BMU-UMWELTINNOVATIONSPROGRAMM

Abschlussbericht

zum Vorhaben:

(„Errichtung von getriebelosen 3MW Windkraftanlagen mit erhöhtem Wirkungsgrad für den Onshore- und Offshore-Einsatz“, Aktenzeichen:MBc3 – 001832)

Fördernehmerin:

OffTEC Field GmbH & Co. KG

Umweltbereich

(Ressourceneffizienz, Energie)

Laufzeit des Vorhabens

(13.04.2011- 30.06.2013)

Autor

Dipl.-Wi.-Ing. Dirk Carstensen

Gefördert aus Mitteln des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit

Datum der Erstellung

Juni-Oktober 2014

Berichts-Kennblatt

Aktenzeichen: MBc3 - 001832	Vorhaben-Nr.:
Titel des Vorhabens: „Errichtung von getriebelosen 3MW Windkraftanlagen mit erhöhtem Wirkungsgrad für den Onshore- und Offshore-Einsatz“	
Autor: Carstensen, Dirk	Vorhabensbeginn: 13.04.2011
	Vorhabenende (Abschlussdatum): 30.06.2013
Fördernehmerin: OffTEC Field GmbH & Co. KG Lecker Strasse 7 25917 Enge-Sande	Veröffentlichungsdatum: 28.10.2014
	Seitenzahl:27
Gefördert im Rahmen des Umweltinnovationsprogramms des Bundesumweltministeriums	

Kurzfassung:
Der vorgelegte Bericht beschäftigt sich mit Errichtung, Inbetriebnahme und Dauerbetrieb einer innovativen Windenergieanlage. Die Anlage verfügt über einen besonders kompakten und leichten Generator, der in dieser Form bisher noch nicht auf dem Markt war. Der Generator ist dabei als Außenläufer ausgeführt und verfügt nur über ein Lager.
Dieser Bericht erläutert die Schwierigkeiten und Probleme während der Errichtung und Inbetriebnahmephase, sowie die Ergebnisse der bisherigen Betriebserfahrungen.
Des Weiteren werden verschiedene Kennwerte ermittelt und bewertet. Die Kennwerte werden dabei mit am Standort befindlichen klassischen Getriebeanlagen verglichen.
Die Auswertung zeigt, dass zum Ende des Förderzeitraumes die geförderte Windkraftanlage in den Verfügbarkeiten an die Getriebeanlagen heranreicht, die Schwesteranlage jedoch deutlich nicht. Anders stellt sich der Vergleich bei den Wirkungsgraden dar. Hier liegen die Werte der Schwesteranlage im Bereich der Getriebeanlagen während die geförderte Anlage deutlich darunter liegt.
In der Wirtschaftlichkeit weisen beide Prototypenanlagen am Standort Defizite gegenüber der Prognose auf. Die erwartete vergütete Jahresenergiemenge ist bisher noch nicht erreicht worden. Die Betriebskosten erweisen sich dabei allerdings auch deutlich geringer als noch in der Prognose vermutet.
Die Errichtungszahlen dieser innovativen Technik zeigen, dass das Konzept der Anlage funktioniert und stetig verbessert wird.

Summary:
The submitted report deals with the construction, commissioning and long-term usage of an innovative wind turbine. The turbine has a pretty compact and lightweight generator which has not been on the market in this form before. The generator is designed as external rotor (outrunner) combined with only a single bearing.
This report explains the difficulties and problems during the construction and commissioning phase, and the results of previous operational experience.
In addition, specific values have been investigated and evaluated. The specific values have been compared with classical gearbox driven turbines at the same wind farm site.

The analysis shows that at the end of the funding period the funded wind turbine reaches the availability of the classical gearbox driven turbines at the site. While the sister turbine does not significantly. The comparison in efficiency factors is quite different. Here the values of the sister turbine are in the range of the gearbox driven turbines while the numbers of the funded system are significantly lower.
In the economy both prototype systems in the project have deficits compared to the projections. The expected annual energy output has not yet been reached. The operating costs are much lower than they were suspected in the forecast.
The installation numbers of this innovative technology show that the general concept of the system works and is steadily improving.

Schlagwörter
Windenergie, Prototyp, Direct Drive, Einlagerkonzept

Anzahl der gelieferten Berichte Papierform:5 Elektronischer Datenträger:	Sonstige Medien: keine

Inhalt

Berichts-Kennblatt 2
Abbildungsverzeichnis 5
1. Einleitung 5
1.1. Kurzbeschreibung des Unternehmens 5
1.2. Ausgangssituation 6
2. Vorhabensumsetzung 7
2.1. Ziel des Vorhabens 7
2.2. Darstellung der technischen Lösung 8
2.3. Darstellung der Umsetzung des Vorhabens 9
2.3.1. Planungs- und Installationsphase 9
2.4. Behördliche Anforderungen 11
2.5. Erfassung und Aufbereitung der Betriebsdaten 11
2.5.1 Maschinenlogbücher 11
2.5.2 Zehn-Minuten-Daten 12
2.5.3 Temperaturdaten Prototypen 12
2.5.4 Monatsberichte Technische Betriebsführung 13
3. Ergebnisse 13
3.1. Ausfallzeiten und Vergleich zur SWT-3.6-120 13
3.2. Aufgetretene Probleme mit dem Prototypen SWT-3.0-101 15
3.3. Verfügbarkeiten 15
3.4. Auswertung Komponentenverschleiß und Alterungsprozessen 16
3.5. Darstellung der Messwerte 17
3.5.1.Hauptlager und Kühlung 17
3.5.2.Luftspalt 21
3.5.3.Vibrationen 21
3.6. Bestimmung der Wirkungsgrade 22
3.7. Wirtschaftlichkeitsbetrachtung 23
3.8. Umweltentlastung 25
4. Empfehlungen 26
4.1. Erfahrungen aus der Praxiseinführung 26
4.2. Modellcharakter 26
4.3. Zusammenfassung 27
5. Anhang 27

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Maschinenhaus der SWT-3.0-101 kurz nach dem Transport auf die Baustelle 7
Abbildung 2: Auszug aus Maschinenlogbuch (bereits komprimiert).....12
Abbildung 3: Verdeutlichung Windparkstruktur 13
Abbildung 4: Übersicht Stillstandsstunden letzte 16 Monate des Förderzeitraumes.....14
Abbildung 5: Durchschnittliche Stillstandszeiten pro WEA in Projektphasen.....14
Abbildung 6: Monatliche Verfügbarkeiten erste 18 Monate Betriebszeit.....16
Abbildung 7: Durchschnittliche Verfügbarkeit der WEA in Projektphasen 16
Abbildung 8: Temperaturverläufe WEA1 am 2.4.2012.....18
Abbildung 9: Temperaturverläufe WEA1 am 20.8.2012 19
Abbildung 10: Temperaturverläufe WEA1 am 29.11.2012.....20
Abbildung 11: Temperaturverläufe WEA1 am 16.2.2013 21
Abbildung 12: Auftreten der Störung Blattvibrationen 22
Abbildung 13: Formel zur Berechnung der Windleistung.....22
Abbildung 14:Wirkungsgrade Windpark im Vergleich.....23
Abbildung 15: Stromerträge für die Kalenderjahre 2012 und 2013.....23
Abbildung 16: Prognose- und Ist-Kosten der Prototypenanlagen für 2012 und 2013.....24
Abbildung 17: Erlöse WEA1 und WEA4 in 2012/2013 25

1. Einleitung

1.1. Kurzbeschreibung des Unternehmens

Die OffTEC Field GmbH & Co. KG ist ein in 2010 gegründetes Unternehmen und ist aus dem Projekt „OffTEC“, der Firma GEO, Gesellschaft für Energie und Oekologie, Langenhorn, hervorgegangen. Beide Firmen sind weiterhin über den geschäftsführenden Gesellschafter verbunden, agieren davon aber unabhängig selbstständig am Markt. Geschäftszweck der OffTEC Field ist nach der erfolgreich abgeschlossenen Planung und Realisation des Test- und Trainingswindparks „OffTEC Field“ vor allem der Betrieb des Windparks. Neben dem Betrieb der Anlagen, der eingeschränkt technischen und vor allem kaufmännischen Überwachung, geht es dabei um die Pflege und Erhaltung der nötigen Infrastruktur zum reibungslosen Betrieb des Windparks. Der gesamte Windpark wird zudem als Test- und Trainingswindpark genutzt. Eine weitere Aufgabe der OffTEC Field GmbH liegt darin den Windpark für Test- und Trainings verfügbar zu halten und schrittweise zu ergänzen.

Als weitere Aufgabe obliegt der OffTEC Field GmbH die Planung und Realisierung weiterer und mit dem Verlauf der Technik angepassten moderneren Windenergieanlagen ausgestatteten neuen Test- und Trainingswindparks.

1.2. Ausgangssituation

Das klassische dänische Prinzip mit Triebstrang bestehend aus Wellen, Getriebe und Generator ist immer noch der vorherrschende Aufbau im weltweiten Windenergieanlagengeschäft. Zwar gibt es mehrere kleinere Hersteller von getriebelosen Windenergieanlagen, allerdings kann lediglich der Hersteller Enercon (Marktführer in Deutschland) auf einen merkbaren Marktanteil verweisen. Auch die Firma Siemens hat vor der Markteinführung ihrer „Direct Drive" Maschine lediglich Windenergieanlagen nach dem klassischen dänischen Prinzip produziert und vertrieben. Die Technik der getriebelosen Windenergieanlage hatte durch die Firma Enercon somit einen gewissen Sonderstatus, der durch die Markteinführung der getriebelosen Siemensanlage entschärft wurde.

Nach dem klassischen dänischen Prinzip wandelt das Getriebe die Bewegung des Rotors, die bei größeren Anlagen kaum noch die 20 Umdrehungen pro Minute erreicht, in eine für den Generator nutzbare höhere Umdrehungszahl um. Der Generator benötigt die schnelle Drehung (anlagenabhängig ca. 1500U/min) um die maximale elektrische Energie erzeugen zu können.

Der klassische Generator besteht dabei aus dem rotierenden Teil dem Generatorrotor und dem festen Teil, dem Stator. Beide Teile sind dabei unabhängig voneinander elektrisch erregt und induzieren somit bei Rotation einen elektrischen Strom. Dabei spricht man von Polpaaren. Je mehr Polpaare an einen Generatorrotor angebracht sind, desto geringer ist die benötigte Drehzahl des Generators die zur Erzeugung des elektrischen Stromes benötigt wird. Üblicherweise kann man bei Generatoren, die in Kombination mit einem Getriebe (1500U/min bei 50 Hertz Netzfrequenz) eingesetzt werden, davon ausgehen, dass zwei Polpaare eingesetzt werden. Somit wird mit zunehmender Anzahl der Polpaare im Generator das Übersetzungsverhältnis von der Rotordrehzahl der WEA über das Getriebe zum Generator reduziert werden, wenn man davon ausgeht, dass zu mindestens ein Teil des Generators direkt am Netz gekoppelt betrieben wird. Dadurch entsteht auf Basis der Netzfrequenz (50 Hz.) die Frequenzgebundenen Drehzahlabhängigkeit des Generators.

Im Gegensatz dazu schaffen es getriebelose Anlagen, ohne die Drehbeschleunigung eines Getriebes die volle Leistung aus der gleichen Drehgeschwindigkeit wie diese beim aerodynamischen Rotor vorherrscht die volle Leistung zu erzeugen. Dies kann technisch nur über eine sehr hohe Anzahl an Polpaaren geschehen. Der deutsche Marktführer, die Firma Enercon nutzt dazu einen Ringgenerator. Der Ringgenerator verfügt über einen sehr großen Durchmesser, so dass eine Vielzahl von Polpaaren am Außenring angebracht werden können. Die Dimensionen sind dann allerdings so immens, dass ein Straßentransport im komplett zusammengesetzten Zustand nicht mehr möglich ist. Siemens hat es mit der neuen Anlage aber geschafft, den Aufbau des Maschinenhauses so kompakt zu halten, dass ein Straßentransport im nahezu kompletten Zustand möglich. Der Durchmesser des Generators und somit des gesamten Maschinenhauses beträgt nur etwa 4,20m, was einen Transport auch auf deutschen Autobahnen ermöglicht. Angekommen auf der Errichtungsstelle wird dann lediglich der Kühler auf das Maschinenhaus gesetzt.

