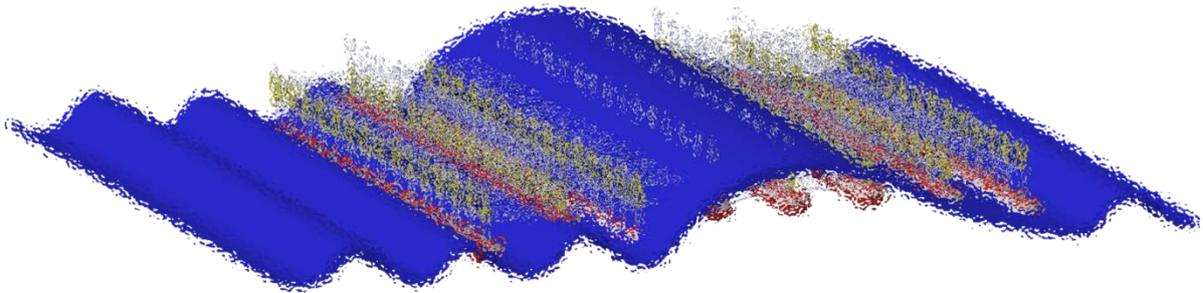


Technische Universität München

Wissenschaftszentrum Weihenstephan für Ernährung, Landnutzung
und Umwelt

Vergleich einer neuartigen Wellenkraftwerkstechnologie mit existierenden Stromversorgungsmöglichkeiten an einem dezentralen Modellstandort



Juni 2015, Philipp Sinn

Technische Universität München
Wissenschaftszentrum Weihenstephan für Ernährung, Landnutzung
und Umwelt

Vergleich einer neuartigen Wellenkraftwerkstechnologie mit existierenden Stromversorgungsmöglichkeiten an einem dezentralen Modellstandort

Philipp Sinn

Vollständiger Abdruck der von der Fakultät Wissenschaftszentrum Weihenstephan für Ernährung, Landnutzung und Umwelt der Technischen Universität München zur Erlangung des akademischen Grades eines

Doktor-Ingenieurs

genehmigten Dissertation.

Vorsitzender: Univ.-Prof. Dr.-Ing. M. Gaderer
Prüfer der Dissertation: 1. Univ.-Prof. Dr.-Ing. M. Faulstich
2. Univ.-Prof. Dr.-Ing. A. Niemann
(Universität Duisburg-Essen)

Die Dissertation wurde am 29.06.2015 bei der Technischen Universität München eingereicht und durch die Fakultät Wissenschaftszentrum Weihenstephan für Ernährung, Landnutzung und Umwelt am 22.12.2015 angenommen.

Danksagung

In den vielen Jahren, in denen ich mich nun schon mit der Entwicklung des neuartigen Wellenkraftwerks beschäftige, gab es zahlreiche Wegbegleiter und -begleiterinnen, die mich nicht nur bei meiner Dissertation unterstützt haben, sondern auch bei der geplanten Weiterentwicklung eine große Inspiration und Hilfe waren. Allen denjenigen, die mich bis hierhin gebracht haben, will ich an dieser Stelle herzlich danken.

Mein besonderer Dank gilt meinem Betreuer Prof. Dr.-Ing. Martin Faulstich. Prof. Faulstich war, was für eine technische Arbeit dieser Art recht außergewöhnlich ist, sofort bereit, meine Thematik als Betreuer anzunehmen. Durch seine wertvollen Hinweise und sein hervorragendes Netzwerk habe ich immer wieder wichtige Impulse für meine Arbeit bekommen. Seine Unterstützung reicht bis heute über die akademische Arbeit hinaus: Inzwischen arbeitet ein Team von 14 Personen an einem Wellenkraftwerks-Projekt, das unter anderem durch den EXIST-Forschungstransfer gefördert wird, an dem von ihm geleiteten CUTEC-Institut. Dafür bin ich ihm sehr dankbar und freue mich auf die weitere Zusammenarbeit.

Seit Herbst 2012 berät mich Dr. Lothar Stein als Mentor. Er motiviert mich bei der Arbeit und hat trotz einiger Turbulenzen auf dem bisherigen Weg stets an die Technologie und die Unternehmung, die aus dieser Arbeit entstehen soll, geglaubt. Ich freue mich darüber, auch in Zukunft weiter auf seine Unterstützung zählen zu können.

Weiterhin möchte ich meinem Patentanwalt, Martin Erhardt, herzlich danken, der mir den Mut gab, an dieser Technologie weiterzuarbeiten und mich von Anfang an höchst professionell und zuverlässig unterstützt hat.

Eine weitere große Hilfe war Rike Brand, die mich beim Redigieren der Arbeit intensiv unterstützt hat. Sie hat - obgleich fachfremd - ein erstaunlich gutes technisches Verständnis und hat mich durch ihre kritischen Fragen zu meiner Arbeit immer wieder herausgefordert und weitergebracht.

Meine Motivation, mich stets weiterzubilden und nach dem Erreichen eines Ziels stets wieder neue Herausforderungen zu suchen, habe ich meinen Eltern zu verdanken. Dass ich meinen Lebensweg vom Gymnasium über das Studium in London, München und Málaga bis zu meiner heutigen Dissertation erfolgreich bestanden habe, haben meine Eltern nicht nur durch ihre stete Unterstützung, sondern vor allem auch durch ihre mich stärkende und zugleich fordernde Motivation ermöglicht.

In jedem Schritt begleitet und stets an mich geglaubt hat meine Frau Helena. Helena hat mir auf Kosten ihrer eigenen Freizeit über einen langen Zeitraum, sogar an Wochenenden und an Feiertagen, die Zeit gewährt, meinen Zielen nachzugehen. Nur durch ihren selbstlosen Einsatz neben ihrer eigenen herausfordernden Berufstätigkeit und der Erziehung unserer Söhne Korbinian und Laurenz ist es möglich, dass wir trotz der hohen zeitlichen Belastung durch die Dissertation heute ein glückliches Familienleben führen. Dies ist keine Selbstverständlichkeit, die ich als Ehemann erwarten kann, und ich weiß diesen Einsatz sehr zu schätzen. Diese Arbeit möchte ich meiner Frau Helena widmen.

Kurzzusammenfassung

Die vorliegende Arbeit befasst sich mit der energetischen Nutzung von Meereswellen und der Entwicklung und Projektplanung eines neuartigen Wellenkraftwerks. Er baut auf der Grundannahme auf, dass Meereswellen enormes Potential haben, um als regenerative Energiequelle genutzt zu werden: Ihre Leistungsdichte ist um ein Vielfaches höher als bei den bisher bekannten Alternativen zur Nutzung von Sonnen- oder Windenergie. Allerdings führten die Herausforderungen bei der technischen Nutzung von Meereswellen durch die teilweise starken Abweichungen in der Wellenlänge, der Amplitudenhöhe und der Frequenz in der Vergangenheit dazu, dass die Wellen nicht zufriedenstellend in elektrische Energie umgewandelt werden konnten.

Die in dieser Arbeit entwickelte und inzwischen mehrfach patentierte Technologie ist darauf ausgelegt, einfach und schnell umsetzbar zu sein. Es wird erwartet, dass das Konzept eines schwimmenden und nach den Anforderungen von Kunden und den Standortgegebenheiten skalierbaren Wellenkraftwerks gleichzeitig zuverlässig, robust und günstig ist. Die Einzelmodule funktionieren auf Basis von Punktabsonern. Dies sind an der Meeresoberfläche schwimmende Auftriebselemente, die durch die Welle angeregt eine geführte, oszillierende Bewegung durchlaufen. Diese Bewegung verläuft relativ zu einem fest stehenden Körper und ermöglicht so die Energieerzeugung. In der hier vorgestellten Innovation teilen sich alle vertikal schwingenden Auftriebselemente eine gemeinsame Oberkonstruktion. Diese wird zum Teil über vorgespannte Federn getragen, so dass das Prinzip einem Automobil mit gefedertem oder elektrischem Fahrwerk ähnelt. Die Relativbewegung der Auftriebselemente zu der oberen Konstruktion wird dabei in Strom umgewandelt. Jedes seiner Module fungiert so als eigenständiges Kraftwerk im Verbund, wobei die Modulanzahl fast beliebig erhöht werden kann.

Alle Kraftwerkskomponenten sollen in Massenfertigung hergestellt werden können und sind zudem explizit so konzipiert, dass sie in Standard ISO-Containern transportiert werden können. Aufbau, Inbetriebnahme, Betrieb und Wartung des vorgestellten Wellenkraftwerks sollen ohne Fachkräfte, schweres Gerät und Spezialwerkzeuge möglich sein. Eine Kostenkalkulation auf Basis bestehender Prototypen und üblicher Marktpreise ergibt technische Stromgestehungskosten von circa 0,11 Euro pro Kilowattstunde. Es wird aufgezeigt, dass noch weitere Kosteneinsparpotentiale bestehen, allerdings sind auch noch diverse Herausforderungen und Risiken in der weiteren Entwicklung zu überwinden.

Ob das konzipierte Wellenkraftwerk im angestrebten Zielmarkt im Vergleich zu anderen Stromversorgungsalternativen wirtschaftlich arbeiten kann, wird im weiteren Verlauf der Arbeit anhand einer Simulation der Versorgung eines Modellstandorts überprüft. Um diesen Modellstandort zu ermitteln, wird zunächst der Zielmarkt als küstennahes, dezentrales Mini-Grid definiert. In diesem weit gefassten Zielmarkt werden dann geeignete Küsten weltweit nach der Eignung für die Versorgung durch ein Wellenkraftwerk bewertet und auf einer Weltkarte markiert. So wird ein für Wellenkraft besonders geeigneter Standort identifiziert: das Le Touressek Golf-Resort auf Mauritius. Für den Modellvergleich selbst werden Vergleichskriterien aufgestellt, die sowohl finanzielle Aspekte wie die Stromgestehungskosten als auch die Dimensionen der Praktikabilität und der Umweltauswirkungen der jeweiligen Technologie einbeziehen.

Als Konkurrenztechnologien zum Wellenkraftwerk treten ein Dieselgenerator, ein Photovoltaikkraftwerk und ein Windpark an, deren Eigenschaften analog zu denen des Wellenkraftwerks im ersten Teil beschrieben werden. Für den Vergleich wird für alle Technologien zunächst mittels einer Simulation eine Modellauslegung bestimmt. Das Ergebnis des Vergleichs anhand

der zuvor aufgestellten Kriterien zeigt, dass die Versorgung des Stromnetzes mit allen drei erneuerbaren Energiequellen – Sonnenkraft, Windkraft und Wellenkraft – jeweils mit hoher Wahrscheinlichkeit und trotz Generierung nicht nutzbaren Stroms im dezentralen Mini-Grid am Modellstandort Kosten einspart. Das Wellenkraftwerk überzeugt auf der Kostenebene besonders durch die sehr hohe Kontinuität der Stromversorgung und die gute Lastabdeckung des Mini-Grids. Trotz der guten Resultate in Bezug auf die Vergleichskriterien sind freilich alle drei erneuerbaren Lösungen ohne Speicherung oder redundante Stromversorgung mittels eines Motoraggregats nicht in der Lage, das Mini-Grid am Modellstandort vollständig zu versorgen.

Die Arbeit zeigt, dass die konzeptionell entwickelte Technologie zur Gewinnung von Strom aus Meereswellen im angestrebten Zielmarkt in Bezug auf die wichtigsten Kriterien – Kosten, Praktikabilität und Umweltauswirkungen – durchaus konkurrenzfähig sowohl gegenüber fossilen als auch gegenüber anderen erneuerbaren Energien ist. Eine mögliche Kommerzialisierungsstrategie, die im Ausblick angedeutet ist, beinhaltet zwei Zielmärkte: zum einen entlegene küstennahe Orte, die nicht an ein öffentliches Stromnetz angeschlossen sind, sowie kleine Inseln, Ortschaften und Siedlungen, aber auch Industrieanlagen und Luxushotels; und zum anderen die Versorgung des öffentlichen Stromnetzes. Die aktuellen Schritte zu einer erfolgreichen Entwicklung der Technologie am CUTEC Institut unter der Leitung von Prof. Faulstich und deren Fortführung in der Zukunft werden ebenfalls im Ausblick beschrieben.

Abstract

The first part of this dissertation discusses the utilization of ocean waves for energy generation and presents the development and project planning for a new type of wave power plant. The technology is based on the insight that ocean waves have an enormous potential to be used as a regenerative energy source: their power density is many times higher than the density of solar or wind energy that currently known technological alternatives use. In the past, however, the technological challenges created by the large deviations in wave length, amplitude height and wave frequency had prevented the satisfactory electrification of wave power.

The wave power plant designed in this dissertation has been registered for multiple patents, of which central patents have already been granted. The plant can be implemented simply and quickly. The technology is reliable, robust and affordable. It floats on the ocean and can be scaled to the needs of the customer and the location. The modules function as point absorbers: lifting bodies follow the waves' oscillating motion alongside a fixed body so that energy can be created from the countermotion. In the technology presented in this dissertation, all vertically oscillating lifting bodies share one common upper structure. Because the structure is partially supported by pre-stressed springs, the principle resembles the suspended chassis of an automobile. The movement of the lifting bodies in relation to the upper structure is converted into electric energy. Within the plant, each module functions as an individual power generator in connection with the others, and their number can be increased almost indefinitely.

All components of the presented wave power plant can be mass-produced and are explicitly designed to allow for transport in intermodal containers. The plant's construction, commissioning, operation and maintenance are possible without having to rely on specialized personnel, heavy machinery and specific tools. Its profitability is shown using simulations of the energy output and a cost calculation that includes existing technologies and current market prices. Standardized calculation scenarios show electricity production costs of approximately 0.11 euros per kilowatt hour. Further cost-saving measures are presented as well as challenges to be tackled in the upcoming development process.

Whether the designed wave power plant can be economically successful in comparison to other supply alternatives is being tested in the second part of the dissertation, using a simulation of a model site. To identify this model site, the first step is defining the target market as a decentralized mini-grid located near a coast. To narrow the target market down to a single model site that is particularly suitable for generating wave energy, the coasts identified in the first step are screened by the according criteria and marked on a world map. Using this methodology, a site is identified: the Le Touressek Golf Resort on Mauritius. For the model comparison itself, comparison criteria are developed that include financial aspects such as the generation costs as well as the dimensions of practicality and environmental impact for each technology.

As competing technologies to the wave power plant, a diesel generator, a photovoltaics unit and a windpark are chosen for the comparison. Their features are described in detail prior to the comparison. To be able to compare the technologies, first a simulation is conducted to determine the model scale. The comparison using the previously described criteria shows that each of the renewable energies – solar, wind, and wave power – has a large probability of being more cost-efficient than the supply through diesel generators. This is true despite the large amounts of electricity generated that cannot be used immediately. The wave power plant is particularly convincing in terms of costs because of the high continuity of the waves and the resulting generation as well as the good demand coverage in the

mini-grid. Despite these positive results in terms of the three comparison criteria, none of the renewable solutions is able to supply the model site mini-grid on Mauritius as a stand-alone solution.

The comparison shows that the designed technology to harvest electricity from ocean waves is actually competitive in the targeted market in terms of the most important criteria – cost, practicality and environmental impact – both compared to fossil and renewable energy sources. A potential commercialization strategy is hinted at in the outlook and contains two target markets: remote coastal communities that are not connected to a power grid yet, such as small islands and villages but also industrial sites and luxury hotels, and feeding into the public power grid. The steps currently underway are to develop a commercially successful technology at the CUTEC Institute under the leadership of Prof. Faulstich as well as their continuation into the future are also discussed in the outlook.

