

Wasserkraft ohne Fallhöhe - Strom aus Meeresströmung

Jochen Bard
Institut für Solare Energieversorgungstechnik e.V.
Königstor 59, 34119 Kassel
Tel.: (0561) 7294-346, Fax: (0561) 7294-100
e-mail: jbard@iset.uni-kassel.de

1 Energie aus dem Meer

Schon seit dem 11. Jahrhundert wurde die Energie der Meere für mechanische Antriebe in Form von sog. Flutmühlen genutzt. Aus den unterschiedlichen Wasserständen von Ebbe und Flut erzeugte man Fallhöhen von einigen Metern, um Mühlen, Hammerwerke und ähnliche mechanische Anwendungen anzutreiben. 1913 wurde auch in Deutschland eine Versuchsanlage zur Stromerzeugung gebaut. Ähnlich wie in der Windenergie wird in der Neuzeit ein altes Energiewandlungsverfahren mit moderner Technik zur Stromerzeugung genutzt. Mittlerweile existieren sehr unterschiedliche konzeptionelle Ansätze zur Nutzung unterschiedlicher Energieformen im Meer:

- **Tidenhub**

In einem „Gezeitenkraftwerk“ wird mit Hilfe eines Damms der Tidenhub als Gefälle für den Antrieb von Wasserturbinen genutzt. Das bis heute größte Gezeitenkraftwerk mit einer Gesamtleistung von 240 MW entstand 1966 in Frankreich an der Atlantikküste bei St. Malo.

- **Temperaturunterschiede**

Die Idee, aus den Temperaturdifferenzen zwischen der Wasseroberfläche und dem Tiefenwasser einen geschlossenen Dampfprozeß zu realisieren geht bereits auf das 19. Jahrhundert zurück. Die erste OTEC (ocean thermal electric) -Anlage wurde 1929 an der Kubanischen Küste errichtet. Das niedrige Temperaturniveau macht Arbeitsmedien wie z.B. Ammoniak erforderlich, die beim technischen Einsatz erhebliche Probleme bereiten.

- **Wellen**

Wind und Gezeiten erzeugen auf großen Wasserflächen oberflächennahe Wellen, deren Gesamtenergie sich in einen potentiellen und einen kinetischen Anteil einteilen läßt. Es gibt sehr unterschiedliche technologische Konzepte um Wellenenergie zu nutzen – den potentiellen Anteil in Form von Druckschwankungen unterhalb der Oberfläche oder den kinetischen Anteil in Form der Orbitalbewegung der Wasserteilchen. Es werden hydraulische und pneumatische Turbinen, sog. Hydrozylinder und andere mechanische Systeme diskutiert. Realisierte Anlagen gibt es bisher nur vereinzelt.

Die OSPREY (Ocean Swell Powered Renewable Energy) Anlage der britischen

Firma Wavegen war in den 90er Jahren einer der populärsten Vertreter der Gruppe der OWC-Systeme. Mit Förderung durch die Europäische Kommission wurde eine schwimmende 2 MW-Anlage nach dem Prinzip der schwingenden Wassersäule (oscillating water column –OWC) mit einer Grundfläche von ca. 40 mal 60 m und einem Gesamtgewicht von über 750 t entwickelt. Nach der Endmontage wurde die Anlage vom Ort der Endmontage an der Küste über 360 Seemeilen zu einem Standort südwestlich der schottischen Orkney Inseln geschleppt, wo sie am 27. August 1996 - durch einen Ausläufer des Hurricane Felix stark beschädigt - versank. Die Gesamtprojektkosten betragen ca. 6 Mio. €.

Ein ähnliches technisches Prinzip liegt der LIMPET-Anlage zu Grunde. Im Gegensatz zu OSPREY ist Limpet an der Küste installiert und kann so extremen Wettersituationen besser standhalten. Eine 500 KW Demoanlage wurde ebenfalls von Wavegen an der Schottischen Küste in Betrieb genommen. Ein weiteres bekanntes Prinzip trägt den Namen TAPCHAN (Tapered channel). Eine Demoanlage in Norwegen mit 350 KW Leistung wurde bereits in den 80er Jahren installiert. Hier wird das Wasser der Wellen über einen spitz zulaufenden Kanal in einen einige Meter über dem Meeresspiegel liegenden Kanal geleitet und dann „konventionell“ über Wasserturbinen zur Stromerzeugung genutzt. Kommerzielle Produkte in Form von Leuchtbojen mit integrierter Energieversorgung aus Wellen befinden sich derzeit noch in der Entwicklung.

- **Meeresströmungen**

Nach dem gleichen Prinzip wie bei Windkraftanlagen lässt sich mit einem Rotor die kinetische Energie einer Wasserströmung zum Antrieb eines elektrischen Generators nutzen. Dieser Ansatz wurde in der Vergangenheit überraschend wenig diskutiert. Dabei sind die technischen Anforderungen im Verhältnis zu vielen Ansätzen der Wellenenergienutzung überschaubar. In großen Flüssen in Südamerika oder Asien wurden Wasserströmungen zum Antrieb von Mühlen und Pumpsystemen eingesetzt. Auf diesen Ursprung geht auch das von dem Britischen Ingenieurbüro ITPower entwickelte Konzept zurück. Bereits ab 1976 wurde das erste Pumpsystem für Bewässerungszwecke am Nilufer entwickelt. Später gab es auch in Japan und Kanada vereinzelte Forschungsprojekte zur Nutzung von Wasserströmungen. Kommerzielle Entwicklungen wie z.B. die erfolglose Tysonturbine einer australischen Firma oder die Tocardo Aqua75 Freistromturbine der niederländischen Firma Teamwork Technology haben den Sprung auf den Markt noch nicht vollzogen. Ein norwegisches Konsortium um ABB bemüht sich im Rahmen des Blue Energy Projekts mit Finanzierung durch die Stadtwerke Hammerfest um die Entwicklung einer Meeresströmungsturbine. Mit dem internationalen Forschungsprojekt SEAFLOW wird versucht, ein Konzept für eine kommerzielle Nutzung von Meeresströmungen zur Stromerzeugung zu realisieren. Eine Anlage mit ca. 300 kW wurde im Juni 2003 vor der Britischen Westküste (Bristol Channel, North Devon) in Betrieb genommen. Dieses Projekt wird im Weiteren näher erläutert.

