11.2012 auf einer Höhe von 10 Metern. Die Verläufe beider Kurven unterliegen nur geringen Veränderungen. Die AWS-Daten zeigen, mit sich ändernder Höhe, kaum Veränderungen. Einzig das maximale Geschwindigkeitsniveau am frühen Morgen ist um etwa 1 m/s gestiegen. Alle anderen Kurvenbereiche sind näherungsweise identisch. Eine Begründung für die unveränderte Ganglinie der AWS-Daten liegt im logarithmischen Windprofil und der zu Grunde liegenden Rauigkeitslänge. Die Windgeschwindigkeit ändert sich, durch die angenommene glatte Oberfläche, nur geringfügig mit zunehmender Höhe. Das Geschwindigkeitsmaximum der CALVA-Kurve hat sich von der Mittagszeit in die Nacht verschoben und liegt bei etwa 6,8 m/s. Der Kurvenverlauf zeigt weiterhin einen temporären Anstieg um die Mittagszeit. Der Geschwindigkeitsabfall aus der Nacht ist stärker ausgeprägt und fällt zwischen 7 und 9 Uhr auf ein Minimum von 3,9 m/s

Der Kurvenverlauf der zweiten Tageshälfte ähnelt sich auf einer Höhe von 10 Metern deutlicher. Ab etwa 18 Uhr zeigen beide Tagesgänge einen vergleichbaren Anstieg. In der ersten Tageshälfte ist der Verlauf weiterhin gegensätzlich. Neben dem Tagesgang der Windgeschwindigkeiten wird auch der Temperaturgang verglichen. Die Zeitpunkte von Temperaturänderungen nehmen maßgeblichen Einfluss auf die Windgeschwindigkeiten.

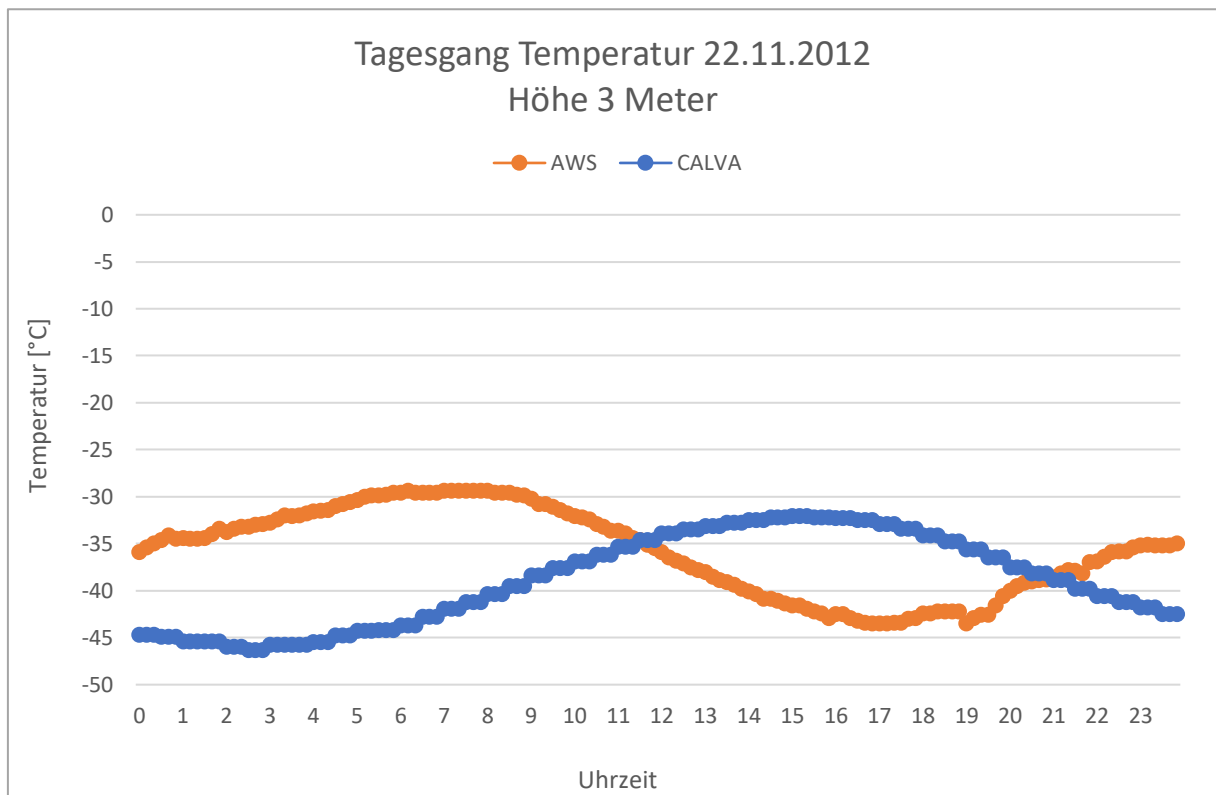


Abbildung 5.11 Tagesgang Temperatur - Vergleich 22.11.2012 - Höhe 3 Meter

Die Abbildung 5.11 zeigt die gemessenen Temperaturen des 22.11.2012 auf der Höhe 3 Meter. Die Y-Achse gibt die gemessene Temperatur in Grad Celsius wieder. Aus dieser Abbildung ist ein gegensätzlicher Temperaturgang zwischen CALVA- und AWS-Daten zu erkennen. Während die Temperaturen der AWS-Daten über die Nacht leicht ansteigen und über die Mittagszeit abfallen, zeigen die CALVA Daten einen Anstieg über den Vormittag. Das Temperaturmaximum der CALVA-Daten von $-32\text{ }^{\circ}\text{C}$ wird etwa um 16 Uhr erreicht. Das Maximum der AWS-Daten liegt mit $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$ auf einem ähnlichen Niveau, wird jedoch 7 Uhr morgens erreicht.

Die CALVA-Daten bilden einen realistischen Temperaturverlauf ab. Die Sonne erwärmt über den Tag die bodennahe Luft. Diese erreicht ihr Temperaturmaximum am späten Nachmittag. Aufgrund der aufsteigenden warmen Luft kommt es ab der Mittagszeit zu einer stärkeren Durchmischung der bodennahen Luftschichten (labile Schichtung). Die Windgeschwindigkeiten nehmen aufgrund der Druckunterschiede zu [22]. Dies zeigt der Wind-Tagesgang in Abbildung 5.9. Ab dem Sonnenuntergang kühlt sich die Luft ab. Es kommt wiederum zu einer stabilen Schichtung in Bodennähe und die Windgeschwindigkeit nimmt dort ab [22]. Die Temperaturen der AWS-Daten nehmen ab Mitternacht bis in den Vormittag zu. Im Zeitfenster der höchsten Sonneneinstrahlung nimmt die Temperatur ab und erreicht am Abend ihr Minimum. Der Temperaturverlauf der AWS-Daten scheint nicht realistisch. Eine Abnahme der bodennahen Temperatur bei höchster Sonneneinstrahlung lässt auf Fehler im Datensatz schließen. Aus diesen gemessenen Temperaturen entsteht der zuvor gezeigte gegensätzliche Windverlauf über den Beispieltag. Aufgrund der Ähnlichkeit des allgemeinen Kurvenverlaufs wird eine Fehlerquelle in der zeitlichen Zuordnung der AWS-Messwerte in der Datenquelle vermutet. Der Artikel aus dem Jahr 2005 enthält keine Auswertung der Tagesgänge für Wind und Temperatur [2]. Es kann daher keine Verifizierung der Annahme vorgenommen werden. Auf weitere Überprüfungen wurde in dieser Studie verzichtet.

5.6 Bewertung der Datengrundlage

Aufgrund des unrealistischen Temperaturgangs sowie der erhöhten Fehlerquote der AWS-Daten gegenüber den CALVA-Daten, beruhen alle weiteren Berechnungen auf dem CALVA-Datensatz. Zwar liegen diese Werte nur als 30 Minuten-Mittelwerte vor, bieten jedoch durch die realistischen und qualitativ hochwertigen Messwerte auf verschiedenen Höhen die bessere Grundlage für eine Ertragsberechnung. Auch das Windprofil zeigt einen realitätsnahen Verlauf, während das Profil der AWS-Daten aufgrund der durchgeführten Berechnungen idealisiert ist. Im Allgemeinen liegen die Windgeschwindigkeiten der CALVA-Daten unter Anbetracht des Standortes auf einem realistischeren Niveau als die AWS-Daten. Die AWS-Daten werden von weiteren Untersuchungen ausgeschlossen. Die folgenden Ertragsberechnungen für jedes Anlagenkonzept beruhen auf den 30 Minuten-Mittelwerten der CALVA-Daten. Damit ist eine sinnvolle Bewertung der Anlagenkonzepte möglich.

Wie aus den Tagesverläufen der Windgeschwindigkeiten entnommen wurde, bieten 10 Minuten-Mittelwerte ein höheres Potenzial für die Abbildung kurzfristiger Schwankungen. Für das geplante Projekt ist die Bewertung dieser Schwankungen von großer Bedeutung. Bei zu geringen Windgeschwindigkeiten ist eine dauerhafte Stromversorgung der Schmelzsonde nicht möglich. Die CALVA-Daten bieten mit ihren 30 Minuten-Mittelwerten demzufolge ebenfalls keine ideale Datenbasis. Auf Nachfrage beim Leiter des CALVA-Projektes wurden für das Jahr 2023 die 1 Minuten-Mittelwerte der gemessenen Windgeschwindigkeiten bereitgestellt. Im Gegensatz zu den 30 Minuten-Mittelwerten, ermöglichen diese Daten eine genauere Abbildung von Windschwankungen.

