http://www.uni-saarland.de/fak7/fze/AKE_Archiv/AKE2005H/AKE2005H_Vortraege/Materialien/AKE2005H_04ISET_KSES2004_SEAFLOW_Betriebserfahrung.pdf

Erste Meeresströmungsturbinen-Pilotanlage vor der englischen Küste – 1 Jahr Betriebserfahrungen

J. Bard, P. Caselitz , J. Giebhardt, M. Peter
Institut für Solare Energieversorgungstechnik e.V. (ISET)
Königstor 59, D-34119 Kassel
Tel.: +49 (0) 561 7294-343, Fax: +49 (0) 561 7294-100
E-Mail: dce@iset.uni-kassel.de
www.iset.uni-kassel.de

1 Einleitung

Die kinetische Energie einer Wasserströmung lässt sich in Verbindung mit einem Rotor nach dem gleichen Prinzip wie bei Windkraftanlagen zum Antrieb eines elektrischen Generators nutzen. Dieser Ansatz zur Energiegewinnung wurde in der Vergangenheit überraschend wenig diskutiert. Dabei sind die technischen Anforderungen im Verhältnis zu einigen anderen Ansätzen z.B. bei der Wellenenergie überschaubarer.

In großen Flüssen wurden schon vor Jahrhunderten Wasserströmungen zum Antrieb von Mühlen und neuerdings auch Pumpsystemen zur Bewässerung in der Landwirtschaft eingesetzt. Auf diese Anwendung geht auch das von dem Britischen Ingenieurbüro ITPower entwickelte SEAFLOW-Konzept zurück. Bereits ab 1976 wurde das erste Pumpsystem für Bewässerungszwecke am Nilufer entwickelt. Begleitend zu Potential und Technologiestudien, die ab 1993 in Großbritannien unternommen wurden, entwickelte ITPower 1992 in einem Pilotprojekt den ersten „Strömungsgenerator“. Der Rotor mit etwa 3,5 m Durchmesser erzielte bei einer Strömungsgeschwindigkeit von 2,2 m/s eine Leistung von 15 kW.

Im Jahr 2002 wurde im Rahmen des italienischen ENERMAR-Projektes eine 130 kW-Versuchsanlage in der Straße von Messina getestet. Das norwegische Blue Concept Projekt ging mit einem Dreiflügeligen Rotor mit 20 m Durchmesser im September 2004 im Kvalsund Fjord Nahe der Stadt Hammerfest an das Stromnetz. Das internationale Forschungsprojekt SEAFLOW realisierte ein weiteres Konzept für eine kommerzielle Nutzung von Meeresströmungen zur Stromerzeugung. Eine Anlage mit ca. 300 kW Nennleistung wurde im Juni 2003 vor der Britischen Westküste (Bristol Channel, North Devon) in Betrieb genommen. Dieses Projekt wird im Weiteren näher erläutert.

2 Aufbau der Pilotanlage

Abbildung 1 zeigt die Pilotanlage vor der Südküste des Bristol Channel. Die Anlage ist auf Höhe der Ortschaft Lynmouth in einer Entfernung von ca. 2 km von der Küste errichtet. Links im bild sieht man den Triebstrang, bestehend aus Rotor, Getriebe und Generator. Für Wartungs- und Installationsarbeiten wird der vertikal bewegliche Tragrahmen („Collar“) des Triebstrangs über die Wasseroberfläche gehoben. Links neben dem Hauptturm („Monopile“) ist der Hilfsturm mit der Aufstiegsleiter für den Zugang vom Boot zur Anlage zu sehen. Auf dem Dach des Betriebscontainers, der die komplette Leistungs- und Steuerungselektronik enthält, ist ein Kran montiert, der für die Wartung der Anlagenkomponenten genutzt wird.

Abb. 1: SEAFLOW-Pilotanlage vor der Küste

Vorstudien und Simulationen führten zu dem Anlagenkonzept, das dem SEAFLOW-Projekt zu Grunde liegt und das in **Abbildung 2** dargestellt ist. Es beruht auf einem Axialrotor, der an einem im Meeresgrund verankerten Turm, einem sog. Monopile installiert wird. Der Turm ragt aus dem Wasser heraus, um die Installation und Wartung von Rotor und Triebstrang zu vereinfachen. Die Gesamtlänge des Monopiles beträgt

ca. 45 m, wovon etwa 15 m in den Meeresboden einbetoniert sind. Im abgelassenen Zustand befindet sich die Nabe ca. 7,5 m über dem Meeresboden.