Abbildung 1: Maschinenhaus der SWT-3.0-101 kurz nach dem Transport auf die Baustelle

Die Innovation, die die Firma Siemens mit der Einführung der SWT-3.0-101 DD geschaffen hat, liegt darin, dass eine Anlage entwickelt wurde, die bei bereits 18 Umdrehungen pro Minute ihre volle Leistungsfähigkeit von 3MW erreicht. Dabei konnte die Anlage so kompakt gehalten werden, dass der Straßentransport nahezu uneingeschränkt möglich ist. Abbildung 1 zeigt die Größe des Transportes. Das Maschinenhaus ist dabei nur wenig größer als ein normaler LKW.

Die bautechnischen Unterschiede zwischen den Ringgeneratoren die von Enercon eingesetzt werden in Vergleich zu dem von Siemens eingesetzten finden sich in der unterschiedlichen Ausführung der Polpaarbildung im Außenring. Enercon bildet die Polpaare mit Hilfe von im Außenring angeordneten elektrisch bestromten Spulen, wobei Siemens die Polpaare im Außenring durch die Anordnung von Permanentmagneten bildet.

Des Weiteren sind diese Generatortypen immer über einen Voll- Umrichtersystem ans Netz gekoppelt, wodurch die Frequenz, Generatorseitig, drehzahlabhängig variiert und erst durch das Umrichtersystem netzseitig Phasensynchron mit Netzfrequenz (50 Hz) eingespeist wird.

2. Vorhabensumsetzung

2.1. Ziel des Vorhabens

Ziel des Demonstrationsvorhabens war es die getriebelose Windkraftanlage Siemens SWT-3.0-101 DD erstmals unter realen Bedingungen in Deutschland zu erproben und zu testen. Dazu mussten die technischen und wirtschaftlichen Risiken eingehend im Demonstrationsprojekt betrachtet und evaluiert werden. Der Projektverlauf sollte sowohl die Tauglichkeit der gesamten Anlage als auch die Tauglichkeit der innovativen Generatortechnik, für sich genommen, darstellen. Dabei sollte eine Wirkungsgradsteigerung im Vergleich zu anderen Windkraftanlagen

erreicht werden. Dies sollte vor allem im Hinblick auf die Siemens-Anlagen mit dem klassischen Getriebe-Generator-Aufbau am gleichen Standort erfolgen.

2.2. Darstellung der technischen Lösung

Wie schon einleitend erwähnt liegt die Innovation der SWT-3.0 in der Entwicklung eines Synchrongenerators mit permanent erregtem Generatorrotor, der seine Nennleistung von 3MW bei maximal 18 Umdrehungen pro Minute erzeugen kann.

Der aerodynamische Rotor der SWT-3.0 macht zwischen fünf bis 18 Umdrehungen pro Minute und gibt diese auch aufgrund des ersparten Getriebes unbeschleunigt an den Generator weiter. Ausgehend von einem klassischen Generator mit ein oder zwei Polpaaren wären maximal 36 bzw. 72 elektrische Erregungen pro Minute möglich, welche keineswegs für eine Leistung vom 3MW ausreichend wären. Um die gewünschte Leistung zu erzielen, bleiben technisch gesehen nur zwei Varianten: entweder erhöht man die Drehzahl über ein Getriebe oder man erhöht die Anzahl der Polpaare im Generator, so dass es bei stetiger Umdrehung zu mehr Strominduktion kommt. Der neue Ansatz der SWT-3.0 ist es, dass die Anzahl der Polpaare erhöht wurde, so dass mit 18U/min 3MW Leistung erzeugt werden kann, ohne jedoch den Radius des Synchrongenerators auf die Dimensionen eines Ringgenerators bei dem die Poolpaare im Außenring durch Spulen gebildet werden, wachsen zu lassen.

Dies wird unter anderem dadurch erreicht, dass der Generatorrotor um den gesamten Stator außen herum rotiert. Es handelt sich somit um einen „Outrunner“ also einen „Außenläufer“. Dieser spezielle Aufbau stellt noch keine Innovation dar, wenngleich bei Standard-Synchrongeneratoren der Generatorrotor vom Stator umschlossen wird.

Der neue Ansatz sieht somit vor, dass der Generatorrotor praktisch den kompletten Stator umschließt. Das elektrische Feld am Generatorrotor wird mit Permanentmagneten erzeugt, die sich auf der Innenseite des Rotors befinden. Dadurch können weitaus mehr Polpaare aufgrund des größeren Radius auf dem Rotor platziert werden. Gleichzeitig können aufgrund des walzenförmigen Aufbaus des Gesamtgenerators mehrere Polpaare nebeneinander platziert werden. Der Gesamtaufbau geht somit mehr in die Länge anstatt auf die Dimensionen eines Ringgenerators anzuwachsen. Der Durchmesser des Generators der SWT-3.0 bleibt somit bei 4,20m und ermöglicht somit einen Transport auf deutschen Autobahnen.

Als weitere Innovation dieses Windkraftanlagenkonzeptes gilt das Lagerkonzept. Anders als bei den üblichen mehrfach gelagerten Triebsträngen verfolgt Siemens bei dieser Anlage das Einlagerkonzept. Dieses Konzept bewirkt eine Platzeinsparung vom Triebstrang und trägt somit zur Kompaktheit der Anlage bei. Das Hauptlager befindet sich an der Stirnseite des Maschinenhauses. Es trägt auf der einen Seite den aerodynamischen Rotor und dient gleichzeitig als Lager für den Rotor des Generators. Diese Konstruktionsweise ist soweit einzigartig, bietet aber auch ein gewisses Risikopotential.

Ebenfalls auffallend ist der große Kühler welcher auf das Heck des Maschinenhauses aufgesetzt ist. Es handelt sich um einen Passivkühler. Es sind keine Ventilatoren vorhanden, die die kühle Luft durch den Kühler ziehen. Die Kühleinheit funktioniert lediglich über die normale Windanströmung. Die Dimensionierung des Kühlers wirkt übertrieben, macht aber im Hinblick auf die Servicefreundlichkeit sowie den Klimatisierungsbedarf des Hauptlagers durchaus Sinn.

Die Innovationen der SWT-3.0 stellen einen sehr großen Schritt in der Entwicklung von Windenergieanlagen der Marke Siemens dar. Normalerweise der Regel der kleinen Schritte

folgend, stellt die Entwicklung das bisher propagierte Getriebekonzept infrage. Bei der weiteren Zusammenstellung der Anlage wurde sehr darauf geachtet, dass erprobte Technologie eingesetzt wird. So sind die Blätter mit der Nabe lediglich von anderen Siemens-Typen adaptiert. Im Azimutbereich sowie bei der Anlagensteuerung wurde auf bewährte Technologie zurückgegriffen.

2.3. Darstellung der Umsetzung des Vorhabens

Die OffTEC Field GmbH & Co. KG hat den Prototyp der SWT-3.0 in einem Test- und Trainingswindpark dem OffTEC Field/ Windpark Klingenberg errichtet. Dieser Windpark besteht neben der geförderten Anlage und ihrer baugleichen Schwesteranlage aus zwei zusätzlichen Maschinen des Typs SWT-3.6-120. Das Gesamtprojekt versteht sich als Test- und Trainingswindpark wobei die Testkomponente deutlicher auf die getriebelosen Siemensanlagen fällt. Die benachbarten Anlagen im Windpark des Typs SWT-3.6-120 sind dagegen eher als Trainingsanlagen zu verstehen, da exakt dieser Typ inzwischen hundertfach in europäischen Gewässern steht und an diesen Anlagen technische und sicherheitstechnische Trainings für die gesamte Windenergie durchgeführt werden.

2.3.1. Planungs- und Installationsphase

Eben diese Konstellation war auch gewünscht, als die Lieferverträge mit der Firma Siemens am Ende des Jahres 2010 finalisiert wurden und somit auch der Bauantrag gestellt werden konnte. Mit der Festlegung der beiden Anlagentypen und der Anzahl von vier Anlagen im Windpark, konnte in der ersten Jahreshälfte 2011 die Feinplanung für das Projekt erfolgen. Die grundsätzliche Genehmigungsfähigkeit eines Windparks an dem Standort sowie die notwendigen klärenden Gutachten waren schon weitaus zeitig vor der Festlegung auf einen Anlagenlieferanten abgearbeitet worden.

Nach Festlegung des Anlagenlieferanten sowie erfolgter Förderzusage wurden Gespräche über die zu vergebenen Nebengewerke, Wegebau, Kabelbau und Fundamentbau geführt. Bis zur Sommerpause konnten die entsprechenden Aufträge erteilt werden. Ebenfalls konnte in dieser Zeit die Baugenehmigung erreicht werden, der Durchführungsvertrag mit der Gemeinde Enge-Sande geschlossen werden sowie bekam die OffTEC Field die Finanzierungszusage der VR Bank womit die Verträge mit dem Anlagenlieferanten Siemens überhaupt finale Gültigkeit erlangten. Damit konnte auch der Projektablaufplan erstellt werden, der die Fertigstellung des Gesamtprojektes bis Jahresende 2011 sichern sollte. Dieser sah vor, dass die beiden größeren Anlagen des Typs SWT-3.6-120 zuerst errichtet werden sollten und die beiden Prototypenanlagen im unmittelbaren Nachgang installiert werden sollten. Die Gesamtinstallationszeit sollte drei Wochen betragen.

Nachdem die rechtlichen und finanziellen Rahmenbedingungen geklärt waren, konnte in der zweiten Augustwoche 2011 mit dem Wegebau begonnen werden. Die Firma Langmaack aus Stadum erstellte dabei die Wege und Kranstellplätze nach Vorgabe des Turbinenlieferanten.

Mit Fertigstellung des ersten Kranstellplatzes konnte ebenfalls mit den Fundamentarbeiten begonnen werden. Diese beginnen in der Regel mit Wasserhaltungsmaßnahmen. Dabei kam es zur ersten technischen Änderung im Bauablauf. Aus dem für jeden Anlagenstandplatz erarbeiteten Bodengutachten war zunächst nicht ersichtlich, dass für drei der vier Standplätze die Gefahr eines „hydraulischen Grundbruchs“, also dem Durchbruch von Grundwasser an die Erdoberfläche bestand. Die Entwässerung des Bodens durch eingefräste Drainageschläuche war nur an einem Standort mit sehr sandigem Boden möglich. An den anderen drei Standorten, eher

lehmiger Boden, waren Entlastungsbohrungen mit starken Pumpen notwendig um den Grundwasserdruck zu vermindern. Dieser Vorgang dauerte mehrere Wochen, bevor die Baugrube ausgehoben werden konnte.

Dem Projektablaufplan folgend wurden zunächst die Fundamente für die beiden größeren Anlagen durch die Firma PCPetersen aus Langenhorn errichtet. Alle Fundamente wurden als Flachfundamente ausgeführt, die trotz der notwendigen Wasserhaltungsmaßnahmen als kostengünstiger gelten. Das Fundament der geförderten Anlage wurde am 14. November gefertigt. Dabei wurden etwa 80 Tonnen Stahl sowie 900m^3 Beton verarbeitet. Die Fundamente der größeren Anlagen sind entsprechend etwas größer. Nach etwa zehn Tagen Aushärtezeit kann mit der Errichtung der Anlage begonnen werden.