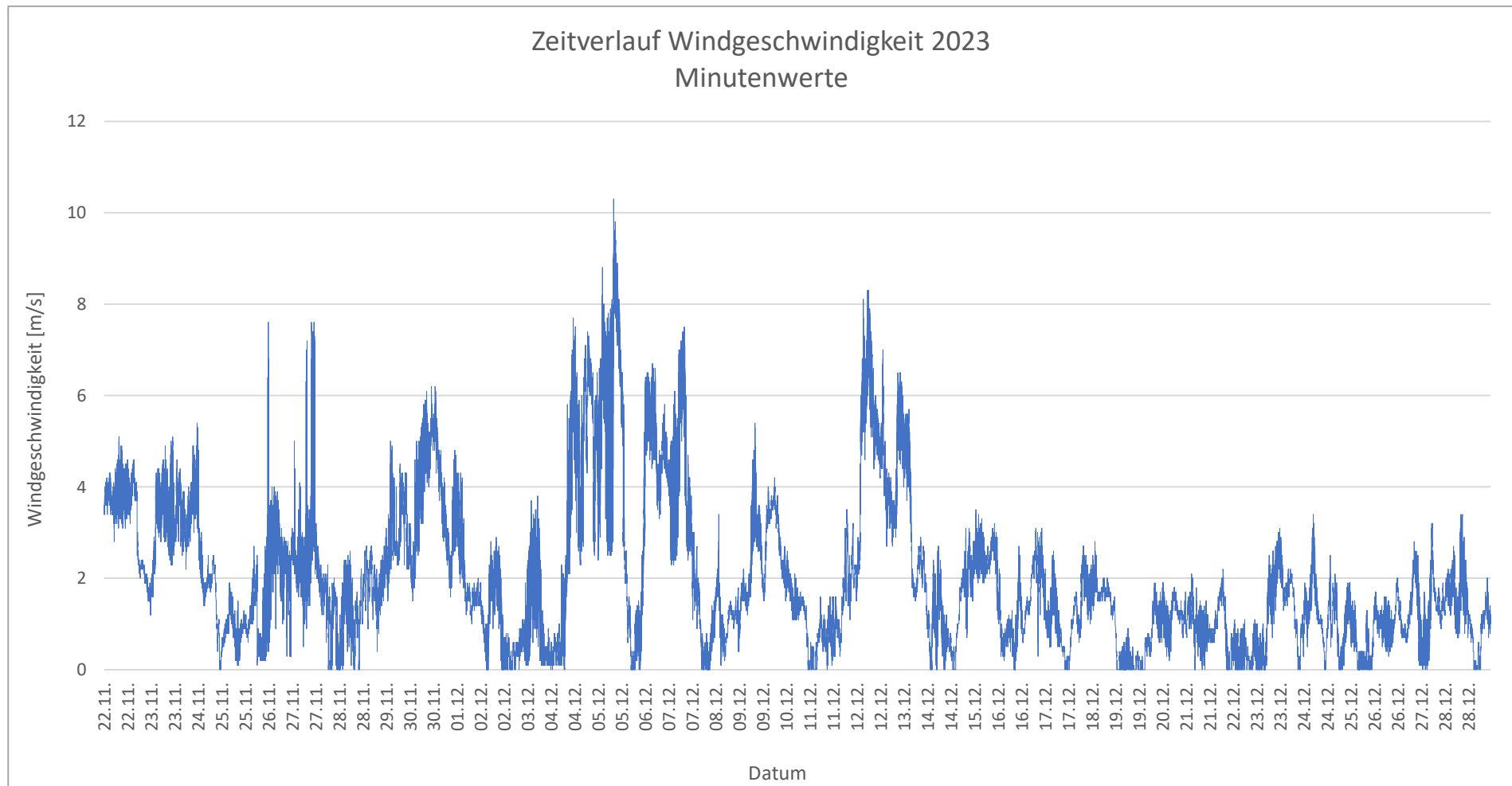


Abbildung 5.12 Zeitverlauf Windgeschwindigkeit 2023

In Abbildung 5.12 ist der minütliche Zeitverlauf der Windgeschwindigkeiten ab dem Saisonbeginn 2023 dargestellt. Die Zeitachse endet aufgrund der Datenverfügbarkeit am 28.12.2023. Die kurzfristigen Schwankungen der Windgeschwindigkeiten zeichnen sich durch die hohe Anzahl der Datenpunkte ab. Die Windverfügbarkeit kann mit Hilfe dieser Daten präzise bewertet werden. Auf eine detaillierte Betrachtung der Daten wird in dieser Studie verzichtet und die folgenden Kapitel beziehen sich aufgrund der Datenverfügbarkeit für mehrere Jahre auf die 30 Minuten-Mittelwerte des CALVA-Messmastes. Für eine weitergehende Betrachtung im Anschluss an diese Studie, sollte jedoch eine Auswertung der 1 Minuten-Mittelwerte bzw. der daraus berechenbaren 10 Minuten-Mittelwerte aller Jahre erfolgen.

Entsprechend der Entscheidung für die CALVA-Daten, dienen die Messwerte auf einer Höhe von 45 Metern als Berechnungsgrundlage für die Windgeschwindigkeiten in 200 Metern Höhe. Diese Geschwindigkeiten sind für die Ertragsberechnung des AWES-Systems notwendig. Es wird eine Rauigkeitslänge von $z_0 = 0,0001$ für die Berechnung mit Hilfe des logarithmischen Windprofils verwendet. Alle definierten Fehler des Datensatzes werden in 200 Metern Höhe ebenfalls als Fehler definiert. Wie bereits in Kapitel 2.2 beschrieben wurde, variiert die Stärke der Prandtl-Schicht. Aus diesem Grund können die realen Geschwindigkeiten in der Flughöhe des Kites von den berechneten Geschwindigkeiten abweichen [22]. In erster Näherung bietet das logarithmische Windprofil jedoch die Möglichkeit einer Ertragsberechnung auf dieser Flughöhe.

6 Bewertung der Anlagenkonzepte

Alle in dieser Studie betrachteten Anlagenkonzepte werden anhand einer überschlägigen Ertrags- und Leistungsberechnung bewertet. Die Leistungsdichte gibt zunächst einen Überblick über die zur Verfügung stehende Energie am Standort. Der Variationskoeffizient der Leistungsdichte gibt Aufschluss über die Stabilität der Windverfügbarkeit. Die anschließende Ertragsberechnung erfolgt je Anlage als Saisonertrag mit Hilfe der Häufigkeitsverteilung.

Für die Berechnung der Leistungsdichte wird aus den Windgeschwindigkeiten zum identischen Zeitpunkt eines jeden Jahres der Mittelwert berechnet. Anschließend erfolgt die Zuordnung in das jeweilige Wind-Bin. Durch die Zuordnung dieses Wind-Bins zum zugehörigen Leistungswert der Anlage, kann die Leistung im gegebenen 30-Minuten-Intervall ermittelt werden. Durch die Aufsummierung dieser Leistungswerte kann der anlagenspezifische Saisonertrag berechnet werden. Dieser Saisonertrag wird ins Verhältnis zum Strombedarf der Schmelzsonde gesetzt. Die Schmelzsonde hat einen dauerhaften Energiebedarf von 90 kW und soll für etwa 14 Tage in Betrieb sein. Daraus ergibt sich bei einem 24-stündigen Betrieb ein Strombedarf von 30.240 kWh. Weiterhin ergibt sich ein zeitlicher Verlauf der mittleren Leistungsbereitstellung eines jeden Anlagentyps. Auch dieser Verlauf wird ins Verhältnis zum Strombedarf von 90 kW gesetzt.

6.1 Leistungsdichte

Als Leistungsdichte wird die im Wind maximal verfügbare Energie, welche pro Quadratmeter Rotorfläche zur Verfügung steht, bezeichnet. Die Berechnung erfolgt aus der Luftdichte und der gegebenen Windgeschwindigkeit anhand Gleichung 2.3 [50]. Die Luftdichte kann aus den gegebenen Messdaten mit Hilfe von Gleichung 2.4 berechnet werden. Alle erforderlichen Temperaturen werden den Messdaten entnommen. Aufgrund fehlender Messwerte des Umgebungsdruckes im CALVA-Datensatz, werden die Umgebungsdrücke aus den AWS-Daten übernommen. Dazu wird aus drei 10 Minuten-Mittelwerten ein 30 Minuten-Mittelwert gebildet und dem entsprechenden Zeitintervall zugeordnet. Die örtlichen Druckunterschiede zwischen den Messstationen werden für diese Betrachtung vernachlässigt. Die Druckwerte der AWS-Daten beziehen sich auf die Messhöhe von 3 Metern und werden anhand der Druckhöhenkurve auf die Messhöhe von 10 Metern korrigiert. Durch die Druckhöhenkurve ergibt sich eine Druckabnahme von 1 hPa je 8 m [61]. Aus berechneter Luftdichte, gemessener Temperatur und gemessener Windgeschwindigkeit kann anschließend die Leistungsdichte je Zeitintervall berechnet werden. Anschließend wird aus den Leistungsdichten eines Zeitintervalls der Mittelwert über alle betrachteten Saisons gebildet.

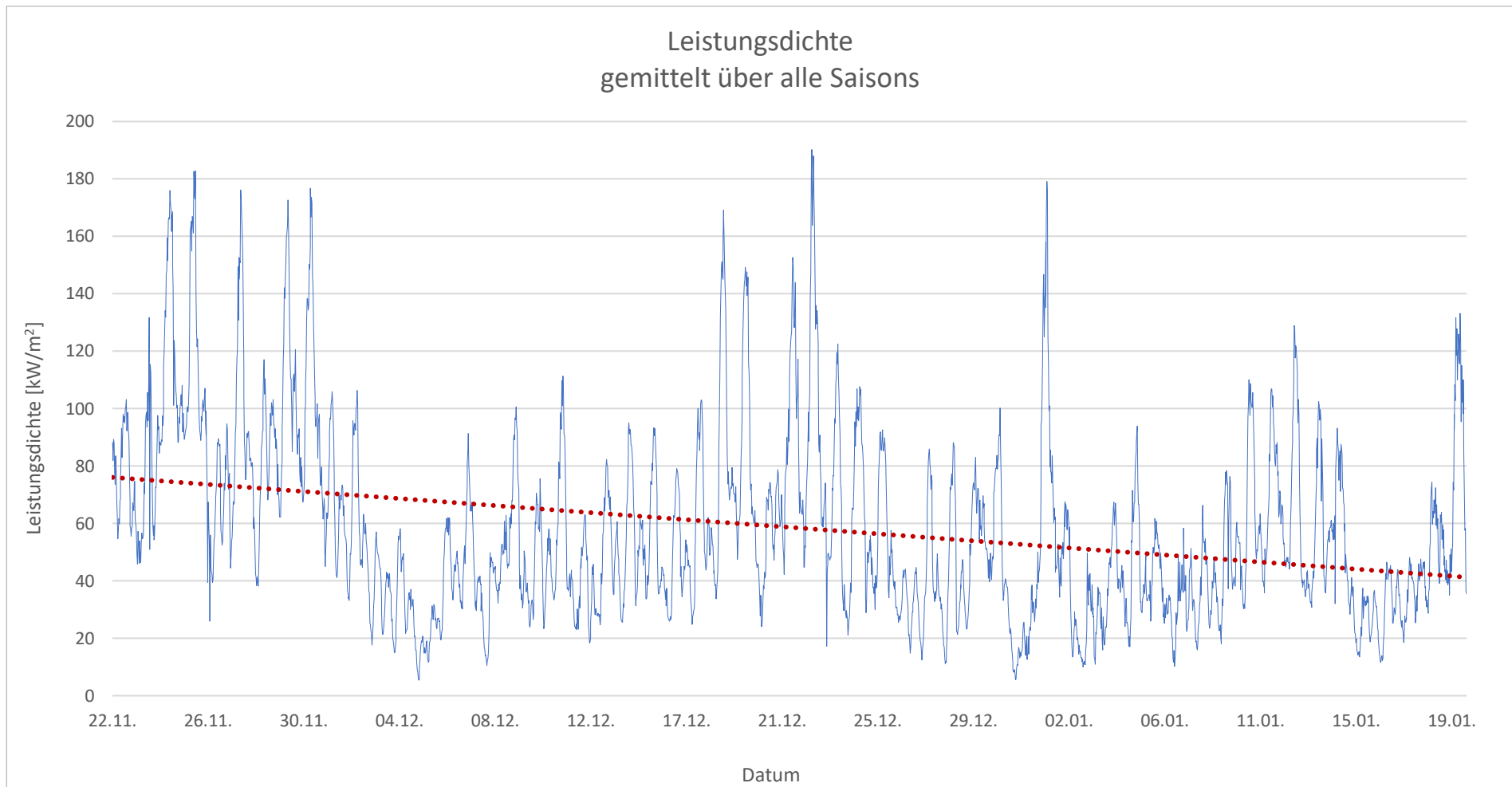


Abbildung 6.1 Leistungsdichte gemittelt über alle Saison

Die Abbildung 6.1 zeigt den zeitlichen Verlauf mit der mittleren Leistungsdichte auf der Y-Achse und dem jeweiligen Zeitpunkt auf der X-Achse. Die täglichen Schwankungen der Leistungsdichte sind erkennbar. Genaue Zeitpunkte können aus der Darstellung nicht abgelesen werden, die Schwankungen decken sich jedoch mit dem Tagesverlauf der Windgeschwindigkeit aus Abschnitt 4.6. In der Nacht ist die Leistungsdichte geringer, da sich die bodennahe Luft abkühlt und eine stabile Schichtung mit weniger Druckunterschieden bildet. Die Windgeschwindigkeiten nehmen ab, entsprechend nimmt auch die Leistungsdichte ab. Je geringer die Temperaturunterschiede im Laufe des Tages sind, desto geringer sind auch die daraus resultierenden Windgeschwindigkeiten [22]. Es sind zwei allgemeine Hochphasen innerhalb der Saisons zu erkennen. Eine etwa 8-tägige Phase zu Beginn der Saison und eine kürzere Phase um die Sonnenwende am 21.12. In diesen Phasen ist die Leistungsdichte durchschnittlich am höchsten und sollte für den Zeitpunkt der Projektdurchführung in Betracht gezogen werden. Auch die Trendlinie hat einen negativen Anstieg in Richtung Saisonende und spricht für eine Durchführung zum Saisonbeginn.