2 Erschließung einer neuen Energiequelle: Meeresströmungen

Die Nutzbarkeit von freien Wasserströmungen mit Hilfe von hydraulischen Maschinen läßt sich mit einer einfachen Abschätzung erläutern. Aus Energie- und Impulserhaltung resultiert ein theoretisches Maximum für die Energie, die ein frei umströmter Rotor aus dem strömenden Medium entnehmen von. Dies wurde 1926 von Betz für Windmühlen formuliert. Danach beträgt der maximale Leistungsbeiwert $16/27$, bzw. $0,59$. Reale Anlagen erreichen Wirkungsgrade über 40% . In nachstehender Abbildung ist die erzeugbare elektrische Leistung als Funktion der Rotorfläche für verschiedene Strömungsgeschwindigkeiten dargestellt.

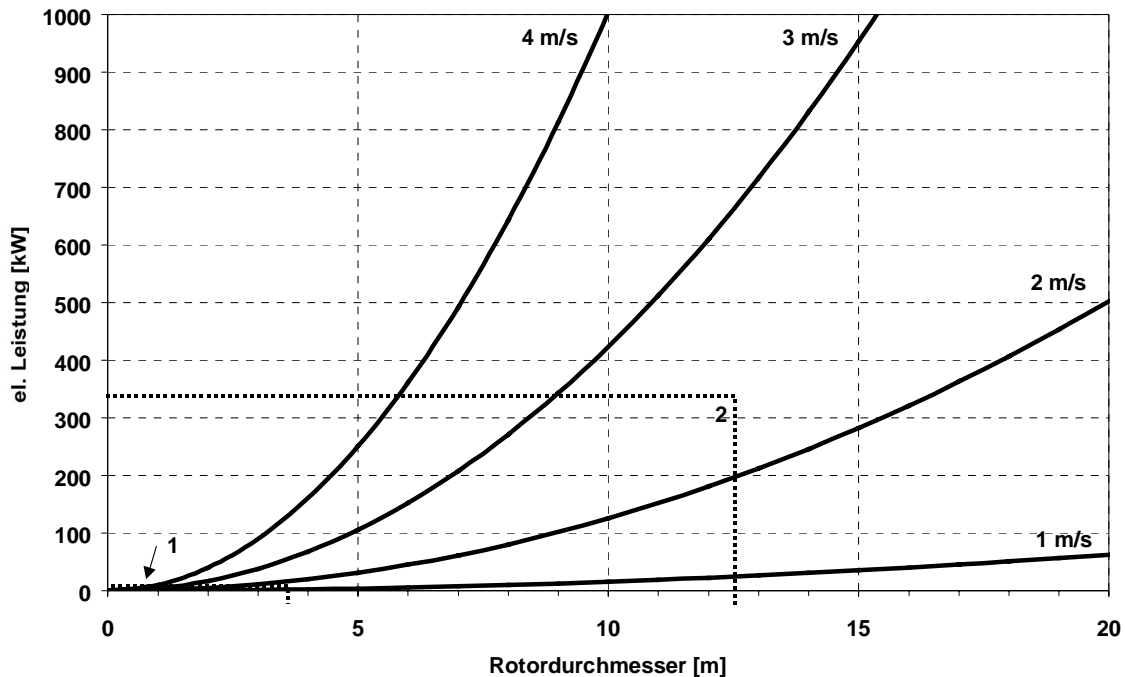


Abbildung 1: Erzielbare Leistungen aus Wasserströmungen als Funktion des Rotordurchmessers für verschiedene Strömungsgeschwindigkeiten bei 40% Gesamtwirkungsgrad

Abbildung 1 zeigt den für Meeresströmungsturbinen interessanten Bereich eines Rotordurchmessers bis etwa 20 m und Strömungsgeschwindigkeiten zwischen 1 und 4 m/s . Ein Größenvergleich zwischen einer 1 MW -Windkraftanlage mit einem Rotordurchmesser von ca. 50 m und einer 1 MW -Meeresströmungsturbine mit einem Rotordurchmesser von 20 m bei einer Nennströmung von $2,5\text{ m/s}$ zeigt, wie sich die größere Dichte des Wassers auf die Anlagendimensionierung auswirkt.

Es gibt unterschiedliche Mechanismen, die zur Ausbildung von Meeresströmungen führen. Eine der bekanntesten ist der Golfstrom, sein Antrieb sind Temperaturunterschiede infolge der solaren Einstrahlungsverteilung auf dem Globus. Die ebenfalls durch solare Einstrahlung verursachte hohe Verdunstung im Mittelmeerraum führt zu einer kontinuierlichen Ausgleichsströmung aus dem Atlantik durch die Meerenge von Gibraltar. Auch unterschiedliche Salzkonzentrationen haben Einfluß auf Meeresströmungen. In Küstenregionen mit großem Tidenhub dominieren in der Regel die Gezeitenströmungen. Allerdings ist die Topologie des Meeresgrundes für die lokalen Strö-

mungsgeschwindigkeiten ausschlaggebend. Ähnlich wie beim Wind können gute und schlechte Standorte eng beieinander liegen. Durch Überlagerung der beschriebenen Effekte bilden sich teilweise sehr komplizierte unsymmetrische Strömungsverhältnisse aus. Aus Strömungsdaten der Wasseroberfläche, die für die Seefahrt in Karten zusammengestellt wurden, errechnet man unter Berücksichtigung der Topologie des Meeresgrundes die Strömungsverhältnisse für potentielle Standorte solcher Generatoren. In naher Zukunft lassen sich u.U. auch Satellitendaten der DLR durch Kombination von Strömungsdaten und der Topologie des Meeresgrundes zur Ermittlung geeigneter Standorte heranziehen.