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	I
Vorwort	i
1 Einleitung	4
1.1 Mini-Grids mit Strom aus Meereswellen versorgen – eine technische und wirtschaftliche Herausforderung	4
1.2 Ziele und Aufbau der Arbeit.....	6
2 Ozeanographische und klimatologische Grundlagen der Gewinnung von Energie aus Wasserwellen.....	8
2.1 Definition und Entstehung von Wellen.....	8
2.2 Wellendynamik	10
2.3 Durch Wind ausgelöste Wellenaktivitäten an verschiedenen Standorten .	14
2.4 Energiepotentiale in Wasserwellen im Vergleich zu Sonne und Wind	18
3 Stand der Technik zu Wellenkraftwerken	23
3.1 Historische Entwicklung von Wellenkraftwerken.....	23
3.2 Aktuelle Entwicklungsprojekte	25
3.2.1 Oscillating Water Column (OWC)-Anlagen.....	26
3.2.2 Pelamis	26
3.2.3 NEMOS.....	27
3.2.4 Archimedes Waveswing System (AWS).....	28
3.2.5 Oyster	29
3.2.6 Langlee Robusto	29
3.2.7 OPT PowerBuoy	30
3.2.8 Wave Star	31
4 Neuartiges Wellenkraftwerkskonzept	32
4.1 Konzept und Technologie des neuartigen Wellenkraftwerks	32
4.1.1 Technische Konzeption.....	32
4.1.2 Für den Markterfolg entscheidende technische Innovationen.....	65
4.2 Technische Umsetzung	84
4.2.1 Gesamtübersicht	84
4.2.2 Modulelektronik	86
4.2.3 Komponenten.....	90
4.2.4 Kraftübertragung.....	98
4.2.5 Federung und Hubfeder	105
4.2.6 Elektrik.....	108
4.2.7 Verankerung.....	109

4.3	Reengineering und Cost-Down	113
4.3.1	Realisierte und geplante Optimierung	113
4.3.2	Potentielle weitere Optimierung.....	117
4.4	Technische Weiterentwicklung des neuartigen Wellenkraftwerks.....	119
4.4.1	Erster Prototyp	119
4.4.2	Simulation und Validierung der technischen Auslegung.....	126
4.4.3	Rahmenbedingungen der Entwicklung	138
5	Identifikation eines Modellstandorts für das neuartige Wellenkraftwerk	141
5.1	Eingrenzung eines Zielmarkts	141
5.1.1	Mini-Grids statt große Stromnetze	141
5.1.2	Versorgung durch Motoraggregate.....	144
5.1.3	Geringer Leistungsbereich und küstennaher Standort der Mini-Grids.....	146
5.2	Identifikation eines Standorts.....	147
5.2.1	Wellenklima.....	148
5.2.2	Opportunitätskosten	151
5.2.3	Zusammenfassende Auswertung	153
5.3	Beschreibung des Modellstandorts	154
6	Vergleichskriterien	158
6.1	Kosten	159
6.2	Praktikabilität	161
6.3	Umweltauswirkungen	162
7	Im Zielmarkt existierende Stromversorgungsmöglichkeiten	162
7.1	Dieselbetriebene Motoraggregate	163
7.2	Photovoltaikanlagen	165
7.3	Windkraftanlagen	170
8	Vergleich der Stromversorgungsmöglichkeiten am Modellstandort	174
8.1	Dieselbetriebene Motoraggregate	174
8.1.1	Auslegung	174
8.1.2	Kosten.....	175
8.1.3	Praktikabilität	175
8.1.4	Umweltauswirkungen	176
8.2	Photovoltaikanlagen	177
8.2.1	Auslegung	177
8.2.2	Kosten.....	180

8.2.3	Praktikabilität	181
8.2.4	Umweltauswirkungen	182
8.3	Windkraftanlagen	183
8.3.1	Auslegung	183
8.3.2	Kosten.....	187
8.3.3	Praktikabilität	188
8.3.4	Umweltauswirkungen	188
8.4	Wellenkraftwerk	190
8.4.1	Auslegung	190
8.4.2	Kosten.....	194
8.4.3	Praktikabilität	196
8.4.4	Umweltauswirkungen	196
8.5	Ergebnisdiskussion.....	197
9	Zusammenfassung und Ausblick.....	203
9.1	Fazit	203
9.2	Strategischer Ausblick.....	204
	Literaturverzeichnis.....	206
	Abbildungsverzeichnis.....	215
	Tabellenverzeichnis.....	219
	Abkürzungsverzeichnis.....	220
	Formelzeichenverzeichnis	222
	Einheitenverzeichnis	225
	Stichwortverzeichnis	225
	Anhang.....	230
A1	Patente	230
A1.1	Deutsches Patent (10 2008 048 730.9-09), übergreifendes Wellenkraftwerkspatent.....	230
A1.2	Patentanmeldung Lineargenerator und Linearantrieb	246
A2	Finanzplanung April 2013 – Dezember 2018.....	267
A3	Weiterführende inhaltliche Informationen:	274
A3.1	Simulationsergebnisse einer 280 Kilowatt Peak Photovoltaikanlage am Modellstandort.....	274
A3.2	Erster Zielmarkt	276
a.	Zielmarkt: Kleinanlagen.....	276
b.	Marktpotential	276

c.	Kundenerreichbarkeit.....	279
d.	Markteintrittsbarrieren	279
A3.3	Zweiter Zielmarkt: Großkraftwerke und Plattformanwendungen	280
e.	Marktpotential	281
f.	Kundenerreichbarkeit.....	285
g.	Markteintrittsbarrieren	285

Vorwort

Lassen Sie uns alles daran setzen, dass wir der nächsten Generation, den Kindern von heute, eine Welt hinterlassen, die ihnen nicht nur den nötigen Lebensraum bietet, sondern auch die Umwelt, die das Leben erlaubt und lebenswert macht.

— Richard von Weizsäcker

Der Mensch neigt von Natur aus dazu, seine Aufmerksamkeit auf sein persönliches Umfeld und die unmittelbar auf ihn wirkenden Faktoren zu richten, um sie zu seinen Gunsten zu beeinflussen. Nachhaltigkeitsgedanken sind meist zweitrangig, wenn sie ihn nicht unmittelbar betreffen oder beeinflussen. Denn die Auswirkungen von nachhaltigem Handeln sind erst lange Zeit später sichtbar und dadurch oft abstrakt, so dass sie von Einzelnen als kaum beeinflussbar und nachvollziehbar wahrgenommen werden (Brand, 1999, S. 109).

Eine weitere Erklärung für dieses Verhalten findet sich in Maslows Theorie der „Hierarchy of Needs“ (Maslow, 1943), nach der der Mensch erst dann die notwendige Offenheit zur Selbstverwirklichung hat und so abstrakte Prinzipien wie Nachhaltigkeit berücksichtigen wird, wenn die physischen Grundbedürfnisse sowie die menschlichen Bedürfnisse nach Sicherheit, sozialem Kontakt, Akzeptanz und Erfolg weitgehend erfüllt sind. So besteht weltweit eine deutliche Korrelation zwischen Wohlstand und zunehmendem Einsatz für einen nachhaltigen umweltfreundlichen Lebensstil, was der Theorie von Maslow entspricht. In Entwicklungsländern spielen Umweltschutz und Nachhaltigkeit eine nachgeordnete Rolle hinter Sicherheit und ökonomischem Erfolg, die in der Regel eine weit höhere Priorität haben.

Obwohl die Menschen in wirtschaftlich starken Regionen wie Deutschland größtenteils ein Bewusstsein für Nachhaltigkeit und Umweltschutz haben, ist die eigene Bereitschaft zum Handeln oft unterentwickelt (Korczak, 2011). Zwar steigt der unmittelbar sichtbare Grad des Umweltschutzes in der Regel mit dem Wohlstand: Öffentliche Müllberge, verseuchte Flüsse und filterlose Schornsteine sind schon lange kein Bild der westlichen Welt mehr. Betrachtet man jedoch den Konsum, erweist sich der Fortschritt als trügerischer Schein. Denn mit steigendem Wohlstand steigt der Energiekonsum deutlich, der eine Hauptursache für den Klimawandel ist, das heute drängendste Umweltproblem.

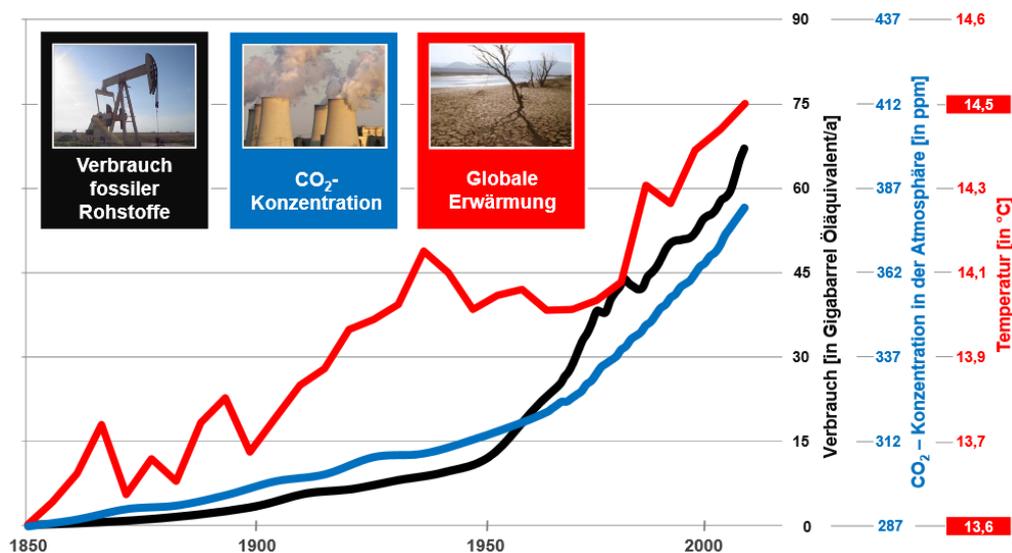


Abbildung 1: Verbrauch fossiler Brennstoffe, Treibhausemissionen und Klimaerwärmung weltweit
Quelle: Faulstich (2012, S. 4).

Der Zusammenhang zwischen dem Klimawandel und dem menschlichen Konsum von fossilen Energien wird von Experten mehrheitlich nicht mehr bestritten. Selbst für Laien ist die Korrelation zwischen Klimaerwärmung, Treibhausgasemissionen und dem Verbrauch fossiler Brennstoffe (Abbildung 1, S. i), die ein Indiz für diesen Zusammenhang liefert, leicht zu erkennen. Doch der Preis für den Verzicht auf Energie ist hoch, und der persönliche Nutzen der nachhaltigen Lebensweise scheint den Aufwand des Individuums nicht zu rechtfertigen. Nur der kleinste Teil der wirtschaftlich gut gestellten Gruppen dieser Welt zeigt vor diesem Hintergrund einen persönlichen hohen Einsatz und bemüht sich um nachhaltiges Handeln.

Klimaschutz darf jedoch nicht Sache des Einzelnen bleiben, denn das Ziel nachhaltigen Handelns – eine dauerhaft lebenswerte Umwelt – kann nur durch den kollektiven Einsatz aller erreicht werden. Es bedarf also des politischen Willens, eine nachhaltige, umweltfreundliche Lebensweise zu fördern, ohne nur auf unmittelbare ökonomische Vorteile abzielen. Umso bedeutsamer auch wirkt das obige Zitat von Richard von Weizsäcker, der die Verantwortung unserer Generation für Nachhaltigkeit und Umweltschutz anmahnt. Wer wird also die Verantwortung übernehmen, mit unserer Welt und ihren Ressourcen nachhaltig umzugehen? Wer kann diese Verantwortung bündeln und koordinieren? Auch wenn Deutschland nur einen vergleichsweise kleinen Teil zur weltweit durch den Menschen verursachten Umweltbelastung beiträgt, kann es als reiche Nation durchaus eine Vorreiterrolle übernehmen und mit gutem Beispiel vorangehen.

Noch mangelt es jedoch an einem übergreifenden Konzept zum Klimaschutz. Zwar heizten Umweltkatastrophen wie der Nuklearunfall im japanischen Fukushima im Jahr 2011 die öffentliche Diskussion hierzulande so an, dass die Politik in Deutschland mit eiligen Beschlüssen zum Atomausstieg reagierte (Schreurs, 2012). Auf die Frage nach der Umsetzung von klimafreundlichen Alternativen gibt es jedoch auch heute noch keine Lösungen, die alle zufriedenstellen. Das Problem ist, dass die allermeisten Maßnahmen für große Teile der Bevölkerung Mehrkosten und Eingriffe in ihren Lebensstil bedeuten. Es gilt das weit verbreitete Motto: „Umweltschutz ja, jedoch nicht auf meine Kosten und nicht vor meiner Haustür“. Diese Erkenntnis legt nahe, dass Nachhaltigkeit und Umweltschutz im Energiebereich am besten so erreicht werden, dass sie keine oder nur unwesentliche Zusatzkosten verursachen und auch möglichst außerhalb des Lebensalltags der Menschen stattfinden. Die verbleibenden Nachteile sollten durch größere Vorteile kompensiert werden.

Speziell für Ingenieure, die sowohl klimafreundliche als auch klimaschädliche Technologien entwickeln können, bringt das Thema Umweltschutz und Nachhaltigkeit eine fachliche Verantwortung mit sich. Dass der Begriff „Ganzheitlicher Umweltschutz“ durch Ingenieure geprägt wurde und dass Verantwortlichkeiten, aber auch Herausforderungen in der Aufgabe liegen, den Umweltschutz mit ökonomischen Aspekten zu vereinbaren, beschrieb Faulstich schon 1990 in seinem gleichnamigen Buch (Faulstich & Lorber, 1990). Inzwischen ist das Thema ganzheitlicher Umweltschutz aus der technischen Entwicklung in Deutschland nicht mehr wegzudenken und fester Bestandteil aller industriellen Wertschöpfungsschritte geworden. Dennoch sind die oft über viele Jahre gewachsenen Industriebetriebe und Herstellungsprozesse als auch die hergestellten Produkte durch Altlasten vielfach noch weit vom heute technisch machbaren Optimum entfernt. Denn durch den globalen Wettbewerb zählt bei der Modernisierung nach wie vor meist immer noch einzelwirtschaftliche Optimierung statt globaler Optimierung.

Meiner Ansicht nach gibt es im Bereich der Umweltenergie-technik diverse Lösungen, die zu konkurrenzfähigen Kosten in der aktuellen Marktsituation einen Beitrag zu Nachhaltigkeit und

Umweltschutz leisten könnten. Die ernsthafte Idee zur Transformierung von Wasserwellenkraft in nutzbare Energie kommt aus dem Zusammenspiel verschiedener für mich relevanter Erfahrungen in meinem Leben: Über mein Hobby als Segler werde ich ständig mit der Kraft der Natur und besonders der Wasserwellen konfrontiert. Hier kam mir erstmalig die Idee zur technischen Transformation in Elektrizität zur kommerziellen Nutzung dieser Energie. Meine Recherchen, beginnend im Jahr 2005, ergaben keine zufriedenstellende technische Lösung für die energetische Nutzbarmachung von Wasserwellen. Gleichwohl stellte ich fest, dass Meereswellen sich zum Teil ideal zur dezentralen Stromversorgung, aber auch für die Stromversorgung großer Verbundnetze, eignen müssten. So vielversprechend manche Technologien auch waren: Ausnahmslos alle Lösungsansätze, die ich fand, hatten gravierende Nachteile an der einen oder anderen Stelle. Es galt eine Lösung zu finden, die Vorteile bündelt und Nachteile eliminiert, so dass sie mit den oben beschriebenen gesellschaftlichen Rahmenbedingungen vereinbar ist. All diese Faktoren habe ich bei der Erarbeitung der von mir entwickelten Wellenkraftanlage zu berücksichtigen und mit meinem Ingenieursfachwissen in einem einfachen, der Konkurrenz in den Kernanforderungen überlegenen Wellenkraftwerk zu verwirklichen versucht, um letztendlich meinen Teil dazu beizutragen, im Sinne Richard von Weizsäckers den kommenden Generationen eine lebenswerte Umwelt zu hinterlassen.

1 Einleitung

1.1 Mini-Grids mit Strom aus Meereswellen versorgen – eine technische und wirtschaftliche Herausforderung

Zumindest theoretisch haben Meereswellen enormes Potential, um als regenerative Energiequelle genutzt zu werden: Ihre Leistungsdichte ist um ein Vielfaches höher als bei den bisher bekannten Alternativen zur Nutzung von Sonnen- oder Windenergie. Zwar ist der direkte Vergleich der Primärenergie schwierig: Die Wellenkraft überträgt sich über lange Strecken und tritt gebündelt in Streckenmetern an Küsten auf, während Sonne und Wind lokale Phänomene sind, die in Flächenmetern gemessen werden. Dennoch ist die durchschnittliche Wellenleistung von einem Meter Küstenstreifen im Vergleich zur Sonneneinstrahlung auf einem Quadratmeter je nach Standort um das 20- bis 200-fache höher (vgl. Kapitel 2.4).

In der Praxis zeigt sich die technische Nutzung von Meereswellen jedoch immer wieder als große Herausforderung (Scruggs & Jacob, 2009). Die teilweise starken Abweichungen in der Wellenlänge, der Amplitudenhöhe und der Frequenz im Falle eines Sturms, aber auch die allgemein unregelmäßige oszillierende Bewegung der Wellen können zum heutigen Stand der Technik noch nicht zufriedenstellend elektrifiziert werden. Große Herausforderungen bergen auch andere Umwelteinflüsse wie Salzgehalt des Wassers, Pflanzenbewuchs, Eis, Treibgut und vieles mehr. Auch wenn diese technischen Barrieren heute theoretisch überwunden werden können, kann nicht vom Durchbruch einer einzelnen Technologie in der Praxis gesprochen werden. Denn um diesen praktischen Durchbruch zu erreichen, muss eine neue Technologie zunächst ihre potentielle Wirtschaftlichkeit unter Beweis stellen (Kaltschmitt et al., 2013). Selbstverständlich beruht diese wesentlich auf der zugrunde liegenden Technologie: Ist der Forschungs-, Entwicklungs-, Installations- und Betriebsaufwand zu hoch im Vergleich zu den erzielbaren Stromerlösen, können sich Kraftwerkstechnologien nicht durchsetzen.

Welche Stromerlöse mit einer Technologie erzielt werden kann, hängt jedoch auch stark von externen Standortfaktoren ab. Dazu gehören nicht nur Angebot und Nachfrage, sondern auch politische Aspekte wie Energiesteuern oder -subventionen. Im Bereich des allgemeinen Versorgungsnetzes ist Strom grundsätzlich günstiger als an Orten, an denen es technisch schwierig ist, Strom bereit zu stellen. Gleichzeitig muss Strom wegen seiner geringen Speicherbarkeit vornehmlich dann zur Verfügung gestellt werden, wenn er auch durch den Verbraucher benötigt wird. Ungesteuert viel Strom zu produzieren, ist deutlich weniger wertschöpfend als Strom nach Bedarf zu produzieren. Grundsätzlich ist die Werthaltigkeit von Strom abhängig davon, ob Strom nach Bedarf produziert wird (hohe Werthaltigkeit), kontinuierliche Grundlastversorgung bereitgestellt wird (mittlere Werthaltigkeit) oder Strom ohne Verbrauchsbezug generiert wird (niedrige Werthaltigkeit).

Nicht zuletzt sind es auch Umweltbedenken, die Technologien an einem erfolgreichen Markteintritt hindern. So ist üblicherweise der Aufbau von maritimen Großkraftwerken, die auf den Meeresgrund oder an die Küste gebaut werden und aus denen Gefahrgut wie Öl entweichen kann oder die andere starke Einflüsse auf die Umwelt ausüben können, oft nur gegen den Widerstand lokaler Interessen- und Umweltverbände umzusetzen. Speziell in westlichen Ökonomien sind die Zulassungskriterien für Wellenkraftwerke als noch neue Art der Stromgewinnung eine durchaus ernst zu nehmende Hürde (vgl. Løvdal (2008), zitiert in Neumann & Dalton (2009, S. 9); für das Beispiel Kalifornien vgl. Previsic (2006)).

Weltweit haben schon zahlreiche Ingenieure mit teilweise sehr raffinierten Technologien versucht, die technischen und wirtschaftlichen Herausforderungen bei der Nutzung von Meereswellen zur Stromversorgung zu lösen. Trotz andauernder Bemühungen hat es jedoch bis jetzt kein Entwickler geschafft, den günstigen, robusten und zuverlässigen Aufbau und Betrieb eines Wellenkraftwerks zu gewährleisten. Dies liegt auch daran, dass fast alle Ansätze auf den westlichen, großindustriellen Zielmarkt der öffentlichen Stromversorgung abzielen, was den Markteintritt und die Kommerzialisierung der Technologie weiter erschwert. Aus diesem Grund besteht bis heute noch kein überzeugendes Konzept, das den ökonomischen und ökologischen Gewinn der Wellenkrafttechnologie in der Praxis realisiert. Ein Konzept für eine solche Technologie zu entwickeln, ist daher der Fokus des ersten, technischen Teils dieser Arbeit.