Weitere Erkenntnisse zum Leistungspotenzial am Standort werden durch die Berechnung des Variationskoeffizienten c_v erlangt. Dieser ist ein Maß für die Stabilität der Windverfügbarkeit. Er wird aus dem Verhältnis der Standardabweichung zum Mittelwert gebildet und ist einheitenlos. Der Koeffizient gibt an, wie stark die relativen Schwankungen innerhalb des Datensatzes sind. Für Datensätze mit einem $c_v < 1$ liegen geringe Schwankungen vor. Dies bewirkt vor allem eine gleichbleibende Netzspannung und folgend eine häufige Übereinstimmung von Bedarf und Produktion. Windstandorte mit Koeffizienten $c_v > 1$ hingegen unterliegen stärkeren Schwankungen und die gleichbleibende Energieversorgung ist zunehmend unzuverlässig [50]. Für die Auswertung des Variationskoeffizienten wurde zunächst zu jedem Zeitpunkt die Standardabweichung der Leistungsdichten berechnet. Aus dem Verhältnis dieser Standardabweichung zum Mittelwert des Zeitpunktes, ergibt sich der Variationskoeffizient c_v . Dieser gibt in diesem Fall die Streuung der Leistungsdichte eines Zeitintervalls um den Mittelwert dieses Intervalls aller Saisons an. Bei einem hohen Koeffizienten ist der zuvor dargestellte Mittelwert der Leistungsdichte weniger aussagekräftig als bei einem niedrigen Koeffizienten.

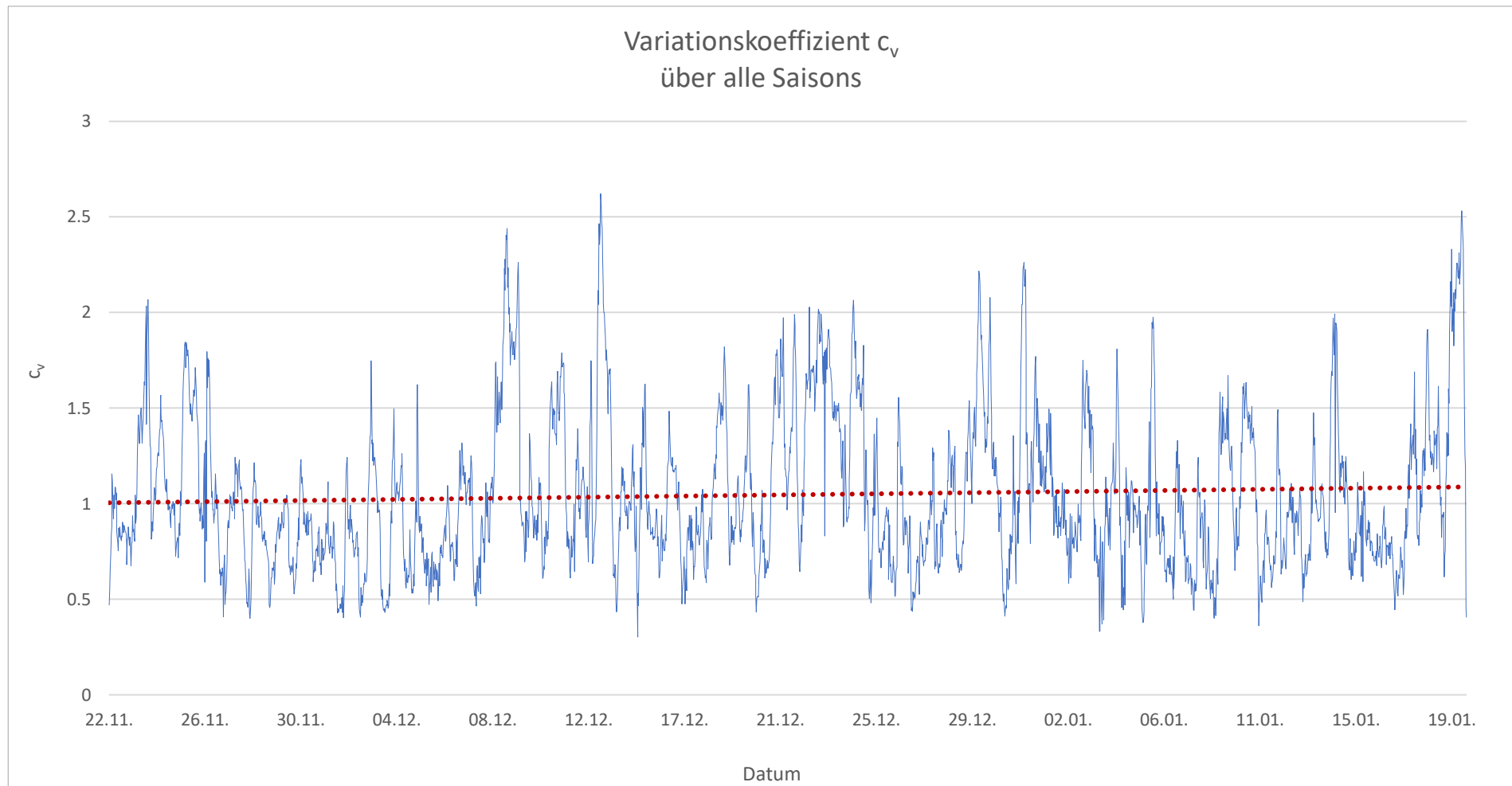


Abbildung 6.2 Variationskoeffizient - gemittelt über alle Saisons

In Abbildung 6.2 ist der Variationskoeffizient für die Windleistungsdichte auf 10 Meter Höhe dargestellt. Die maximalen Werte liegen bei einem $c_v = 2,7$, treten aber nur vereinzelt auf. Dieser Wert entspricht einer hohen Streuung der Werte in diesem Zeitintervall. Minimale Werte von $c_v = 0,4$ treten häufiger auf. Es ergibt sich ein mittlerer Wert von $c_v = 1,05$. Entsprechend des mittleren Koeffizienten ist die Streuung der Werte im Allgemeinen als akzeptabel zu betrachten. Für den speziellen Anwendungsfall der dauerhaften Versorgung der Schmelzsonde ist dieser Wert jedoch zu hoch. Aus der Abbildung 6.2 lässt sich weiterhin ein Anstieg des mittleren c_v zum Saisonende entnehmen. Die Projektdurchführung zu Beginn der Saison zu planen, scheint damit sinnvoller. Der berechnete Variationskoeffizient ist anhand der Datenlage kritisch zu betrachten. Durch die zu Grunde liegenden 30 Minuten-Mittelwerte und Mittelung über alle Saisons liegt der Variationskoeffizient jeder einzelnen Saison vermutlich höher. Der Climate Bias über den Verlauf aller Saisons geht hierbei verloren. Diese Betrachtung sollte daher bei einer Verfügbarkeit genauerer Daten nochmals bewertet werden. Für eine erste Einschätzung der Windverfügbarkeit sind die hier berechneten Werte jedoch ausreichend.

6.2 HAWT – Enercon E10

Die Enercon E-10 Anlage, welche auch an der Neumayer Station III betrieben wird, bietet den Vorteil aus Mobilität und Leistungsfähigkeit trotz ihrer geringen Höhe von etwa 10 Metern. Die Hebemechanik und geringe Anlaufgeschwindigkeit bilden eine optimale Kombination aus Kompaktheit und Cold-Climate-Eignung [44]. Bei einem potenziellen Einsatz der Enercon Anlage muss die Hauptwindrichtung ermittelt werden, insbesondere, weil die Anlage keine Windnachführung besitzt. Für einen Einsatz in der Antarktis wäre die Mechanik und Elektrik einer Windnachführung ein Nachteil, da die Anzahl möglicher Bauteildefekte steigt. Umso wichtiger ist daher die Untersuchung der Hauptwindrichtung, sodass eine optimale Ausrichtung der Anlage stattfinden kann [29]. Der Ertrag kann somit maximiert und das Anlagenpotenzial voll ausgeschöpft werden.

Die Bestimmung der Hauptwindrichtung basiert auf den CALVA-Daten in einer Höhe von 10 Metern. Die gemessenen Windrichtungen werden dafür Sektoren von jeweils 30° zugeordnet. Anschließend werden die zum jeweiligen Zeitpunkt berechneten Leistungsdichten eines jeden Sektors addiert. Daraus ergibt sich die in Abbildung 6.3 dargestellte Richtungsverteilung der Leistungsdichte.