Abweichend von der ursprünglichen Planung sind die beiden Fundamente der SWT-3.0 Anlagen höher gelegt worden als in der Planung festgelegt. Dies war bei den beiden kleinen Anlagen auch problemlos möglich, da am Standort die praktische Höhenbegrenzung erst bei 150m liegt. Die Entscheidung die Fundamente höher zu legen, liegt ausschließlich darin begründet, dass man aus dem Grundwasserbereich kommen wollte. Wie schon erwähnt lässt sich lehmiger Boden nur schwer entwässern, so dass ein noch tieferes Absenken des Grundwasserspiegels deutlich mehr Zeit gekostet hätte und somit der Projektzeitplan deutlich gefährdet gewesen wäre. Die Entscheidung die Fundamente deutlich über die Geländeoberkante zu setzen fiel aufgrund der Erfahrungen am Standplatz der WEA3 (SWT-3.6-120). Dort mussten dünnflüssige Lehmschichten nachträglich entfernt werden, da der weitere Aufbau gefährdet schien. Dadurch kam es zu deutlichen Mehrkosten sowie Zeitverlusten, die man bei den letzten beiden Fundamenten durch die Höherlegung deutlich vermeiden konnte. Im Endeffekt ist die geförderte Anlage um etwa 1,5 m sowie die Schwesteranlage um 2m höher eingebaut worden.

Mit der Fertigstellung des ersten Fundaments im Projekt begann auch die Arbeit des Kabelverlegens. Der Firma Gebrüder Petersen aus Uphusum wurde der Auftrag erteilt die Innerparkverkabelung sowie das Exportkabel zum nahen und ebenfalls neuen Umspannwerk Soholm zu errichten und in Betrieb zu setzen. Der Kabelbau folgte dem Fortschritt beim Fundamentbau. Am 15. Dezember 2011 konnte erstmals Spannung auf das Exportkabel gegeben werden. Die Anschlüsse der einzelnen Anlagen im Windpark folgten nach Projektfortschritt.

Ab der ersten Novemberwoche begann auch Siemens mit der Einrichtung der Baustelle. Dazu wurde der Errichtungskran der belgischen Firma Sarens aufgebaut. Zeitgleich begannen auch die nächtlichen Schwertransporte der einzelnen Anlagenkomponenten zur Baustelle, so dass mit Beginn der zweiten Novemberwoche die eigentliche Installationsphase beginnen konnte. Dem Projektplan folgend, wurden die beiden SWT-3.6-120-Anlagen als erstes errichtet. Die Installation der beiden ersten Anlagen erfolgte dabei nahezu problemlos. Zusätzlich zeigte sich der November 2011 zudem sehr Niederschlagsarm. Dennoch war schon bei diesen beiden Errichtungen ersichtlich, dass der Gesamterrichtungsplan von vier Anlagen binnen drei Wochen nur sehr schwer zu halten sein würde. Mit dem Umzug des Errichtungskrans und der Baustellencrew zur geförderten Anlage Ende November schwenkte ebenfalls das Wetter auf Sturm und Regen. Dies bedeutete eine wesentlich längere Installationszeit für die geförderte Anlage, die erst am 21. Dezember vollständig errichtet werden konnte. Mit der kabeltechnischen Anbindung am 15.12. konnten die beiden großen Anlagen im Park bereits am 16/17.12. in Betrieb genommen werden. Dies erfolgte bei der geförderten Anlage erst am 30.12. und somit rechtzeitig vor dem Jahreswechsel. Die Errichtung und Inbetriebnahme der Schwesteranlage konnte allerdings nicht mehr in 2011 erfolgen, womit diese Anlage rechtlich und

abrechnungstechnisch in das EEG 2012 fiel. Am 17. Januar 2012 waren alle Anlagen im Park fertig errichtet und hatten ihre ersten Kilowattstunden Strom ins öffentliche Netz eingespeist. Die Gesamtinstallationszeit betrug damit insgesamt acht Wochen und somit deutlich mehr als die geplanten drei.

2.4. Behördliche Anforderungen

Die Genehmigung zur Errichtung und zum Betrieb des Windparks wurde nach Bundes-Immissionsschutz (BImSchG) am 21.6.2011 durch das Landesamt für Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume des Landes Schleswig-Holstein kurz LLUR erteilt. Das Genehmigungsverfahren verlief dabei in gewohnter Weise. Der Genehmigungsbescheid beinhaltete aber Auflagen, die auch für dieses Fördervorhaben von Bedeutung sind. An dieser Stelle soll auf eine detaillierte Aufzählung aller Auflagen aus der Baugenehmigung verzichtet werden. Relevant für dieses Fördervorhaben ist lediglich der Sicherheitszuschlag im Schallleistungspegel für die beiden Prototypenanlagen im Park. Aufgrund des Prototypenstatus und der damit verbundenen Unkenntnis des neuen Anlagentyps wurde von der Genehmigungsbehörde ein Sicherheitszuschlag im Schallleistungspegel von 2dB(A) für den nächtlichen Betrieb gefordert. Dies bedeutete für die geförderte Anlage in der Zeit von 22Uhr abends bis 6Uhr morgens, eine maximale Leistung von 2772kW bzw. eine maximale Rotordrehzahl von 14,8U/min gefahren werden durfte. Für die Schwesteranlage im Park gleichen Typs galt dieselbe Regelung, wobei die zweite Anlage planungstechnisch ohnehin mit einer Nachtschallreduzierung vorgesehen war. Mit dem Sicherheitszuschlag bedeutete dies eine maximale nächtliche Leistung von 2483kW oder 13,2U/min. Der Sicherheitszuschlag sollte solange gelten, bis der tatsächliche Schallleistungspegel über eine gutachterliche Nachmessung erfolgt ist. Diese Messung ist erfolgt und die Ergebnisse wurden der Genehmigungsbehörde zur Verfügung gestellt. Vom Anlagenhersteller wurde dabei ein Schallleistungspegel nicht größer als 108dB(A) garantiert, welcher in der Gesamtheit des Windparks auch nicht überschritten wurde. Allerdings gab es bis zum Ende des Berichtszeitraumes keinerlei Entscheidung des LLUR über die Rücknahme der Sicherheitszuschlagsauflage. Wichtig für diesen Bericht und die weitere Darlegung der Ergebnisse ist, dass beide Prototypenanlagen im Windpark in den Nachtstunden im schalloptimierten Betrieb gefahren wurden. Dieser Umstand wurde bei den weiteren Ergebnissen jedoch berücksichtigt.

2.5. Erfassung und Aufbereitung der Betriebsdaten

Für die Bearbeitung des Abschlussberichtes standen verschiedene Datenquellen zur Verfügung. Die wichtigsten Datenquellen sollen an dieser Stelle genannt und beschrieben werden.

2.5.1 Maschinenlogbücher

Das Maschinenlogbuch kann als Ereignisprotokoll einer jeden Windkraftanlage bezeichnet werden. Jede Betriebsunterbrechung oder auch nur Warnung davor, unabhängig von Schwere und Dauer wird mit dem entsprechenden Fehlercode im diesem Ereignisprotokoll automatisch abgelegt. Händische Ergänzungen der Betriebsführer machen das Logbuch zusätzlich wertvoll für diese Ausarbeitung. Neben dem reinen Protokollieren der Ereignisse finden sich auch die händischen Ergänzungen über den genauen Grund von Störungen sowie die entsprechende Behebung und Informationen über mögliche Ersatzteile. Die Maschinenlogbücher wurden als

Excel-Liste von der technischen Betriebsführung zur Verfügung gestellt.

Datum	Code	Beschreibung	T-Klasse	Wind [m/s]	Leistung [kW]	Ertragsausfall [kWh]	Bemerkung
2012-10-28 10:26:09	13104 - 1	DC-Spannung niedrig	2	2,34	-15,00	27,00	Autoreset der Windenergieanlage
2012-10-25 08:30:47	14	Stillstand durch Hersteller	14	3,23	52,00	821,00	Ein Siemens Team überprüft den Umrichter.
2012-10-18 08:16:50	1015 - 1	[ON] Manueller Stop	2	7,17	901,00	3707,00	Überprüfung der Turmbeleuchtung. Wasser aus der gondel gepumpt.
2012-10-09 19:04:56	8	[ON] CAN:IO-4 Kommunikationsfehler	2	6,44	629,00	47,00	Die Anlage wurde aus der Ferne durch den Telenotdienst von Siemens wieder gestartet.
2012-10-04 07:56:40	14	Stillstand durch Hersteller	14	4,99	378,00	0,00	Es wurde eine neue Software von Siemens DK
2012-09-11 13:14:26	1	Reparaturbeginn	10	6,29	1064,00	232,00	Ein Team von Siemens war zur Störbeseitigung vor Ort.
2012-09-10 10:34:05	14	Manueller Stopp.	10	4,50	351,00	1633,00	einnorden, Leistungskabek kontrollieren, Rotorarretierung prüfen.Ölleck beseitigt.
2012-09-02 12:58:38	8	[ON] Drehzahlsensor Fehler	2	7,57	1321,00	10364,00	Ein Team von Siemens war zur Störbeseitigung vor Ort. Der Sensor ist defekt und muß erst aus Dänemark besorgt werden.
2012-09-02 04:16:13	8	[ON] Drehzahlsensor Fehler	2	3,79	265,00	7323,00	Ein Team von Siemens war zur Störbeseitigung vor Ort.Drehzahlsensor gereinigt u. neu justiert.
2012-09-01							Die Anlage wurde aus der

Abbildung 2: Auszug aus Maschinenlogbuch (bereits komprimiert)

Ein großer Nachteil der Logbücher ist allerdings, dass wirklich jedes Ereignis abgelegt wird. Um die relevanten Informationen nutzen zu können, mussten die Daten bearbeitet werden. Dabei wurden irrelevante Information wie Stopps wegen Schattenwurf oder zum Kabelentdrillen hinausgefiltert. Es verbleibt ein kompaktes Ereignisprotokoll welches sich lediglich auf die anlagentechnischen Stopps und Fehlermeldungen bezieht.

2.5.2 Zehn-Minuten-Daten

Während es sich beim Maschinenlogbuch um ein reines Ereignisprotokoll handelt, werden die Zehn-Minuten-Daten dauerhaft mitgeschrieben, d.h. solange die entsprechende Windkraftanlage elektrisch angeschlossen und versorgt ist.

Dabei werden u.a. Daten über Windrichtung, Windgeschwindigkeit, Leistung und elektrische Eigenschaften sowie Drehzahlen aufgezeichnet. Die abgelegten Daten sind dabei als Durchschnittswerte eines zehnminütigen Intervalls zu verstehen. Die Zehn-Minuten-Daten wurden ebenfalls über die betreiberseitige Technische Betriebsführung als monatliche Excel-Listen zur Verfügung gestellt. Dabei liegen für alle Windkraftanlagen im Park sowie für den gesamten Betrachtungszeitraum die Zehn-Minuten-Daten vor.

2.5.3 Temperaturdaten Prototypen

Ein wichtiger Punkt innerhalb der Ausarbeitung dieses Berichtes soll das Verhalten des Hauptlagers der Prototypenanlage sein. Das Hauptlager war schon bei der Antragsstellung als kritische Komponente identifiziert worden. Um dieser Forderung nachkommen zu können, mussten weitere Betriebsdaten dieser Komponente beschafft werden. Bei mechanischen Komponenten sind dabei insbesondere die Temperaturen im Betriebszustand aussagekräftig. Die Temperaturen von Generator, Lageraußenring und Lagerinnenring werden beim Hersteller Siemens allerdings nicht mit in die normalen Zehn-Minuten-Daten integriert, so dass hier eine Extradatenaufnahme gemacht werden musste. Die Temperaturdaten wurden vom Hersteller schließlich als Excel-Tabelle für die beiden Prototypenanlagen zur Verfügung gestellt.

2.5.4 Monatsberichte Technische Betriebsführung

Eine durchaus wichtige Datenquelle bilden die Monatsberichte der Technischen Betriebsführung. Die Berichte sind für die entsprechenden Betreiber gedacht. Inhaltlich werden sowohl technische wie Verfügbarkeiten als auch kaufmännische Themen wie Erträge dargestellt, wobei der Fokus in der Regel auf der kaufmännischen Komponente liegt.