Im zweiten Teil dieser Arbeit geht es darum, den Zielmarkt für das konzipierte Wellenkraftwerk zu definieren und geeignete Standorte zu identifizieren, an denen das Kraftwerk sich bewähren soll. Wichtig sind dabei einerseits die technischen Aspekte des Wellenklimas vor Ort. Aber auch wirtschaftliche Faktoren spielen eine Rolle, wie etwa die Frage: Gibt es vor Ort ausreichende Nachfrage nach dem Produkt „Wellenstrom“?

Spätestens seit dem intensiven Vormarsch von Informationstechnologien und Internet ist ein Leben ohne Strom kaum mehr vorstellbar. Die Situation der westlichen Welt, in der ein stabiles Stromversorgungssystem der Bevölkerung schon mindestens in der zweiten Generation zur Verfügung steht, ist keinesfalls auf alle Regionen der Welt übertragbar. Beispielsweise haben auch heute noch 587 Millionen oder 60 Prozent der afrikanischen Bevölkerung keinen regelmäßigen und kontinuierlichen Zugang zu Strom (IED Innovation Energie Développement, 2013, S. 43). Dies ist nicht zuletzt deswegen kritisch, weil diese Menschen erst mit einer Stromversorgung die Chance bekommen, Anschluss an moderne Bildung und den damit einhergehenden Wohlstand zu erlangen.

Dass eine Stromversorgung in bevölkerten Gegenden trotz des Bedarfs flächendeckend fehlt, hängt meist mit den fehlenden finanziellen Ressourcen vor Ort zusammen. Das Fehlen eines öffentlichen Stromnetzes muss solche Gegenden jedoch nicht als Zielmarkt ausschließen. Eine Lösung kann sein, diese Gegenden durch kleinere, autarke Mini-Grids zu versorgen. Die erforderliche Investition kann etwa durch regionale Förderungen seitens großer Institutionen wie der Weltbank oder der deutschen GIZ aufgebracht werden, die mit finanziellen Mitteln die Elektrifizierung ländlicher Gegenden unterstützen.

Auch wenn der Bedarf an Strom in sich entwickelnden Regionen groß ist, besteht auch in wohlhabenderen Gebieten eine Nachfrage nach Strom, die durch Wellenkraft gedeckt werden kann, und zwar an Orten, wo Mini-Grids aus praktischen Gründen die einzige verfügbare Energieversorgungsmöglichkeit darstellen. Dazu zählen etwa Inseln in Gebieten um den Äquator oder entlegene Küstenstreifen, die als Zufluchtsort wohlhabender Privatpersonen oder Touristen dienen. Der fehlende Landanschluss und die Abgelegenheit machen hier ein autarkes Mini-Grid erforderlich.

Ein wesentlicher Unterschied zwischen letztgenannten Lokalitäten und anderen entlegenen Gegenden besteht darin, dass bei der Erschließung solcher Resorts meist auch eine Versorgungsmöglichkeit und ein Stromnetz errichtet wurden. Dennoch können diese bestehenden Mini-Grids modernisiert, optimiert, erweitert, ergänzt und umweltfreundlicher gemacht werden, denn bei ihnen spielen neben den reinen Kosten auch andere Faktoren eine Rolle: Es kann davon ausgegangen werden, dass die Anforderungen an ein mögliches Mini-Grid hinsichtlich Stabilität, Geräusch, Geruch, optischer Beeinflussung und zunehmend auch Umweltaspekten umso höher werden, je höher der Wohlstand

der Verbraucher ist. Finanzielle Aspekte sind in diesem möglichen Zielmarkt untergeordnet, aber nicht zu unterschätzen: Eine Erweiterung mit einem umweltfreundlichen Ersatzprodukt kann hier nicht nur moralisch attraktiv, sondern auch lukrativ sein.

1.2 Ziele und Aufbau der Arbeit

Während Wind- und Sonnenstrom bereits heute recht häufig für die Versorgung dezentraler Mini-Grids eingesetzt werden, ist dies für die Versorgung über Wellenkraft nicht der Fall. Der Grund hierfür war bisher, dass es bei der Wellenkraft an der nötigen Technologie mangelt, um diesen Zielmarkt bedienen zu können. Da bisherige Ansätze hierzu von wenig Erfolg gekrönt waren, kann die Alternative nur sein, gegen dem Strom zu denken, um ein Wellenkraftwerk so zu konzipieren, das es die bisherigen Hindernisse überwinden kann. Ein solches Wellenkraftwerkskonzept zu entwickeln, ist das erste zentrale Ziel dieser Arbeit. Die konzipierte Technologie soll im Detail

- einfach, günstig und robust gestaltet,
- ohne nennenswerte negative Umwelteinflüsse aufzubauen,
- auf einen Zielmarkt mit hohen Energiepreisen und großem Potential ausgerichtet,
- auf einen Zielmarkt mit niedrigen Eintrittsbarrieren ausgerichtet und
- auf einfache Lösungen für Transport, Lieferung, Aufbau und Instandhaltung optimiert sein.

Im weiteren Verlauf soll mit Hilfe eines Vergleichs für einen Modellstandort evaluiert werden, ob die entwickelte Wellenkraftwerkstechnologie im ausgewählten Zielmarkt – dezentrale Mini-Grids ohne Anbindung an das öffentliche Stromnetz – gegen bestehende alternative Stromversorgungsmöglichkeiten konkurrenzfähig ist. Angesichts der bisherigen Schwierigkeiten von Wellenkraftentwicklern, nicht nur technologisch, sondern auch wirtschaftlich sinnvolle Lösungen zu entwickeln, ist dieser Vergleich das zweite zentrale Ziel dieser Arbeit.

Um ein funktionierendes Konzept zur Nutzung von Meereswellen zur Energieerzeugung entwickeln zu können, werden in Kapitel 2 zunächst die physikalischen und geographischen Grundlagen für die Entstehung von Wellen erläutert. Dazu wird ein Überblick über das bestehende Wissen bezüglich Art und Auftretens von Meereswellen gegeben. Es wird untersucht, wo und wann technisch nutzbare Wellen auftreten, wie sie sich verhalten und warum sie zustande kommen. Außerdem wird das Energiepotential in Wellen ins Verhältnis zu anderen Energieformen gesetzt.

Weiterhin werden in Kapitel 3 die bisherigen historischen und aktuellen Ansätze diskutiert, diese in den Wellen enthaltene Energie technisch zu nutzen. Soweit es aus der Außensicht durch die starke Geheimhaltung in diesem Entwicklungsbereich möglich ist, werden dabei die Chancen und Herausforderungen diskutiert, die mit den jeweiligen Technologien verbunden sind.

Kapitel 4 widmet sich der Konzeption des neuartigen Wellenkraftwerks. In Kapitel 4.1 wird sein Funktionsprinzip im Detail vorgestellt. Dabei wird zunächst das dahinter stehende technische Konzept erläutert, das auf dem Prinzip von Punktabsorbern basiert. Hier werden auch der Aufbau und die Auslegung des Kraftwerks sowie die theoretischen Grundlagen zur Energiegewinnung erörtert. Ein besonderer Schwerpunkt liegt auf der Flexibilität in der Dimensionierung und den technischen Herausforderungen in der Strukturmechanik. Weiterhin wird auch die Elektrik und Elektronik und die Regelungsstrategie des geplanten Kraftwerks beschrieben. Es werden die wesentlichen technischen Innovationen präsentiert, welche in ihrem Zusammenspiel zum Markterfolg der Technologie beitragen sollen. Deren technische Umsetzung wird in Kapitel 4.2 diskutiert, wobei zunächst zentrale mechanische und elektrische Lösungen für das geplante Wellenkraftwerk und dann der Detailaufbau

der Komponenten besprochen werden. Hierbei werden auch die Herausforderungen angesprochen, die die Kernbauteile des Kraftwerks meistern müssen. In Kapitel 4.3 werden bereits verbesserte Funktionen oder Optimierungen hinsichtlich Kosten, Aufbau und Installation und Betrieb sowie weitere Optimierungspotentiale für die zukünftige Entwicklung des Kraftwerks dargestellt. In Kapitel 4.4 geht es dann um die Weiterentwicklung der neuartigen Kraftwerkstechnologie. Die bisherigen theoretischen Optimierungen wurden größtenteils aus den Erfahrungen mit dem ersten Prototyp gewonnen. Seine Auslegung und sein Aufbau werden detailliert beschrieben. Es werden grundsätzliche Anforderungen an die technische Dokumentation und Maßnahmen zum Schutz geistigen Eigentums dargestellt.

Um zu evaluieren, ob die neu entwickelte Wellenkrafttechnologie konkurrenzfähig ist, soll im nächsten Schritt an einem in Kapitel 5 zu identifizierenden Modellstandort ein Vergleich mit Konkurrenztechnologien vorgenommen werden. Kapitel 5.1 grenzt diesen Zielmarkt ein auf Mini-Grids, die bisher durch Motorenaggregate versorgt werden und kleinere, küstennahe Verbraucher versorgen. Mittels einer Analyse des Wellenklimas weltweit sowie der Opportunitätskosten am Standort werden in Kapitel 5.2 innerhalb dieses Zielmarkts geeignete Regionen identifiziert. Unter diesen wird ein Modellstandort für den Vergleich mit alternativen Technologien ausgewählt und in Kapitel 5.3 beschrieben.

Damit der Vergleich durchgeführt werden kann, werden in Kapitel 6 seine zentralen Kriterien definiert, darunter die Kosten (6.1), die Praktikabilität (6.2) und die Umweltauswirkungen der jeweiligen Versorgungslösung(6.3). Genauso werden die bisher zur Versorgung genutzten Lösungen – dieselbetriebene Motorenaggregate (7.1), Photovoltaikanlagen (7.2) und Windkraftanlagen (7.3) – vorab in Kapitel 7 genauer beschrieben.

In Kapitel 8 werden die Kriterien auf die verschiedenen bestehenden, küstennahen Mini-Grid-Lösungen und das neuartige Wellenkraftwerk angewandt. Inwiefern die Technologien die zuvor beschriebenen Kriterien erfüllen und das Nachfragepotential des Modellstandorts erfüllen, wird hier jeweils genau beschrieben. Dazu wird für jede Technologie eine Simulation zu Kosten und Energieproduktion durchgeführt. Insgesamt ergeben sich so die Vor- und Nachteile der verschiedenen technischen Versorgungsmöglichkeiten für das küstennahe Mini-Grid am Modellstandort. Diese werden in Kapitel 8.5 zusammengefasst und diskutiert.

Als Schlussfolgerung fasst Kapitel 9 in einem Fazit das technologische und kommerzielle Potential zusammen, das die neuartige Wellenkraftwerkstechnologie bietet. Als Voraussetzung für die Entfaltung des Potentials wird insbesondere eine erfolgreiche Weiterentwicklung der Technologie und ein stringenter Aufbau und Ausbau des 1. Zielmarktes identifiziert (9.1). Gemeinsam ergeben die Anforderungen und spezifischen Aufgabenstellungen eine Reihe von Arbeitspaketen für den nächsten Schritt – die Entwicklung eines seriennahen Prototyps. Diese werden in einem strategischen Ausblick (9.2) als mögliches Folgeprojekt beschrieben.

2 Ozeanographische und klimatologische Grundlagen der Gewinnung von Energie aus Wasserwellen

Wasserwellen, wie sie in großen zusammenhängenden Wasserflächen – etwa den Weltmeeren – vorkommen, werden typischerweise nicht als Energiequelle wahrgenommen. Die Furcht vor der Kraft und den Gefahren des Meeres hingegen ist allgegenwärtig. So wird das Meer an Stellen nahe der Zivilisation mit aufwändigen Mitteln gezähmt: Wellenbrecher werden ins Meer gebaut und über viele Generationen hinweg werden gigantische Deichanlagen errichtet, um der Kraft des Meeres etwas entgegen zu stellen und die Menschen vor seiner Naturgewalt zu schützen (Korn, 1997). Sich diese Kraft zunutze zu machen, ist dagegen bis heute ein weitgehend fremder Gedanke. Im Vergleich zur Nutzung von Sonnen- oder Windenergie ist die Nutzung von Wellenkraft bisher höchstens eine Randerscheinung. Dabei hat die Energieentnahme aus Wellen ein enormes Potential, da Energie dort extrem gebündelt ist. Nebenbei könnte die gezielte Energieentnahme aus Meereswellen den anderweitig oft so schwierig erreichbaren Effekt haben, dass die zerstörerische Kraft der Wellen gezähmt wird, also ihre negativen Auswirkungen auf die dahinter liegende Küste reduziert werden (Graw, 2012, S. 100).

2.1 Definition und Entstehung von Wellen

Zum größten Teil sind die allgemein mit Wasserwellen assoziierten Wellen eine gebündelte Form von Windenergie. Sie wirken von der Grenzschicht zwischen Luft und Wasser bis maximal zur Sohle, dem Grund. Obwohl auch innerhalb von Wasserwellen rollende Strömungen entstehen, sind Wellen nicht zu verwechseln mit richtungsorientierten, konstanten Strömungen, wie sie in Flüssen oder Gezeitenströmungen auftreten. Genauso können auch Flussmündungen, Erdbeben und andere Faktoren Wellenbildung anregen, was hier jedoch ebenfalls nicht unter die im Folgenden verwendete Definition von Wasserwellen fällt (Graw, 2012, S. 100).

Die durch den Mond erzeugten Gezeiten Ebbe und Flut gehören zwar streng genommen auch zu den Wasserwellen. Sie zeichnen sich vor allem durch sehr große Wellenlängen aus. Diese Gezeitenwellen tragen maßgeblich zu Meeresströmungen bei und können ähnlich wie Strömungen in Flüssen über Turbinentechnologien in elektrische Energie umgewandelt werden (Lange & Armstrong, 2012). Wegen des teils enormen Niveauunterschieds, der durch Gezeiten verursacht wird, müssen darauf ausgerichtete Wellenkraftwerkstechnologien mit einem entsprechenden Niveauausgleich ausgestattet oder schwimmfähig sein. Da Strömungskraftwerke allerdings eher mit den herkömmlichen Technologien von Flusskraftwerken vergleichbar sind und nur in speziellen überspülenden Wellenkraftwerken in ganz anderem technischen Zusammenhang zum Einsatz kommen, werden Gezeitenwellen in der vorliegenden Forschungsarbeit hinsichtlich ihrer kommerziellen Nutzbarkeit nicht tiefer ergründet.

Das Besondere an Wasserwellen ist, dass sie sich unabhängig von ihrem Entstehungsort auf einer zusammenhängenden Wasserfläche horizontal ausdehnen und dann an anderer Stelle ihre Kraft abgeben können, ohne hierbei substantiell an Energie zu verlieren (Graw, 2012, S. 101). Denn es wird keine Materie, sondern einzig die Energie übertragen. So können Wasserwellen problemlos zehntausende Kilometer zurücklegen (Boud, 2003, S. 17).

Dass die Wellenenergie vorrangig aus Windenergie stammt, mag nicht unmittelbar einleuchtend sein, da Wind über Wasserflächen vermeintlich keine Hindernisse hat, an die er seine Energie abgeben kann. Er müsste also ungebremst über große glatte Wasserflächen hinweg ziehen können, bis ein Hindernis kommt, um die Energie abzugeben. Dem ist jedoch nicht so, denn die Wasseroberfläche nimmt die

Windenergie an der Grenzschicht zwischen Luft und Wasser auf (Dorf Müller et al., 1998, S. 709). Abhängig von der Windgeschwindigkeit (in Metern pro Sekunde), der minimalen Windwirklänge auf die Wasseroberfläche (in Kilometern) und der daraus resultierenden minimalen Winddauer (in Stunden) entwickeln sich bei hohen Wassertiefen bis zur Sohle (mehr als der Hälfte der Wellenlänge) unterschiedlich mit Energie gesättigte Wellen. Für große Wassertiefen errechnet sich die Länge L_0 einer Welle über folgende Formel 1, wobei g für die Ortsbeschleunigung und T für die Dauer einer Periode steht:

$$L_0 = \frac{g \cdot T^2}{2 \cdot \pi}$$

Formel 1: Berechnung der Wellenlänge L_0

Quelle: Malcherek (2009, S. 210).

Die folgende Tabelle 1 zeigt das Verhältnis zwischen Windgeschwindigkeit, minimaler Winddauer, minimaler Windwirklänge, Wellenhöhe (H_s in Metern), Wellenfrequenz bzw. Energieperiode (T_e in Sekunden), Leistung von einem Meter Wellenfront (P_e in Kilowatt pro Meter) und Wellenlänge (L_0 in Metern) (Nielsen & Pontes, 2010, S. 6).

Windgeschwindigkeit [m/s]	5	7,5	10	12,5	15
Minimale Winddauer [h]	2,4	6	10	15	20
Minimale Windwirklänge [km]	19	62	138	269	458
Wellenhöhe H_s [m]	0,5	1,2	2,1	3,3	4,8
Wellenperiode T_e [s]	3,1	4,7	6,3	7,9	9,4
Wellenlänge L_0 [m]	15	35	62	97	138
Wellenstirnleistung P_e [kW/m]	0,4	3,2	13,1	41,2	103,2

Tabelle 1: Eigenschaften von Wellen unter verschiedenen Bedingungen nach Windgeschwindigkeiten

Quelle: Malcherek (2009), Nielsen & Pontes (2010). L_0 : eigene Berechnung.

Es ist schnell zu erkennen, dass energetisch starke Wellen nur dann entstehen können, wenn der Wind entsprechend große Angriffsflächen, Zeit und Stärke hat, um seine Energie an die Wellen abzugeben. Entsprechend treten auf Meeresflächen wie der Ostsee oder auch in vergleichsweise kleinen Süßwasserseen im Mittel nur kleine Wellen auf. Hingegen ist allseits bekannt, dass die Kraft von Atlantikwellen an den Westküsten Europas oder auch die von Pazifikwellen deutlich stärker ist. Denn Winde auf großen offenen Flächen, beispielsweise dem Atlantik, geben viel Raum für die Übertragung großer Mengen an Windenergie auf Meereswellen.