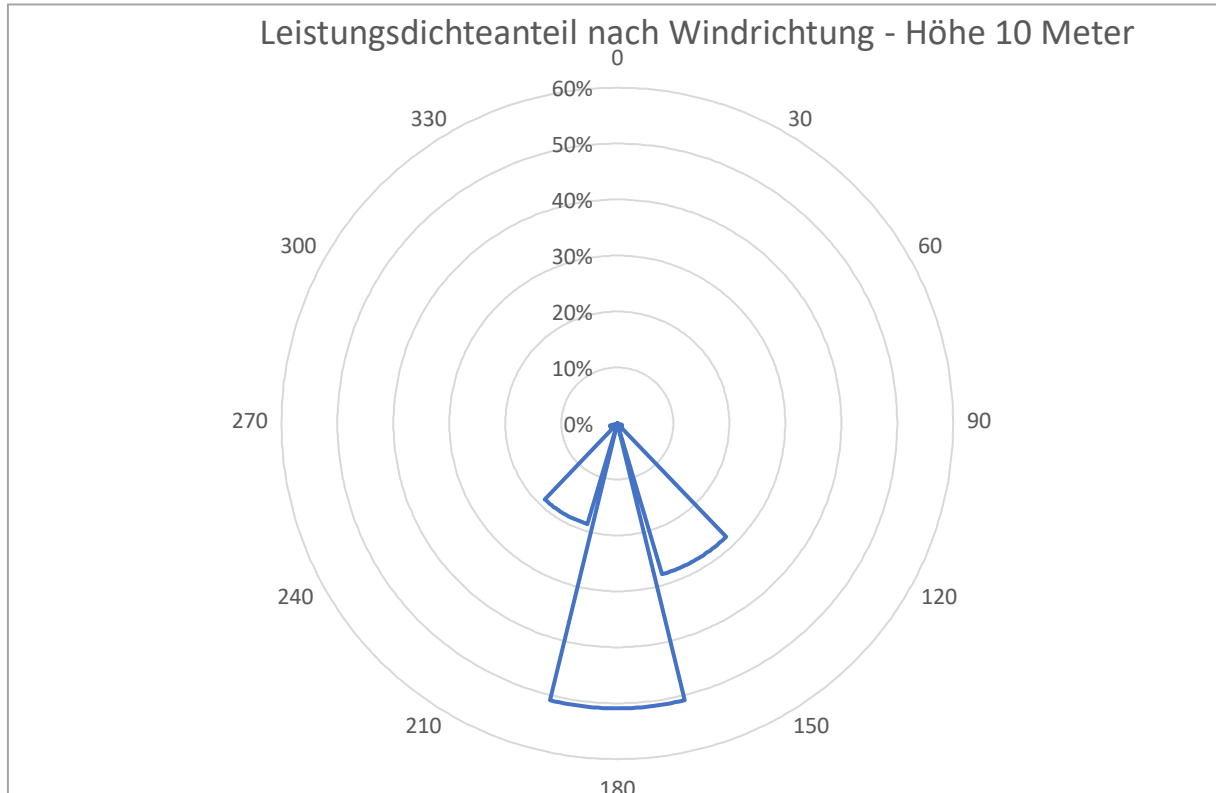


Abbildung 6.3 Leistungsdichteanteil nach Windrichtung – Höhe 10 Meter

Aus dieser Verteilung kann der Sektor 180° mit einem Anteil von 51% als eindeutige Hauptwindrichtung entnommen werden. Dies entspricht einem ausgeprägten Südwind. Der Energieanteil des Südwest-Windes (Sektor 210°) und der Südost-Wind (Sektor 150°) tragen ebenfalls einen großen Teil zur Leistungsdichte bei. Die Ausrichtung der Enercon-Anlage sollte aufgrund dieser Untersuchung in Richtung Süden erfolgen.

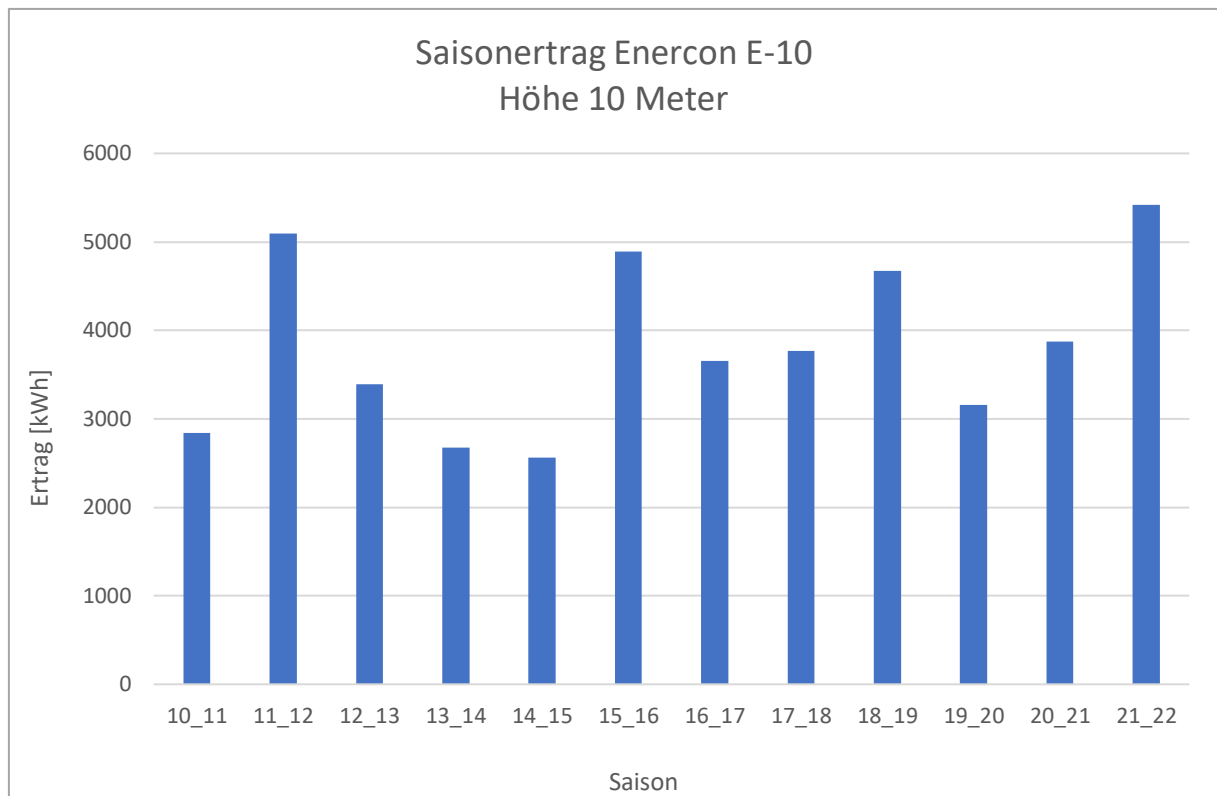


Abbildung 6.4 Saisonerträge - Enercon E-10 - Höhe 10 Meter

Die Abbildung 6.4 zeigt die Saisonerträge der Enercon Anlage auf Grundlage der mittleren Häufigkeitsverteilung. Diese bezieht sich auf die Winddaten in einer Höhe von 10 Metern. Das Ertragsmaximum liegt mit etwa 5000-5500 kWh in den Saisons 11/12 und 21/22. Die ertragsärmste Saison ist Saison 14/15 mit etwa 2000 kWh. Alle anderen Saisons liegen im Bereich von 3000-4000 kWh. Anhand der Saisonerträge kann kein Trend zu hohen oder niedrigen Erträgen in den kommenden Jahren identifiziert werden. Diese Abbildung der Erträge dient zur Einordnung der Anlagenpotenziale im Allgemeinen. Wird der maximale Saisonertrag von 5000 kWh ins Verhältnis zum Strombedarf der Schmelzsonde von 30.240 kWh gesetzt, ergibt sich ein 6-Mal höherer Bedarf, als eine Enercon Anlage in der gesamten Saison generieren kann. Auf den Saisonertrag bezogen sind in einer ertragsstarken Saison mindestens 6 Anlagen nötig. Eine genauere Bestimmung der Anlagenanzahl erfolgt durch die Betrachtung der Leistungsbereitstellung im jeweiligen Mess-Intervall.

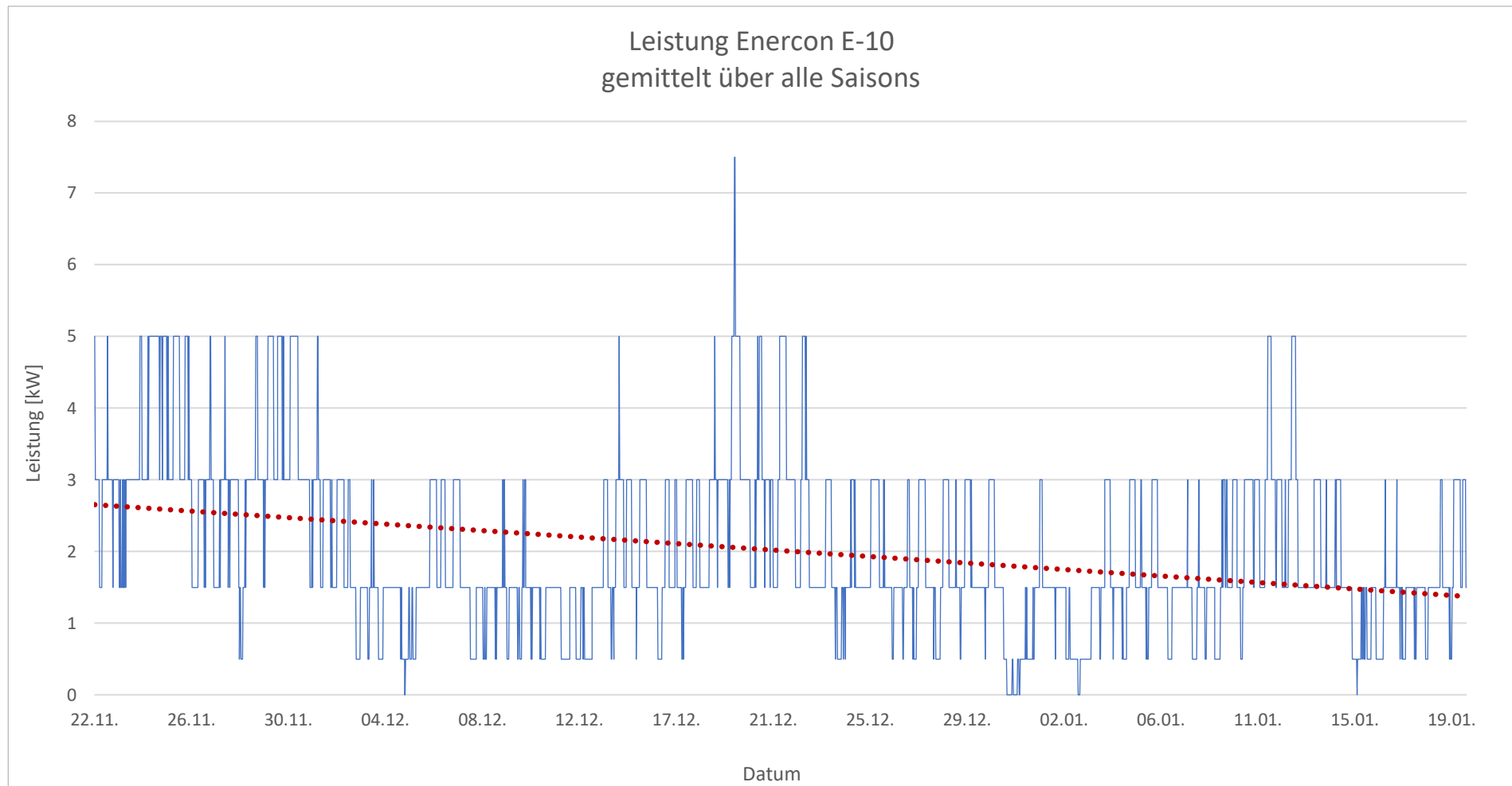


Abbildung 6.5 Leistungsverlauf Enercon E-10 gemittelt über alle Saisons

In der Abbildung 6.5 ist dafür der gemittelte Leistungsverlauf je Messzeitpunkt über die Saison dargestellt. Es ist ein Leistungsmaximum von 7,5 kW am 19.12. abzulesen. Dieses Maximum ist jedoch als Ausreißer zu betrachten. Reproduzierbare Maxima liegen im Jahresverlauf bei 5 kW. Die lineare Trendlinie der Anlagenleistung fällt von 2,5 kW im November bis 1,5 kW im Januar ab. Die 30 kW Nennleistung der Anlage wird zu keinem Zeitpunkt der Betrachtung erreicht.