3. Ergebnisse

3.1. Ausfallzeiten und Vergleich zur SWT-3.6-120

Wie jede andere Maschine auch, kann auch eine moderne Windkraftanlage nicht die gesamte verfügbare Zeit im Produktionsmodus bleiben. Es kommt regelmäßig zu Betriebsunterbrechungen, welche allerdings vielfältige Gründe (siehe Abbildung 1) haben können. Hier sieht man eine kleine Auswahl an Ereignissen, die zum Anlagenstillstand geführt haben.

Die folgende kleine Tabelle soll zunächst nur verdeutlichen welcher Anlagentyp sich hinter welcher WEA-Nummer verbirgt. Hinter WEA1 und WEA4 verbergen sich jeweils die Prototypenanlagen, wobei die WEA1 die geförderte Windkraftanlage ist.

WEA1	WEA2	WEA3	WEA4
SWT-3.0-101	SWT-3.6-120	SWT-3.6-120	SWT-3.0-101

Abbildung 3: Verdeutlichung Windparkstruktur

Die folgende Grafik zeigt die monatlichen Stillstände der vier Windkraftanlagen im Windpark OffTEC Field. Aufgrund der verzögerten Inbetriebnahme und den damit verbunden hohen Stillstände im Januar und Februar 2012 wurden für diese Grafik lediglich die letzten 16 Monate der Messphase verwendet. Dies dient lediglich dazu die Grafik lesbar und somit aussagekräftig zu erhalten. Auch wurden für die Erstellung der Grafik nur jene Ereignisse mit in die Berechnung genommen, die eindeutig als Störung, also als technische Fehler der Anlagen, zu werten waren. Sämtliche anderen Betriebsunterbrechungen wie besondere Wetterbedingungen, geplante Betriebsunterbrechungen wie Reparaturen oder Durchsichten sind nicht mit in diese Grafik eingeflossen.

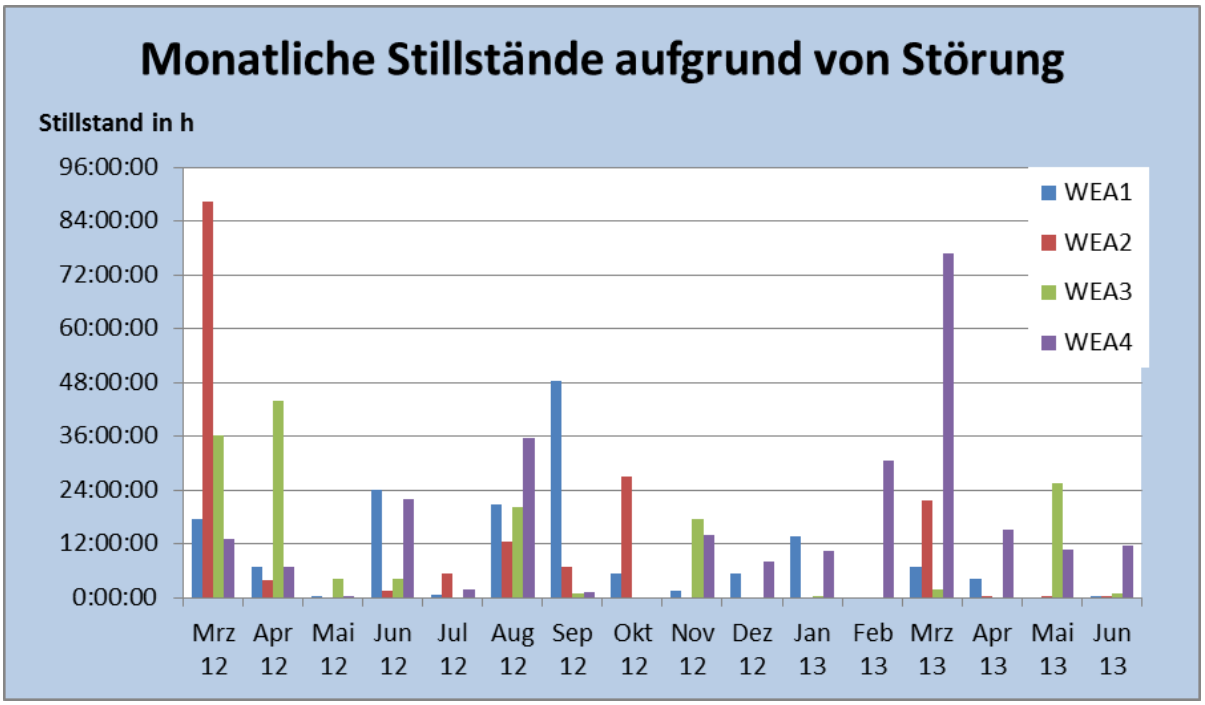

Abbildung 4: Übersicht Stillstandsstunden letzte 16 Monate des Förderzeitraumes

Die Grafik zeigt auf den ersten Blick ein sehr inhomogenes Bild. Die größten Ausschläge sind dabei im März 2013 mit der WEA2 also einer klassischen Getriebeanlage sowie im März 2013 mit WEA4 einer Prototypenanlage zu sehen. Was allerdings auffällt ist, dass im Verlaufe der Testphase die Prototypenanlagen sich negativ in den Vordergrund spielen. Dies liegt aber wohl vor allem daran, dass die klassischen Windkraftanlagen in diesem Projekt schneller den gewünschten Regelbetrieb aufnehmen konnten und sich schneller einfahren konnten. Dies belegt auch die folgende Tabelle.

Durchschnittliche Ausfallstunden			
	18 Monate	16 Monate	12 Monate
WEA1	32:39:53	9:42:07	8:54:05
WEA2	21:29:53	10:28:37	6:09:45
WEA3	17:13:30	9:41:45	5:34:30
WEA4	42:44:43	16:03:56	17:56:05

Abbildung 5: Durchschnittliche Stillstandszeiten pro WEA in Projektphasen

Für die Tabelle wurde die durchschnittliche störungsbedingte Ausfallzeit auf drei verschiedenen Grundlagen berechnet. Für die erste Rechnung wurden die Ausfallstunden seit Jahreswechsel 2011/12 genommen (für WEA4 ab Inbetriebnahme). Hier zeigt sich deutlich, dass die ersten beiden Monate des Jahres 2012 schwierig für die Prototypenanlagen waren. Hier zeigen sich deutlich die Probleme bei der Installation und Inbetriebnahmephase (siehe auch Fachlicher Zwischenbericht 1.1.2012-30.6.2012).

Wird diese Statistik allerdings erst ab März 2012 gestartet, wie in der Grafik oben, so zeigt sich, dass sich zumindest die geförderte Anlage von den Störungsstunden im Range der klassischen Getriebeanlagen befindet. Die Schwesteranlage WEA4 dagegen liegt allerdings deutlich darüber, was sich noch verstärkt, wenn man die durchschnittlichen Störungsstunden nur auf Basis der letzten zwölf Monate (1.7.2012-30.6.2013) des Förderzeitraumes berechnet. Hier zeigt es sich zwar, dass WEA1-3 eine Tendenz für deutlich besseren Betrieb aufweisen, sich die Getriebeanlagen aber deutlich schneller dahin entwickeln.

3.2. Aufgetretene Probleme mit dem Prototypen SWT-3.0-101

Die technischen Probleme mit der SWT-3.0-101 während der Inbetriebnahmephase wurden in den fachlichen Zwischenberichten ja schon dargelegt. Die Inbetriebnahmephase kann ab März 2012 als abgeschlossen bezeichnet werden. In diesem Abschnitt soll es daher nur Probleme und Betriebsstörungen gehen, die nach der Inbetriebnahmephase bis zum Ende des Förderzeitraumes aufgetreten sind.

Schon in der Inbetriebnahmephase kam es mehrfach zu Problemen bei der Generatordrehzahlmessung. Fehler in der Generatordrehzahl sorgen für einen sofortigen Stopp der Windkraftanlage. Dieser Fehler wurde über den Einsatz eines neuen Sensors vorläufig behoben. Innerhalb der Untersuchungsphase trat dieser Fehler aber unabhängig voneinander an beiden Prototypenanlagen auf. Dies ist ebenfalls in den Stillstandszeiten siehe Abschnitt 3.1. zu erkennen. Bei der WEA1 trat der Drehzahlfehler im September 2012 sehr stark auf, bei der WEA4 erst von Januar bis März 2013 was wiederum deutlich bei den Stillstandszeiten siehe Grafik in Abschnitt 3.1. zu erkennen ist. Nach dem erneuten Auftreten des Drehzahlfehlers wurden weltweit an allen getriebelosen Siemens WEA der Drehzahlsensor getauscht. Dazu schreibt der Anlagenhersteller: „Eine Untersuchung hat ergeben, dass dieser Sensor mit einer zu geringen elektromagnetischen Verträglichkeit gefertigt war und häufige Störmeldungen verursachte.“(Schreiben an OffTEC vom 6. März 2014, Dr. Orlando Wagner, Leiter Operatives Engineering, Siemens Hamburg).

Mit dem erneuten Einbau eines nun besser geeigneten Drehzahlsensors ist dieser Fehler nicht wieder aufgetreten. Für alle anderen Störungen an den Windkraftanlagen im Projekt OffTEC Field lässt sich dagegen kein einheitliches Bild erkennen.

3.3. Verfügbarkeiten

Die Verfügbarkeiten bei der Auswertung von Produktionsdaten von Windkraftanlagen geben die Zeit an, in welcher die jeweilige Maschine produktionsbereit gewesen wäre. Eine einheitliche Definition der Verfügbarkeit gibt es dabei nicht. Verfügbarkeit wird in der Regel mit dem Serviceunternehmen bilateral festgelegt. Für die Auswertung in diesem Abschnitt wurde die vertraglich definierte Verfügbarkeit zwischen Betreiber und Serviceanbieter genutzt. Die folgende Grafik zeigt die Verfügbarkeiten der vier Windkraftanlagen im Gesamtprojekt über die