In der Seeschifffahrt sind Beschreibungen des Meereszustandes nach Wind und Wellengang wichtige Informationen. Um diese Zustände kurz und knapp kommunizieren zu können, gibt es die nautische Nomenklatur. Über die Bezeichnung des Windes in dreizehn Stufen von „Stille“ bis „Orkan“ beschreibt diese die zugehörigen Wind- und Seegangsstärken mit kurzen Erklärungen der optischen Erkennungsmerkmale. So können schnell vor Ort und ohne weitere Messungen Wind und Seegang bestimmt werden. In Tabelle 2 (S. 10) dargestellt ist die gültige Beschreibung des Seezustandes als nautische Nomenklatur mit deren Erkennungsmerkmalen. Für die energetische Nutzung von Wasserwellen lässt die nautische Nomenklatur nur bedingt Rückschlüsse zu. Vor allem ihre weite Verbreitung und ihre regelmäßige Verwendung in der Seeschifffahrt macht diese Nomenklatur jedoch zu einem wichtigen Indiz für die Bestimmung des Potentials von möglichen Wellenkraftwerksstandorten.

Windstärke	Geschwindigkeit [m/s]	Seegang	Zustand der Wasseroberfläche in ausgereiftem Seegang
Stille	0	0 – 0,2	0 Spiegelglatte See.
Leichter Zug	1	0,3 – 1,5	1 Kleine schuppenförmig aussehende Kräuselwellen ohne Schaumköpfe.
Leichte Brise	2	1,6 – 3,3	2 Kleine Wellen, noch kurz, aber ausgeprägter. Kämmen sehen glasig aus, brechen sich nicht.
Schwache Brise	3	3,4 – 5,4	2 Kämmen beginnen sich zu brechen. Schaum überwiegend glasig, ganz vereinzelt können kleine weiße Schaumköpfe auftreten.
Mäßige Brise	4	5,5 – 7,9	3 Wellen noch klein, werden aber länger. Weiße Schaumköpfe treten schon verbreitet auf.
Frische Brise	5	8,0 – 10,7	4 Mäßige Wellen, die eine ausgeprägte lange Form annehmen. Überall weiße Schaumkämme. Ganz vereinzelt kann schon Gischt vorkommen.
Starke Brise	6	10,8 – 13,8	5 Bildung großer Wellen beginnt. Kämmen brechen sich und hinterlassen größere weiße Schaumflächen. Etwas Gischt.
Steife Brise	7	13,9 – 17,1	6 See türmt sich. Der beim Brechen entstehende weiße Schaum beginnt sich in Streifen in Windrichtung zu legen.
Stürmisch	8	17,2 – 20,7	7 Mäßig hohe Wellenberge mit Kämmen von beträchtlicher Länge. Von den Kanten der Kämmen beginnt Gischt abzuwehen. Schaum legt sich in gut ausgeprägten Streifen in Windrichtung.
Sturm	9	20,8 – 24,4	7 Hohe Wellenberge, dichte Schaumstreifen in Windrichtung. „Rollen“ der See beginnt. Gischt kann die Sicht schon beeinträchtigen.
Schwerer Sturm	10	24,5 – 28,4	8 Sehr hohe Wellenberge mit langen überbrechenden Kämmen. See weiß durch Schaum. Schweres stoßartiges „Rollen“ der See. Sichtbeeinträchtigung durch Gischt.
Orkanartiger Sturm	11	28,5 – 32,6	9 Außergewöhnlich hohe Wellenberge. Kanten der Wellenkämme werden zu Schaum verblasen. Durch Gischt herabgesetzte Sicht.
Orkan	12	32,7 – 36,9	9 Luft mit Schaum und Gischt angefüllt. See vollständig weiß. Sicht sehr stark herabgesetzt. Keine Fernsicht mehr.

Tabelle 2: Nautische Nomenklatur für Meereszustände

Quelle: Mai et al. (2004, S. 29).

2.2 Wellendynamik

Obwohl auch sie Energie örtlich übertragen, unterscheiden sich Wasserwellen dadurch von allen anderen Wellen, dass sie sich einzig in der Horizontalen, also parallel zur Erdoberfläche fortpflanzen. Hierbei bilden Wellen parallele sich wiederholende Schwingungen ähnlich einer fortlaufenden Sinuskurve. Diese sinusähnliche Wellenform wurde erstmals in der linearen Wellentheorie von Pierre-Simon Laplace (1749 – 1827) beschrieben. Später zeigte Georg Gabriel Stokes (1819 – 1903) in seiner nichtlinearen Wellentheorie, dass Wellen speziell die Form einer Trochoide annehmen. Dies ist die typische Form von Wasserwellen: lang gestreckte und eher flache, konkave Wellentäler mit steil anlaufenden und eher spitzen und kurzen konvexen Wellenbergen. Über lange Strecken und in hohen Wassertiefen verbinden sich Wellen zu einem einheitlichen Wellengang (Boud, 2003, S. 17).

Treffen Wellen auf einen starren Gegenstand, gilt im Prinzip das gleiche Gesetz wie bei Licht, das auf ein Prisma oder einen Spiegel trifft: Einfallswinkel ist gleich Ausfallswinkel. Entsprechend können Hindernisse auf dem Weg paralleler Wellen zur ihrer Ablenkung oder Überlagerung führen. Wenn sich Wellen überlagern, kann dies örtliche Änderungen der Amplitude, Wellenlänge und Frequenz hervorrufen. Eine Überlagerung von Wasserwellen kann die Wellenenergie sowohl verstärken als auch aufheben (Mai et al., 2004, S. 21f.). Und ähnlich wie Licht können Wasserwellen auch ihre Energie

abgeben. Nach Mai et al. (2004, S. 129f.) gibt es im Wesentlichen drei natürliche Formen der Dämpfung oder Dispersion:

- Den Abbau von Energie durch Überschreiten einer gewissen Steilheit der Welle in tiefen Gewässern, was zu ihrem Brechen führt (Dispersion durch Brechen der Welle).
- Den Abbau von Energie durch Unterschreitung der Wassertiefe bei gegebener Wellenform, was neben Interaktion mit der Sohle zusätzlich zum Brechen der Welle führt (Dispersion durch Brechen und Dispersion durch Bodenreibung).
- Den Abbau von Energie von Wellen durch Krafteinwirkung auf den Meeresgrund (Sohle) und die Küste (Dispersion durch Bodenreibung).

Wenn Wellen brechen, kann dadurch auch ohne externes Hindernis Energie abgebaut werden. Die kritische Wellensteilheit, die Wellen in tiefen Gewässern brechen lässt, ist bei einem Verhältnis der Wellenhöhe (H) zu Wellenlänge (L) wie folgt:

$$\frac{H}{L} = \frac{1}{7}$$

Formel 2: Kritische Wellensteilheit

Quelle: Mai et al. (2004, S. 129).

In niedrigeren Wassertiefen brechen Wasserwellen schon dann, wenn die Welle höher ist als die Konstante γ , die das 0,78-fache der Wassertiefe h beträgt. Folglich gilt:

$$H_{max} = \gamma \cdot h$$

Formel 3: Maximale Wellenhöhe

Quelle: Battjes & Janssen (1978).

Entsprechend wird Energie der Welle abgebaut, wenn H_{max} überschritten wird. Durch das Brechen von Wasserwellen werden neue kleinere Wellen mit höheren Frequenzen erzeugt. Abgesehen hiervon ist die Energieübertragung von Meereswellen praktisch verlustfrei. Speziell dieses Phänomen der nahezu perfekten Energieübertragung führt bei großen Wasserflächen wie etwa den offenen Küsten der Weltmeere dazu, dass hier sehr regelmäßig Wellengang vorzufinden ist, da mit hoher statistischer Wahrscheinlichkeit in irgendeiner Region der zusammenhängenden Wasserfläche der Wind weht und von dort Wellen an die entsprechende Küste anbranden.

Wellen haben je nach Form und Wassertiefe auch eine Ausdehnung nach unten, erzeugen also unter der Wasseroberfläche auch Bewegungen und lokale Strömungen. Diese haben jedoch keine kontinuierliche Ausdehnung wie in der Horizontalen. Wie in Abbildung 2 (S. 12) schematisch dargestellt ist, erzeugen Wasserwellen unter Wasser eine Teilchenbewegung, die in tiefem Wasser die Form von nach unten abnehmenden Orbitalbahnen annimmt. Sinkt die Wassertiefe, werden die Orbitalbahnen zu Ellipsen gestaucht. Die Interaktion mit der Sohle führt auf diese Weise bis zur Entstehung von horizontalen Schwingungen in sehr niedrigem Wasser. Die Orbitalbahnen von langen Hochseewellen können bis zu einer Wassertiefe von 300 Metern reichen (Sager, 1967, S. 18). Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass Wasserwellen in weniger als 300 Meter tiefen Gewässern an der Sohle eine Kraftwirkung erzeugen können, die je nach Wellentyp die Wellenfrequenz, -amplitude und -länge verändert und so die Energie der Welle abbaut. Wie groß der Energieabbau durch Reibung an der Sohle ist, hängt stark von der Beschaffenheit (dem Reibwert) der Sohle und der von Wellenform und Wassertiefe bedingten Orbitalgeschwindigkeit der Wasserteilchen an der Sohle ab.

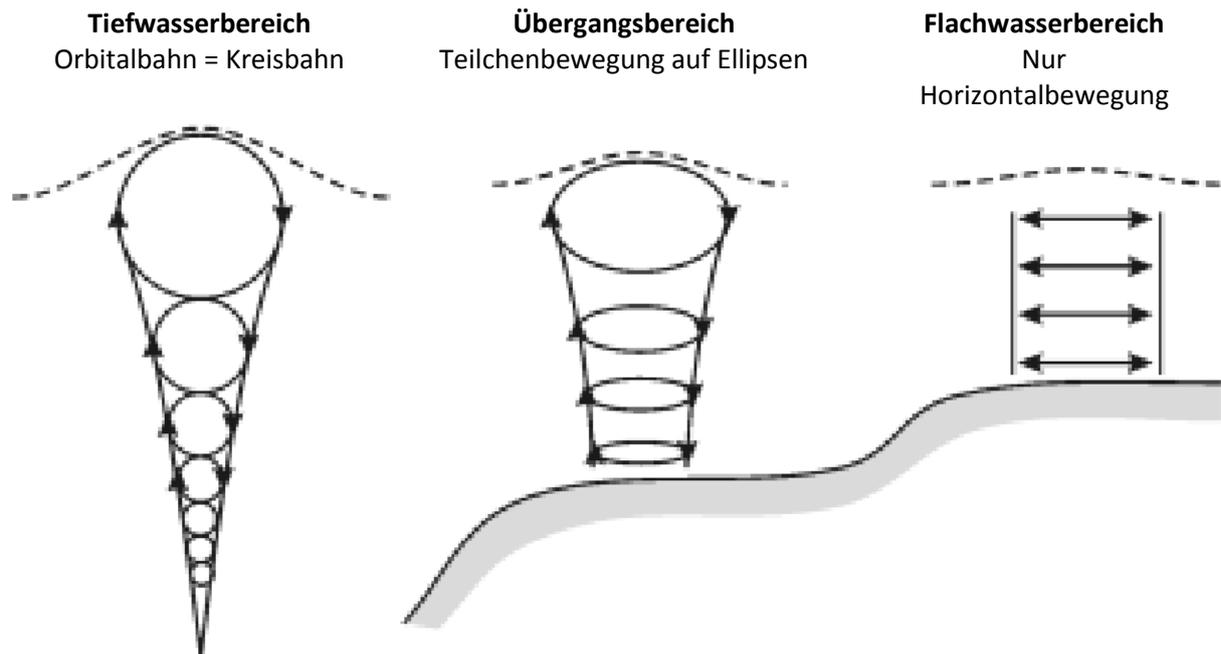


Abbildung 2: Schematische Darstellung der Veränderung der Orbitalbahnen von Wasserteilchen beim Einlaufen der Welle in flaches Wasser

Quelle: Mai et al. (2004, S. 7).

Grundsätzlich gilt, dass mit niedrigerem Wasserniveau auch die Länge und Frequenz der Welle sinkt. Beispielhaft dargestellt in Abbildung 3 ist die Veränderung der Wellenlänge in Abhängigkeit von der Sohlhöhe an drei unterschiedlichen Wellen mit Einlaufängen von 1, 10 und 20 Metern.

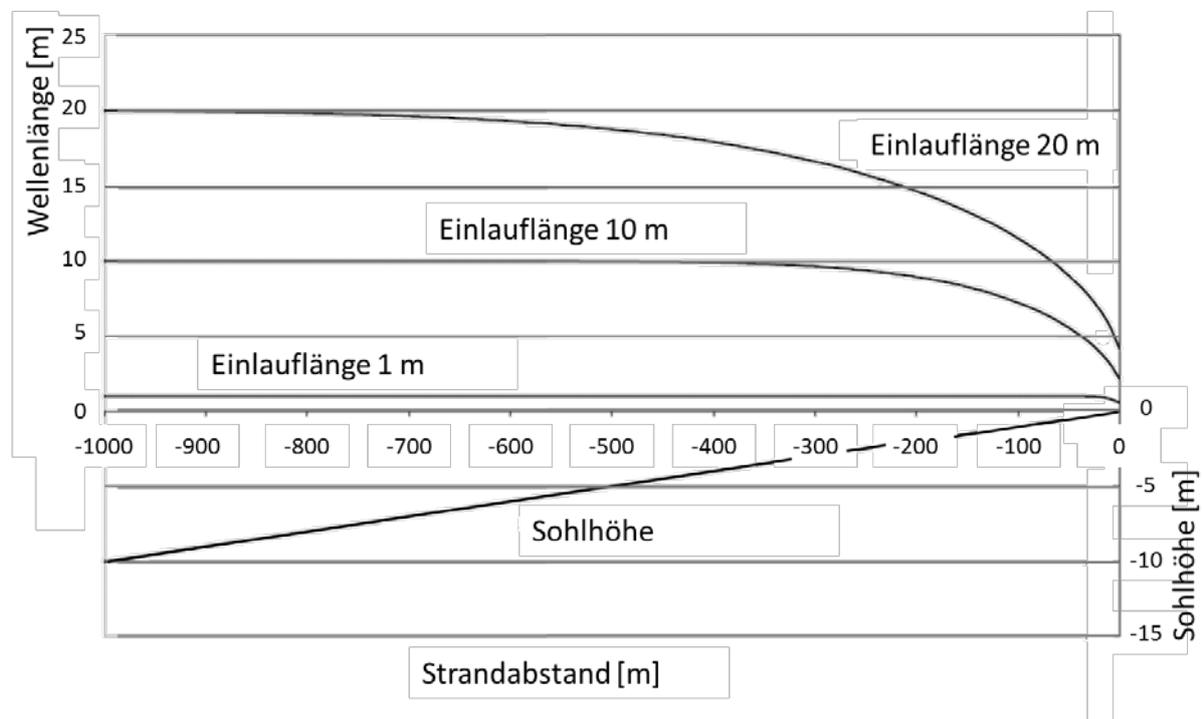


Abbildung 3: Änderung der Wellenlänge in Abhängigkeit von der Sohlhöhe für drei Wellen mit unterschiedlichen Einlaufängen

Quelle: Überarbeitete Darstellung von Malcherek (2009, S. 146). Die Wellen haben eine Höhe von 0,6 Metern und laufen über ein Strandprofil der Neigung 1:100 ein. Der Reibungsbeiwert f_w ist nach der Formel von Swart zur expliziten Wellenreibung berechnet (Malcherek, 2009, S. 262).

Genauso wie die Wellenlänge bei Annäherung zum Strand sinkt, nimmt auch die Amplitude der Wellen ab. In großer Entfernung zum Strand, wo das Wasser sehr tief ist, sind sowohl die Amplitude als auch

die Wellenlänge noch hoch. Im Gegensatz zur Wellenlänge, die stets abnimmt, wird in Strandnähe jedoch unter bestimmten Umständen der sinkende Trend für die Amplitude aufgehalten: Da sich große Wellen im flachen Wasser stauchen, kann ihre Amplitude dort auch wieder ansteigen (Abbildung 4).

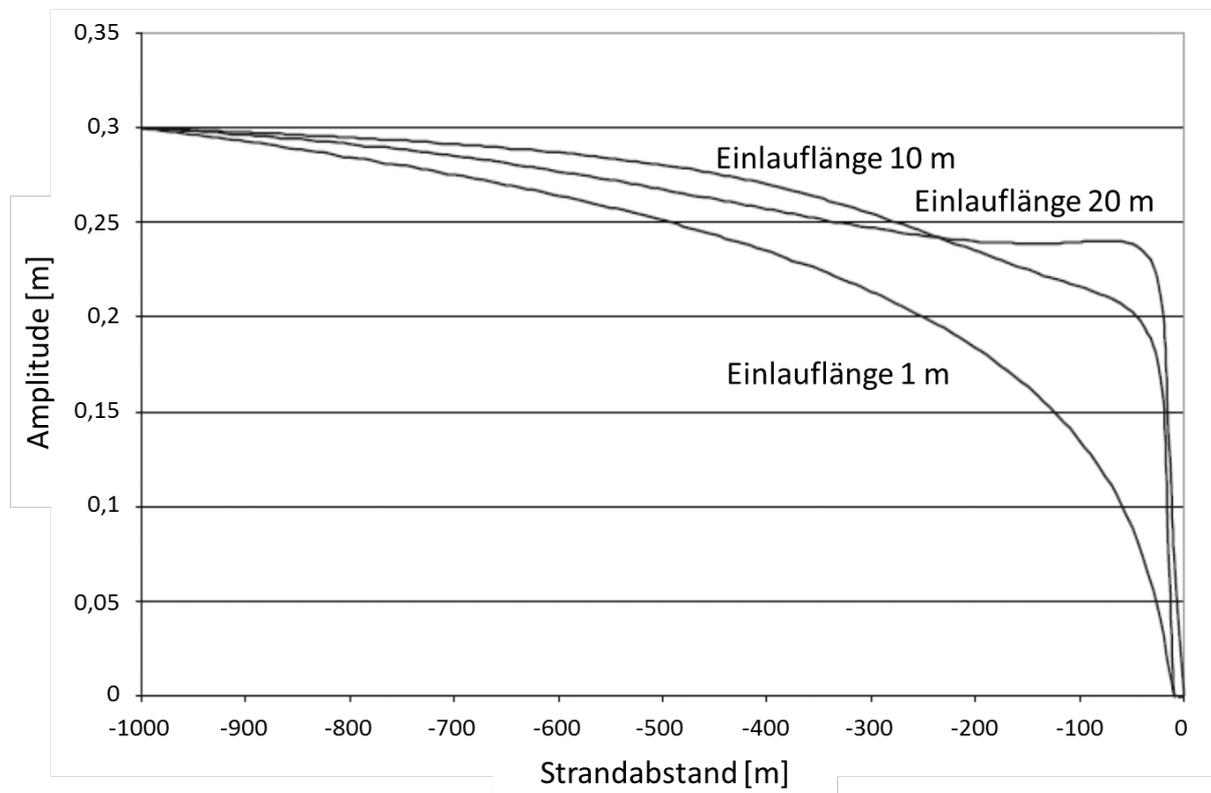


Abbildung 4: Änderung der Wellenamplitude in Abhängigkeit vom Strandabstand für drei einlaufende Wellen mit unterschiedlicher Einlauflänge

Quelle: Überarbeitete Darstellung von Malcherek (2009, S. 156). Die Wellen haben eine Höhe von 0,6 Metern und laufen über ein Strandprofil der Neigung 1:100 ein. Der Reibungsbeiwert f_w ist nach der Formel von Swart zur expliziten Wellenreibung berechnet (Malcherek, 2009, S. 262).