Anhand des Seasonal Bias scheint die Zeit um den 19.12. als auch um den 27.11. ein optimaler Zeitpunkt zu sein. Die Leistungswerte liegen in dieser Zeit auf einem hohen Niveau und sind stabil. Es gilt jedoch die Tag-Nacht-Schwankung zu beachten, da in der Nacht mit erheblichen Leistungseinbußen zu rechnen ist. Entgegen der Annahme aus dem Saisonertrag, wären für eine 100% Bedarfsdeckung des Strombedarfs von 90 kW, über 20 Enercon Anlagen notwendig. Das liegt vor allem an schwachen Windverhältnissen während des antarktischen Sommers und der geringen Anlagenhöhe. Die HAWT-Anlage von Enercon stellt daher keine ideale Lösung für das TRIPLE IceCraft Projekt dar. Ein sinnvolles Verhältnis aus Kosten und Nutzen ist mit der Enercon Anlage nicht gegeben.

6.3 VAWT – Heidelberg Motor HMW56

Die HMW-Anlage ist das älteste der betrachteten Anlagenkonzepte. Diese Anlage war viele Jahre an der Neumayer Station II und III in Betrieb und konnte zuverlässige Energieerträge bereitstellen [42]. Sie hat mit 20 kW die geringste Nennleistung der drei Anlagen. Das spiegelt sich auch in den Saisonenerträgen wider.

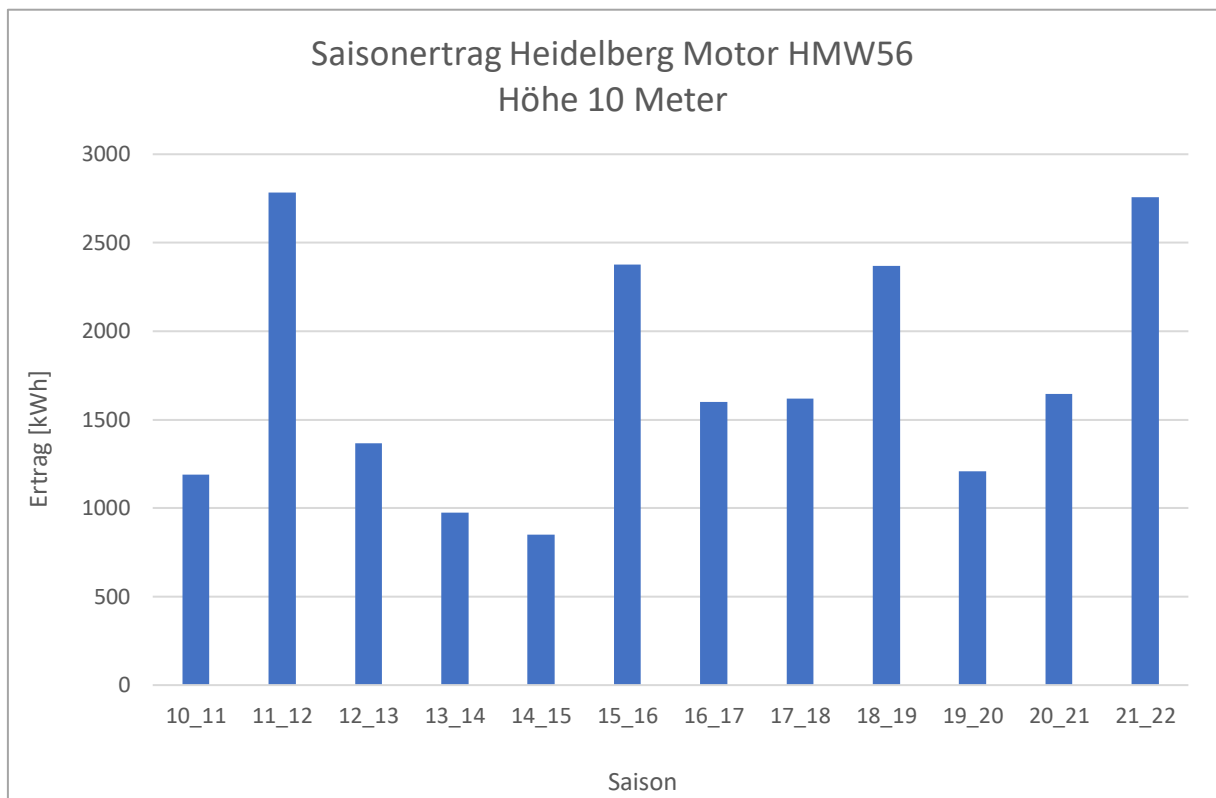


Abbildung 6.6 Saisonenerträge - Heidelberg Motor HMW56 - Höhe 10 Meter

In Abbildung 6.6 sind diese über der jeweiligen Saison aufgetragen. Die Saisons 11/12 und 21/22 sind die ertragsstärksten Saisons. Der Ertrag liegt bei etwa 2700 bzw. 2800 kWh. In der ertragsärmsten Saison 14/15 werden von der HMW56 Anlage 700 kWh bereitgestellt. Alle anderen Saisons liefern zwischen 1000 und 2000 kWh. Verglichen mit den Daten der Enercon Anlage sind die Erträge der HMW56 etwa halb so groß. Dies liegt unter anderem an der höheren Anlaufgeschwindigkeit der HMW-Anlage von 4 m/s. Diese Anlaufgeschwindigkeit entspricht etwa der mittleren Saisonwindgeschwindigkeit am Standort. Die Windgeschwindigkeiten unterhalb der mittleren Saisonwindgeschwindigkeit tragen folglich nicht zum Energieertrag bei, da sich die Anlage bei diesen Bedingungen im Trudelbetrieb befindet. Aus Sicht der Leistungskurve ist die HMW ungeeignet für den windschwachen Standort am Dome C und es wären im Verhältnis zum Saisonenertrag mindestens 10 Anlagen notwendig.

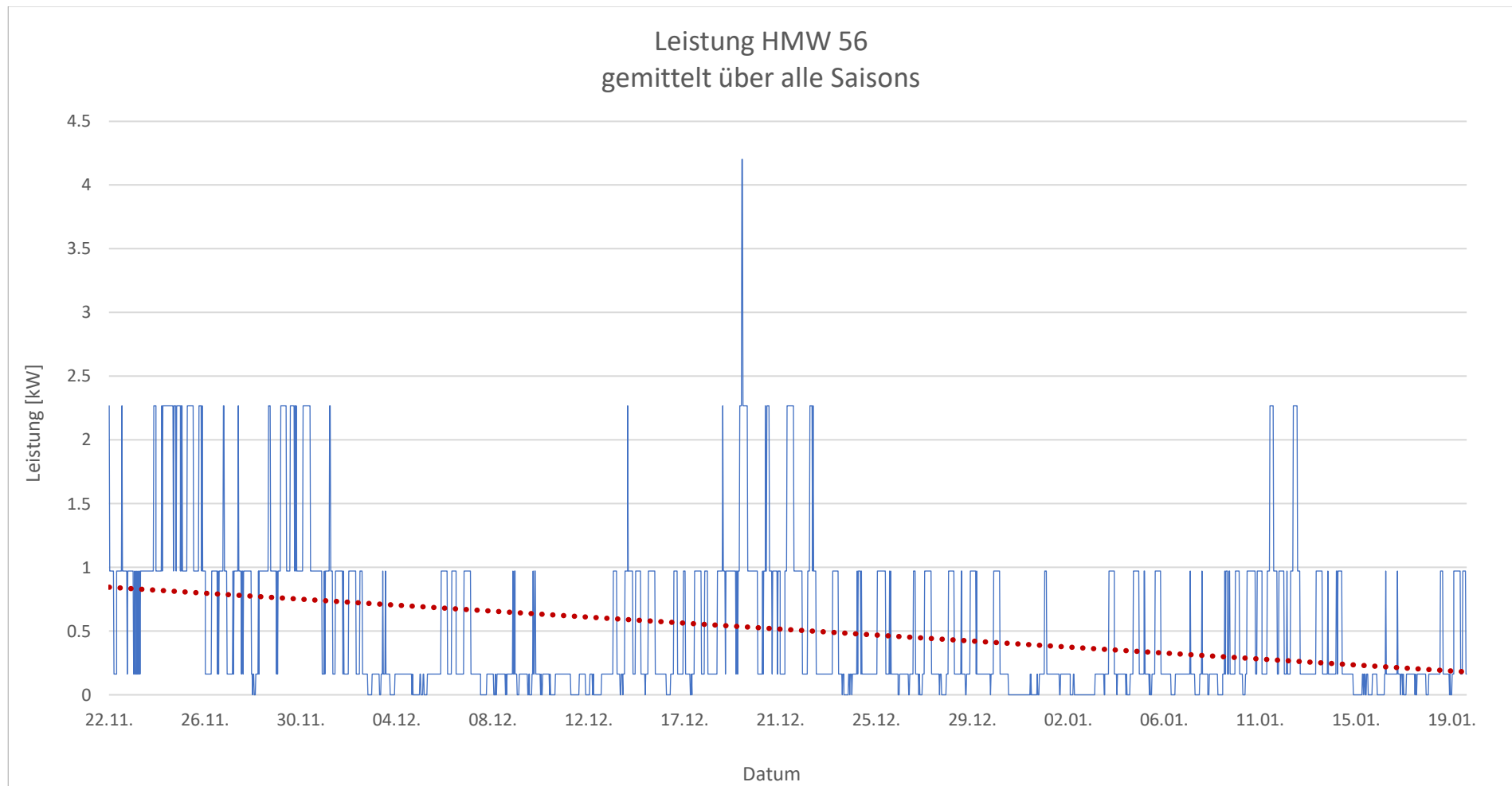


Abbildung 6.7 Leistungsverlauf Heidelberg Motor HMW56 gemittelt über alle Saisons

Die Abbildung 6.7 gibt Aufschluss über die Stabilität der Leistungsbereitstellung einer HMW-Anlage am gewählten Standort. Der zeitliche Verlauf der produzierten Leistung ist ähnlich zur Enercon-Anlage. Das allgemeine Leistungsniveau ist aufgrund der geringeren Nennleistung niedriger. Die Trendlinie zeigt höhere Leistungswerte zu Beginn der Saison, liegt jedoch dauerhaft unterhalb 1 kW. Die Nennleistung von 20 kW wird zu keinem Zeitpunkt erreicht. Das Leistungsmaximum von 4 kW am 19.12. ist hier ebenfalls als Ausreißer zu werten. Durch die bereits angesprochene höhere Anlaufgeschwindigkeit befindet sich die Anlage häufig im Trudelbetrieb. Daraus ergeben sich viele Phasen ohne Energieertrag. Als ertragsreichste Phasen ist der Saisonbeginn um den 24.11. und die Zeit um die Sonnenwende am 21.12. zu identifizieren. Die vertikale HMW-Anlage ist für einen windschwachen Standort durch ihre höhere Anlaufgeschwindigkeit ungeeignet. Für die dauerhafte Versorgung der Schmelzsonde sind im Verhältnis zur mittleren Leistung etwa 90 Anlagen notwendig. Diese Anzahl an Anlagen ist für das Forschungsprojekt nicht realisierbar.