18 Monate im Förderzeitraum.

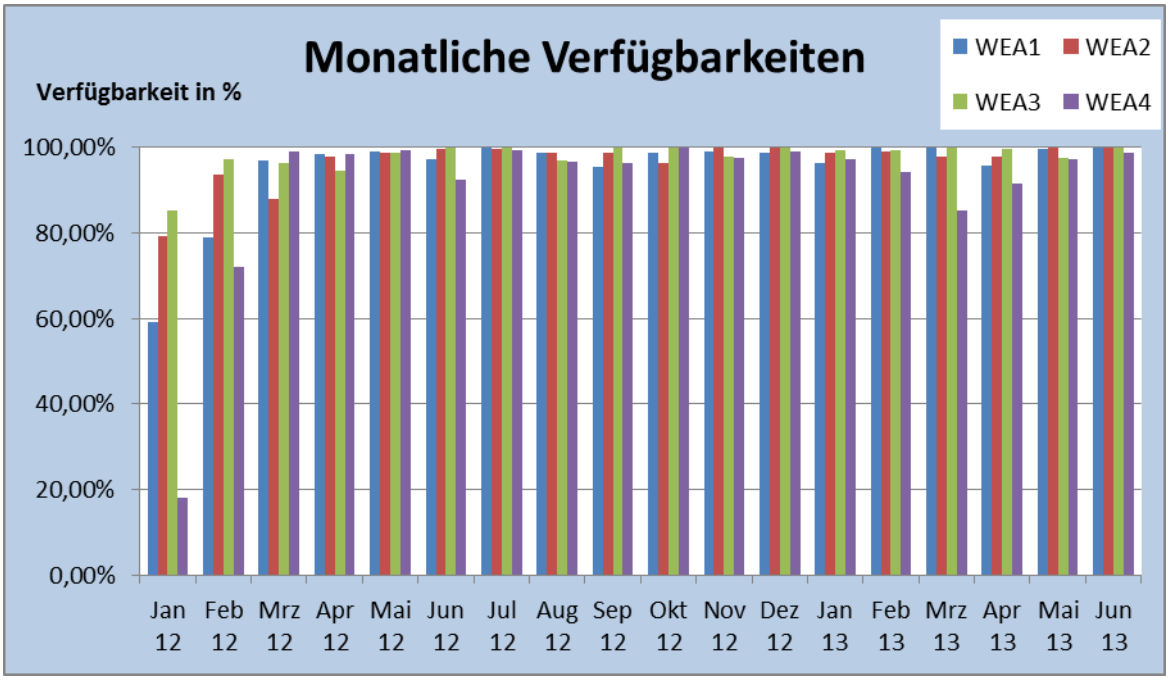

Abbildung 6: Monatliche Verfügbarkeiten erste 18 Monate Betriebszeit

Auch hier zeigt sich wieder die etwas holperige Inbetriebnahmephase im Januar und Februar 2012. Nach dieser Phase pendeln sich die Werte im hohen zweistelligen Bereich. Dies wird lediglich von kleineren Ausreißern unterbrochen. In den 16 Monaten nach der Inbetriebnahmephase zeigt allerdings sehr schön, dass die geförderte WEA1 in den Verfügbarkeiten im Bereich der beiden klassischen Getriebeanlagen WEA2+3 liegt. Einzig die Prototypenanlage WEA4 zeigt mehrere Ausreißer nach Unten und schwächelt ebenfalls in der durchschnittlichen Verfügbarkeit. Ein wichtiger Grund hierfür ist die schon erwähnte Drehzahlsensorproblematik, die bei WEA4 im Februar und März 2013 auftrat und die Gesamtverfügbarkeit doch merklich verkleinert. Dies zeigt sich auch, wenn man sich die durchschnittlichen Verfügbarkeiten der vier WEA im Gesamtprojekt ansieht. Bei der Berechnung der durchschnittlichen Verfügbarkeit auf die vollen18 Monate Betriebsphase liegt die WEA1 leicht, die WEA4 allerdings deutlich hinter den Verfügbarkeiten der WEA2+3. Lässt man bei der Berechnung jedoch die Inbetriebnahmephase unberücksichtigt, so liegt die geförderte WEA1 in den Verfügbarkeiten genau zwischen den Verfügbarkeiten der beiden Getriebeanlagen.

Durchschnittliche Verfügbarkeit			
	18 Monate	16 Monate	12 Monate
WEA1	95,05%	98,30%	98,44%
WEA2	96,85%	98,15%	98,86%
WEA3	97,88%	98,72%	99,17%
WEA4	90,64%	96,33%	96,00%

Abbildung 7: Durchschnittliche Verfügbarkeit der WEA in Projektphasen

Die WEA4 zeigt sich zwar verbessert aber immer noch deutlich hinter den WEA1-3. Schaut man sich dann die durchschnittliche Verfügbarkeit berechnet auf die letzten zwölf des Förderzeitraumes an, so bestätigt sich das Bild, dass die WEA1-3 auf einem Niveau liegen und die WEA4 mehr als zwei Prozentpunkte dahinter.

3.4. Auswertung Komponentenverschleiß und Alterungsprozessen

In diesem Abschnitt soll es darum gehen, Alterungsprozesse und Komponentenverschleiß an den Prototypenanlagen zu identifizieren. Schon im Projektantrag wurde das Hauptlager der Prototypenanlagen als kritische Komponente identifiziert. Diese Befürchtung hat sich

ausdrücklich nicht bestätigt. Die Hauptlager der beiden Prototypenanlagen haben während der gesamten Projektphase zu keinen Störungen bzw. Stillständen geführt. Dennoch hat der Hersteller Siemens für das Hauptlager ein Retrofit, eine vorsorgliche Verbesserung durchgeführt. Nach Aussage des Engineering (Dr. Orlando Wagner) wurde ein neuer Kühlring verbaut, da es bei anderen Anlagen aufgrund mangelhafter Schweißnähte zu Kühlmittelleckagen gekommen ist. Die beiden Anlagen im Projekt OffTEC Field waren davon allerdings nicht betroffen.

Um einen groben Überblick darüber zu bekommen welche Komponenten getauscht wurden bzw. kritisch sind, lohnt eine Auswertung der Maschinenlogbücher.

- Trafolüfter: Die einzige Komponente, die bei allen vier Anlagen im Park getauscht wurde, war der Trafolüfter. Die Maßnahme geschah bereits in den ersten Wochen nach Inbetriebnahme. Nach Tausch der Lüfter ist dieser Störfaktor nicht mehr aufgetreten.
- Drehzahlsensoren: Wie schon mehrfach beschrieben verursachte der Drehzahlsensor in den beiden Prototypenanlagen einige Ausfälle. Zur Beseitigung dieser Problematik wurden mehrfach Komponenten ausgetauscht sowie Parameter geändert. Die Problematik ist seit Frühjahr 2013 aber nicht mehr aufgetreten.
- Retrofit Kabelaufhängung: Aufgrund von Verbindungsfehlern zwischen Aluminium- und Kupferstromkabel an anderen Siemens Anlagen wurde ein Retrofit durchgeführt. Bei der Installation wurde wohl falsches Werkzeug benutzt. Die beiden Prototypenanlagen waren davon ebenfalls betroffen. Zu Ausfällen kam es allerdings nur durch die notwendigen Arbeiten.
- Dichtigkeit Maschinenhaus: Eine kritische Komponente scheint das Maschinenhaus der beiden Prototypenanlagen zu sein. Dieses besteht gewichtsoptimiert aus GFK (Glasfaser verstärkter Kunststoff) wo hingegen klassische Siemensanlagen ein Stahlgehäuse haben. In den Gondeln der beiden Prototypenanlagen sammelt sich jeweils Wasser. Dies ist soweit nicht kritisch, noch hat es zu Betriebsunterbrechungen geführt. Das Wasser wird zu den normalen Wartungszyklen lediglich abgepumpt.

Des Weiteren konnten keine kritischen Komponenten identifiziert werden. Regelmäßige Software-Updates werden vom Hersteller gemacht. Was allerdings auffällt ist, dass neue oder vermeintlich kritische Komponenten häufiger überprüft werden.

3.5. Darstellung der Messwerte

Gemäß Projektantrag wurden verschiedene Parameter identifiziert, die in diesem Abschlussbericht näher erläutert werden sollen.

3.5.1. Hauptlager und Kühlung

Aufgrund des innovativen Aufbaus der Siemens SWT-3.0-101 und dem erhöhten Kühlbedarf des Hauptlagers sollen in diesem Abschnitt das Verhalten des Hauptlagers sowie der Kühleinheit gemeinschaftlich bearbeitet werden. Eine Darstellung der Messwerte über den gesamten Förderzeitraum scheint in diesem Fall wenig hilfreich. Daher wurde schon frühzeitig mit dem UBA verabredet, dass lediglich charakteristische Tage zur Auswertung gelangen sollten. Für die Auswertung wurden Betriebstage der WEA1 verwendet, die sich jeweils von der Außentemperatur der Windstärke und Windrichtung deutlich unterscheiden. Bei der Auswahl wurde ferner darauf geachtet:

- Vollständige Datenreihen

- Keine externen Abschaltungen
- Keine Störungen

Für die Auswertung wurden jeweils die Temperaturen von Lagerinnenring, Lageraußenring, Generator, Kühlmittel und die Außentemperatur an einem bestimmten Tag in einem Diagramm verarbeitet. Als erstes soll der 2.4.2012 betrachtet werden. Die durchschnittliche Temperatur an diesem Tag beträgt etwas über 4°C. Der Wind weht mit aus der Nacht kommend mit etwa 9-11m/s fast genau aus westlicher Richtung. Bis Mittag verliert der Wind zunehmend an Stärke auf 4-5m/s. Gen Abend verflacht die Windstärke weiter und geht bis auf 1-3m/s herunter.

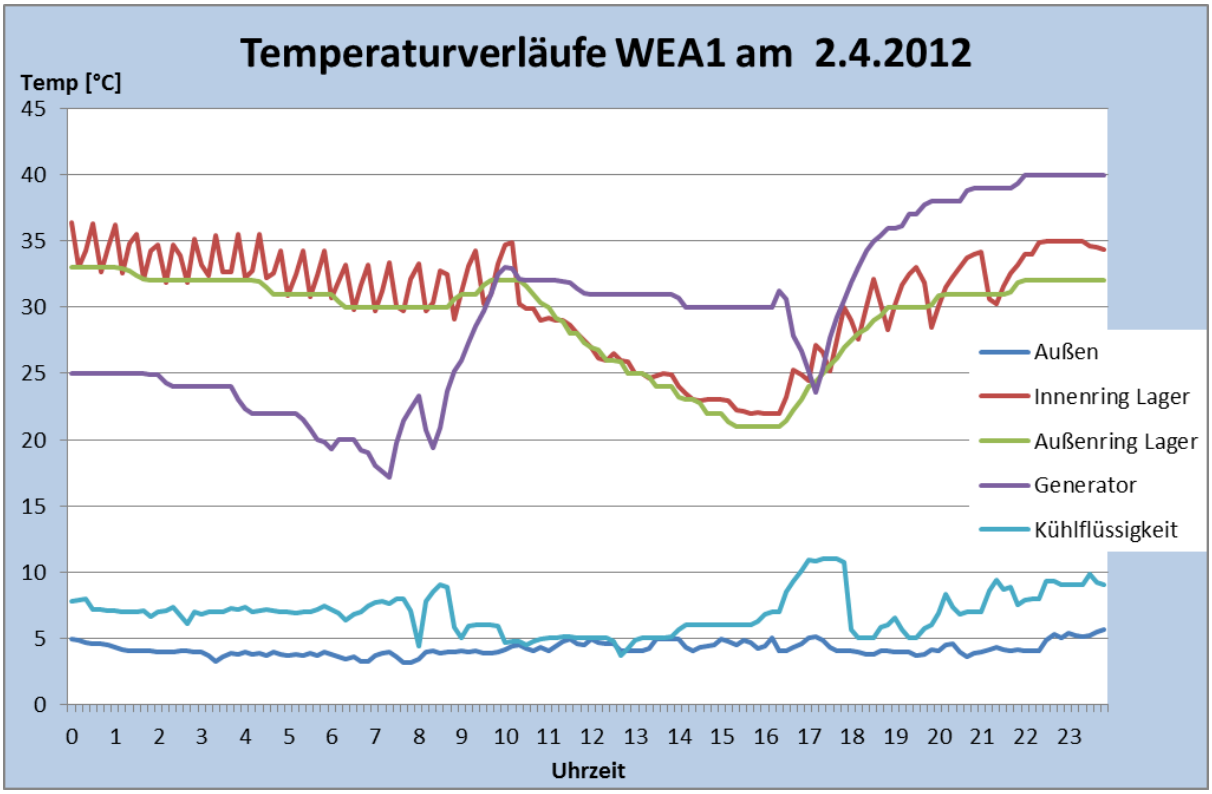

Abbildung 8: Temperaturverläufe WEA1 am 2.4.2012

Mit den gegebenen Zusatzinformationen lässt sich die Grafik besser erklären. Die guten Produktionsbedingungen bis etwa zehn Uhr lassen sich auch in den Kennlinien Innenring, Außenring und Generator ablesen. Die Kurve des Innenrings weist eine Sägezahnkurve auf. Dieser doch recht charakteristische Verlauf entsteht durch die aktive Kühlung des Innenrings. Die Temperatur steigt bis zu einem gewissen Level, die Kühlung reagiert und senkt die Temperatur des Innenrings wieder auf einen gegebenen Wert. Die Kurve zeigt zudem, dass keine kontinuierliche Kühlung erfolgt, sondern intervallweise aktiv temperiert wird.

Gegen acht Uhr muss sich die Kühlung erst temporär und dann dauerhaft abgeschaltet haben. Die Generatortemperatur steigt dabei deutlich an, während sich die Kühlmitteltemperatur der Umgehungstemperatur annähert.

Ab etwa 17 Uhr steigen die Temperaturen von Innenring, Außenring sowie Generator und Kühlflüssigkeit. Hier könnte man einen höheren Windwert erwarten. Allerdings schläft der Wind hier komplett ein. Durch den passiven Kühlungsansatz der Prototypenanlage reicht die Kühlungskraft des Windes nicht mehr aus um die Temperatur konstant zu halten. Die

Generatortemperatur steigt deutlich auf einen Wert, der über dem Wert während des normalen Erzeugungsbetriebes am Beginn des Tages liegt.