Der Vergleich der Veränderungen der Wellen in beiden Abbildungen veranschaulicht, dass Wellen je nach Einlauflänge bei abnehmender Wassertiefe ihre Form verändern. Dass die Wellenlänge genauso wie die Amplitude prinzipiell in Strandnähe sinkt, bedeutet, dass dort Energie abgebaut wird. Rein optisch steigen hierbei die Frequenz der Welle und damit die gefühlte Hektik. Dieses Phänomen ist an den meisten Küsten gut beobachtbar: Während das Meer weiter draußen in der Regel geordneter und ruhiger aussieht, wirkt die Brandung in Ufernähe zunehmend nervös und aggressiv.

Die Energie, die in Wellen steckt, kann für regelmäßige parallel verlaufende Wellen am besten quer zur Wellenrichtung (Ausbreitungsrichtung) gemessen werden. Sie verhält sich proportional zur Wellenausdehnung und Wellenfrequenz (Boud, 2003, S. 17) und wird gemessen als Kilowatt pro Meter oder Kilowattstunden pro Meter über einen Zeitraum, zum Beispiel über ein Jahr.

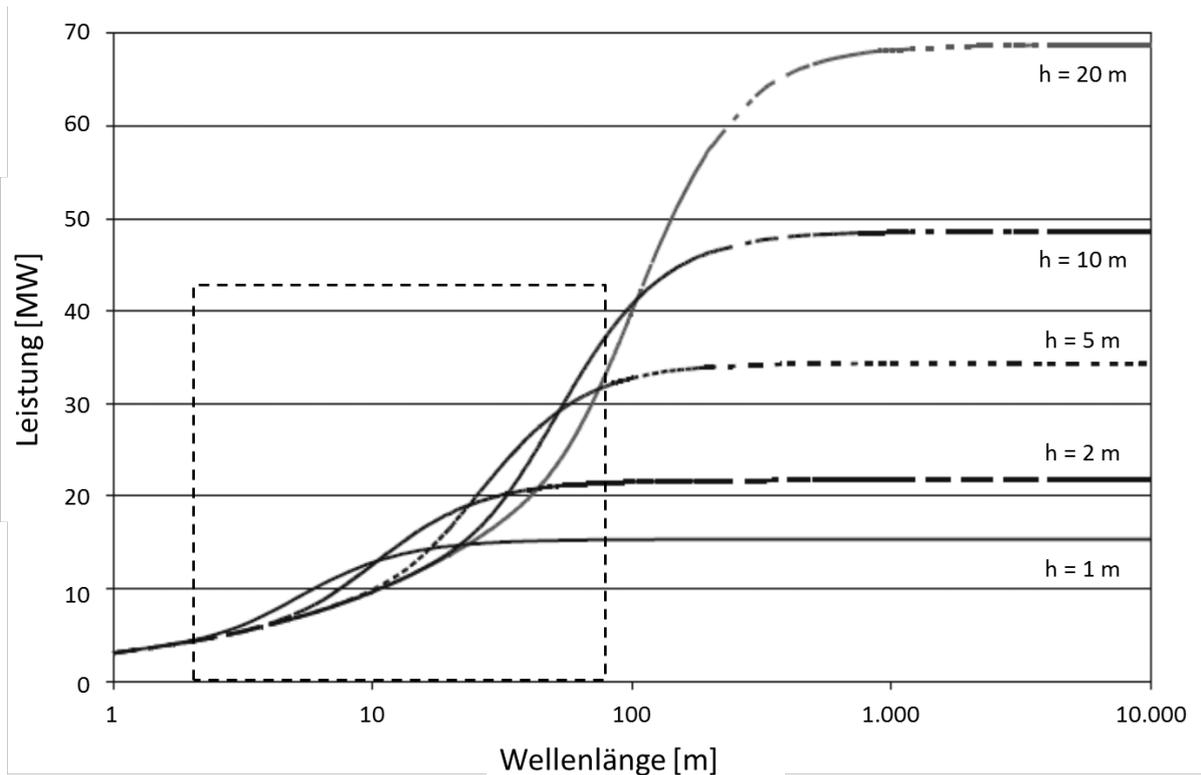


Abbildung 5: Wellenenergiefluss über einen Querschnitt von 1 Kilometer Länge bei einer Amplitude von 1 Meter in Abhängigkeit von der Wellenlänge für fünf verschiedene Wassertiefen
Quelle: Überarbeitete und mit Kasten ergänzte Darstellung von Malcherek (2009, S. 152).

Wie im Kasten in Abbildung 5 zu erkennen ist, ist im Bereich unterhalb von 100 Metern Wellenlänge die Leistung, die in Wellen mit unterschiedlicher Amplitude steckt, weitgehend gleich, unabhängig von der Wassertiefe h . Erst bei sehr großen Wellenlängen ändern sich die Leistungspotentiale der Welle in Abhängigkeit von der Wassertiefe. Sehr deutlich ist, dass mit großen Wellenlängen die potentielle Leistung der Welle steigt.

Für die kommerzielle Nutzbarmachung von Wasserwellenkraft spielt die Art der Wellen eine große Rolle. Denn Wasserwellen sind sehr unterschiedlich: Einige sind mehrere hundert Meter lang und bilden haushohe Wellenberge mit einer Frequenz von mehreren Minuten. Andere sind sehr klein und haben Wellenlängen und -höhen im Zentimeter- und Frequenzen im Sekundenbereich. Entsprechend muss auch eine effiziente Technologie zur energetischen Nutzbarmachung von Wasserwellen ein möglichst breites Wellenspektrum abdecken und für Wellen der höchsten Durchschnittsleistung an diesem Ort optimiert sein.

2.3 Durch Wind ausgelöste Wellenaktivitäten an verschiedenen Standorten

Natürliche Wasserwellen treten überall dort auf, wo große Wasserflächen offen dem Wind ausgesetzt sind oder auf andere Art angeregt werden, zum Beispiel durch Zuströme in Seen oder Reflektionen anderer Wellen. Inselgruppen, Untiefen oder sonstige Hindernisse können das Wellenaufkommen stark beeinflussen, wie das Projektteam von Voith Hydro beim Einsatz der Prototypauslegung LIMPET 500 ab dem Jahr 2000 feststellen musste: Hier wurde bei der Standortwahl eine Untiefe übersehen, wodurch das örtliche Wellenaufkommen gegenüber dem Standardaufkommen nur 5 Prozent beträgt, was die Wirtschaftlichkeit der Pilotanlage stark beeinträchtigt (Khammas, 2013b, Abschnitt „Großbritannien“).

Aus globaler Sicht spielt für die Wellenaktivität über das Vorhandensein großer zusammenhängender und tiefer Wasserflächen auch die geographische Breite eine entscheidende Rolle. Besonders kontinuierliche Aktivität zeigt sich in den Gegenden, die von den Passatwinden betroffen sind. Je nach Jahreszeit verlagern sich diese Winde, abhängig von der innertropischen Konvergenzzone. Wie in Abbildung 6 rot (Juli) und blau (Januar) dargestellt ist, wandert ein Tiefdruckgebiet bedingt durch die jahreszeitliche Position der Sonne zur Erde zwischen dem nördlichen und dem südlichen Wendekreis hin und her. Durch die Erdrotation weht der Wind leicht aus östlicher Richtung, also auf der Nordhalbkugel aus Nord-Nordost und auf der Südhalbkugel aus Süd-Südost (Kuttler, 2013, S. 157). Diese Winde erzeugen auch kontinuierlich Meereswellen entlang dieser farblich markierten ‚Bänder‘. Entsprechend sind in den Regionen von ca. 30° nördlicher und 30° südlicher Breite gemäßigte und regelmäßige Meereswellen vorzufinden (Boud, 2003, S. 17).

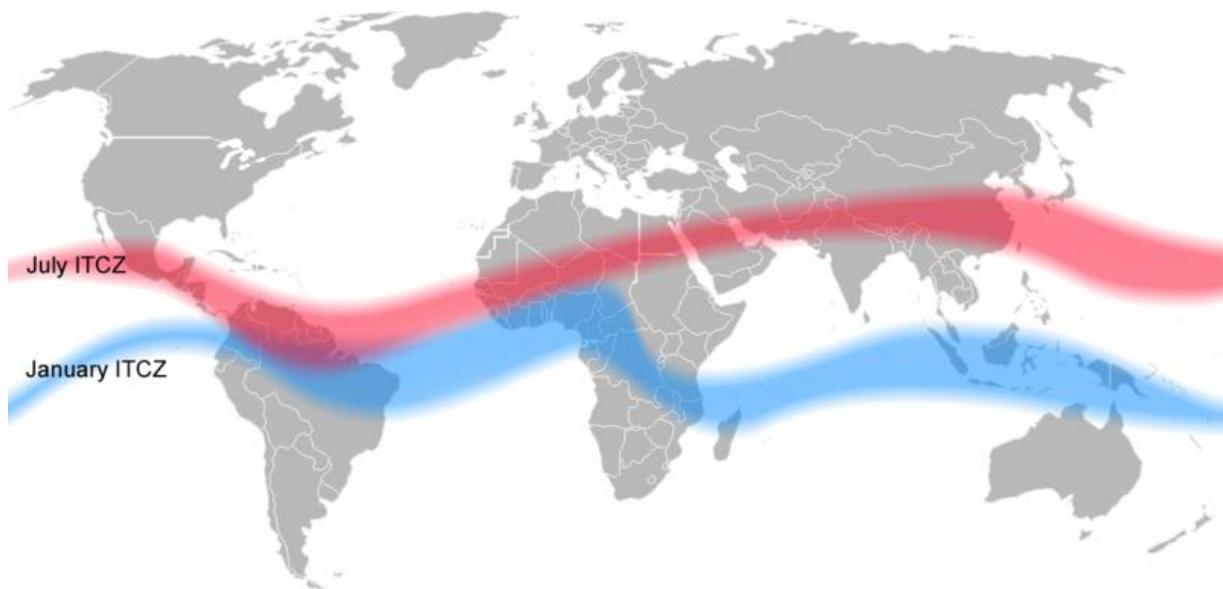


Abbildung 6: Nord-Nordost-Passatwind (rot) und Süd-Südost-Passatwind (blau)
Quelle: Halldin (2006).

Anders verhalten sich Wellen in der so genannten Westwindzone. Dies sind typisch auftretende Luftströmungen, die im Wesentlichen durch Temperaturunterschiede der jahreszeitlich bedingten Polarfronten und dem Luftmassenaustausch mit subtropischen Regionen ausgelöst werden. In dieser sowohl auf der Nord- als auch auf der Südhalbkugel vorkommenden Zone, die grob zwischen dem 40. und dem 70. Breitengrad liegt, weht in der Regel ein aus Westen kommender Wind. Im Gegensatz zu den Passatströmen ist dieser Wind deutlich unregelmäßiger und wird zum Winter hin stürmischer (Kuttler, 2013, S. 157f.). Windleistungen in der Westwindzone sind über das Jahr gesehen höher als in Passatwindzonen. Dies steigert die mittlere Wellenenergie in diesen Breiten deutlich, führt gleichzeitig jedoch auch zu einer sehr großen Varianz der Wellenart und des Wellenaufkommens insgesamt zwischen Sommer und Winter.

In Abbildung 7 (S. 16) sind die globalen Windregionen noch einmal gemeinsam dargestellt. Gut zu erkennen sind die Westwindformationen und die Passatwinde auf Nord- und Südhalbkugel, die für einen maßgeblichen Teil der Wellenbildung auf den Weltmeeren verantwortlich sind. Während in der Passatwindzone ein kontinuierliches mäßiges Wellenklima herrscht, ist in der Westwindzone mit rauerem und unregelmäßigeren Wellen zu rechnen.

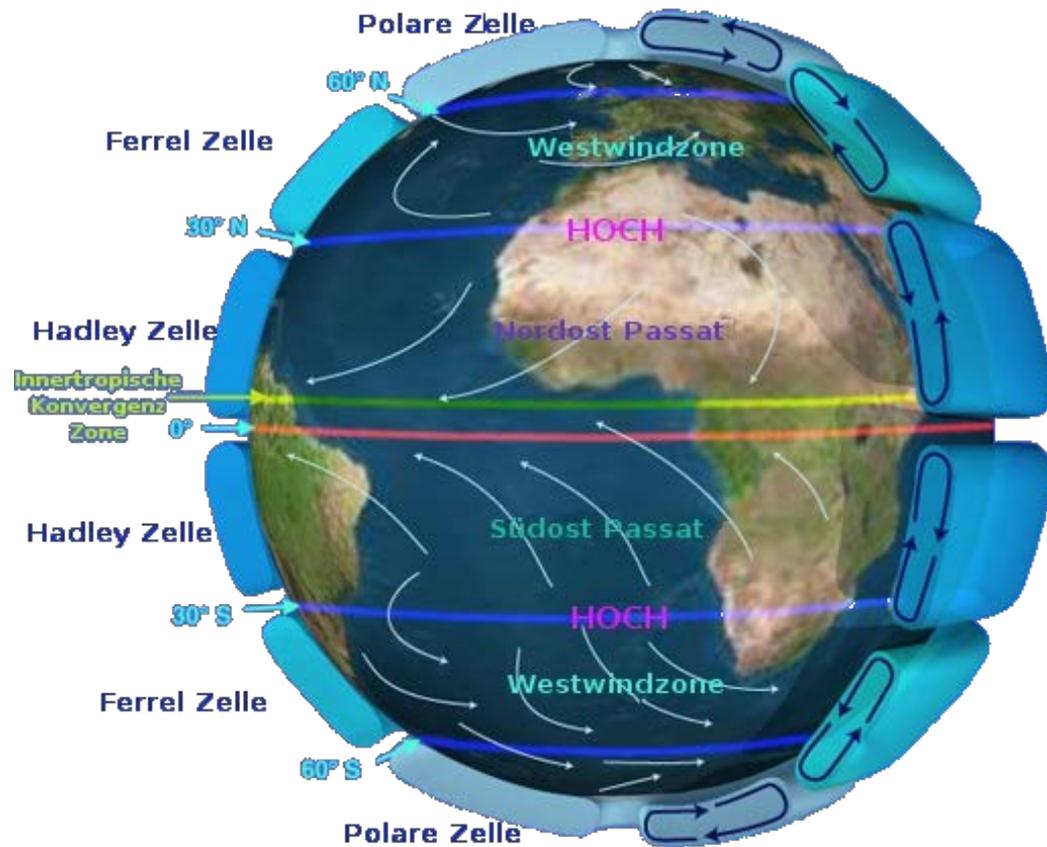


Abbildung 7: Übersicht globaler Windregionen
Quelle: NASA (2008).

Es gibt darüber hinaus noch ein weiteres, weltweites Windphänomen, welches je nach Ort auch regelmäßig zum Wellenaufkommen beiträgt: extrem starke Wirbelstürme, die durch tropische Wärme und die durch die Erdrotation bedingte Corioliskraft zwischen den fünften Breitengraden verursacht werden. Im Gegensatz zu den Passat- oder den Westwinden bewegen sich diese Wirbelstürme nicht über lange Strecken in die gleiche Richtung und erzeugen dadurch auch keine großen kontinuierlichen Wellengebiete. Vielmehr kreisen sie um ein wanderndes Zentrum – auf der Nordhalbkugel entgegen dem Uhrzeigersinn und auf der Südhalbkugel in Uhrzeigersinn.

Diese Wirbelstürme haben extreme Windgeschwindigkeiten und sind in den auftretenden Gebieten regelmäßig verantwortlich für massive Schäden und Verwüstungen. Wirbelstürme der höchsten Kategorie 5 können in Extremfällen Flutwellen von über 5,5 Metern erzeugen und Windgeschwindigkeiten über 250 Stundenkilometern erreichen (Schertenleib & Egli-Broz, 2011, S. 57). Nicht zuletzt wirken sie sich stark auf die lokale Wellenbildung aus: Der extreme Unterdruck im Zentrum starker Wirbelstürme, der unter 920 Hektopascal liegen kann, erzeugt hohe Sturmfluten, die an Wirbelsturmküsten ihre gefürchtete und zerstörerische Kraft entfalten. Aus technischer Sicht müssen maritime Anwendungen für wirbelsturmgefährdete Standorte deshalb vor allem großen Fluten und Flutwellen, aber auch lokalen Strömungen und schnellem aggressivem Wellenaufkommen standhalten können (Malberg, 2007, S. 7).