Ein großer Vorteil der HMW-Anlage ist die langjährige Erprobung aller Materialien und Bauteile in der antarktischen Umgebung. Es wären für den Einsatz der Anlage keine weiteren Materialtests notwendig und auch das Hubsystem hat sich bewährt [54]. Der Hersteller der Anlage hat jedoch die Produktion dieser Anlage eingestellt. Mit den gesammelten Erfahrungen über Materialverhalten bei extremen Bedingungen könnte ein neues Design der Anlage entwickelt werden. Durch Fortschritte in der Anlagenaerodynamik und dem Umgang mit Leichtbaumaterialien könnte auch die Nennleistung erhöht werden [42]. Daraus könnte eine Verringerung der Anlaufgeschwindigkeit hervorgehen. Diese ist vor allem für windschwache Standorte von Vorteil.

6.4 AWES – SkySails SKS PN-14

Das AWES-System des Hamburger Herstellers SkySails ist das modernste Konzept in dieser Studie. Die Kite-Anlage produziert ihre Energie auf einer Höhe zwischen 200 und 400 Metern, indem der Kite über die Zugleine einen Generator antreibt. Ein kleiner Teil der produzierten Energie wird verwendet, um den Kite in die Ausgangsposition zurückzubringen und die Leine einzuholen [66].

Die CALVA-Daten beinhalten Winddaten bis zu einer Höhe von etwa 45 Metern. Aufgrund fehlender Daten für die Flughöhe des Kites, wurden die Windgeschwindigkeiten anhand des logarithmischen Windprofils berechnet. Die Rauigkeitslänge wurde mit $z_0 = 0,0001m$ angenommen. Aus den berechneten Geschwindigkeiten wurde ebenfalls eine Häufigkeitsverteilung gebildet und zunächst ein Saisonertrag berechnet. Die Abbildung 6.8 zeigt die gemittelte Häufigkeitsverteilung auf 200 Metern Höhe.

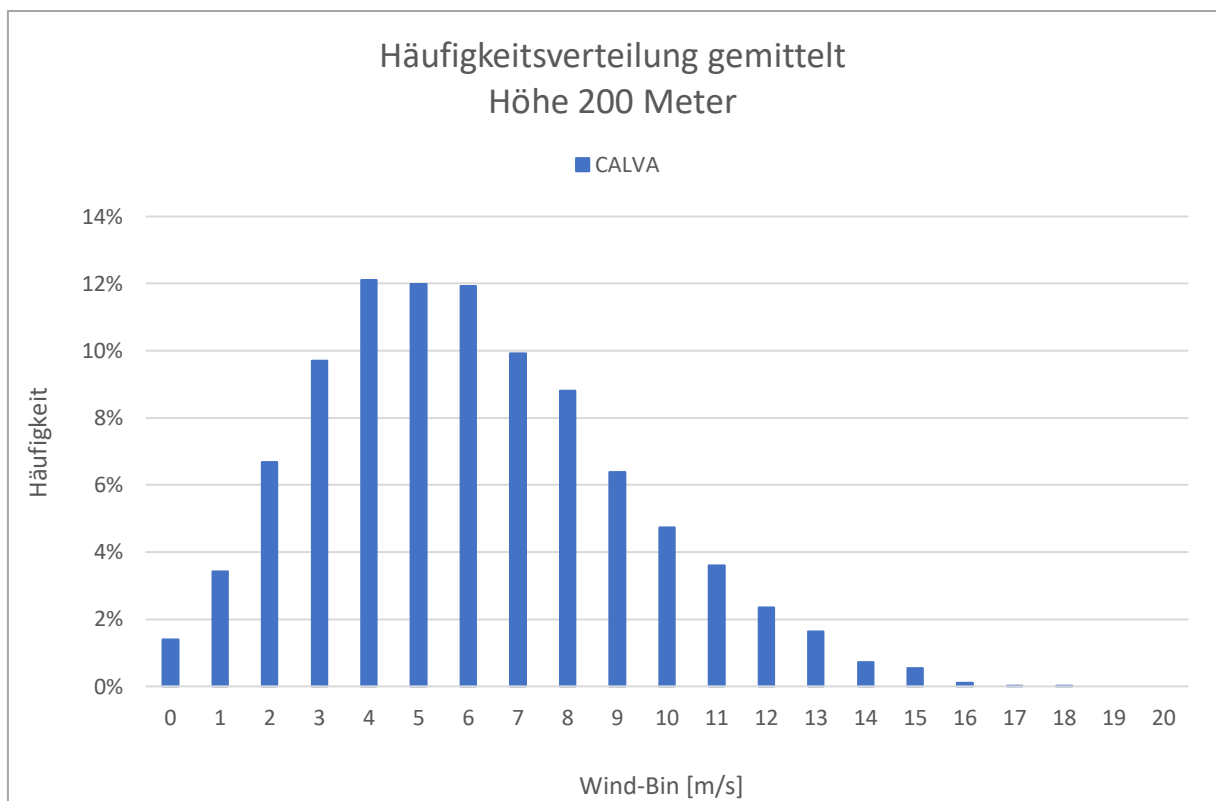


Abbildung 6.8 Häufigkeitsverteilung - gemittelt über alle Saisons - Höhe 200 Meter

Die maximalen Häufigkeiten zeigen die Wind-Bins 4 bis 6 m/s mit einem Anteil von 12 %. Weiterhin fällt die Verteilung in höheren Geschwindigkeitsbereichen schwach ab, was aus einem großen Anteil hoher Geschwindigkeiten resultiert. Daraus ergibt sich eine mittlere Windgeschwindigkeit von 6,1 m/s. In Anbetracht der Höhe ist dieser Wert realistisch, jedoch

niedriger als erwartet. Aus der Häufigkeitsverteilung wird mit Hilfe der anlagenspezifischen Leistungskurve ein Saisonertrag berechnet. Die Abbildung 6.9 zeigt die berechneten Saisonerträge im Überblick.

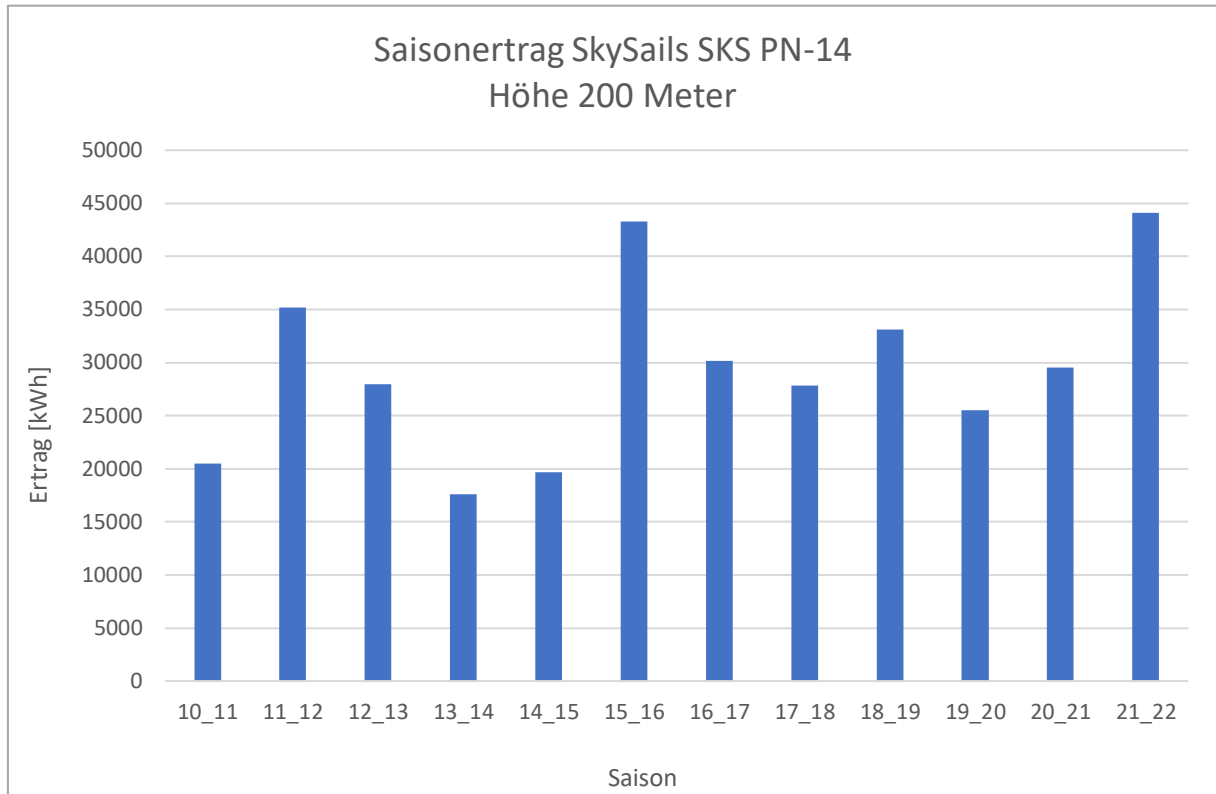


Abbildung 6.9 Saisonerträge - SkySails SKS PN-14 – Höhe 200 Meter

Die Ertragswerte der Kite-Anlage sind höher als die Werte der konventionellen Anlagen. Die Saisons 11/12, 15/16 und 21/22 zeigen die größten Erträge mit maximal 40 MWh in 21/22. Die ertragsärmste Saison 14/15 zeigt dagegen Ertragseinbußen von über 50 %. Im Vergleich zur Enercon Anlage ist der Wert der ertragsärmsten Saison mit 16 MWh etwa 4-mal so groß. In der ertragsreichsten Saison beträgt er das 10-fache. Diese hohe Ertragssteigerung ist durch die größere Flughöhe und die damit verbundenen Steigerungen der Windgeschwindigkeiten zu erklären. Das SkySails-System ist das einzige Konzept, für das der Saisonertrag den gesamten Strombedarf der Schmelzsonde von 30.240 kWh übersteigt. In den ertragsreichen Saisons wäre aus diesem Blickwinkel eine Anlage notwendig.