Im Mai 2003 wurde mit der Bohrung für den Turm der Pilot-Anlage begonnen. Anfang Juni konnten die Installationsarbeiten mit der kompletten Errichtung der Anlage erfolgreich abgeschlossen werden. Am 14. Juni 2003 produzierte die Anlage zum ersten Mal über 100 kW. Seitdem wird ein umfangreiches Testprogramm mit der Anlage gefahren.

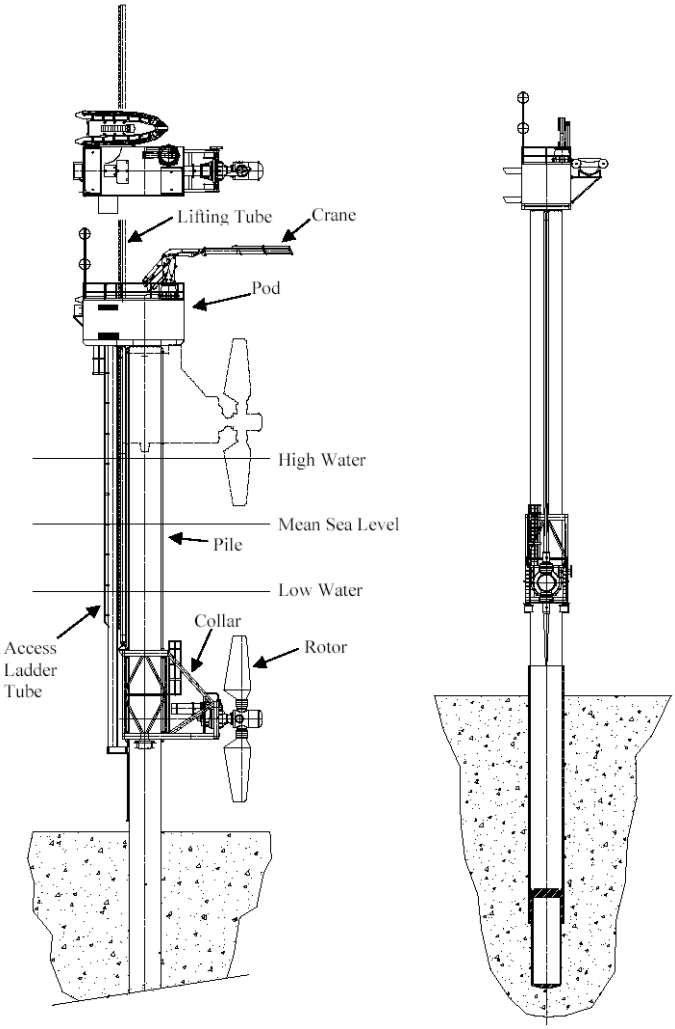

Abb. 2: Dimensionen der SEAFLOW Prototyp-Anlage

Für den Testbetrieb der SEAFLOW Pilot-Anlage steht kein Netz zur Verfügung, da aus Kostengründen auf die Installation eines Seekabels verzichtet wurde. Daraus ergab sich die Notwendigkeit für die Bildung eines lokalen 3phasen Netzes. Diese Aufgabe übernehmen drei Inselnetzwechselrichter vom Typ Sunny Island der Firma SMA Technologie AG. Aus der Anforderung an die Inselnetzbildung ergibt sich die elektrische Konfiguration des Systems, wie sie in **Abbildung 3** dargestellt ist.