Ähnlich wie bei Windströmungen bildet sich auch bei Meeresströmungen ein Profil aus: in der Nähe des Meeresgrundes geht die Strömungsgeschwindigkeit stark zurück, an der Wasseroberfläche ist die Strömung am stärksten. In einem Modellansatz wird angenommen, daß erst für Tiefen unterhalb der Hälfte der Wassertiefe die Strömungsgeschwindigkeit von der am Meeresspiegel abweicht. Tatsächlich treten Abweichungen von diesem Profil insbesondere bei starkem Wind an der Wasseroberfläche auf. Im Mittel findet sich aber eine gute Übereinstimmung realer Strömungsprofile mit diesem Ansatz (vgl. Abbildung 2).

Die zeitliche Variation der Meeresströmungen hängt von vielen standortspezifischen Faktoren ab. Dominieren die Gezeitenströmungen, so läßt sich mit einer trigonometrischen Funktion der zeitliche Verlauf berechnen.

Allein durch zwei Konstanten sowie einen standortspezifischen Topologiefaktor lassen sich Gezeitenströmungen an typischen europäischen Küstenstandorten mit einem einfachen Ansatz annähern. Dazu sind Messungen der Strömungsgeschwindigkeit über einen Zeitraum von mehreren Stunden erforderlich. Auf Grundlage dieser einfachen Gesetzmäßigkeit der Gezeitenströmung lassen sich relativ genaue Angaben über die Verteilung der Strömungsgeschwindigkeit machen. Daraus ergeben sich Werte für die erzeugbare Energie an einem Standort. Für eine installierte Anlage kann die Verfügbarkeit relativ genau vorausberechnet werden. Durch eine geeignete Kombination von entfernten Standorten läßt sich prinzipiell eine relativ gleichmäßige Erzeugung realisieren. Dies ist ein kleiner wirtschaftlicher Vorteil für Strom aus Meeresströmungskraftwerken gegenüber Windenergie oder Photovoltaik.

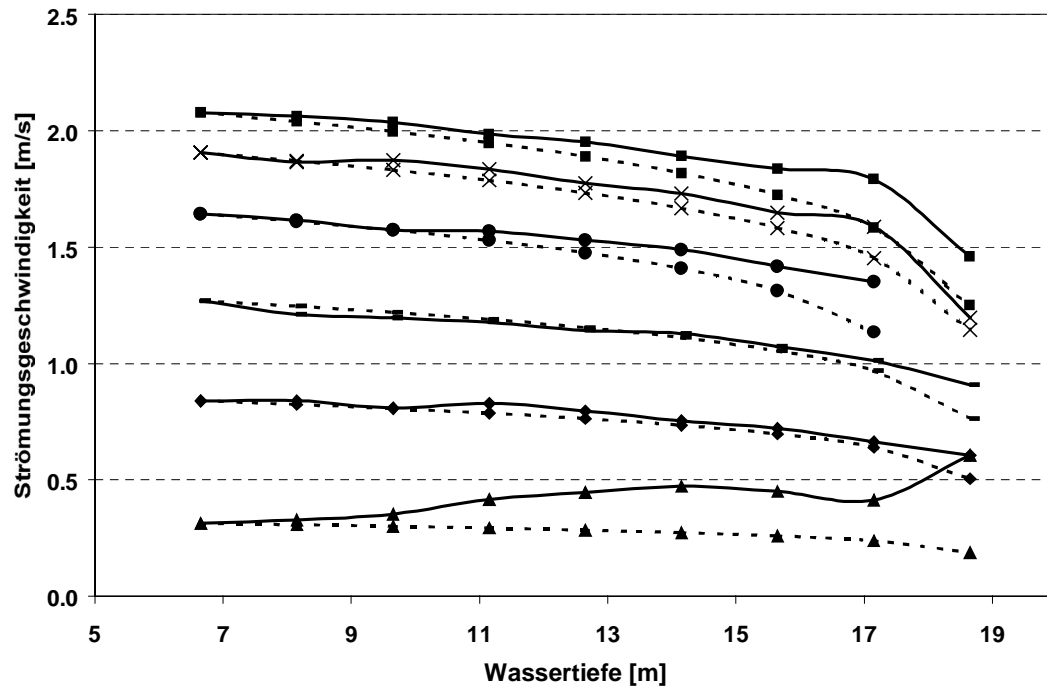


Abbildung 2: Tiefenprofil der Meeresströmung zu unterschiedlichen Zeitpunkten an einem festen Standort (theoretische Werte gestrichelt, Messwerte durchgezogen)

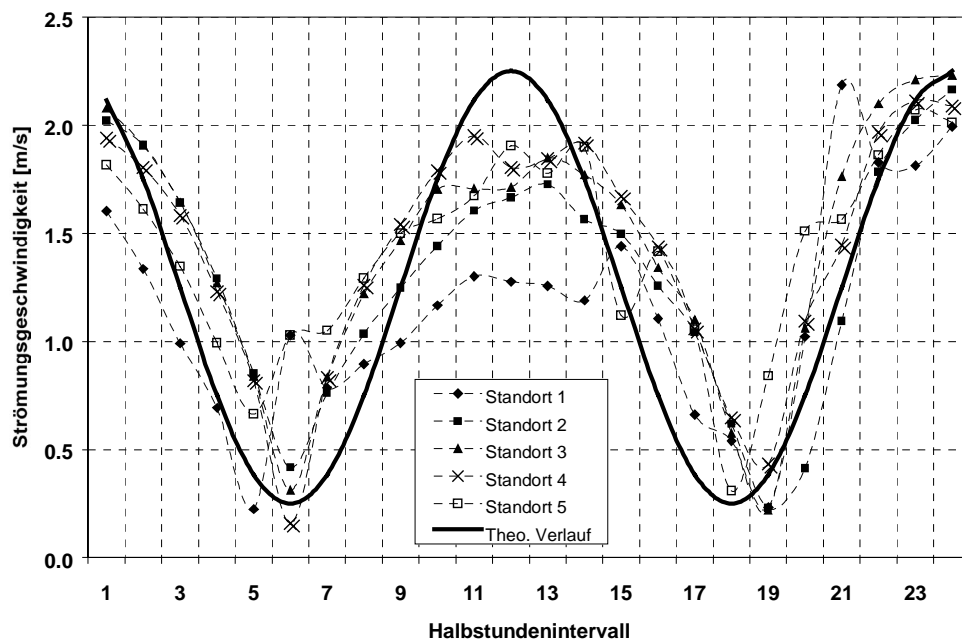


Abbildung 3: Zeitlicher Verlauf des Betrages der Gezeitenströmung an unterschiedlichen Standorten (12 h = 1 Tidenzyklus)