Für die nächste Grafik wurde der 20.8.2012 gewählt. Es handelt sich um einen Sommertag mit einer durchschnittlichen Temperatur von fast 22°C. In den ersten Stunden des Tages kommt der Wind noch aus Osten, dreht aber mit Sonnenaufgang auf fast genau Süd und verbleibt auch den Rest des Tages dort. Die Windgeschwindigkeit bleibt den ganzen Tag in etwa konstant mit Werten zwischen 2-7m/s in den einzelnen Zehn-Minuten-Datensätzen. In der Grafik für den 20.8. 2012 zeigt sich sehr schön der komplette Betriebstag der WEA. Die Temperaturen des Innen- und Außenrings verlaufen dicht beieinander, es zeigt sich wieder der Sägezahnverlauf des Innenrings.

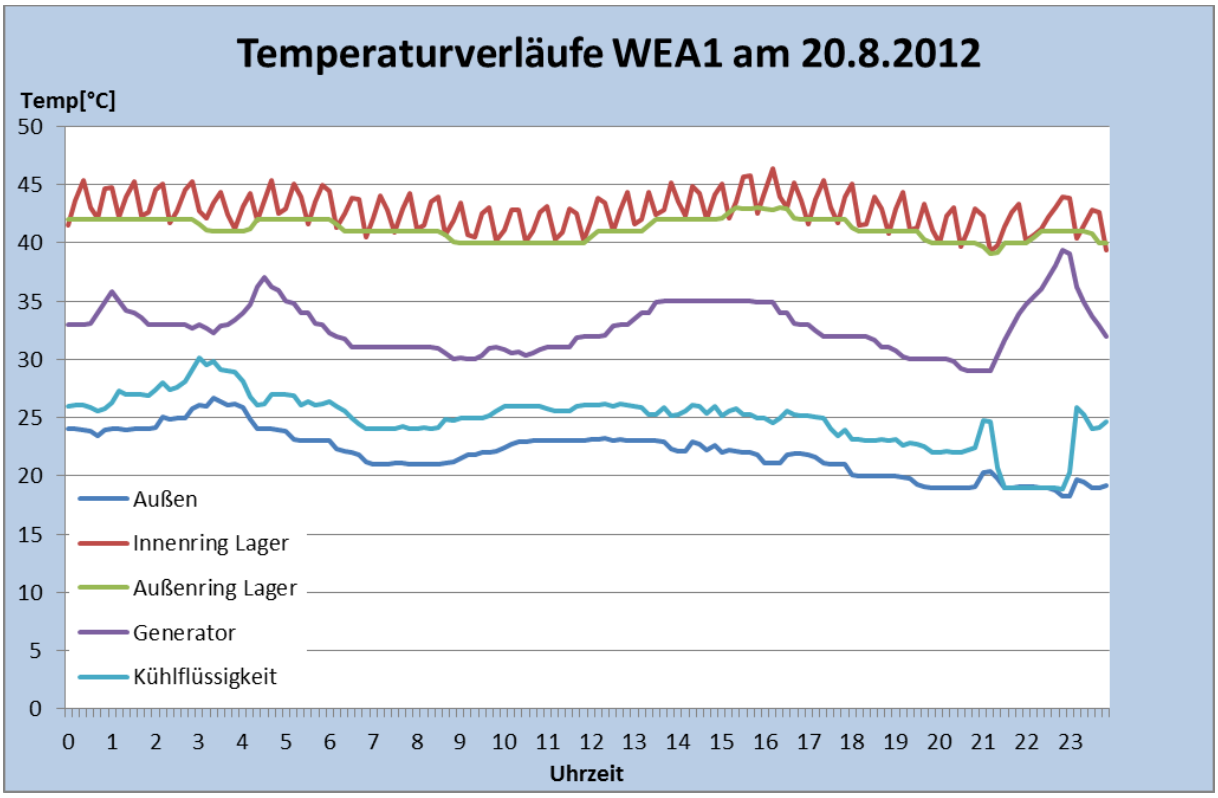

Abbildung 9: Temperaturverläufe WEA1 am 20.8.2012

Kühlmittel- und Außentemperatur laufen fast den ganzen Tag parallel. Einzig in den späten Abendstunden muss sich der Kühlkreislauf länger abgeschaltet haben. Die Kühlmitteltemperatur im Generator nähert sich der Umgebungstemperatur, während sich die Generatortemperatur deutlich erhöht.

Nach dem warmen Sommertag folgt nun ein etwas kühlerer Herbsttag. Der gewählte Tag ist der 29.11.2012. Die durchschnittliche Temperatur an diesem Tag beträgt 2,3°C. Wer Wind weht durchgängig den ganzen Tag mit einer Stärke von 5-8m/s. Die Windrichtung variiert von 330°-1°, also Nordnordwest.

Der Generator kommt mit einer sehr hohen Temperatur aus der Nacht. Die Kühlmitteltemperatur steigt dabei sprunghaft an. Ebenfalls neu in einer Darstellung ist, dass die die Außenringtemperatur in den frühen Morgenstunden über der des Innenrings liegt. Auch zeigt sich, dass Außenringkurve jetzt oftmals mittig in der Sägezahnkurve des Innenrings liegt. Eine Erklärung für diesen Zustand fällt schwer. Eine plausible Erklärung lässt sich aber dennoch

ermitteln, wenn man den Aufbau des Gesamtwindparks, also aller vier Anlagen im Projekt, mit in die Analyse nimmt. Bei der gegebenen Windrichtung steht die WEA3 im Windpark direkt in Windrichtung vor der geförderten Windkraftanlage. Eine freie Anströmung ist somit kaum möglich. Diese Windrichtung bedeutet für die WEA1 somit turbulenten und somit sehr unstetigen Wind, der für jede Windkraftanlage eine Problematik darstellt.

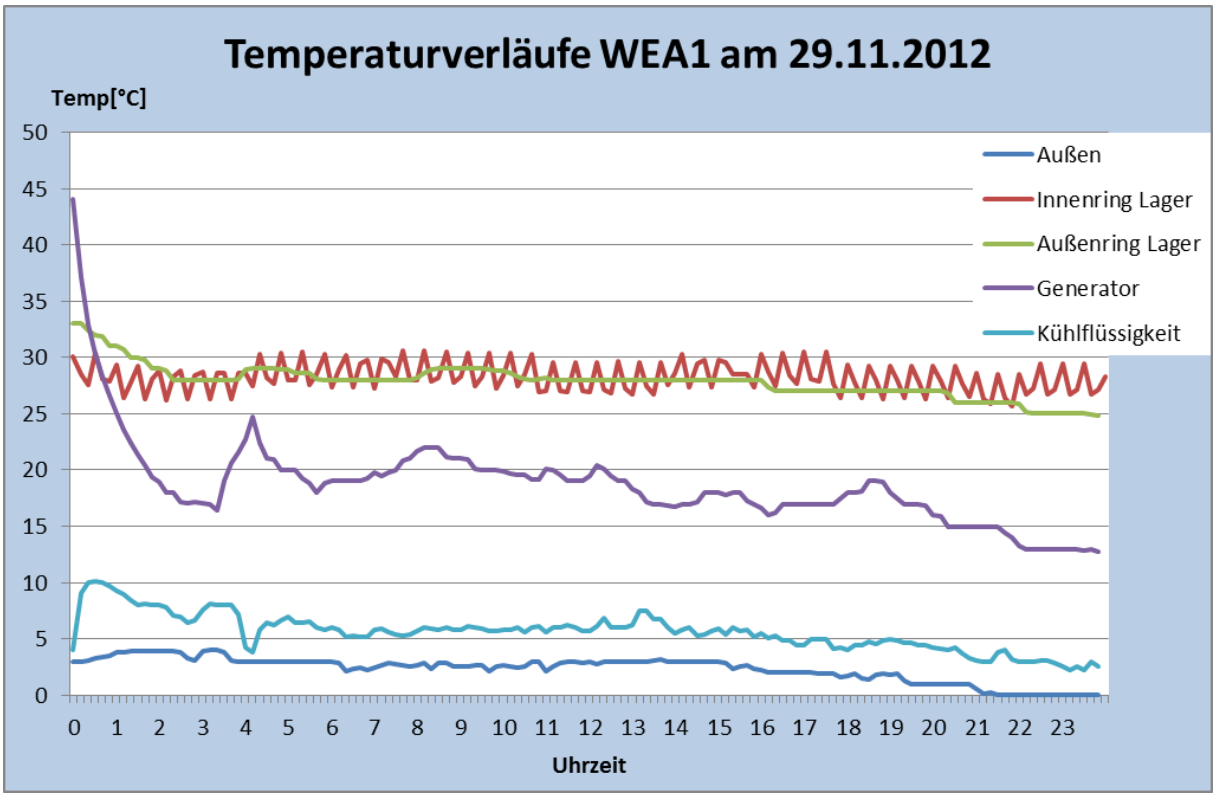

Abbildung 10: Temperaturverläufe WEA1 am 29.11.2012

Für die letzte Tagesauswertung wurde ein Wintertag gewählt. Es handelt sich um den 16.2.2013. Die Durchschnittstemperatur an diesem Tag betrug 0°C. Der Wind weht mit Geschwindigkeiten von 7-11m/s aus Nordnordost. Aufgrund der hohen Dichte des Windes kommt die Anlage an diesem Tag in Volllastnähe.

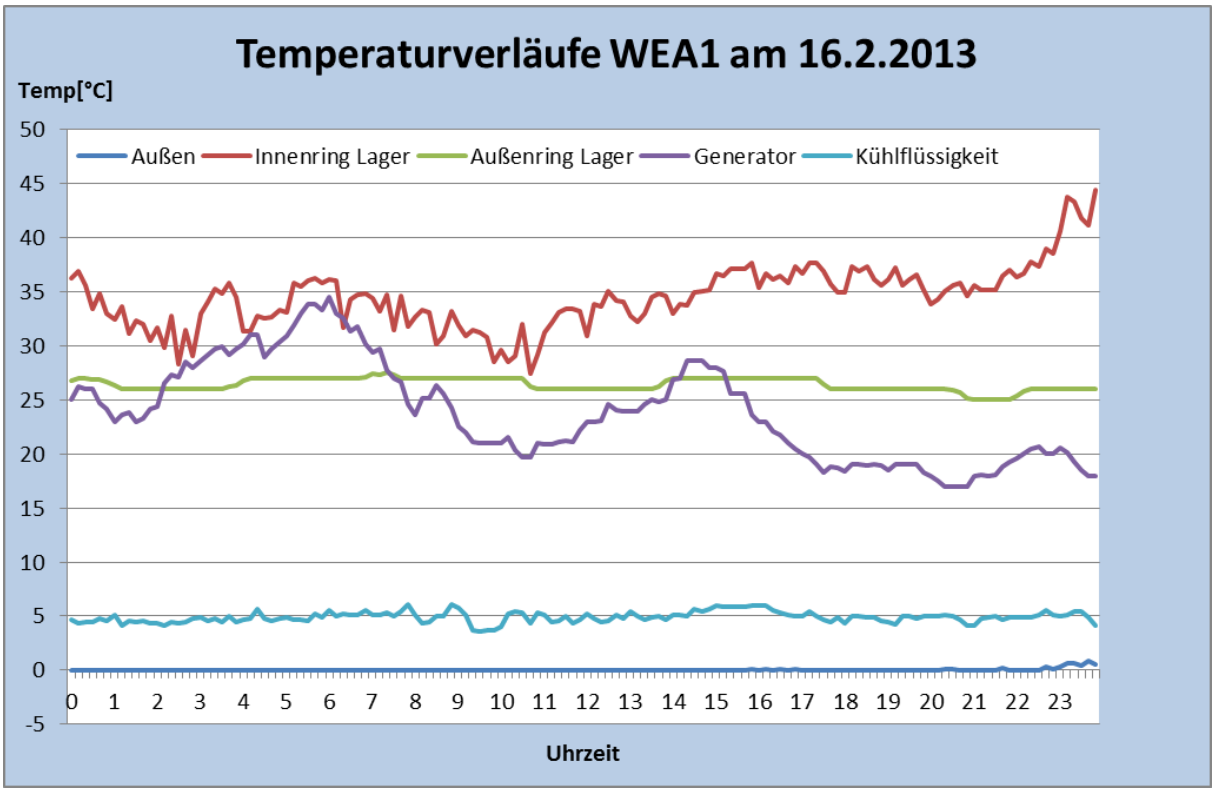

Abbildung 11: Temperaturverläufe WEA1 am 16.2.2013

Trotz der sehr abwechslungsreichen Kurve der Generatortemperatur zeigt sich die Kühlmittelkurve relativ konstant. Die in den bisherigen Fällen aufgetretene Sägezahnkurve des Innenrings ist in diesem Fall nur noch schwer zu erkennen. Die niedrige Umgebungstemperatur sorgt zudem dafür, dass die Kurven des Innen- und Außenrings sehr weit auseinander liegen. Auch dies wurde bei den bisherigen Tagesanalysen noch nicht so gesehen. Die Generatortemperaturkurve folgt in der ersten Tageshälfte etwa dem Windangebot, in der zweiten Tageshälfte trifft dies allerdings nicht mehr zu.