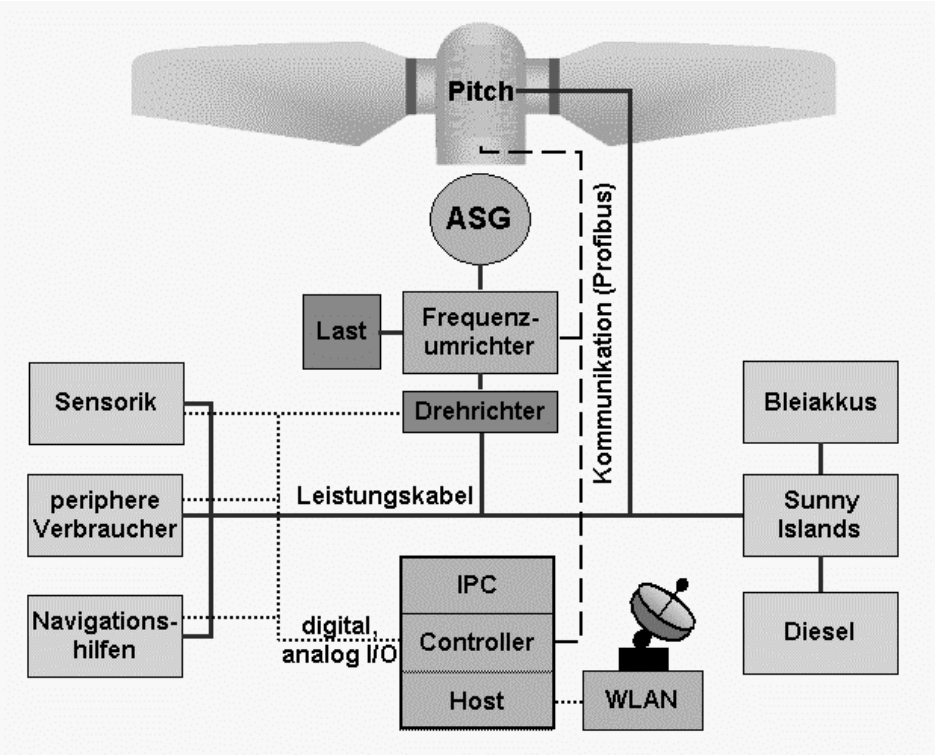

Abb. 3: Elektrisches Konzept der Seaflow-Anlage

Zum drehzahlvariablen Betrieb der Meeresströmungsturbine wird ein wasserdichter Asynchrongenerator (Käfigläufer, 450 kW) mit einem 4-Q-Stromrichter (600 kVA) für Maschinenprüfstände eingesetzt.

Es müssen folgende Betriebszustände der Pilot-Anlage abgedeckt werden:

1. Lange Zeiträume ohne Betrieb der Meeresströmungsturbine
Kleine Verbraucher (Nebelhorn, Navigationslicht, Steuerung, Sensorik, Kommunikationstechnik) werden aus dem 3-Phasennetz gespeist, das über die Inselnetzwechsel-

richter (Sunny Islands) aus der Batteriebank gespeist wird. Erreichen die Batterien Entladeschlussspannung, müssen sie über den Diesel nachgeladen werden.

2. Anfahren
Zum Anfahren der Anlage müssen zunächst die Stromrichter eingeschaltet werden. Nach Laden des Zwischenkreises des Frequenzumrichters (FU), wird nach Lösen der Bremse über den Pitch-Antrieb der Rotor in Bewegung versetzt und die Generatordrehzahl überwacht. Bei Erreichen der Einschaltdrehzahl, wird der Generator aufsynchronisiert und der FU geht in den Drehzahlregelbetrieb. Die Energie für diese Startprozedur wird über die Sunny Islands bereitgestellt und vom Drehrichter in Gleichstrom umgewandelt.

3. geregelter Betrieb
In dieser Betriebsweise wird die elektrische Energie aus dem Zwischenkreis des FU über Lastwiderstände abgeführt. Der Drehrichter am Zwischenkreis des FU versorgt die AC-Verbraucher (Lüfter, Pitch-Antrieb etc.) sowie die Sunny Islands zur Ladung der Batteriebank. Der Diesel läuft in dieser Betriebsweise nicht.

Das beschriebene Konzept hat sich in der Praxis sehr gut bewährt. Alle Komponenten arbeiten mit hoher Zuverlässigkeit. Probleme traten vorwiegend dann auf, wenn aufgrund schlechter Witterungsbedingungen der Tank des Dieselgenerators nicht rechtzeitig wiederbefüllt und damit die Batteriebank nicht nachgeladen werden konnte. Da die Sunny Islands über eine Schutzfunktion gegen Tiefentladung der Batteriebank verfügen, kam es dabei nicht zu Schäden am System.

3 Laborerprobung des elektrischen Systems

Im Laborbereich des **De**monstrationszentrums **Mo**dulare System**Tec**hnik (DeMoTec) des ISET wurde zunächst die Funktion der Hardwarekomponenten getestet. Ein Maschinenteststand im DeMoTec erlaubte den drehzahlvariablen Betrieb des Generators und die Überprüfung der Regelung durch dynamische Belastungen und Nachbildung der Rotorcharakteristik mit Hilfe einer drehmomentgeregelten Antriebsmaschine.