Abweichungen vom idealen Verlauf der Gezeitenströmungen werden wiederum durch starken Wind verursacht. Hinzu kommen dynamische Variationen durch Wellen. Wasserteilchen bewegen sich beim Durchgang einer Welle etwa auf einer Kreisbahn. Durch die Überlagerung dieser Bewegung mit der Gezeitenströmungen entsteht eine Modulation der Strömungsgeschwindigkeit im Bereich von einigen bis einigen zehn Sekunden, je nach Wellenlänge.

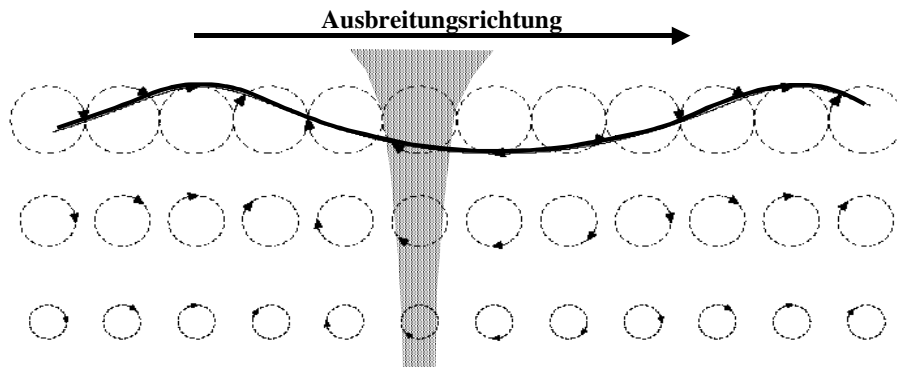


Abbildung 4: Prinzipieller Aufbau von Wellen

Der Radius der Orbitalbewegung der Wasserteilchen nimmt mit zunehmender Wassertiefe ab. Bei konstanter Periodendauer nimmt damit auch der Betrag der Relativbewegung der Wassermoleküle ab. Das bedeutet, daß ein Rotor, der sich einige Meter unterhalb der Wasseroberfläche befindet, den an der Wasseroberfläche sichtbaren Wellen nur in abgeschwächter Form ausgesetzt ist. Beim Sturm und schwerem Seegang wird der Rotor angehalten und bietet im Stillstand nur noch einen Bruchteil der Angriffsfläche. Dadurch ist es im Gegensatz zu Systemen mit Schwimmkörpern nicht erforderlich, die Struktur auf Extremereignisse wie die „Jahrhundertwelle“ zu dimensionieren. Auch eine sorgfältige Standortauswahl hilft besonders exponierte Bereiche für die Installation von Meeresströmungsturbinen zu meiden.

Im Rahmen von Potentialstudien von 1993 und 1996 wurden systematisch Strömungsdaten verschiedener Quellen, z.B. meeresbiologischer Untersuchungen zusammengetragen. Unter realistischen Annahmen über die Auslegung und realisierbare Anlagenparks ergibt sich allein an den Britischen Küstengewässern ein Potential zwischen 31 und 58 TWh bzw. etwa 8 bis 16 GW installierter Leistung. In der Studie von 1996 wurden auch andere europäische Standorte mit einer Kapazität von weiteren 4500 MW, bzw. 17 TWh/a indentifiziert. Da für Europa kein flächendeckendes Datenmaterial existiert, ist davon auszugehen, daß ein wesentlich größeres technisches Potential besteht. Im asiatischen Raum sind u.a. die Sibulu Meerenge der Philippinen mit ca. 70 TWh sowie weitere 37 TWh an Chinesischen Küstengewässern zu nennen. Insgesamt sind demnach heute Standorte für über 50 GW mit einem Erzeugungspotenzial von über 150 TWh bekannt.

3 Technologie einer Meeresströmungsturbine

Die erste Turbine dieser Art wurde 1994 von einem Britischen Firmenkonsortium unter Mitwirkung von ITPower entwickelt und getestet. Ein zweiflügeliger Axialrotor mit einem Durchmesser von 3,5 m wurde an einem Katamaran-Ponton befestigt. In einem zylindrischen wasserdichten Mantel wurden Getriebe und Generator untergebracht. Die Turbine wurde an einem Standort an der schottischen Küste (Loch Linnhe) bei Strömungen bis 2,5 m/s getestet. Dabei wurden Leistungen bis 17 kW gemessen. Neben den sinusförmigen Veränderungen der Tidenströmungen wurde an diesem Standort starke Turbulenzen gemessen infolge der unsymmetrischen Topologie und unetlicher Windverhältnisse. Dies verdeutlicht, wie wichtig eine vorsichtige Standortauswahl ist. Trotz der geringen Projektkosten von nur etwa 75.000 € konnte mit dieser Anlage die technische Machbarkeit von Meeresströmungsturbinen unter Beweis gestellt werden. Es wurde daher im Zusammenhang mit der oben genannten Potenzialstudie auch eine weiterführende Technologiestudie angeschlossen. Darin wurden zunächst noch einmal grundlegend verschiedene Rotortypen und Installationsvarianten für Meeresströmungsturbinen untersucht. Neben der technischen Machbarkeit wurde auf Grundlage einfacher Kostenfunktionen auch der Versuch unternommen, die wirtschaftlichste Variante zu identifizieren. Dabei spielen neben den Anlagenkosten vor allem auch die Installation und die Wartung eine entscheidende Rolle.