In Abbildung 8 (S. 17) sind die Verteilungen und die einzelnen Wege aller zwischen 1985 und 2005 weltweit aufgetretenen Wirbelstürme skizziert, deren Verlauf und Intensität nach der Saffir-Simpson-

Hurrikan-Skala erfasst wurde (NOAA National Hurricane Center, 2013). Registriert sind hier alle Wirbelstürme von Stufe 1 mit Windgeschwindigkeiten ab 119 Kilometern pro Stunde bis Stufe 5 mit über 250 Kilometern pro Stunde. Deutlich zu erkennen ist eine Anhäufung von Wirbelstürmen in den gemäßigten Passatwindzonen. Dass Südamerika und Westafrika im Prinzip wirbelsturmfreie Zonen sind, ist eine wichtige Information für die Installation maritimer Anwendungen. Extreme Häufungen treten hingegen im asiatischen Bereich des Pazifik südwestlich von Nordamerika auf sowie entlang der US-Ostküste, den Bahamas und der Karibik.

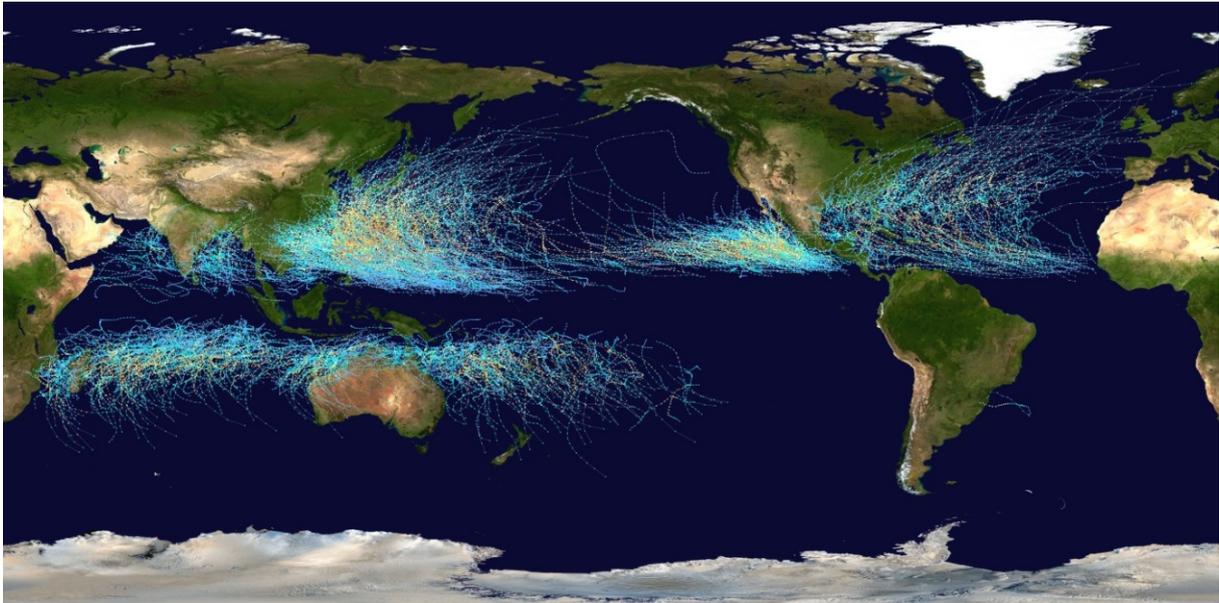


Abbildung 8: Verteilung von Wirbelstürmen weltweit zwischen 1985 und 2005
Quelle: NASA & Wikipedia user Nilfanion (2006).

Aus wirtschaftlicher Sicht eignen sich Wellen in den Passatwindzonen gut für eine kontinuierliche Generierung von Strom. Im Mittel haben diese Zonen zwar die energetisch schwächeren Wellen, Wellenkraftwerke könnten wegen der großen Kontinuität der Passatwinde aber gut kalkulierbare Mengen an Energie erzeugen und somit eine relativ hohe Versorgungssicherheit herstellen. Gleichzeitig könnten die Anlagen dort aufgrund der geringeren Dauerbelastung durch die Wellen einfacher und günstiger ausgelegt werden. Somit sprechen die Wellenart und -verteilung für den Aufbau von Wellenkraftwerken in den Passatwindgebieten. Vorsicht ist jedoch hinsichtlich der Wirbelsturmgebiete geboten, die zusätzliche Absicherungen und Investitionen erfordern: Zwar sind starke Wirbelstürme relativ selten, sie treten jedoch immer wieder auf und machen daher sturmsichere Technik notwendig.

In der Westwindzone ist die Windausprägung unregelmäßiger und in Summe deutlich stärker. Daher wäre in diesen Gebieten insgesamt eine höhere Ausbeute von Wellenenergie pro Standortfläche erzielbar. Allerdings müssten die eingesetzten Technologien auf deutlich stärkeres und unregelmäßiger auftretendes Wellenaufkommen ausgelegt werden. Aus wirtschaftlicher Sicht ist die grundsätzlich größere Auslegung, die für die Nutzung von energetisch stärkerem, jedoch unregelmäßigerem Wellenaufkommen notwendig ist, potentiell herausfordernder als die Ausrichtung auf eher gemäßigter, aber kontinuierlich produzierende Schwachwindzonen. In jedem Fall weitgehend auszuschließen ist in den Gebieten der Westwindzonen immerhin die Gefahr durch Wirbelstürme.

2.4 Energiepotentiale in Wasserwellen im Vergleich zu Sonne und Wind

Wie in Kapitel 2.2 beschrieben, wird die Kraft von Meereswellen in Kilowatt pro Breitenmeter der Wellenfront an der Wasseroberfläche oder in Anbahnung an die Küsten gemessen. Der erste wichtige Indikator für das jeweils zu erwartende Energiepotential ist hierbei der Jahresdurchschnitt dieser Wellenkraft in Kilowatt pro Meter. Die Kraft, die an offenen Meeresküsten auftritt, reicht in der Praxis von durchschnittlich unter 10 bis über 100 Kilowatt pro Meter (vgl. Abbildung 9). In Stürmen können Meereswellen auch Leistungen über 1 Megawatt pro Meter Welle erreichen. Der weltweite Leistungsdurchschnitt von Meereswellen liegt bei etwa 70 Kilowatt pro Meter (Wave Dragon ApS, 2005).

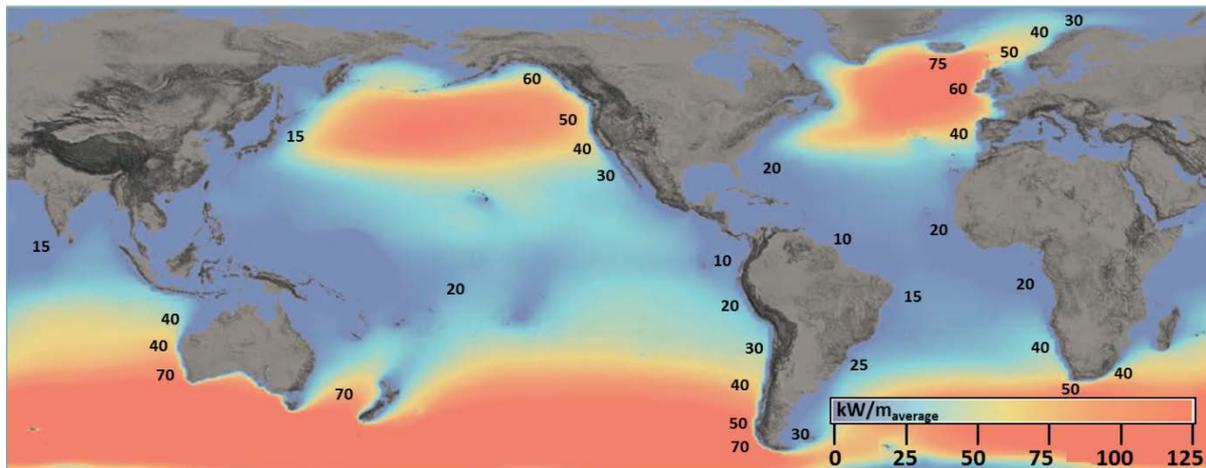


Abbildung 9: Jahresdurchschnitt der Wellenkraft in Kilowatt pro Meter an verschiedenen Standorten
 Quelle: Überarbeitete Darstellung nach Boud (2003, S. 18), Huckerby et al. (2011, S. 5).

Bei der Energieumwandlung von natürlichen Ressourcen sind die Kosten für die erzeugte Kilowattstunde maßgeblich. Ermittelt werden kann der exakte Wert in der Praxis erst, wenn ein Projekt tatsächlich realisiert ist (vgl. Kapitel zu Kostenermittlung). Die Sonne etwa hat theoretisch ein unerschöpfliches und an den meisten Stellen auf der Erde verfügbares Potential für die menschliche Energieversorgung: Die Energiemenge, die durch die Sonne innerhalb von einer Stunde auf die Erde abgegeben wird, würde reichen, um die Weltbevölkerung ein Jahr lang mit Energie zu versorgen (Faulstich & Menrad, 2011). Die Frage ist jedoch, zu welchem Preis dies geschehen kann. Denn ein wichtiger Indikator ist neben der Energiemenge der regenerativen Ressourcen vor allem die Energiedichte, die besagt, wie konzentriert die Energieform an einer bestimmten Stelle auftritt. Hieraus lassen sich erste Schlüsse über die technische Nutzung der entsprechenden Energiequelle ziehen.

Die Energiedichte von Wellenkraft ist relativ groß im Vergleich zu der alternativer erneuerbarer Energieformen wie Wind- und Sonnenenergie. Allerdings können Energiequellen und ihre Nutzbarmachung generell nicht ohne weiteres verglichen werden, denn die Primärenergie liegt in unterschiedlichen Formen vor, von Strahlung über Wärme bis hin zu kinetischer Kraft. Zur Veranschaulichung der Bedeutung von Energiedichte dienen zwei Extreme: Ein Kernkraftwerk hat eine Energiedichte von $2 \cdot 10^3$ Kilowatt pro Kubikmeter, ein Aufwindkraftwerk dagegen gerade einmal $5 \cdot 10^{-4}$ Kilowatt pro Kubikmeter (Unger, 1997).

Die Sonneneinstrahlung, die bereits im großen Stil technisch genutzt wird, liefert in Deutschland deutlich weniger als die weltweite Durchschnittsleistung von 175 Watt pro Quadratmeter. Ein extrem

ertragreiches Sonnengebiet ist dagegen die Hochebene der Anden mit etwas mehr als 225 Watt pro Quadratmeter im Jahresdurchschnitt (3TIER, 2011a). Der vergleichsweise geringe durchschnittliche Leistungswert ergibt sich vor allem durch die fehlende Leistung in der Nacht, aber auch durch Verluste in der Atmosphäre und durch Wolkenbildung. Während am äußeren Rand der Atmosphäre bis zu 1,373 Kilowatt pro Quadratmeter einstrahlen, kommen auf der Erdoberfläche schon in höchsten Lagen bei schönem Wetter nur noch maximal 1 Kilowatt an Sonneneinstrahlung pro Quadratmeter an (Rekioua & Matagne, 2012).

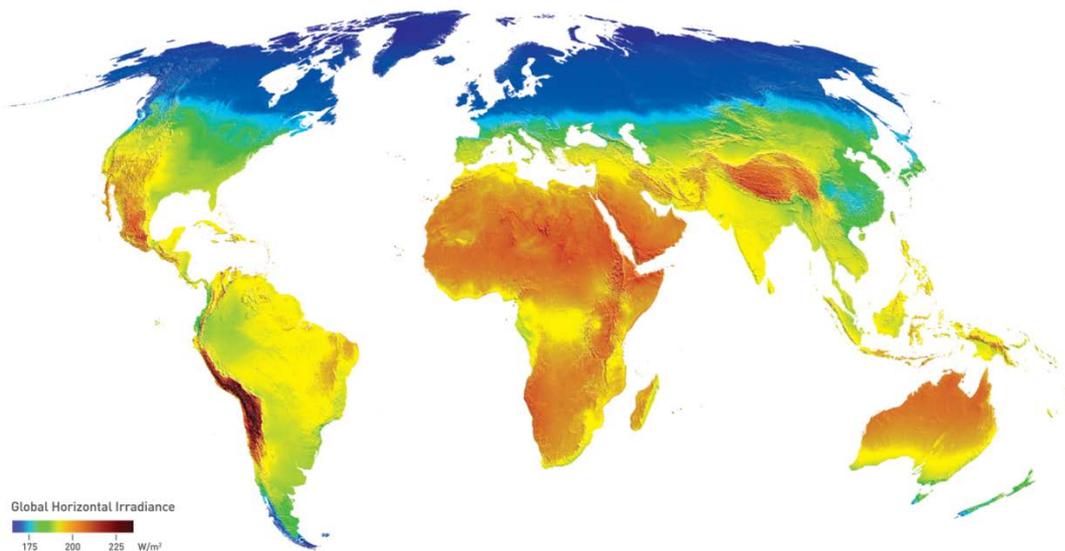


Abbildung 10 Quelle: Solarkraft 3TIER, 2011 a

Wind ist eine natürliche Umwandlung der Energie von Sonneneinstrahlung: Die Wärme der Sonneneinstrahlung lässt Hoch- und Tiefdruckgebiete entstehen und der dadurch angeregte Massenausgleich von Luft erzeugt Wind. Entsprechend der Sonneneinstrahlung gibt es je nach Region unterschiedliche typische Winde (vgl. hierzu auch das vorherige Kapitel 2.3). Da Windkraft eine indirekte Form von Sonnenkraft ist, tritt sie zum Teil konzentrierter, zum Teil aber auch weniger geballt auf als Sonnenkraft. Die Jahresdurchschnittsleistung von Wind reicht entsprechend von ca. 20 Watt pro Quadratmeter in Schwachwindregionen bis zu ca. 400 Watt pro Quadratmeter in Starkwindregionen (3TIER, 2011b).

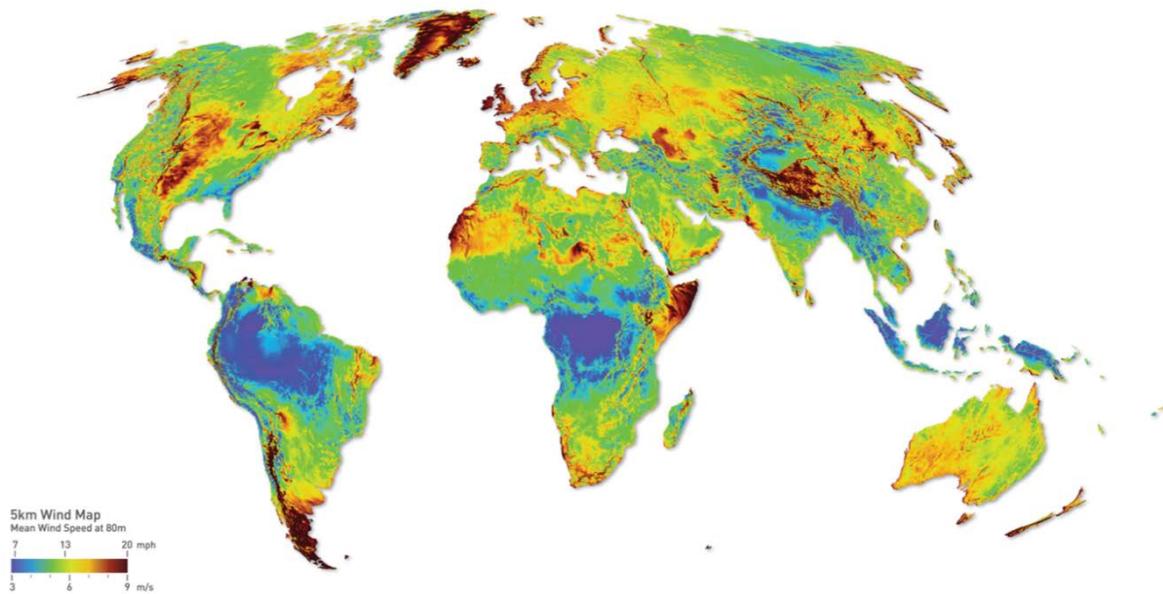


Abbildung 11 Windkraft 3TIER, 2011 b

Obwohl die Windenergie und damit auch die Wellenkraft maßgeblich durch die Sonneneinstrahlung gespeist sind, schwankt die Kraft aus den drei Energiequellen stark je nach Form, in der sie vorliegt. Abbildung 12 veranschaulicht den enormen Unterschied in den durchschnittlichen Konzentrationsdichten der Leistungen von Sonneneinstrahlung, Windkraft und Wellenkraft. Während Sonne und Wind standortbedingt deutlich unter 0,5 Kilowatt pro Quadratmeter Durchschnittsleistung haben, ist die Durchschnittsleistung pro Meter Wellenfront an Küsten mit etwa 5 bis 100 Kilowatt pro Quadratmeter um ein Vielfaches höher. Der Grund hierfür ist der sehr gute Energietransport in Wellen: Im Prinzip entstehen über die gesamte Fläche eines Meeres durch Wind kleine Wellenleistungen, die an den Küsten dann gebündelt eine enorm hohe Leistungsdichte aufweisen. Dieses Phänomen gilt es zu nutzen.