Der Test umfasste den Frequenzumrichter, den Lastwiderstand, das 3-Phasennetz, bestehend aus der Batteriebank, den Batteriestromrichtern und den Drehrichter. Zur Kühlung des Frequenzumrichters wurde ein BHKW-Teststand mit Luft-Wasserkühler eingesetzt. Zur Nachladung der Batterien diente ein ebenfalls in der DeMoTec vorhandenes Dieselstromaggregat. Anstelle des Wasser gekühlten Generators wurde ein konventioneller Luft gekühlter Asynchrongenerator in Bauform B3 eingesetzt. Damit war es möglich, den Anlagenbetrieb zu simulieren. Es wurden wesentliche Erkenntnisse für die Betriebsführung gewonnen. Die Funktion der Drehzahlregelung konnte verifiziert werden. Der Inselbetrieb des Frequenzumrichters und die Funktionsweise der Last

konnten demonstriert werden. **Abbildung 1** zeigt die Komponenten in der Testumgebung des DeMoTec.

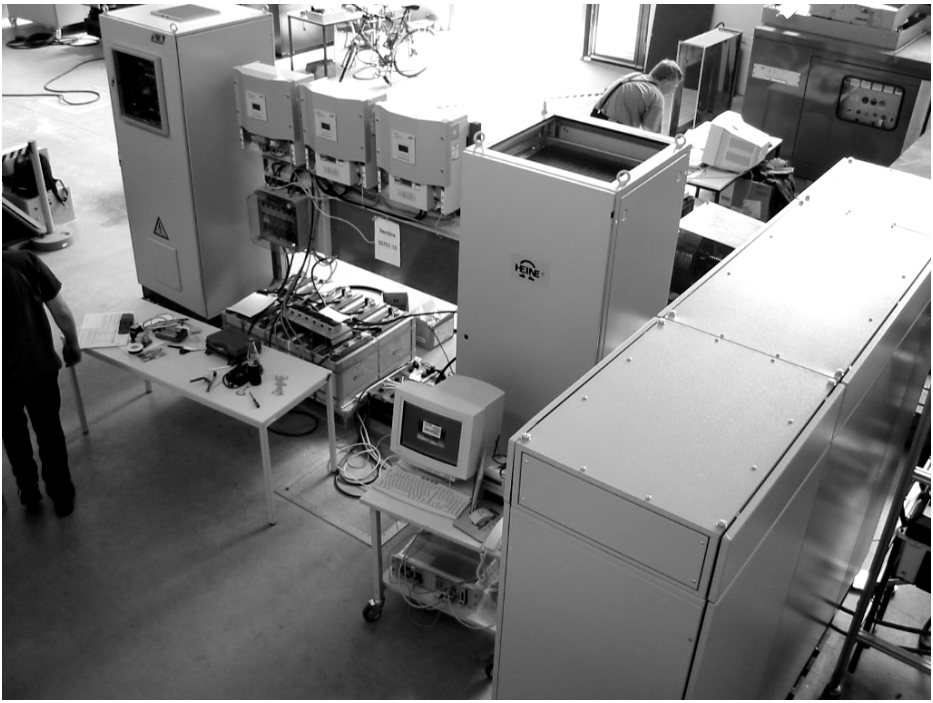

Abb. 4: Aufbau der Hardware-Komponenten im Laborbereich des DeMoTec

Der Pitch-Antrieb wurde in Anlehnung an ein System für Windkraftanlagen gemeinsam mit dem Hersteller Lust DriveTronics entwickelt. Besonderheiten gegenüber den üblichen Systemen liegen in der technischen Ausführung zum Einbau in die getauchte Nabe (unter Wasser) sowie die Möglichkeit, die Blätter bei Anströmung von vorne, sowie in 180° bei Rückanströmung zu verstellen. Bei Ausfall des Inselnetzes wird mit Energie aus einem Batteriesatz eine Notfahrt der Blätter in die Fahnenstellung durchgeführt, um die Anlage sicher anzuhalten. Vor dem Einbau in die Anlage waren eine Reihe von Software- und Parameteranpassungen erforderlich, um die gewünschten Funktionen für den Einsatz in der Meeresströmungsturbine sicherzustellen. Die folgende **Abbildung 3** zeigt den Schaltschrank, der die elektronischen Komponenten des Pitch-Antriebs enthält. Durch die runde Form konnte der Schaltschrank in die Nabe der Anlage integriert werden. Links im Bild sind die beiden Antriebsmotoren zu sehen.