Die Studie führte zu dem Anlagenkonzept, das dem SEAFLOW-Projekt zu Grunde liegt. 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.

Im Gegensatz zu einem Horizontalachsenrotor, der Strömungen aus beliebigen Richtungen nutzen kann, ist für einen Vertikalachser allerdings eine Nachführung erforderlich. Für Standorte, an denen nur Tidenströmungen auftreten, beträgt der Winkel zwischen Zu- und Abströmung in der Regel 180°. Dies erlaubt alternativ zu einer Nachführung auch eine 180° Blattverstellung, um für beide Richtungen eine optimale Anströmung der Rotorblätter zu gewährleisten. Die Blattverstellung bietet dann aber – wie bei Windkraftanlagen – eine gute Möglichkeit zur Leistungsbegrenzung bei höheren Strömungsgeschwindigkeiten. Die „Windkraftanlage unter Wasser“ war geboren. Im Rahmen des Europäischen SEAFLOW-Projektes wird seit 1998 an der Weiterentwicklung dieses Konzepts gearbeitet..

Die wesentlichen Komponenten Rotor, Nabe, Getriebe, Generator und Turm entsprechen den Komponenten von Windkraftanlagen. Allerdings müssen alle Komponenten für den Betrieb unter Wasser ausgelegt werden. Anstelle der Lösung mit einem wasserdichten Mantel wie im Loch Linnhe-Projekt sowie im Norwegischen Konzept, werden für die 300 KW-Anlage ausschließlich wasserdichte Komponenten verwendet. Dies erlaubt eine sehr kompakte und robuste Triebstranglösung mit integrierter Rotorlagerung.

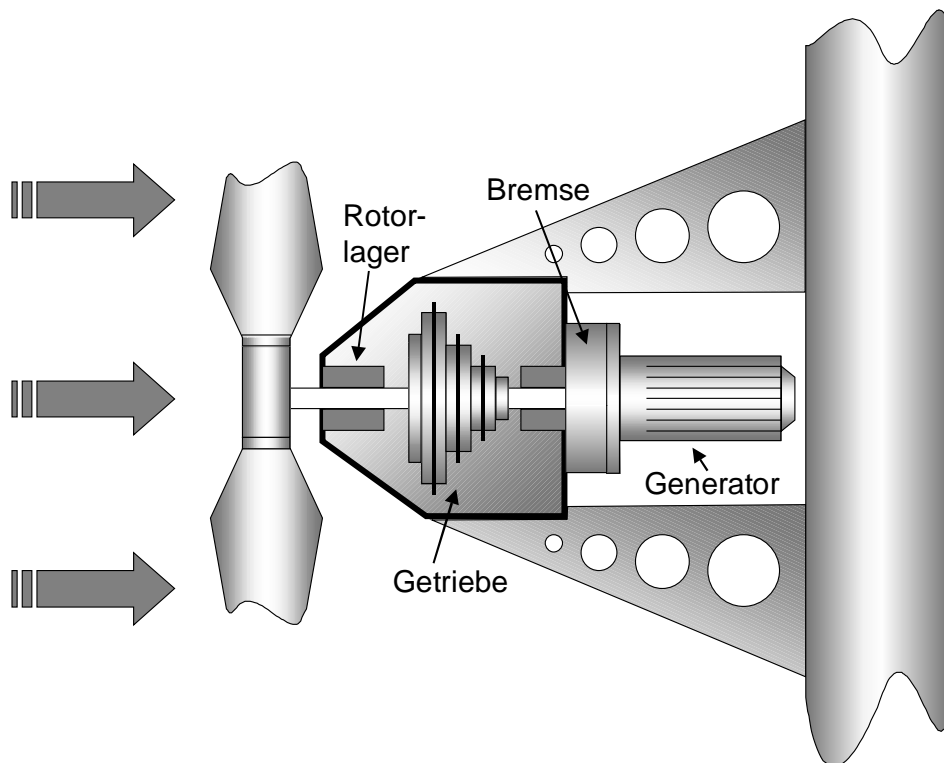


Abbildung 5: Vereinfachtes Triebstrangkonzepst der SEAFLOW-Anlage

Rotor und Triebstrang werden in einem Rahmen an dem Turm befestigt, der es erlaubt ohne Kranschiff diese Komponenten mittels einer hydraulischen Vorrichtung zu Wartungs- oder Reparaturzwecken über die Wasseroberfläche anzuheben.

Der Rotor der Anlage gleicht in seinem Aufbau prinzipiell dem einer Windkraftanlage. Allerdings erfolgt für eine Meeresströmungsturbine die Auswahl geeigneter Blattprofile und Profildicken nach anderen Kriterien. So muß im inneren des Blattes ein ausreichender Querschnitt zur Verfügung stehen um mittels eines Stahlkerns die hohen Biegemomente aufnehmen zu können. Für den Prototypen wurde aus Gewichtsgründen ein Verbund aus einem Kohlefasermantel mit einem Stahlkern und Stahlberipung eingesetzt. Des weiteren ist auf einen gleichmäßigen Druckverlauf vor allem an der Vorderkante des Blattes zu achten, um Kavitation zu vermeiden.

Die Auslegung des Rotors ist maßgeblich für die Dimensionierung aller weiteren Komponenten und für die Lasten, die auf die Struktur wirken. Daher wurden am ISET mit Hilfe von dynamischen Simulationen auf Grundlage der Blattelementmethode die Lastregime, die sich aus dem Betrieb der Anlage ergeben ermittelt. Hierzu zählen Schlag- und Biegemomente in den Rotorblättern, das Antriebsmoment, Biegemomente in der Rotorwelle und im Turm und nicht zuletzt der Schub des Rotors. Diese Daten dienen zur Dimensionierung des Getriebes mit integrierter Lagerung, des Turmes und der für die Installation erforderliche Bohrtiefe.