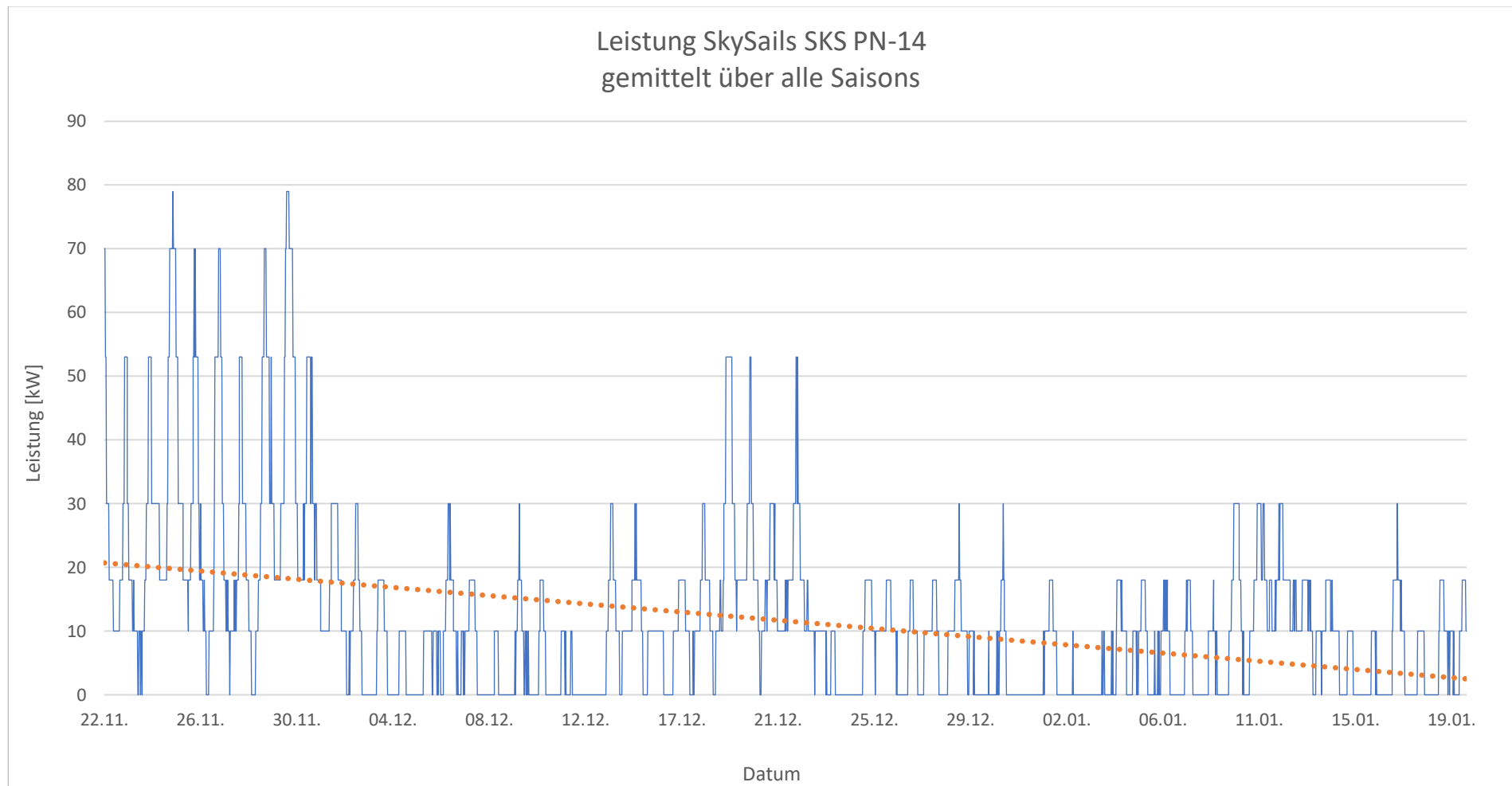


Abbildung 6.10 Leistungsverlauf SkySails SKS PN-14 gemittelt über alle Saisons

In der Abbildung 6.10 ist der gemittelte Leistungsverlauf über die Saison abgebildet. Es sticht vor allem der Saisonbeginn mit einer hohen Leistung von 60 bis 80 kW heraus. Im Verlauf der Saison nimmt die Leistung ab, was auch die Trendlinie widerspiegelt. Eine weitere Hochphase zeigt sich um die Sonnenwende am 21.12., jedoch weniger ausgeprägt als bei den konventionellen Anlagen. Anhand der Trendlinie kann zu Beginn der Saison ein mittlerer Ertrag von etwa 20 kW abgelesen werden. Anhand dieses Wertes wären mindestens fünf Kite-Anlagen notwendig, um den Bedarf der Schmelzsonde zu jedem Zeitpunkt zu decken. Aufgrund der kompakten Abmaße und dem Transport in einem Standardcontainer pro Anlage, scheint die Anzahl der Anlagen nicht unrealistisch. Für den Betrieb der Kite-Anlage müssen, neben den täglichen Schwankungen, auch die Schwankungen zwischen Produktions- und Rückholphase beachtet werden. Die Leistungsabgabe ist dadurch unregelmäßiger als die der konventionellen Anlagen [66]. Diese Unregelmäßigkeit wurde hier nicht betrachtet. Weiterhin muss die Kite-Anlage ausführlichen Tests unter den gegebenen klimatischen Bedingungen unterzogen werden. Vor allem Materialien und elektrische Komponenten müssen auf die extremen Temperatur- und Umgebungsbedingungen angepasst sein. Sie bietet jedoch verglichen mit den konventionellen Anlagentypen das größte Leistungspotenzial.

7 Fazit und Ausblick

Das Ziel dieser Machbarkeitsstudie war die Einordnung der am Dome C vorherrschenden Witterungs- und Windbedingungen. Es sollte eine Einschätzung über die Machbarkeit der Versorgung einer elektrischen Schmelzsonde mit Hilfe von Windenergie herausgearbeitet werden. Insbesondere die Vor- und Nachteile verschiedener Anlagentypen und deren Einsatzmöglichkeit in der Antarktis waren ein Kernthema. Weiterhin wurden besondere Herausforderungen der antarktischen Umgebung identifiziert und Maßnahmen abgeleitet. Durch eine Analyse zweier Winddatensätze wurde eine Untersuchung des Windpotenzials am Ort des geplanten Projektes vorgenommen. Eine Auswahl der qualitativ besseren Datengrundlage bot die Möglichkeit der Ertragsabschätzung für das jeweilige Anlagenkonzept.

Die Antarktis ist durch ihre extremen klimatischen Bedingungen mit besonderen Herausforderungen für erneuerbare Energien verbunden. Diese Herausforderungen sind zumeist technischer Natur, können jedoch auch Auswirkungen auf die Forscher: innen haben. Als Herausforderungen für dieses Projekt konnten Vereisung und die Anbindung einer potenziellen Windenergieanlage an den Boden herausgearbeitet werden. Vereisung spielt nicht nur an Cold Climate Standorten eine große Rolle, sodass hierfür kommerzielle Maßnahmen zur Verfügung stehen [34]. Das Thema Fundament und Gründung der Anlage auf dem Eis sollten in weiterführenden Untersuchungen näher beleuchtet werden.

Der Dome C wurde entgegen der persönlichen Erwartung, sowohl durch diese Studie als auch in der Literatur, als windschwacher Standort identifiziert [2]. Dies hat Auswirkungen auf die Machbarkeit der elektrischen Versorgung der Schmelzsonde. Vor allem in Bodennähe sind die Windgeschwindigkeiten anhand der ausgewerteten Daten zu niedrig für eine Versorgung mit einem konventionellen Anlagenkonzept. Aufgrund der maximal gewählten Anlagenhöhe von 10 Metern, um die Mobilität und Flexibilität zu gewährleisten, stehen keine hohen Windgeschwindigkeiten zur Verfügung. Sowohl für die vertikale als auch für die horizontale Anlage müsste eine große Anzahl von Anlagen errichtet werden. Für diese konventionellen Konzepte besteht nur eine Möglichkeit der Unterstützung eines Dieseldgenerators, um einen Teil des CO₂ einzusparen. Diese Art der Hybridlösung wird bereits an einigen Forschungsstationen angewendet [8]. Die Gefahren durch den Transport des Diesels zum Forschungsstandort bleiben jedoch weiterhin präsent.

Das AWES-System hingegen erwies sich durch die große Flughöhe des Kites im ersten Ansatz als ertragreich. Dabei ist die Datengrundlage der Ertragsberechnung jedoch kritisch zu betrachten. Die Messwerte des Messmastes wurden mit Hilfe des logarithmischen Windprofils auf die Flughöhe des Kites umgerechnet. Aufgrund der schwankenden Stärke der Prandtl-

Schicht in der Antarktis, ergeben sich dabei möglicherweise Abweichungen zu den realen Bedingungen [22]. Weiterhin sollten die generellen Schwankungen in der Windverfügbarkeit intensiver betrachtet werden. Ein möglicher Lösungsansatz wäre ein Pufferspeicher oder Batteriepaket [12]. Nach diesem Ansatz könnten zunächst die Schwankungen in der Windverfügbarkeit ausgeglichen werden. Diese sind beim AWES-System durch die Unterscheidung zwischen Produktions- und Rückholphase besonders hoch. Zusätzlich könnte auch überschüssige Energie zu einem späteren Zeitpunkt verfügbar gemacht werden. Dieser Pufferspeicher sollte für Cold Climate Bedingungen ausgelegt und unter diesen getestet sein. Hier wird eine weiterführende Recherche empfohlen. Das AWES-System von SkySails sollte ebenfalls unter den extremen Bedingungen getestet werden, um die Funktionalität und Zuverlässigkeit zu bewerten. Aufgrund der kompakten Transportmöglichkeit in einem Standard Frachtcontainer, stellt dieses Konzept die bestmögliche Lösung aus den betrachteten Anlagen dar [66]. Während der Recherche für diese Studie wurde Kontakt zur Firma SkySails aufgenommen, um vorab einen Zugriff auf die offiziell verifizierte Leistungskurve zu bekommen. Das Interesse an diesem Forschungsthema schien groß, sodass auch eine Zusammenarbeit nicht ausgeschlossen werden sollte.

Ein Ziel dieser Studie war es außerdem, die Sommermonate auf einen optimalen Zeitpunkt der Forschungsmission zu untersuchen. Dies erfolgte anhand der Ertragsbetrachtung aller Anlagenkonzepte über alle zur Verfügung stehenden Jahre. Vor allem der jährliche Beginn der Saison zeigte im Durchschnitt ein hohes Ertragspotenzial. Die ausgewerteten Daten bieten zwar eine hohe Qualität, sollten jedoch trotzdem kritisch betrachtet werden. Wie die Untersuchung zum Variationskoeffizienten gezeigt hat, gibt es einen großen Climate Bias zwischen den Saisons. Dieser wird in der Berechnung des Mittelwertes über alle Jahre vernachlässigt. Die Bedingungen in der Antarktis sind von vielen Faktoren beeinflusst und können kaum vorhergesagt werden. Daraus lässt sich schließen, dass eine Absicherung des Projektes durch einen Dieselgenerator unabdingbar ist, um eine durchgehende Stromversorgung zu garantieren [42].

Für weitere Machbarkeitsstudien zur erneuerbaren Energieversorgung der Schmelzsonde sollten Solarkollektoren und andere mobile Energiequellen in Betracht gezogen werden. An vielen modernen Forschungsstationen werden Kombinationsanlagen aus Solar- und Windenergie betrieben. Diese Technologiemischung bietet ein breiteres Spektrum der Energieversorgung und könnte dazu führen, den Dieselgenerator gänzlich abzulösen [10].

Diese Machbarkeitsstudie bietet eine Grundlage für die weitere Untersuchung der Nutzung erneuerbarer Energiequellen in der Antarktis. Insbesondere die AWES-Systeme sollten tiefergehend betrachtet werden, da sie auch unabhängig von den Umgebungsbedingungen am Boden ein enormes Leistungspotenzial bieten. Sie bieten außerdem eine maximale Flexibilität in der Standortauswahl.