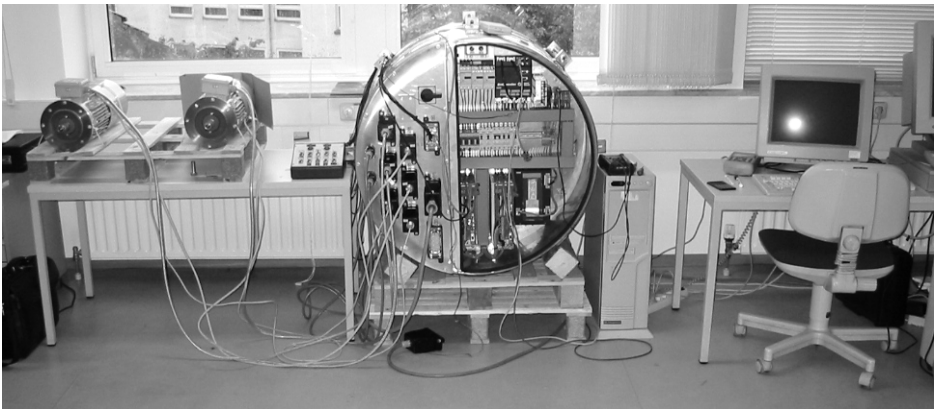

Abb. 5: Pitch-Antrieb bei der Erprobung im ISET-Labor

4 Installation und Inbetriebnahme

Ein Schlüsselelement für die Realisierbarkeit des Anlagenkonzepts von SEAFLOW ist die Installation der Maschine an einem sog. ‚Monopile'. Diese Technik wurde vom britischen Off-Shore Spezialisten Seacore entwickelt. Sie bietet die Möglichkeit, Stahltürme bis 4 Meter Durchmesser in ausreichend tiefem Wasser durch eine Bohrung im Meeresgrund zu verankern. Damit lassen sich die enormen Schubkräfte beim Betrieb der Anlage sicher beherrschen.

Zunächst wird ein Montageturm auf den Meeresgrund abgelassen. Im Inneren dieser Stahlröhre wird die Bohrung durchgeführt. Nach der Entfernung des Bohrkopfes wird der eigentliche Anlagenturm eingesetzt und mit Beton vergossen. Am Ende wird der Montageturm wieder entfernt. Alle Arbeiten werden von einer Bohrplattform aus durchgeführt, die auf vier Füssen auf dem Meeresgrund verankert ist. Auf der Bohrplattform werden bis auf den Turm alle Komponenten der Meeresströmungsturbine mitgeführt. Nach der Installation des Turmes erfolgt auch die Montage der übrigen Anlagenkomponenten. Wegen des relativ geringen Abstandes von Meeresströmungsturbinen kann bei der Installation eines Parks der Einbau von zwei benachbarten Anlagen von einem Standort der Bohrplattform aus erfolgen. Dies verkürzt die Montagezeit pro Anlage und damit auch die Kosten deutlich.

Ab Juni 2003 wurde die SEAFLOW-Anlage schrittweise in Betrieb genommen. Zunächst konnte nur ein halbautomatischer Betrieb für kurze Testläufe realisiert werden. Es waren eine Reihe von Soft- und Hardwareanpassungen erforderlich, um beispielsweise das Hochfahren der Anlage sicher zu gewährleisten. Im nächsten Schritt erfolg-

ten umfangreiche Testreihen zur Untersuchung des Rotors und der Strömungsverhältnisse. Dabei werden alle wichtigen Messdaten erfasst und gespeichert.