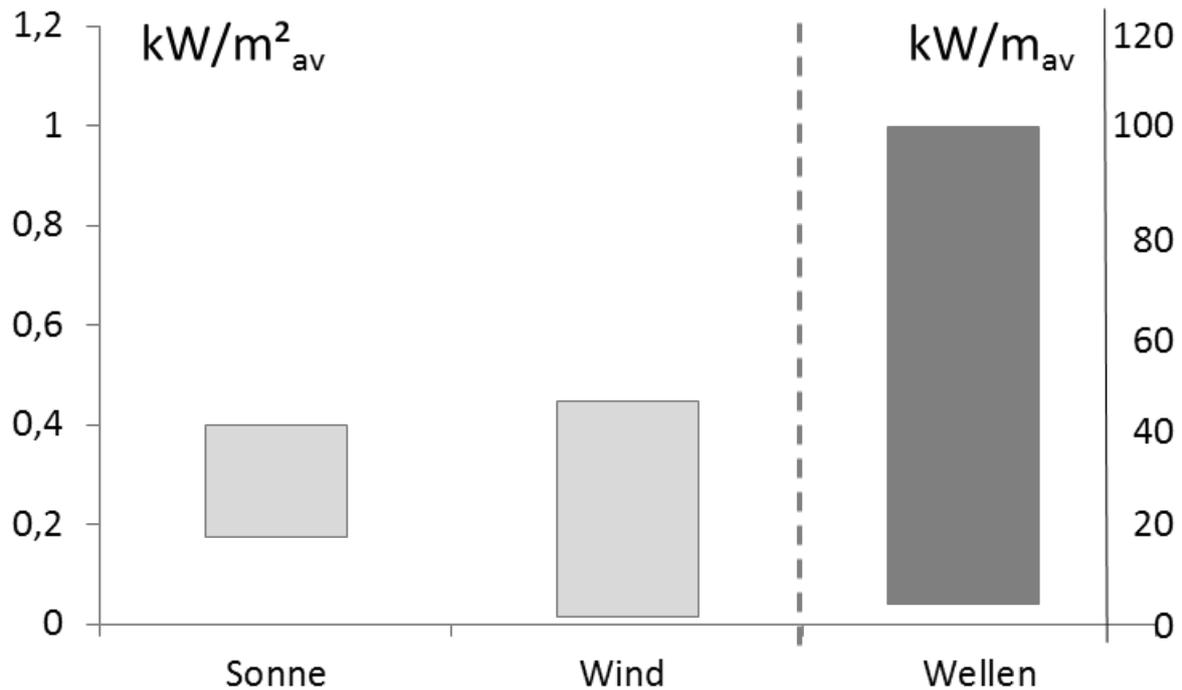


Abbildung 12: Durchschnittliche Sonnenleistung, Windleistung und Wellenleistung

Quelle: Eigene Darstellung mit Daten von 3TIER (2011a, 2011b); Boud (2003, S. 18). Die Leistung P des Windes wurde über seine Geschwindigkeit v berechnet: $P_m = 1,184 \text{ kg/m}^3 \cdot 1\text{m}^2 \cdot 0,5 \cdot v^3$.

Neben der durchschnittlichen Leistungsdichte ist für eine technische Nutzbarmachung von regenerativen Energien auch die durchschnittliche Verfügbarkeit entscheidend. Die Verfügbarkeit von Meereswellen ist stark standortabhängig und liegt im Mittel bei ca. 46 Prozent (Brandl Motor, 2006, S. 4). Zwar bestehen zwischen den verschiedenen Meeresgebieten Unterschiede, im Vergleich zu anderen regenerierbaren Energien ist Wellenenergie generell jedoch sehr kontinuierlich verfügbar: An einem Großteil der Küsten beträgt die minimale Monatsleistung deutlich über 50 Prozent des Jahresmittelwerts. Wie in Abbildung 13 zu sehen, sind Standorte mit Verfügbarkeiten von deutlich über 80 Prozent vor allem in West- und Südamerika, Teilen von West- und Südafrika, in großen Teilen Australiens und um die Inselgruppen von Hawaii und dem Südwestpazifik zu finden (Mørk et al., 2010, S. 4f.). Solch hohe Verfügbarkeiten sind ideal, wenn es um die autarke Versorgung mittels Wellenkraftwerken geht. Speziell der Nordpazifik und der Nordostatlantik schneiden in Kontinuität und Verfügbarkeit von Wellenkraft dagegen eher schlechter ab.

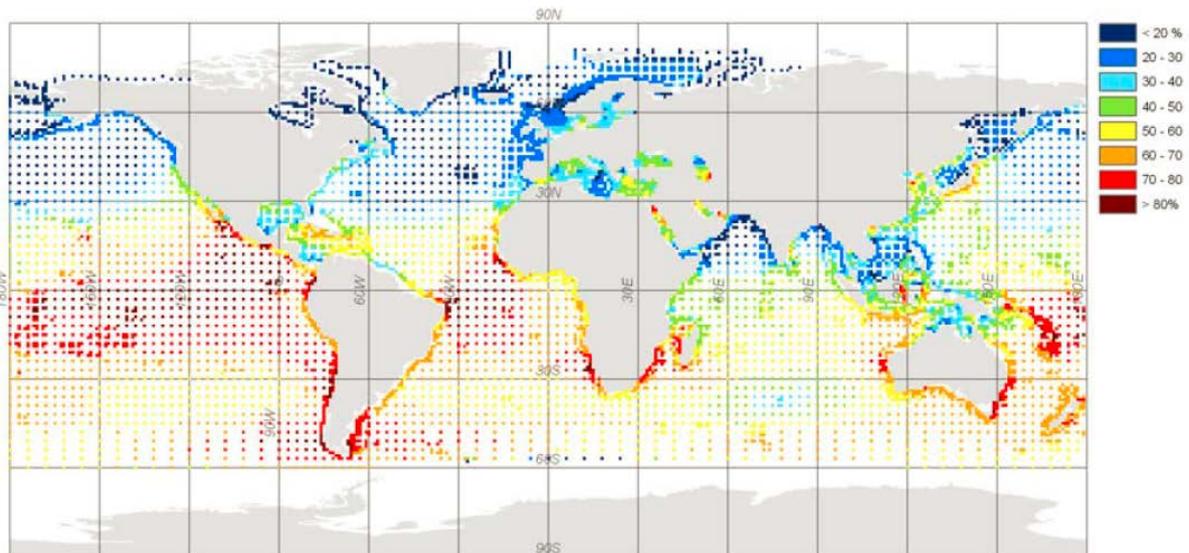


Abbildung 13: Verhältnis der minimalen monatlichen Wellenleistung zur Jahresdurchschnittsleistung

Quelle: Mørk et al. (2010, S. 4f.). Hohe Prozentwerte bedeuten große Kontinuität der Wellenleistung und nur geringe Abweichungen zum Mittel.

Unter der Annahme, dass Wellenkraftwerke diese Verfügbarkeiten kontinuierlich nutzen können, ergeben sich theoretisch über 80 Prozent Volllaststunden im Jahr. Im Vergleich hierzu erreichen existierende Windkraftanlagen nach Schätzungen jährlich durchschnittlich zwischen 25 und 40 Prozent Volllaststunden, wobei der globale Durchschnitt 2012 auf 21 Prozent geschätzt wurde (International Energy Agency (IEA), 2012, S. 11). Manche Offshore-Windkraftanlagen können heute immerhin eine maximale Auslastung von mehr als 50 Prozent erzielen, wie Beispiele aus Deutschland, Dänemark und von den Shetlandinseln zeigen (Alpha Ventus, 2012; energynumbers.info, 2014; REUK.co.uk, 2007). Vergleicht man die mittlere installierte Nennleistung des Jahres 2013 für On- und Offshore-Windkraftanlagen in Deutschland (32,8 Gigawatt; eigene Berechnungen nach DEWI GmbH (2014)) mit deren tatsächlicher Durchschnittsleistung (5,35 Gigawatt; eigene Berechnungen aus European Energy Exchange AG (2014b)), liegt die Verfügbarkeit mit 16,4 Prozent noch unter den Annahmen der IEA. Für Photovoltaikanlagen steht sie im globalen Durchschnitt ähnlich wie in Deutschland bei 11,5 Prozent (Burger, 2012; Dale & Benson, 2013, S. 3486), obwohl an ausgewählten Standorten in China bereits bis zu 18 Prozent Verfügbarkeit erreicht werden (Dale & Benson, 2013, S. 3486). In schlechten Sonnenjahren kann die Verfügbarkeit aber auch deutlich unter diesen Wert fallen: Der analog zur obigen Berechnung durchgeführte Vergleich für Photovoltaik im Jahr 2013 ergibt mit einer installierten mittleren Nennleistung von 34,1 Gigawatt (eigene Berechnungen aus Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (2013, S. 5) und Bundesnetzagentur (2014)) und einer effektiven Durchschnittsleistung im selben Jahr von 3,39 Gigawatt (eigene Berechnungen aus (European Energy Exchange AG, 2014a)) nur einen Wert von 9,9 Prozent. Generell begründet sich das relativ niedrige Verfügbarkeitsniveau für Sonnenenergie im Vergleich zu dem hohen theoretischen Energiepotential nicht nur aus der technisch herausfordernden Umwandlung von Sonnenenergie in Strom, sondern vor allem auch aus natürlichen Schwankungen durch Wolken und den Tag-Nacht-Rhythmus.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass Wellenkraft im Vergleich zu den alternativen regenerativen Energien aus Sonne und Wind sehr gute Voraussetzungen für eine energetische Nutzbarmachung hat: Erstens ist das Energie- und Leistungsaufkommen von Wellenkraft um ein Vielfaches konzentrierter. Zweitens ist auch die Verfügbarkeit besser, so dass Wellenkraftwerke je nach Standort eine fast vollständige Versorgung sicherstellen könnten.

3 Stand der Technik zu Wellenkraftwerken

In der Literatur wurden schon früh zwei miteinander verwandte zentrale Herausforderungen für die Einführung und den Erfolg von Meereswellenkraftwerken identifiziert: Erstens müssen die Wellenbewegungen des Standorts und die dadurch wirkenden Kräfte auf Struktur und Verankerung sehr genau bestimmt werden, um Sturmhaltbarkeit und Dauerfestigkeit sicherstellen zu können. Zweitens sind Zerstörungs- und Bruchversuche an der angestrebten Technologie selbst essentiell, um die Haltbarkeit ihrer Struktur und ihre Lebensdauer zu verifizieren (Raabe, 1985).

Im Folgenden werden die historische Entwicklung der Wellenkraftwerkstechnologie und der heutige Stand der Technik dargestellt. Die Darstellung der historischen Entwicklung beruht dabei, wenn nicht anders angegeben, auf dem ausführlichen Überblickstext von Khammas (2013a, 2013b, 2013c). Die heutigen Entwicklungsprojekte werden über eine allgemeine Einschätzung aus wirtschaftlicher Sicht hinaus speziell nach den oben genannten technischen Anforderungskriterien beurteilt, sofern die Daten zu den Projekten solche Aussagen erlauben.

3.1 Historische Entwicklung von Wellenkraftwerken

Dass Wasserwellen nutzbar gemacht werden, ist ein relativ neues Thema in der Menschheitsgeschichte. Obwohl die Wasserkraft aus Flüssen für den Betrieb von Mühlen seit Hunderten von Jahren genutzt wird, wird Wellenkraft erst seit den 1970er Jahren ernsthaft als mögliche Quelle der Energiegewinnung gesehen (Boud, 2003, S. 17).

Erstmals erwähnt wurden Ansätze zur Nutzung von Wasserwellen im Jahr 1799 in Frankreich. Es dauerte jedoch über 70 Jahre, bis erste Technologien zur Nutzung von Meereswellen in Kalifornien zum Patent angemeldet wurden. Danach gab es eine Reihe von Versuchen und Testanlagen auf Basis ähnlicher Mechanismen, um die Kraft von Meereswellen zu nutzen. Leider wurden die Technologien größtenteils nicht weiter dokumentiert, weshalb hier nur auszugsweise einige Anlagen und ihre Erfinder genannt werden können, um die rege Forschung an dem Thema zu der damaligen Zeit zu illustrieren.

Die erste dokumentierte Anlage ist der Wave Motor von Charles Buckner (1873), der gefolgt wurde von der Wellenkraftanlage von William Filmer (1878), dem Wellenkraftpatent von I. L. Roberts (1881) und dem Ocean Wave Motor von W. Swailes im gleichen Jahr. Ein Wellenkraftwerk zum Pumpen von Wasser und zur Stromerzeugung wurde 1886 finanziert von Adolph Sutro und entwickelt und gebaut von E. F. Stehen. Nach dem Hollande Wave-Motor von Henry P. Holland und seinem Finanzier J. A. Fischer (1891) folgten 1894 der Wellen-Motor von Emil Gerlach und der Wave-Motor von Armstrong (1896), der über 15 Jahre in Betrieb war. Schließlich wurde 1986 das Bewässerungssystem „Hydraulischer Widder“ von Joseph Michel erfunden und ca. 1990 die „Heulerglocke“ von einem unbekanntem Erfinder.

Spätere Entwicklungen zur energetischen Nutzung von Meereswellenkraft erfolgten durch Bochaux-Praceique aus Frankreich mit seiner Studie aus dem Jahr 1910, die in Abbildung 14 a.) (S. 24) dargestellt ist. Er nutzte das Prinzip der oszillierenden Wassersäule in natürlichen Meereshöhlen, indem er eine Turbine an den entstehenden Luftstrom anschloss. Damit war er vermutlich einer der ersten, die diese Art der Energiequelle nutzten.

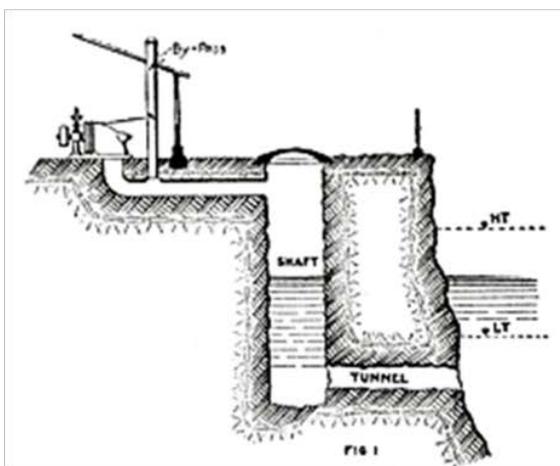
Um 1932 entwickelte der Deutsche Erich Roeder eine Anlage zur Erzeugung von Strom aus Wasserwellen (b.), S. 24), deren Funktionsweise jedoch nicht eindeutig beschrieben ist.

In Großbritannien wurde erstmals 1952 eine Technologie zur Nutzung von Meereswellen patentiert (c.), S. 20). Hierbei handelte es sich um eine überspülende Struktur, bei der die Wellenberge eine Rampe hinauf und in ein Becken einlaufen. Dieses bekommt dadurch ein höheres Wasserniveau im Vergleich zum umliegenden Meeresniveau. Der Niveauunterschied wird mittels einer Turbine kontinuierlich abgebaut. Das Prinzip ähnelt funktionell dem Projekt Wave Dragon, an dem unter anderem Dr.-Ing. Wilfried Knapp der TU München beteiligt war. Später kam heraus, dass das britische Patent von 1952 auf französischen Erfindungen basierte, so dass der eigentliche Urheber der überspülenden Struktur und der Zeitpunkt der Erfindung nicht genau bestimmt werden können.

Ein konzeptionell neuer Ansatz wurde 1974 durch Stephen H. Salter entwickelt. Salter etablierte mit seiner „Salter Duck“ (d.), S. 20) erstmalig ein Konstrukt, das mit der Wellenbewegung nickte (Salter, 1974). Hierbei werden flächige Auftriebs-elemente aneinander gereiht und axial an einer Seite geführt in die Welle gelegt. Die Strömung der Wellen versetzt die Flächenelemente in eine hin und her schwingende Bewegung, vergleichbar mit einer Tür, die auf dem Boden liegt und auf und zu geklappt wird. Diese Bewegung wird in der Drehachse über ein Getriebe-Generator-System zur Stromproduktion gedämpft. Dieses Prinzip ist der Grundstein für viele nachfolgende Ansätze.

Richtungsweisend war auch der Ansatz von Prof. Alan A. Wells, ebenfalls aus Großbritannien, der mit seiner Erfindung der Wells-Turbine in den späten 1980er Jahren (e.), S. 20) erstmals eine axiale Strömungsturbine erfand, deren Achse aus einer Vor- und einer Rückströmung in jeweils gleicher Richtung angetrieben wird. Damit baut diese Technologie auf der Nutzung der oszillierenden Wassersäule von Bochaux-Praceique auf. Der große Vorteil an diesem Ansatz ist die Einfachheit seines Aufbaus. Ein wesentlicher Nachteil dieser Turbinentechnologie ist allerdings, dass die Anfangsrotation erst manuell aufgebaut werden muss, bevor Luftströmungen die Rotation der Turbine antreiben. Die Wells-Turbine wird bis heute als Kernbaukomponente in Lösungen der oszillierenden Wassersäule verwendet, wie zum Beispiel im Modell von Voith Hydro.

Historisch erwähnenswert sind auch die Ansätze aus Japan von Junjiro Tsubota, der ab 1977 mehrere Patente auf ein schwimmendes, mit Flügeln bestücktes Wellenkraftwerk erteilt bekam (Abbildung 12 f.), S. 20).



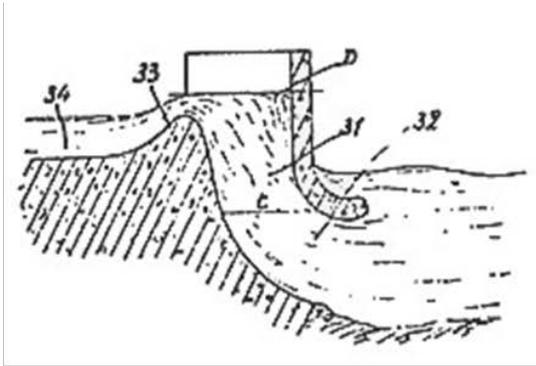
a.)



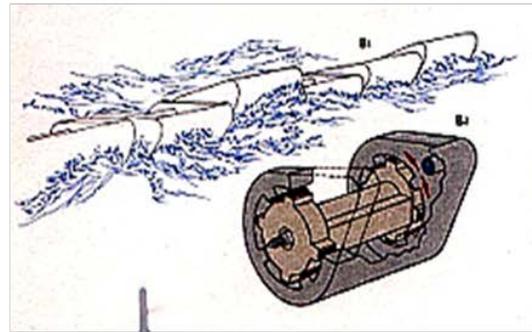
b.)

Abbildung 14: Historische Entwicklung von Wellenkraftwerken

Quelle: Khammas (2013b). a.) Bochaux-Praceique 1910; b.) Erich Roeder 1932



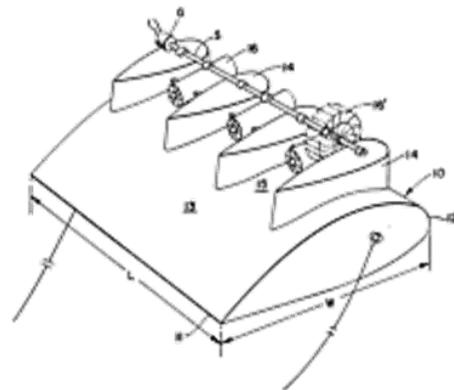
c.)



d.)



e.)



f.)