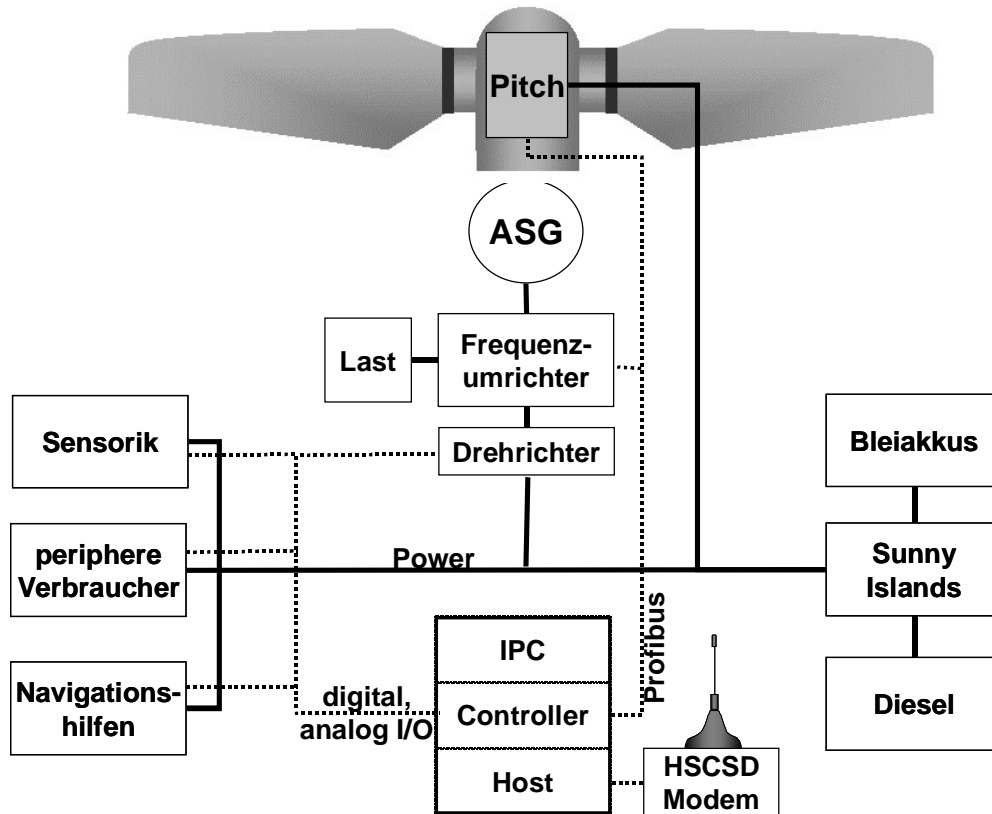


Abbildung 6: Funktionsschema des elektrischen Konzepts und der Anlagensteuerung

Der Pitchantrieb (Blattverstellantrieb) wurde in Anlehnung an ein System für Windkraftanlagen gemeinsam mit dem Hersteller Lust Drivetrionics 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. Neben der Blattverstellung wird die SEAFLOW-Anlage mit einem Frequenzumrichter drehzahlvariabel betrieben werden. Diese Kombination von Stellmöglichkeiten erlaubt eine detaillierte Untersuchung der Charakteristik der Rotorblätter. So können z.B. die cp - λ -Kennfelder systematisch vermessen werden. Neben der Optimierung von Drehzahl und Anstellwinkel ermöglicht dies eine präzise Leistungsbegrenzung bei hohen Strömungsgeschwindigkeiten. Im vollautomatischen Betrieb wird die Anlage bis zum Er-

reichen der Nennleistung strömungsgeführt betrieben. Dynamische Effekte durch die Überlagerung der Orbitalbewegung von Wassermolekülen in Wellen mit der Tidenströmung werden durch Drehzahlvariationen ausgeregelt. Dabei lässt man zunächst eine Beschleunigung des Rotors zu, um die kurzzeitig erhöhte Strömungsenergie im Rotor zwischenzuspeichern. Während der Phase der verringerten Strömungsgeschwindigkeit beim Abflauen der Welle wird der Rotor wieder auf den Drehzahlsollwert geregelt. Dadurch entsteht analog zu den Verhältnissen in drehzahlvariablen Windkraftanlagen ein gleichmäßiger Leistungsverlauf bei deutlicher Reduzierung der dynamischen Lasten.

Der Netzanschluss von Meeresströmungsturbinen erfolgt in gleicher Weise wie bei offshore Windparks über ein Seekabel. In der Regel wird ein Transformator auf jeder Anlage eingesetzt, der die elektrische Energie an ein Umspannwerk liefert, das auf einem höheren Spannungsniveau den Netzanschluss zum Festland ermöglicht. Die Details sind eine Frage der wirtschaftlichen Optimierung. Günstig ist für Meeresströmungsturbinen der geringe Abstand zwischen den Anlagen. Dies ist bereits während der Installation, auf die im folgenden Abschnitt eingegangen wird, ein kostensenkender Faktor. Auf Grund der relativ hohen Kosten für einen Netzanschluss dieser Leistung für die Pilotanlage auch im Verhältnis zu den möglichen Stromerlösen wurde darauf verzichtet und ein elektrisches Anlagenkonzept entwickelt, das annähernd eine Betriebsweise wie bei netzgekoppeltem Betrieb ermöglicht.