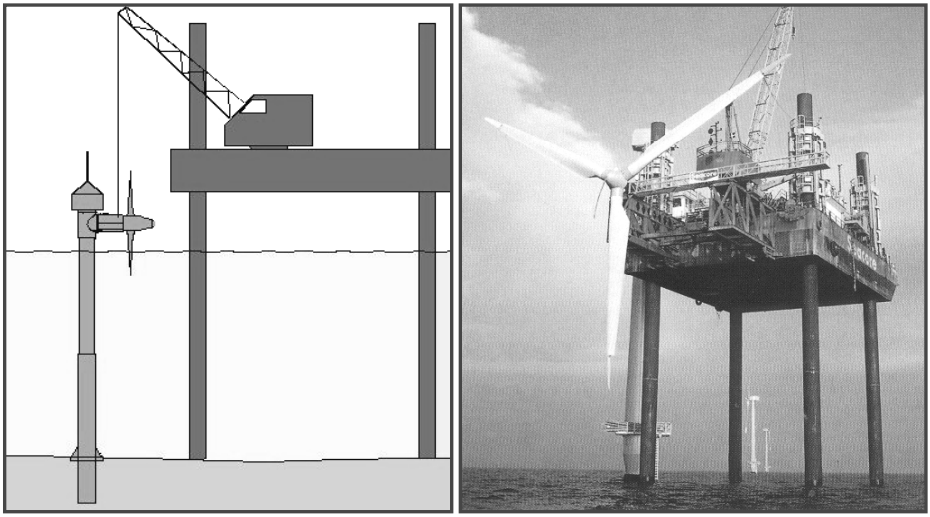

Abb. 6: Bohrplattform für die Offshore-Arbeiten

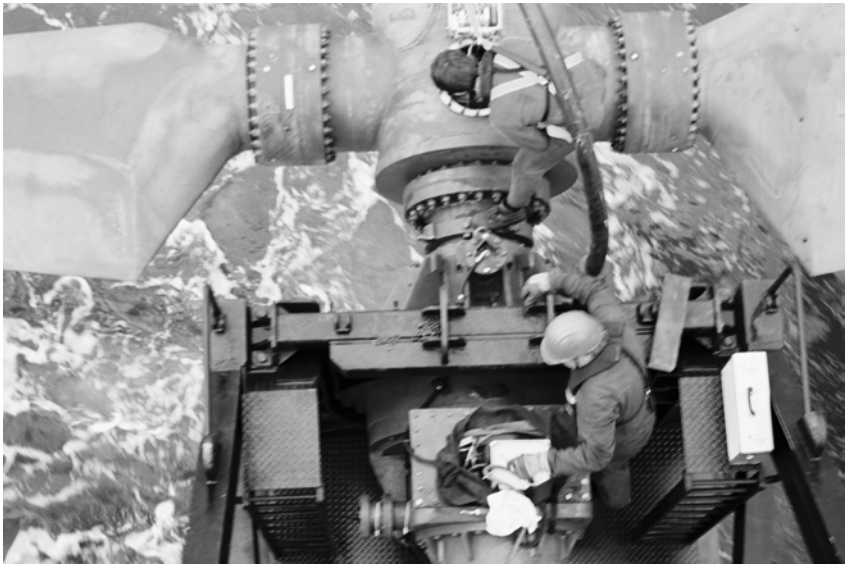

Abb. 7: Montagearbeiten am Triebstrang

5 Betriebserfahrungen und Messergebnisse

Vom Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Anlage im Juni 2003 an wurden Messdaten aus dem Testbetrieb und Strömungsdaten an der Anlage (ohne Betrieb des Rotors) gesammelt. Ein elektromagnetischer Sensor an der Anlage ermöglicht eine Strömungsmessungen, die insbesondere bei stehendem Rotor sehr genaue Ergebnisse liefert. Bei Betrieb des Rotors liegt der Sensor hinter dem Rotor in der verlangsamten Strömung. Zur Ermittlung der ungestörten Strömung ist dann eine Korrektur der gemessenen Werte erforderlich. Das Ergebnis einer Langzeitmessung über einen Zeitraum von 10 Tagen und der Vergleich mit der prognostizierten Strömung ist in nachfolgender **Abbildung 11** gezeigt.