3.5.2.Luftspalt

Durch die Innovation des Ein-Lager-Konzeptes der SWT-3.0-101 fällt der Überwachung des Luftspalts, dem Abstand zwischen Generatorrotor und –stators, eine besondere Bedeutung zu. Der Luftspalt in den Prototypenanlagen wird dabei über einen digitalen Sensor überwacht. Der Sensor überwacht den vorher definierten Abstand und reagiert erst sobald dieser Abstand unterschritten wurde. Dieses Signal würde dafür sorgen, dass die WEA sofort gestoppt werden würden. Diese Störung ist in der gesamten Betriebszeit der Anlagen allerdings nicht aufgetreten. Daher wird auf die grafische Darstellung dieses Sachverhalts verzichtet.

3.5.3.Vibrationen

Im Betrieb einer jeden Maschine sind Vibrationen im definierten Umfang normal. Gehen die Vibrationen allerdings über den akzeptierten Level hinaus, so kann dies zu Störungen und gegebenenfalls Betriebsunterbrechungen führen können. Um dies zu verhindern verfügen moderne Windkraftanlagen über eine Vielzahl von Schwingungs- und Vibrationssensoren. Die Sensoren verhalten sich dabei digital. Erst wenn ein kritischer Bereich auftritt wird ein Signal an die Anlagensteuerung gegeben, welche dann mit einer Warnung- oder Störungsanzeige reagiert.

Im Förderzeitraum sind lediglich Blattvibrationen festgestellt worden. Die folgende Tabelle zeigt die Tage an denen dieser Fehler auftrat für beide Prototypenanlagen. Bei beiden Anlagen trat

dieser Fehler an insgesamt vier Tagen auf. Die Tabelle zeigt weiterhin, dass in drei von vier Fällen diese Störung zumindest am gleichen Tag, wenn man sich die Maschinenlogbücher genauer ansieht, sogar größtenteils zeitgleich auftrat.

	Auftreten Störung "Blattvibrationen"			
WEA1	22.02.2012	09.07.2012	31.12.2012	18.04.2013
WEA4	22.02.2012	09.07.2012	26.11.2012	18.04.2013

Abbildung 12: Auftreten der Störung Blattvibrationen

Zudem zeigt sich, dass diese Störung nur in Starkwindphasen auftrat. Die aufgezeichneten Windgeschwindigkeiten lagen an den Störungsereignissen zwischen 13-19m/s. Laut Aussage des Herstellers wird davon ausgegangen, dass es nicht um einen Designfehler der neuen Turbine handelt, sondern dass sich die Turbinen zum eigenen Schutz gestoppt haben (Schreiben an OffTEC 23.5.2014, Herr Johannes Elsner, Engineering Siemens Hamburg).

3.6. Bestimmung der Wirkungsgrade

Für die Bestimmung der Wirkungsgrade der vier Windkraftanlagen im Projekt OffTEC Field war eine umfangreiche Datenbearbeitung notwendig. Als Datengrundgrundlage für diese Berechnung dienen die Zehn-Minuten-Daten der Anlagen sowie zusätzlich von Hersteller zur Verfügung gestellte Temperaturdaten. Die Daten liegen für den gesamten Förderzeitraum nach Inbetriebnahme vor. Für die Bestimmung der Wirkungsgrade wurden allerdings nur Daten ab dem 1.3.2012 verwendet. Die Auswertung bezieht daher auf insgesamt 16 Monate. Bei der weiteren Bearbeitung wurden zudem unvollständige sowie offensichtlich fehlerhafte Datensätze entfernt.

Um die Wirkungsgrade bestimmen zu können, also die Quotienten aus elektrischer Leistung und der Windleistung muss zuerst die jeweilige Windleistung bestimmt werden. Dies geschah über die bekannte Formel. Die in der Formel enthaltene Dichte wurde zudem für jeden Datensatz über die gemessene Umgebungstemperatur berechnet. Über diese Formel ließ sich somit für jeden benutzen Datensatz die entsprechende Windleistung ermitteln. Die entsprechenden elektrischen Leistungen wurden ebenfalls aus den Zehn-Minuten-Daten übernommen. Somit konnte der jeweilige Quotient gebildet werden. Die Zusammenfassung der Ergebnisse aller Datensätze konnte mit Hilfe einer Pivot Tabelle durchgeführt werden. Bei der Mittelwertbildung der Wirkungsgrade bezogen auf die jeweilige Windgeschwindigkeit kam es allerdings zu einigen Unplausibilitäten. Nach der reinen physikalischen Lehre (Betzsches Gesetz) sind Wirkungsgrade größer als ca. 59% nicht möglich. Dennoch ergeben sich bei den kleineren Windgeschwindigkeiten errechnete Wirkungsgrade von deutlich über 60%. Eine Erklärung hierfür ergibt sich aus der im Betzschen Gesetz nicht integrierte Trägheit des Systems Windenergieanlage. Durch die Trägheit des Systems Windenergieanlage wird die direkte Kausalität Windleistung zu elektrischer Leistung gebrochen. Ist die Anlage bereits in Betrieb so wird auch bei geringeren Windgeschwindigkeiten über die Schwungmasse des Rotors deutlich mehr elektrische Energie gewandelt als über die direkte Windleistung und den dementsprechenden physikalischen Grundsätzen überhaupt möglich wäre. Diese physikalischen Unmöglichkeiten traten ausschließlich im unteren Leistungsbereich bis zu einer Windgeschwindigkeit von ca. 6m/s auf. Vermutlich verstärkt die Vermischung von gelieferte Energie und Bezugsstrom diesen Effekt noch. Als Konsequenz hieraus werden die Wirkungsgrade für diese Auswertung lediglich aus den betriebsbedeutenden

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot r^2 \cdot v^3$$

Abbildung 13: Formel zur Berechnung der Windleistung

Datensätzen gebildet. Die Untergrenze für die Windwerte soll dabei bei 3,5m/s liegen, die Obergrenze bei 15m/s. Oberhalb dieser Grenze gehen die Wirkungsgrade bedeutend hinunter, da die Anlagen hier nicht mehr im sogenannten Regelbetrieb arbeiten. Das bedeutet, dass die zu hohe Leistung im Wind, durch Pitchen der Rotoren verkleinert wird. Die Leistung des Generators wird auf die Nennleistung begrenzt um Überlasten und somit Schäden zu verhindern. Mit der Beschränkung auf die betriebsbedeutenden Datensätze ergeben sich plausible Wirkungsgrade. Diese wurden für verschiedene Bereiche ermittelt und in der Abbildung 14 dargestellt. Es zeigt sich, dass im Teillastbereich sehr hohe und damit nach Literatur unplausible Wirkungsgrade ergeben.

	Wirkungsgrade OffTEC Field			
	WEA1	WEA2	WEA3	WEA4
3,5-6m/s	72,65%	94,65%	85,64%	90,76%
6,1-9m/s	46,99%	50,65%	48,46%	50,74%
9,1-12m/s	30,67%	29,60%	29,78%	29,49%
12,1-15m/s	17,02%	15,43%	16,28%	15,20%
Gesamt	40,77%	45,96%	43,64%	45,02%

Abbildung 14:Wirkungsgrade Windpark im Vergleich

Vor allem das Verhältnis der der Wirkungsgrade der vier Windkraftanlagen im Projekt deckt sich mit den bisherigen Erfahrungen von Betreiber und Betriebsführung. Die Anlagen zwei und vier haben aufgrund ihrer Platzierung die meisten freien Sektoren für die Windanströmung. Die geförderte WEA1 hingegen besitzt die wenigsten freien Anströmsektoren und wird in der Regel durch die anderen Anlagen negativ beeinflusst. Lediglich bei Ostwind kann WEA1 frei angeströmt werden. Überraschenderweise zeigt die geförderte WEA1 im Bereich von 9-12m/s sowie 12,1-15m/s Windgeschwindigkeit die besten Wirkungsgrade auf. Es bleibt zu erwähnen, dass die beiden Prototypenanlagen im gesamten Förderzeitraum zu Nachtzeiten schalloptimiert betrieben wurden. Die Auswirkungen daraus sind aufgrund der vielen Abschaltungen aufgrund von Netzengpässen, die in 2012 und 2013 etwa zehn Prozent der Jahresenergiemenge bedeuteten, aber kaum belastbar zu ermitteln.

3.7. Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Im Rahmen der Antragstellung für dieses Fördervorhaben wurde auch die geplante Wirtschaftlichkeit mit eingereicht. In diesem Abschnitt soll es nun darum gehen inwiefern sich die damals prognostizierten Zahlen zu den Realwerten aus den ersten beiden Betriebsjahren verhalten. Der wohl interessanteste Aspekt dabei dürften wohl die Erträge sein. In der Wirtschaftlichkeitsberechnung aus dem Antrag für dieses Vorhaben (siehe Anhang) wurde mit einem jährlichen Ertrag für die beiden Prototypenanlagen von zusammen 14,1Mio. kWh gerechnet. Diese wurden in beiden Betriebsjahren nicht ganz erreicht wie in Abbildung 15 zu sehen ist.

Stromerträge	2012		2013	
	WEA1	WEA4	WEA1	WEA4
Prognostizierte Jahresenergie [kWh]:	14.111.788		14.111.788	
vergütete Jahresenergie [kWh]:	6.887.080	6.887.080	6.889.595	6.889.595
Realertrag [kWh] (ohne EisMan.):	5.631.040	6.264.646	5.883.078	6.063.963

Abbildung 15: Stromerträge für die Kalenderjahre 2012 und 2013

Ein großes Problem bei der Auswertung der Erträge ist zudem, dass die Windkraftanlagen zwar jeweils über einen eigenen Zähler verfügen, die Abrechnung mit dem Netzbetreiber aber pauschal über einen Parkzählpunkt erfolgt. Dies bedeutet, dass unabhängig von der

tatsächlichen jeweiligen Einspeisung der Anlagen im Park einer Prototypenanlage immer 20,87756% der eingespeisten Energie zugerechnet wird, unabhängig davon wie viel die Anlage tatsächlich produziert hat. Dieser etwas krumme Wert ergibt sich aus der Mittelung der für die beiden Prototypenanlagen im Ertragsgutachten prognostizierten Jahreserträge. Für die weitere Berechnung wurde nur die tatsächlich vergütete Jahresenergie bezogen auf die Anlagen verwendet. Der Realertrag wurde in der Grafik ohne externe Abschaltungen wie Einspeisemanagement, Test und Training ausgewiesen. Nur über den Realertrag lassen sich die Einspeisemengen miteinander vergleichen, auch wenn der Realertrag nicht in die Wirtschaftlichkeit einfließt.