Eine besondere Randbedingung des Betriebes von hydraulischen Maschinen ist das Auftreten von Kavitation. Sie begrenzt die maximale Blattspitzengeschwindigkeit und hat Einfluss auf die Gestaltung der Blattprofile, da auf eine möglichst gleichmäßige Druckverteilung geachtet werden muss. Das Auftreten von Kavitation am Rotor ist messtechnisch nur sehr schwer zu erfassen. Im Rahmen einer Optimierung der Rotorblattgeometrie wird dieses Phänomen bei der Weiterentwicklung der Technologie noch genauer zu untersuchen sein. Neben konstruktiven Merkmalen werden auch Materialuntersuchungen und Spezialbeschichtungen zur Vermeidung von Kavitation und Bewuchs in Betracht gezogen. Letztlich kann aber nur ein gutes Design und eine angepasste Betriebsweise langfristig Kavitationsschäden vermeiden.

Ein Schlüsselement für die Realisierbarkeit dieses Anlagenkonzepts 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.

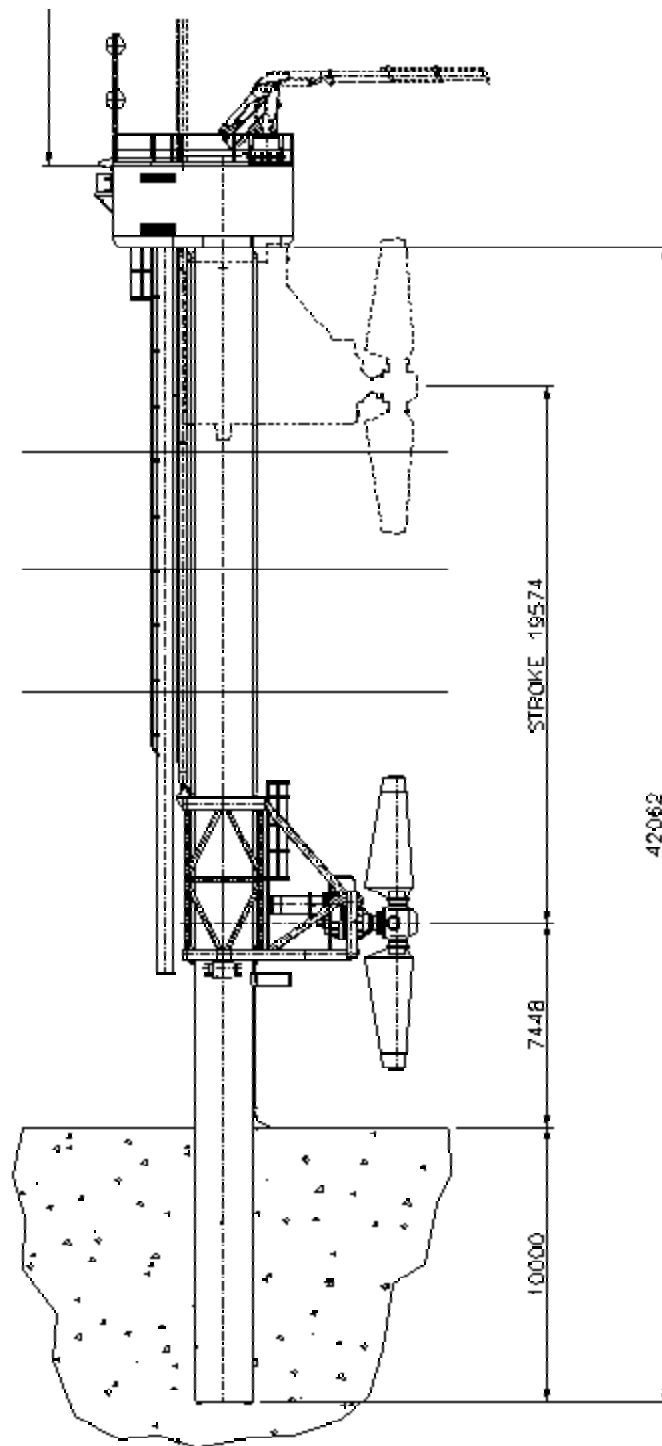


Abbildung 7: Aufbau der SEAFLOW Pilotanlage

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 auch 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.