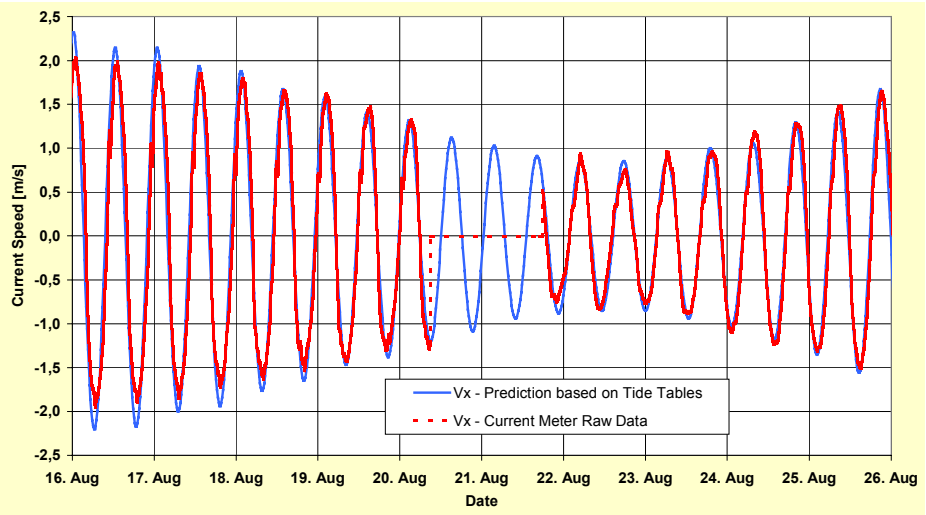

Abb. 8: Vergleich der gemessenen und berechneten Strömungsdaten über 10 Tage

Es zeigt sich im Wesentlichen eine gute Übereinstimmung beim zeitlichen Verlauf. Die Periodizität passt exakt, da die Parameter für die berechneten Werte auf die Tabellenwerte der Gezeiten angepasst wurden. Eine Abweichung ergibt sich allerdings bei den Maximalwerten der Strömung. Der mittels Strömungsmessungen und Gezeitentabellen ermittelte Strömungsverlauf ergibt für das Messintervall Maximalwerte von 2,2 m/s. Tatsächlich wurden im Messintervall aber nur 2 m/s erreicht. Für einen 11 m Rotor entsprechen die beiden Werte 228 bzw. 171 kW. Die theoretisch erzielbare Leistung verringert sich durch die geringere Strömungsgeschwindigkeit demnach um 25 %.

Die wichtigste Messgröße für den Projekterfolg ist die elektrische Leistung der Anlage. Diese wird nicht direkt über ein Leistungsmessgerät sondern indirekt über die elektrischen Größen des Generators gemessen. Dabei wird im Frequenzumrichter aus dem gemessenen Generatorstrom das Drehmoment und aus der Frequenz und der Last die Drehzahl des Generators berechnet. Das Produkt aus beiden Größen liefert die Leistung. Der Fehler dieser Methode liegt bei unter 5 %. Es wird dabei eine hohe zeitliche Auflösung erreicht. Bei ersten Auswertungen der Messreihen ergaben sich trotz der sinnvollen Filterung der Rohdaten große Schwankungen in der Leistungsabgabe (siehe **Abbildung 12**). Durch Vergleich mit hoch aufgelösten Strömungsmessdaten zeigte sich, das diese Schwankungen von entsprechenden Variationen der Strömungsgeschwindigkeit herrühren.

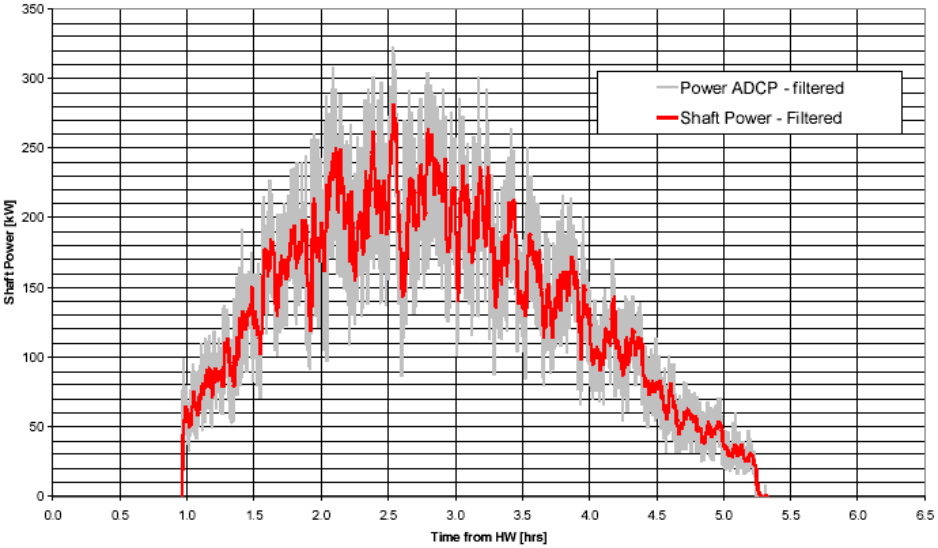

Abb. 9: Erzeugte Leistung der Prototyp-Anlage über einen Tidenzyklus (Ebbe)