In der Abbildung 15 wurde die vergütete Jahresenergie für 2013 noch einmal hervorgehoben, da es sich hier um Planzahlen handelt. Durch den bürokratischen Aufwand Entschädigungszahlungen nach Einspeisemanagement rückvergütet zu bekommen, sind die dargestellten möglicherweise noch nicht endgültig. Die Zahlungen konnten zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht vollständig verbucht werden.

Die Summe der vergüteten Jahresenergie liegt in beiden Betriebsjahren wenige Prozentpunkte unter der Prognose und deutlich über den Realerträgen (auch mit Rückvergütung Einspeisemanagement).

Betriebskosten	Prognose	2012	2013
		WEA1/4	WEA1/4
Pacht:	19.093 €	19.980 €	22.142 €
Vollwartung:	80.000 €	35.387 €	60.294 €
Technische Betriebsführung:	10.000 €	8.590 €	8.590 €
Wegeunterhalt Gemeinde:	10.000 €	4.010 €	0 €
Haftung+D&O:	15.000 €	6.572 €	7.520 €
Verwaltungskosten:	6.364 €	8.356 €	3.088 €
Reparatur Ersatzteile:	90.000 €	3.079 €	3.415 €
Jährliche Betriebskosten:	**230.457 €**	**85.975 €**	**105.048 €**

Abbildung 16: Prognose- und Ist-Kosten der Prototypenanlagen für 2012 und 2013

Neben den Stromerlösen wurden im Förderantrag die jährlichen Betriebskosten aufgeführt. Die Prognose- und Ist-kosten wurden in Abbildung 16 aufgeführt. Die Kosten wurden jeweils aus den Jahresabschlüssen der OffTEC Field GmbH & Co. KG gezogen und nach der entsprechenden Leistung aufgeteilt. Die WEA4 wird von einer anderen Betreibergesellschaft betrieben, die Kosten hälftig aufgeteilt. Daher können für die WEA4 die gleichen Kosten angenommen werden.

An der Aufstellung der Betriebskosten lässt sich erkennen, dass in der Planung sehr konservativ vorgegangen wurde. Die prognostizierten jährlichen Betriebskosten liegen deutlich über den Realwerten. Dabei unterscheiden sich die einzelnen Positionen allerdings stark. Während für die Pachten zu wenige Rücklagen eingeplant wurden, waren die Vollwartungsverträge um einiges günstiger als prognostiziert. Die Preise der Vollwartungsverträge werden zum Teil über die reale Einspeisung bestimmt und sind daher jedes Jahr unterschiedlich. Die geringen Kosten für das Jahr 2012 lassen sich aber auch damit erklären, dass der Wartungsvertrag erst nach Inbetriebnahme gültig war, was man an den Kosten für 2013 deutlich erkennen kann (die Einspeisung war ähnlich). Die Kosten für die technische Betriebsführung waren in etwa wie erwartet, geringer Wegeunterhalt musste nur in 2012 geleistet werden. Die größte Differenz lässt sich bei Vorsorgeposten „Reparatur und Ersatzteile“ ablesen. Hier wurden lediglich einige kleinere Pflegemaßnahmen an den WEA durchgeführt. Von den ursprünglich angesetzten 230.000€ pro Jahr mussten lediglich 86.000€ bzw.105.000€ tatsächlich bezahlt werden.

Zu Schluss soll noch ein Blick auf die Erlössituation geworfen werden. Die Erlöse sind in der ursprünglichen Wirtschaftlichkeitsberechnung mit etwa 1.273.000€ angegeben worden.

	WEA1 (9,02ct/kWh)	WEA4 (8,93ct/kWh)
Prognose	1.272.883 €	
2012	621.215 €	615.016 €
	1.236.231 €	
2013	621.441 €	615.241 €
	1.236.682 €	

Abbildung 17: Erlöse WEA1 und WEA4 in 2012/2013

Die tatsächlichen Erlösdaten liegen nur etwa 40.000€ darunter. Dabei sind die tatsächlichen Erlöse für 2012 und 2013 nahezu identisch. Es muss allerdings erwähnt werden, dass die Zahlen für 2013 aufgrund der Langwierigkeit von Rückerstattungen von Einspeisemanagement-Einsätzen noch nicht als final genommen werden dürfen. Es zeigt sich weiterhin, dass trotz der gleichen abgerechneten Einspeisung der WEA4 die Erlöse für diese Anlage etwas schlechter sind. Dies hängt mit der verspäteten Errichtung der Anlage zusammen. Die WEA4 konnte erst im Januar 2012 errichtet und fiel somit auch in das EEG 2012. Die Anfangsvergütung liegt nach EEG 2012 nur noch bei 8,93ct/kWh. Dies war natürlich nicht geplant.

Bei rechtzeitiger Errichtung in 2011 sowie einer Anlagenbezogenen Einspeiseabrechnung würde die WEA4 deutlich bessere Erlöse erzielen als die geförderte WEA1. Als Resultat hieraus lässt sich wiederum erkennen, dass WEA1 den deutlich schlechteren Standplatz im Projekt OffTEC Field hat.

3.8. Umweltentlastung

Ein weiterer wichtiger Fortschritt in der Anlagenentwicklung und speziell in der Entwicklung der Siemens SWT-3.0-101 war die geplante Umweltentlastung, die mit diesem Prototypen erzielt werden sollte. Im Förderantrag wurde vor allem auf die deutliche Verringerung der Ölmenge innerhalb der Anlage abgezielt. Dies konnte wie geplant über das getriebelose Konzept erreicht werden. Die Ölmenge, die bei herkömmlichen Anlagen in Getriebe eingesetzt und somit die größte Gefahrenquelle für Leckagen darstellt konnte beim Prototyp komplett eingespart werden. Die Schmierung von Drehkranz und Hauptlager erfolgt in der SWT-3.0-101 über festere Fette, die bei Umgebungstemperatur nur schwer fließfähig sind und somit auch im Falle von größeren Leckagen kaum in der Lage sind den Innenraum der Anlage zu verlassen.

Am ursprünglich geplanten Schmierungskonzept wurde, soweit bekannt, in der Betriebszeit nichts mehr verändert. An den Logbucheinträgen der beiden Prototypanlagen lässt sich allerdings ablesen, dass die Bestände an Schmiermitteln in den Anlagen häufiger überprüft wurden.

Wie im Förderantrag beschrieben stellt der Prototyp der Siemens SWT-3.0-101 neben der neuen Kompaktheit des Maschinenhauses auch eine Innovation in Sachen Gesamtgewicht dar. Die Gondel der Windkraftanlage samt Rotor verfügt nur über ein Gewicht von etwa 133Tonnen. Zum Vergleich dazu hat die ebenfalls getriebelose Enercon E-101 mit gleicher Leistung und Rotordurchmesser ein Gewicht von ca. 250 Tonnen.

Die Gewichtseinsparung gegenüber klassischen Getriebeanlagen lässt sich mit eben dem Verzicht auf ein Getriebe erläutern. Dadurch kommt es zu einer direkten Materialeinsparung. Um dies besser verständlich zu machen ist es sinnvoll die Kennzahl Gondelgewicht pro Megawatt zu bilden. Diese Kennzahl liegt bei der Prototypenanlage bei 44,3t/MW. Im Vergleich

dazu ist der Wert bei der Getriebeanlagen Siemens SWT-2.3-101 mit gleichem Rotor bei 62,6t/MW.

Neben der direkten Materialeinsparung durch die innovative Technik gilt weiterhin der Grundsatz, dass je geringer die Turmkopfmasse einer Windkraftanlage ist, desto geringer sind die Anforderungen an Fundament und Turm. Dadurch kommt es zu einer weiteren indirekten Materialeinsparung welche aufgrund der standortspezifischen Ausführung von Fundament und Turm aber kaum in Werte zu fassen ist.

4. Empfehlungen

4.1. Erfahrungen aus der Praxiseinführung

Die Errichtung der ersten Windenergieanlage Siemens SWT-3.0-101 hat gezeigt, dass Prototypen immer wieder besondere Anforderungen an Hersteller, Errichter und Betreiber stellen. Die Anfangszeit mit Errichtung und Inbetriebnahme war dabei durchaus typisch für einen Prototypen. Die Anfangszeit der Betriebsphase mit zum Teil recht schlechten Verfügbarkeiten und vielen Betriebsunterbrechungen lief auch zum Ende des Förderzeitraumes aus. In dieser Zeit wurden von Hersteller und Betreiber unzählige Erfahrungen gemacht, die gerade vom Hersteller in die Verbesserung und Optimierung seiner Anlagen einbezogen wurden.

Die Errichtung und Inbetriebnahme der SWT-3.0-101 hat gezeigt, dass die grundlegende Idee dieser innovativen Technik funktioniert. Das vorher als kritisch angesehene Hauptlager hat im Förderzeitraum zu keinerlei schwerwiegenden Fehlern geführt. Das Ein-Lager-Konzept scheint, soweit man dies zu diesem Zeitpunkt sagen kann, zu funktionieren. Dennoch haben die Anlagen nicht die gewünschte Menge an Strom produzieren können. Die Erfahrung aus dem bisherigen Betrieb der Prototypenanlagen und gerade im Vergleich mit den beiden Getriebeanlagen am Standort zeigt, dass das Rotor-Generator-Verhältnis verbesserungswürdig zu sein scheint.

4.2. Modellcharakter

Die Technik der SWT-3.0-101 war bei der Errichtung sehr innovativ und wurde daher auch kritisch betrachtet. Dies war in der Anfangszeit auch sicherlich berechtigt. Trotz der Schwierigkeiten wurde die Prototypenanlage vom Vertrieb des Herstellers von Anfang an als Anschauungsobjekt für potentielle Kunden genutzt. Der Erfolgt dieser Maßnahme zeigt sich inzwischen deutlich. Aktuell entstehen mehrere Windparks in der näheren Umgebung, die diese Technik einsetzen. Allerdings wird in den neuen Projekten die Nachfolgeanlage der SWT-3.0-101 eingesetzt, die SWT-3.0-113. Diese Weiterentwicklung verfügt über ein deutlich besseres Rotor-Generator-Verhältnis. Die Markteinführung der innovativen Technik ist für den Hersteller somit geglückt.

Abbildung 18: Windpark OffTEC Field im Mai 2012 (im Vordergrund rechts WEA4 dahinter die geförderte WEA1)

4.3. Zusammenfassung

Der vorgelegte Endbericht zeigt deutlich, dass die Errichtung, der Betrieb und somit der Markteinführung einer innovativen Windkraftanlage große Schwierigkeiten aufweisen kann.

Die Errichtung der Anlage dauerte dabei deutlich länger als erwartet, Abläufe und Montageanweisungen wurden erst bei der wirklichen Errichtung erstellt. Die darauf folgende Inbetriebnahmephase dauerte ebenfalls deutlich länger als erwartet und offenbarte eine Vielzahl an technischen Problemen. Hier muss vor allem der vielfach erwähnte Drehzahlsensor erwähnt werden, der auch noch in der Betriebsphase Probleme bereitete.

rakter

Positiv erwähnt werden muss, dass die als kritisch identifizierten Komponenten wie das Hauptlager bisher keinerlei schwerwiegende Störungen verursacht hat. Kritische Komponenten können zudem nur schwer identifiziert werden.

Die Betrachtung der Wirkungsgrade hat ergeben, dass die geförderte Anlage in diesem Punkt bei etwa 41% liegt (Abbildung 14) und somit einige Defizite hat, die Schwesteranlage dagegen ähnliche Werte wie die am Standort befindlichen Getriebeanlagen aufweist ca. 44-46%. Die Verfügbarkeit der WEA1 liegt allerdings deutlich über der der Schwesteranlage im Bereich der Getriebeanlagen, was auf einen suboptimalen Standort schließen lässt.

In der Wirtschaftlichkeit zeigt sich, dass die prognostizierten Erträge und somit die monetären Erlöse hinter den Erwartungen zurück bleiben. Die Kosten weisen allerdings auch einen Wert auf, der kleiner ist als die prognostizierten Werte

5. Anhang