8 Literaturverzeichnis

- [1] **Antarctic Treaty Consulting Meeting 13, 2010.** Ross Island Wind Energy Project: Sustainability through collaboration.
- [2] **Aristidi, E., Agabi, K., Azouit, M., Fossat, E., Vernin, J., Travouillon, T., Lawrence, J.S., Meyer, C., Storey, J.W.V., Halter, B., Roth, W.L., Walden, V., 2005.** An analysis of temperatures and wind speeds above Dome C, Antarctica. *A&A* 430, 739–746.
- [3] **Baring-Gould, I., Cattin, R., Durstewitz, M., Hulkkonen, M., Finland, P., Krenn, A., Laakso, T., Finland, P., Lacroix, A., Peltola, E., Ronsten, G., Ab, W., Tallhaug, L., Vindteknikk, K., Wallenius, T., 2011.** Expert group study on recommended practices. 13. Wind energy projects in cold climates. 1. Edition 2011.
- [4] **Baring-Gould, I., Corbus, D., 2007.** Status of Wind-Diesel Applications in Arctic Climates
- [5] **Bastmeijer, K., Roura, R., 2004.** Regulating Antarctic Tourism and the Precautionary Principle. *The American Journal of International Law* 98, 763-781.
- [6] **Boccaletti, C., Di Felice, P., Santini, E., 2010.** Designing wind plants for extreme ambient conditions, in: *The XIX International Conference on Electrical Machines - ICEM 2010*. Presented at the 2010 XIX International Conference on Electrical Machines (ICEM), IEEE, Rome, Italy, pp. 1–6.
- [7] **Boccaletti, C., Di Felice, P., Santini, E., 2014.** Integration of renewable power systems in an Antarctic Research Station. *Renewable Energy* 62, 582–591.
- [8] **Boute, A., 2016.** Off-grid renewable energy in remote Arctic areas: An analysis of the Russian Far East. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 59, 1029–1037.
- [9] **Conti, J.P., 2009.** In search of the zero-emission continent [Power Antarctic]. *Engineering & Technology* 4, 46–49.
- [10] **de Christo, T.M., Fardin, J.F., Simonetti, D.S.L., Encarnação, L.F., de Alvarez, C.E., 2016.** Design and analysis of hybrid energy systems: The Brazilian Antarctic Station case. *Renewable Energy* 88, 236–246.

- [11] **de Witt, M., Chung, C., Lee, J., 2024.** Mapping Renewable Energy among Antarctic Research Stations. *Sustainability* 16, 426.
- [12] **de Witt, M., Stefánsson, H., Valfells, Á., Larsen, J.N., 2021.** Energy resources and electricity generation in Arctic areas. *Renewable Energy* 169, 144–156.
- [13] **de Witt, M., Stefansson, H., Valfells, A., 2019.** Energy security in the Arctic: Policies and technologies for integration of renewable energy. pp. 189–196.
- [14] **El Nagggar, S., Gernandt, H., Janneck, J., 2000.** Operational Experience with Wind Power Technology at Neumayer-Station. *Proceedings of the Ninth SCALOP Symposium*.
- [15] **Fakorede, O., Feger, Z., Ibrahim, H., Ilinca, A., Perron, J., Masson, C., 2016.** Ice protection systems for wind turbines in cold climate: characteristics, comparisons and analysis. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 65, 662–675.
- [16] **Fortin, D.G., Perron, J., Ilinca, A., 2005.** Behaviour and Modeling of Cup Anemometers under Icing Conditions.
- [17] **Gallée, H., Preunkert, S., Argentini, S., Frey, M.M., Genthon, C., Jourdain, B., Pietroni, I., Casasanta, G., Barral, H., Vignon, E., Amory, C., Legrand, M., 2015.** Characterization of the boundary layer at Dome C (East Antarctica) during the OPALE summer campaign. *Atmospheric Chemistry and Physics* 15, 6225–6236.
- [18] **Gao, L., Hong, J., 2021.** Wind turbine performance in natural icing environments: A field characterization. *Cold Regions Science and Technology* 181, 103193.
- [19] **Genthon, C., Veron, D., Vignon, E., Six, D., Dufresne, J.-L., Madeleine, J.-B., Sultan, E., Forget, F., 2021.** 10 years of temperature and wind observation on a 45m tower at Dome C, East Antarctic plateau. *Earth System Science Data* 13, 5731–5746.
- [20] **Godon, P., Pierre, A., 2000.** Power System for the Continuous And Efficient Operation of the new CONCORDIA Station.
- [21] **Gonçalves, A.C.R., Costoya, X., Nieto, R., Liberato, M.L.R., 2024.** Extreme weather events on energy systems: a comprehensive review on impacts, mitigation, and adaptation measures. *Sustainable Energy Research* 11, 4.
- [22] **Hau, E., 2016.** *Windkraftanlagen*. Springer Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg.

- [23] **Holdmann, G., 2015.** Alaska – The Microgrid Frontier. Thin Ice Blog. WWF
- [24] **Jasinski, W.J., Noe, S.C., Selig, M.S., Bragg, M.B., 1997.** Wind turbine performance under icing conditions.
- [25] **Lacroix, A., Manwell, J., 2000.** Wind Energy: Cold Weather Issues.
- [26] **Lehtomäki, V., Krenn, A., Jordaens, P. J., Godreau, C., Davis, N., Khadiri-Yazami, Z., Bredesen, R. E., Ronsten, G., Wickman, H., Bourgeois, S., Beckford, T., 2018.** Available technologies for wind energy in cold climates - report. IAE Wind.
- [27] **Lehtomäki, V., Rissanen, S., Wadham-Gagnon, M., Sandel, K., Moser, W., Jacob, D., 2016.** Fatigue loads of iced turbines: Two case studies. Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics 158, 37–50.
- [28] **Lewkowicz, A., 2015.** It's not permanent. The Circle – Permanent slow-motion meltdown. WWF
- [29] **Lucci, J., Alegre, M., Vigna, L., 2022.** Renewables in Antarctica: an assessment of progress to decarbonize the energy matrix of research facilities. Antarctic Science 34, 1–15.
- [30] **Margesin, R., Schinner, F., 1999.** Biological decontamination of oil spills in cold environments. Journal of Chemical Technology & Biotechnology 74, 381–389.
- [31] **McDonald, N.C., Pearce, J.M., 2013.** Community Voices: Perspectives on Renewable Energy in Nunavut. ARCTIC 66, 94–104.
- [32] **Mustafa, A.M., Barabadi, A., 2022.** Criteria-Based Fuzzy Logic Risk Analysis of Wind Farms Operation in Cold Climate Regions. Energies 15, 1335.
- [33] **Nixdorf, U., 2023.** The Energetic Modernisation of Neumayer Station III. 20th COMNAP Symposium 2023.
- [34] **Parent, O., Ilinca, A., 2011.** Anti-icing and de-icing techniques for wind turbines: Critical review. Cold Regions Science and Technology 65, 88–96.
- [35] **Prošek, P., Barták, M., Láska, K., Suchánek, A., Hájek, J., Kapler, P., 2013.** Facilities of J. G. Mendel Antarctic station: Technical and technological solutions with a special respect to energy sources. Czech Polar Reports 3, 38–57.

- [36] **United States Environmental Protection Agency, 2016.** Methane and black carbons impacts on the Arctic: communicating the science.
- [37] **Rao, K.R., 2019.** Wind Energy for Power Generation: Meeting the Challenge of Practical Implementation. Springer International Publishing, Cham.
- [38] **Roberge, P., Baxter, D., Ruel, J., Roeper, D., Lemay, J., Bégin-Drolet, A., 2022.** Towards standards in the analysis of wind turbines operating in cold climate. Part B: Methodology for evaluating wind turbine alternative operational strategies. Cold Regions Science and Technology 196, 103494.
- [39] **Sanz Rodrigo, J., van Beeck, J., Buchlin, J.-M., 2012.** Wind engineering in the integrated design of princess Elisabeth Antarctic base. Building and Environment 52, 1–18.
- [40] **Seifert, H., Westerhellweg, A., Kröning, J., 2003.** Risk Analysis of Ice throw from Wind Turbines.
- [41] **Simmonds, I., Law, R., 1995.** Associations between Antarctic katabatic flow and the upper level winter vortex. International Journal of Climatology 15, 403–421.
- [42] **Smith, Z., Negnevitsky, M., Xiaolin Wang, Michael, K., 2013.** Cold climate energy production, in: 2013 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC). Presented at the 2013 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC), IEEE, Hobart, Australia, pp. 1–6.
- [43] **Sommavilla, D.F., 2008.** Modelling the snow cover of Dome C (Antarctica) with SNOWPACK. Dipartimento Regionale per la Sicurezza del Territorio Servizio Centro Valanghe di Arabba.
- [44] **Steuer, T., 2018.** Energie Nutzung von Windkraft und regenerativen Energien.
- [45] **Teetz, H.W., Harms, T.M., von Backström, T.W., 2003.** Assessment of the wind power potential at SANAE IV base, Antarctica: a technical and economic feasibility study. Renewable Energy 28, 2037–2061.
- [46] **Tester, J.W., Drake, E.M., Driscoll, M.J., Golay, M.W., Peters, W.A., 2012.** Sustainable Energy, second edition: Choosing Among Options. MIT Press.

- [47] **Tin, T., Sovacool, B.K., Blake, D., Magill, P., El Naggar, S., Lidstrom, S., Ishizawa, K., Berte, J., 2010.** Energy efficiency and renewable energy under extreme conditions: Case studies from Antarctica. *Renewable Energy* 35, 1715–1723.
- [48] **Van Rattinhe, K., 2008.** Princess Elisabeth Research Station at Antarctica: Renewable Energy Systems design, simulation and optimization.
- [49] **Wallenius, T., Lehtomäki, V., 2016.** Overview of cold climate wind energy: challenges, solutions, and future needs. *WIREs Energy and Environment* 5, 128–135.
- [50] **Wang, Kaishan, Wu, D., Wu, J., Li, S., Zhao, X., Zheng, C., Yu, Y., Wu, K., 2023.** Wind Energy Resources at Antarctic Stations Based on ERA5. *Atmosphere* 14, 1732.
- [51] **Wang, Kai-shan, Wu, D., Zheng, C., Tao, G., Li, W., Gao, Y., Yu, Y., Wu, K., 2023.** A Detail Investigation on the Antarctic Wind Energy. *China Ocean Eng* 37, 698–708.
- [52] **Wang, K.-S., Wu, D., Zhang, T., Wu, K., Zheng, C.-W., Yi, C.-T., Yu, Y., 2023.** Climatic Trend of Wind Energy Resource in the Antarctic. *Journal of Marine Science and Engineering* 11, 1088.
- [53] **Waero, I., Rosness, R., Staufel Kilskar, S., 2018.** Human performance and safety in Arctic environments. *SINTEF Technology and Society*.
- [54] **Wiggering, H., Alfred-Wegener-Stiftung zur Förderung der Geowissenschaften (Eds.), 1994.** Die benutzte Erde: Ökosysteme, Rohstoffgewinnung, Herausforderungen, Geologie und Ökologie im Kontext. Ernst, Berlin.
- [55] **Xue, H., Khawaja, H., 2016.** Review of the Phenomenon of Ice Shedding from Wind Turbine Blades, 2016. *IJM* 10.
- [56] **Yu, L., Zhong, S., Sun, B., 2020.** The Climatology and Trend of Surface Wind Speed over Antarctica and the Southern Ocean and the Implication to Wind Energy Application. *Atmosphere* 11, 108.
- [57] **Alfred-Wegener-Institut**

<https://www.awi.de>

[58] Australian Antarctic Programm

<https://www.antarctica.gov.au>

[59] AWS Winddaten

<https://uwamrc.ssec.wisc.edu>

[60] CALVA Winddaten

<https://web.lmd.jussieu.fr>

[61] Deutscher Wetterdienst

<https://www.dwd.de>

[62] Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt

<https://www.dlr.de>

[63] Google Earth

<https://earth.google.com>

[64] Norddeutscher Klimamonitor

<https://www.norddeutscher-klimamonitor.de>

[65] Princess Elisabeth Station

<https://antarcticstation.org>

[66] SkySails Power

<https://skysails-power.com>