Aus der Abbildung lässt sich auch entnehmen, dass die Pilot-Anlage die in sie gesetzten Erwartungen bezüglich der maximal abgegebenen Leistung erfüllt und zeitweise sogar übertrifft. Berücksichtigt man dabei noch die oben erwähnte, zu optimistische Prognose der am Teststandort herrschenden Strömungsgeschwindigkeiten, so lässt sich feststellen, dass das gewählte Konzept als Grundlage für die Weiterentwicklung von Meeresströmungsturbinen als hervorragend geeignet zu bewerten ist.

6 Zukünftige Entwicklungen

Aufgrund des erfolgreichen Testbetriebs der SEAFLOW-Anlage ist eine rasche Entwicklung hin zu kommerziellen Projekten vorgesehen. Aus heutiger Sicht scheint ein Konzept mit zwei Rotoren pro Turm (Twin rotor) die niedrigsten Stromgestehungskosten zu verursachen. Vorbehaltlich neuer Erkenntnisse aus dem Betrieb der Pilotanlage wird im nächsten Schritt dieses Konzept weiter verfolgt werden. Es sollen dann seriennahe Komponenten eingesetzt werden. Danach entstehen erste kleine Anlagenparks und in 3 bis 4 Jahren bei der zu erwartenden starken Kostendegression erste kommerzielle Projekte. Die Vision eines Parks aus mehreren Anlagen zeigt **Abbildung 13**. Ein entsprechender Businessplan wurde vom federführenden englischen Projektpartner Marine Current Turbines Ltd. (MCT) vorgelegt. Erste Beteiligungen aus der Industrie aus dem Bereich der Energieversorgungsunternehmen sowie von potenziellen Anlagenherstellern verdeutlichen die hohen Erwartungen, die an die Konkurrenzfähigkeit dieser neuen Technologie gestellt werden.

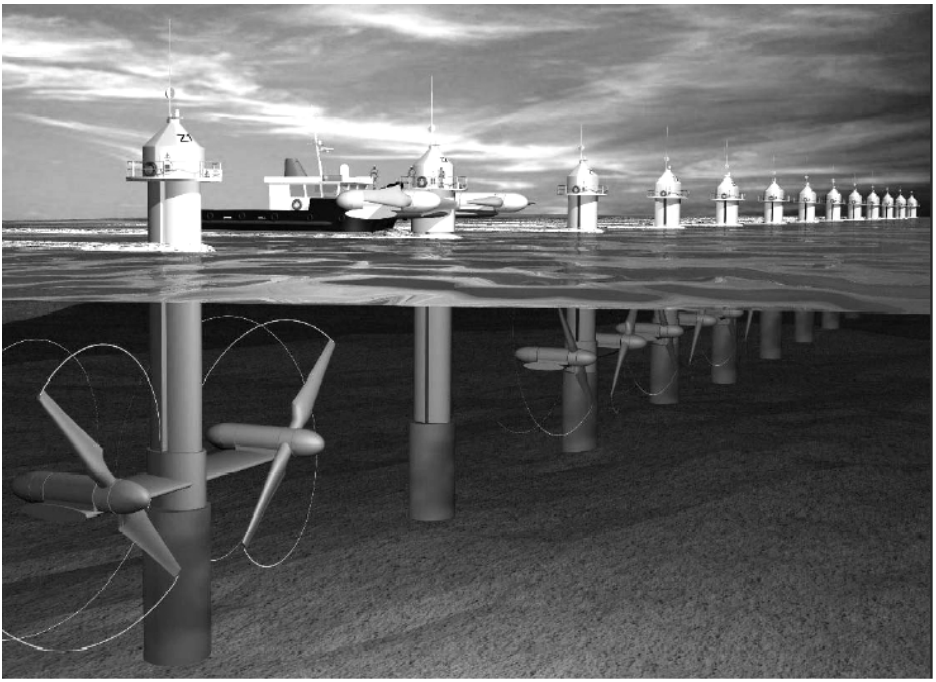

Abb. 10: Park aus mehreren SEAFLOW Turbinen (Doppelrotorkonzept)