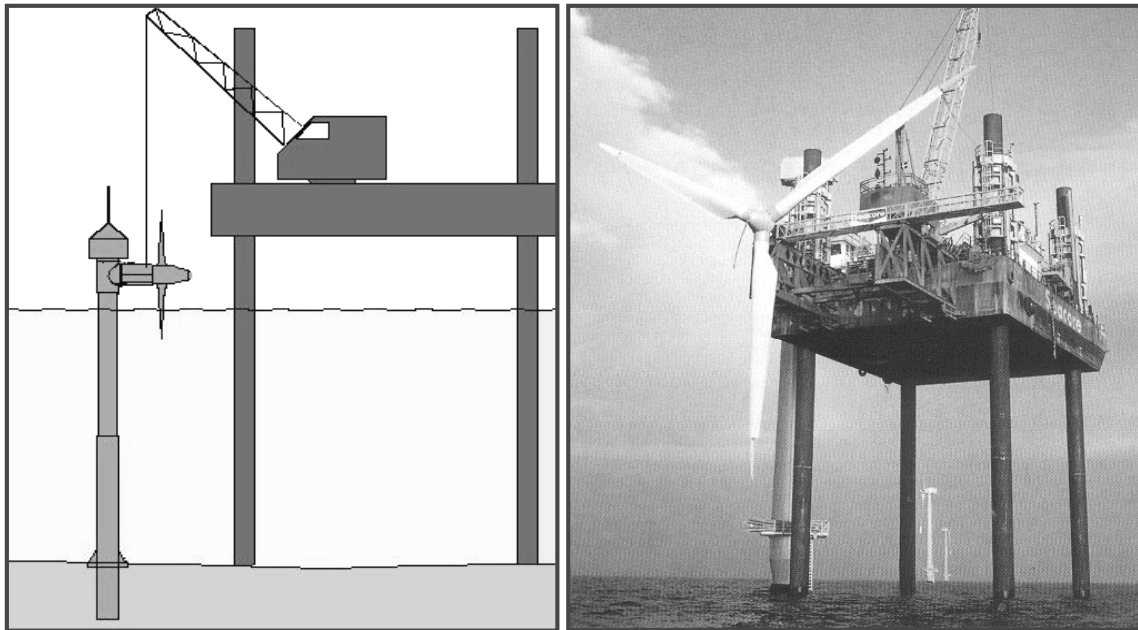


Abbildung 8: Installationstechnik des Britischen offshore Spezialisten Seacore

Es gibt einige Einschränkungen für offshore-Arbeiten. Bei starkem Wind und Wellen über zwei Meter ist kein sicheres Betreten und Verlassen der Anlage mehr möglich. Daher sind Installations- Wartungsarbeiten in den Wintermonaten an der Mehrzahl der Standorte nicht möglich. Es gibt auch Beschränkungen bei der maximalen Wassertiefe. Um das gesamte Potenzial von Meeresströmungsturbinen in den Britischen Küstengewässern zu nutzen, müssten auch in Wassertiefen bis 50 m Anlagen installiert werden. Für diese Arbeitstiefen stehen bisher aber keine ausreichend dimensionierten Vorrichtungen zur Verfügung.

4 Internationale Entwicklungskooperation

Kern der Forschungs- und Entwicklungsarbeiten ist das von der Europäischen Kommission geförderte Projekt „World’s first pilot project for the exploitation of marine currents at a commercial scale“ mit dem Akronym SEAFLOW. Das Projekt mit einem Gesamtbudget von 1,8 Mio. € begann im September 1998. Darin wurden die wesentlichen Anlagenmerkmale erarbeitet, ein geeigneter Standort ermittelt und die lokalen Strömungsverhältnisse genauer untersucht. Aus dem EU-Vorhaben werden darüber

hinaus Entwicklung und Herstellung einiger Anlagenkomponenten finanziert. Der drehzahlvariable Betrieb der Anlage war im Rahmen des europäischen SEAFLOW-Projektes nicht vorgesehen. Auf Grund der bisher geleisteten Forschungsarbeiten und den sehr guten Ergebnisse mit drehzahlvariablen Anlagen in der Windenergie sind deutsche Partner aus Industrie und Forschung hervorragend für diesen Beitrag qualifiziert. Eine Beteiligung deutscher Komponentenhersteller ist eine gute Grundlage für einen technologischen Vorsprung, der auch langfristig eine Rolle deutscher Unternehmen in der kommerziellen Entwicklung dieser Technologie ermöglichen würde. Vor diesem Hintergrund konnte ein eigenständiges Forschungsprojekt mit Unterstützung des BMWi begonnen werden. Es hat Entwicklung, Aufbau und Test der Regelung und Betriebsführung für den drehzahlvariablen Betrieb einer Meeresströmungsturbine zum Inhalt.

5 Inbetriebnahme der Pilotanlage

Im Mai 2003 wurde mit der Bohrung für den Turm begonnen. Am 14. Juni 2003 produzierte die Anlage zum ersten Mal über 100 kW. Seither wird ein umfangreiches Testprogramm mit der Anlage gefahren. Ein vollautomatischer Betrieb ohne Betriebspersonal vor Ort ist ab Ende August geplant.



Abbildung 9: SEAFLOW Pilotanlage im Juni 2003 vor Lynmouth, GB (North Devon)

6 Pläne für die Zukunft

Verläuft der Betrieb der Pilotanlage erfolgreich, so 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 (Abbildung 10).

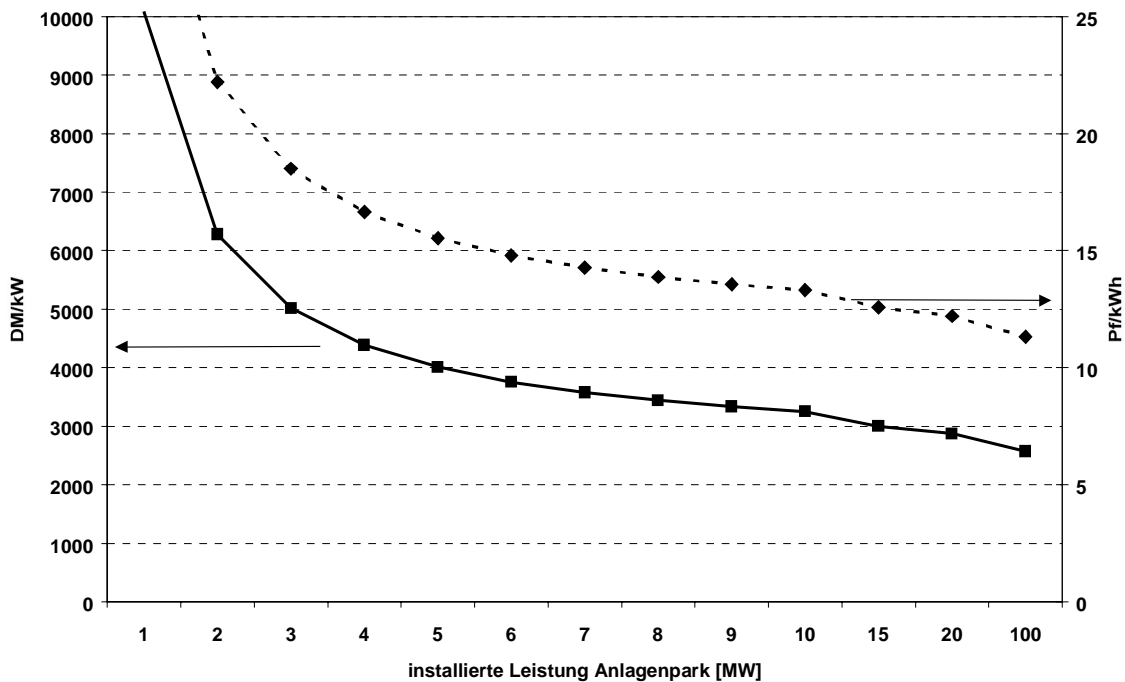


Abbildung 10: Erwartete Kostendegression für Meeresströmungsturbinen

Ein entsprechender Businessplan wurde von 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.