Abbildung 12 (Fortsetzung): Historische Entwicklung von Wellenkraftwerken

Quelle: Khammas (2013b). c.) Großbritannien 1952 (Französisches Plagiat); d.) Stephen H. Salter („Salter Duck“) 1974; e.) Prof. Alan A. Wells („Wells-Turbine“) 1980er; f.) Junjiro Tsubota 1977

Basierend auf diesen wichtigsten grundlegenden Erfindungen wurden bis heute eine Vielzahl von Technologien entwickelt. Der Großteil der heute bekannten Technologien, die im nächsten Kapitel beschrieben werden, kann so auf folgende Grundfunktionalitäten reduziert werden:

- Oszillierende Wassersäule (Oscillating Water Column, OWC)
- Überspülende Technologien
- Wellenangetriebene Verdränger- und Auftriebskörper

3.2 Aktuelle Entwicklungsprojekte

Wie weit die Entwicklung und Kommerzialisierung von Technologien in der Wellenkraft fortgeschritten ist, ist nicht leicht zu erfassen. Aus dem langjährigen Vorzeigeprojekt Pelamis beispielsweise, das noch im Jahr 2012 preisgekrönt worden war, stieg E.ON Anfang 2013 wegen technischer Probleme als einer der letzten Hauptinvestoren zu diesem Zeitpunkt aus. Obwohl nach Unternehmensangaben die Kommerzialisierung weitergetrieben wurde (Downing, 2013), gab Pelamis Wave Power dann im November 2014 überraschend die Insolvenz bekannt (Herald Scotland, 2014).

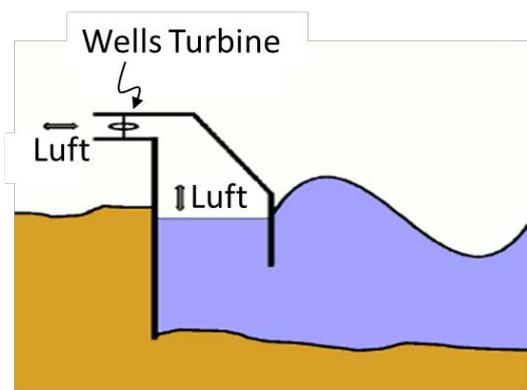
Viele Projekte werden geheim gehalten und unter Ausschluss der Öffentlichkeit getestet. So ist zum Beispiel bisher weitgehend unbekannt, dass die University of California, Berkeley aktuell an einer Unterwasser-Brandungstechnologie forscht, welche das Phänomen wellendämpfender Sedimentschlämme imitieren soll (Lehmann et al., 2013).

Im Folgenden wird versucht, den aktuellen Stand aussichtsreicher Entwicklungen an verschiedenen Orten der Welt zusammenzufassen. Hierbei werden schon heute verworfene Technologien nicht weiter berücksichtigt und einzig öffentlich zugängliche und ernsthafte Entwicklungsansätze, die noch heute (2015) Aktualität haben, dargestellt und genauer erläutert. Eine sehr umfassende Übersicht zu weltweiten Wellenkraftwerksprojekten findet sich darüber hinaus in (Khammas, 2013a, 2013b, 2013c).

3.2.1 Oscillating Water Column (OWC)-Anlagen

Die OWC-Anlagen verschiedener Projektbetreiber machen sich das Prinzip der oszillierenden Wassersäule zunutze (Brooke, 2003, S. 30). Dazu wird ein in den Küstenstreifen integrierter und etwa halb gefluteter Raum knapp unter der Wasseroberfläche mit dem angrenzenden Meer verbunden (Abbildung 15). Die Meereswellen erzeugen in dem Raum eine Auf- und Abbewegung des Wasserstandes. Diese Bewegung entspricht im Auftreten und der Auslenkung weitgehend den anbrandenden Wellen. Durch den relativ schnellen Wechsel von steigendem und sinkendem Wasserniveau entsteht im Raum ein Über- und Unterdruck der darüber liegenden Luft. Auf der Luftseite hat der Raum eine meist rohrartige Verjüngung, durch die die Über- und Unterdruckluft mit der Wellenbewegung ein- und ausströmt. Mittels einer Wells-Turbine, die darauf ausgelegt ist, aus zwei gegensätzlichen Richtungen angeströmt zu werden, wird die Luftströmung in Rotation und dadurch in Strom gewandelt.

Seit sie erstmals 1910 in Frankreich dokumentiert wurde, gab es immer wieder Versuche, die OWC-Technologie in ausgefeilteren Varianten umzusetzen. Unter anderem arbeitete, wie weiter oben erwähnt, ein Konsortium, an dem auch die TU München teilnahm, an einer schwimmenden Variante, dem „Wave Dragon“ (Tedd et al., 2008). Die weltweit erste kommerziell eingesetzte Technologie dieser Art stammt nach eigenen Angaben von Voith (Voith GmbH, 2014) und befindet sich in Mutriku in Nordspanien (Abbildung 15, b.). Es wird jedoch angenommen, dass die Anwendung bisher noch nicht wirtschaftlich arbeiten kann, weil die extrem hohen Investitionskosten nicht im Verhältnis zu den erzielbaren Erlösen stehen.



a.)



b.)

Abbildung 15: OWC-Anlagen

Quelle: a.) Bonifacio (2010); b.) Voith GmbH (2013). a.) Funktionsweise der Technologie; b.) OWC-Wellenkraftwerk der Voith GmbH in Mutriku, Nordspanien

3.2.2 Pelamis

Pelamis ist ein schlangenförmiges Gebilde, bei dem mehrere flexibel miteinander verbundene Zylinder auf dem Wasser schwimmen. Diese Auftriebskörper haben mehrere Meter Durchmesser und im

Verbund von fünf Zylindern eine Gesamtlänge von etwa 180 Metern. Einen groben Eindruck der Größe solcher Anlagen gibt Abbildung 16 b.). An einer Seite dieser ‚Schlange‘ muss die Konstruktion ähnlich wie ein Boot gegen Abdriften verankert werden. Die mehr als 40 Meter langen Elemente nicken relativ zueinander ein (Abbildung 16 a.). Diese Nickbewegung wird abgegriffen und in einem hydraulischen System zusammengeführt, welches einen Hydraulikmotor und Generator antreibt (Pelamis Wave Power Ltd., 2013).

Der schlangenförmige Aufbau von Pelamis soll vor allem einen guten Schutz gegen Sturm bieten, da starke Wellen theoretisch einfach über die Anlage hinweg spülen können (Yemm et al., 2011, S. 366). Genau dies scheint jedoch in der Praxis durch die Kombination von Vertikal- und Querkräften und durch die Größe der Auftriebselemente problematisch zu sein.

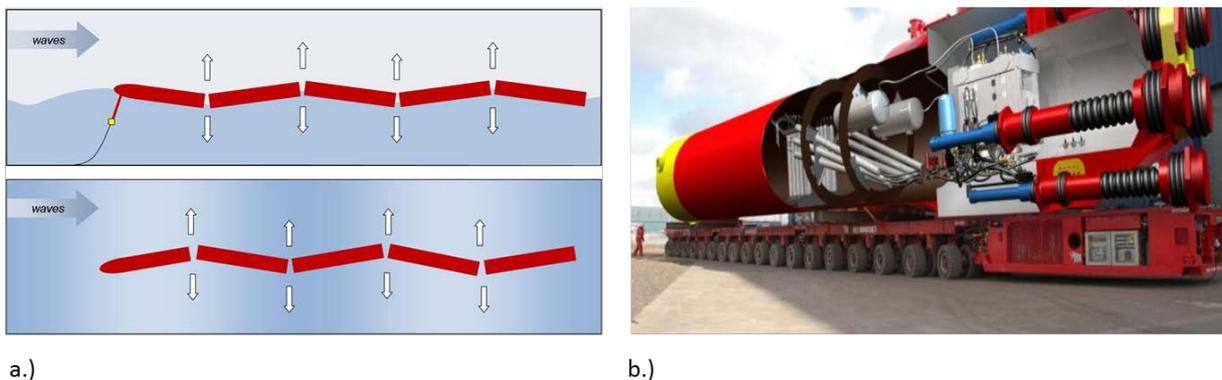


Abbildung 16: Pelamis

Quelle: Pelamis Wave Power Ltd. (2013). a.) Funktionsprinzip von Pelamis; b.) einzelnes Pelamis-Modul auf einem Tieflader

3.2.3 NEMOS

Bei NEMOS (Nutzung des Energiepotenzials von Meereswellen in Offshore-Windparks zur Stromerzeugung) handelt es sich um durch Wellen angeregte Schwimmkörper oder auch Schwimmbojen. Diese Schwimmkörper sind über drei Seile mit Umlenkrollen am Meeresgrund verankert, die wiederum mit einem über Wasser liegenden Generatorkasten verbunden sind (Abbildung 17, S. 28). Die Seile greifen bei den Schwimmkörpern am selben Punkt an und werden pyramidenförmig zu den am Meeresgrund liegenden Umlenkrollen geführt. Da sie immer straff gespannt sind, zieht jede Bewegung des Schwimmkörpers, sei es horizontal, vertikal oder eine Kombination aus beiden, immer an mindestens einem Seil. Über eine Mechanik treiben die Seile am Generatorkasten einen Generator an. Die Technologie ist explizit für Offshore-Windparks konzipiert und soll zwischen existierenden Windrädern platziert werden, da der Generatorkasten gut an den Windmasten platziert werden kann. Im Falle eines Sturms sollen die Schwimmpontons über die drei Anbindungsseile mechanisch unter die Wasseroberfläche gezogen werden können, um so den Kräften an der Wasseroberfläche zu entkommen. Die Entwicklung befindet sich in einem Versuchsstadium: Erste Tests im Meer wurden mit Modellen im Maßstab von 1:10 durchgeführt (Nemos GmbH, 2013).

Die Technologie von NEMOS ist vielversprechend, da jede Bewegung der Schwimmkörper genutzt werden kann, wodurch theoretisch hohe Wirkungsgrade erreicht werden können. Die Elektronik und das Generatorhaus können in sicherem Abstand über der Wasseroberfläche installiert werden. Gleichzeitig bildet NEMOS eine gute Ergänzung zu Offshore-Windparks. Das größte Manko sind vermutlich die zahlreichen Umlenkrollen und die damit verbundenen beweglichen Teile und Reibstellen der Seile am Meeresgrund: Es ist davon auszugehen, dass die submarinen Bauteile keine

lange Lebensdauer haben werden und eine Wartung teuer und kompliziert ist. Auch der Generatorantrieb über den Seilzug wird als Herausforderung in punkto dauerhaftem Betrieb gesehen.

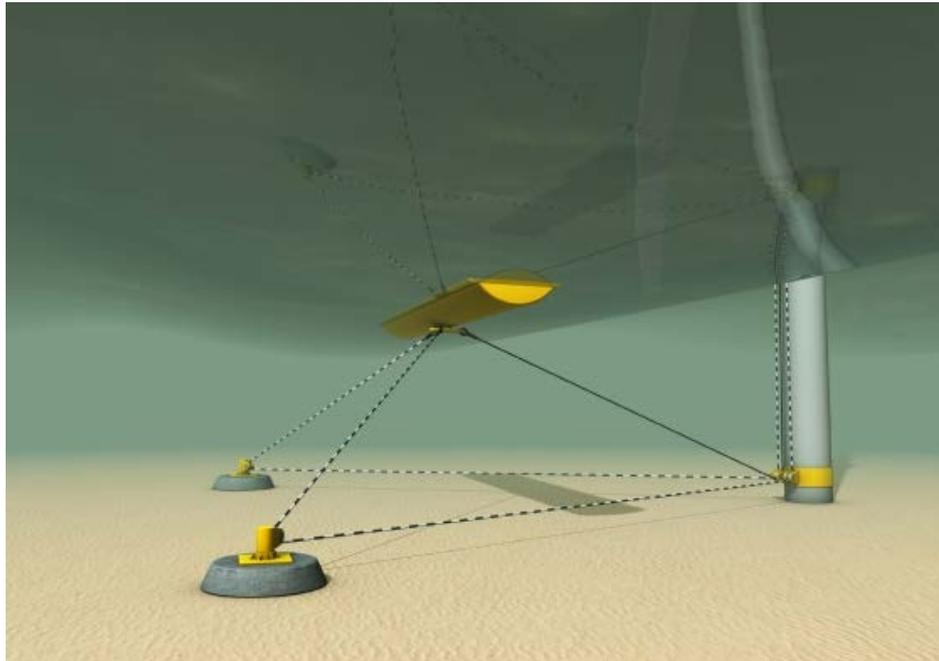


Abbildung 17: NEMOS (Nutzung des Energiepotenzials von Meereswellen in Offshore-Windparks zur Stromerzeugung)
Quelle: Nemos GmbH (2013).

3.2.4 Archimedes Waveswing System (AWS)

Das AWS besteht aus einem Unterwasser-Punktabsorber in sehr großer Dimensionierung. Punktabsorber sind kleinvolumige Auftriebskörper, die deutlich weniger als eine halbe Wellenlänge flächig abdecken. Durch Wasserwellen werden Punktabsorber angeregt, sich relativ zu einem fest stehenden Element zu bewegen. In Abbildung 18 a.) dargestellt sind das fest stehende Element, der Gitterrohrrahmen und das Auftriebselement mit den darin eingeschlossenen Körpern. Indem die Relativbewegung der Auftriebskörper zu den fest stehenden Elementen gedämpft wird, wird die entnommene Kraft in Strom gewandelt (Prado, 2008).



a.)



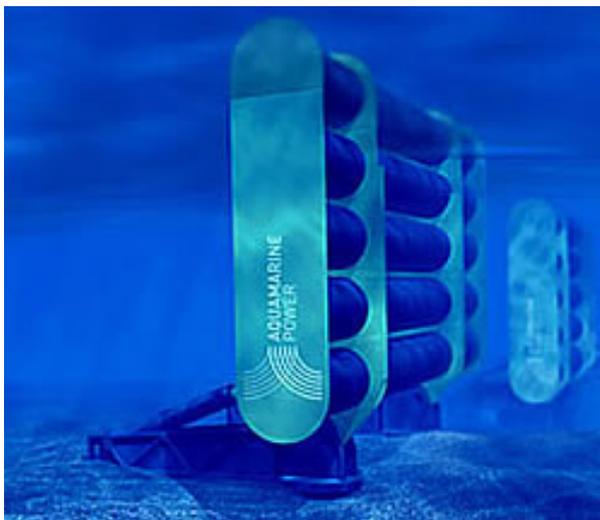
b.)

Abbildung 18: Archimedes Waveswing System (AWS)

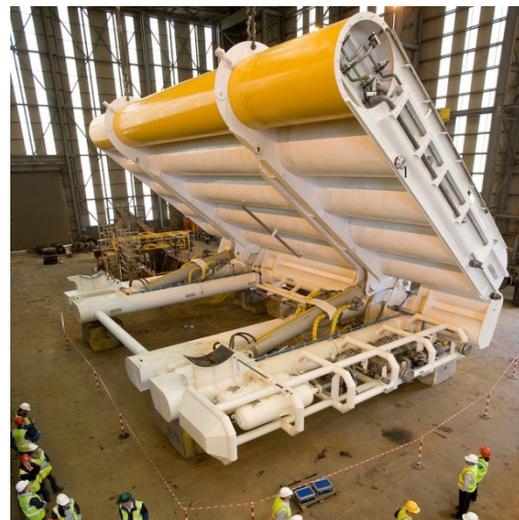
Quelle: a.) Khammas (2013b); b.) eigene Darstellung mit Foto von AWS Ocean Energy (2013). a.) Skizze des Punktabsorbers „AWS II“; b.) Foto eines 1:9 Modells des Entwicklungsstandes von „AWS III“ im Juni 2010 mit Bildmontage der Unterwassertechnik

3.2.5 Oyster

Oyster ist eine nickende Anlage, die von der Orbitalbewegung angetrieben wird, die durch Wellen entsteht. Die flächigen vertikalen Aufbauten (Abbildung 19) werden mit der Wellenbewegung wie eine schwenkende Tür oder eine klappende Muschel vor und zurück bewegt. Dabei wird ein Getriebe-Generator-System oder – wie in der Abbildung zu erkennen – ein Hydraulikzylinder angetrieben. Die oszillierende Bewegung wird in Strom umgewandelt (Aquamarine Power, 2014). Problematisch ist unter anderem, dass die gesamte bewegliche Technik dieses Systems unter der Wasseroberfläche liegt und damit extrem gut geschützt sein muss. Der Unterwasseraufbau führt außerdem zu großen Herausforderungen in der Wartung der Anlagen. Die Bodenmontage erlaubt eine Installation nur an sehr seichten Orten und ist tidenhubanfällig, das heißt, die Anlage muss aufgrund des regelmäßigen Niveauunterschieds durch die Gezeiten technisch nachgeführt werden (Collier et al., 2008).



a.)



b.)

Abbildung 19: Oyster I

Quelle: a.) Khammas (2013b); b.) Aquamarine Power (2008). a.) Oyster I unter Wasser (Illustration); b.) Oyster I in Konstruktionshalle

3.2.6 Langlee Robusto

Der 132kW Langlee Robusto ist ein kippendes System ähnlich der Oyster von Aquamarine Power. Es unterscheidet sich dadurch von letzterem Modell, dass es nicht auf dem Meeresgrund steht, sondern schwimmfähig ist (Abbildung 20, S. 30). Um den schwimmenden Schwebezustand an der Wasseroberfläche zu stabilisieren, werden zwei sich gegenüberliegende auftriebende „Flügel“ miteinander verbunden. Der schwimmende Aufbau hat gegenüber dem Oyster-System den Vorteil, dass er weder direkt auf eine bestimmte Wassertiefe beschränkt noch für Tidenhub anfällig ist, da er immer im richtigen Niveau zur Wasseroberfläche schwimmt. Dennoch muss das Kraftwerk je nach lokalem Wellenaufkommen recht große Abmaße haben, damit die gesamte Anlage nicht im Gleichtakt der Welle schwingt, sondern die Flügel gegenüber der Struktur möglichst abweichende Wellenanregungen erfahren. Eine besondere Herausforderungen liegt wie auch bei Oyster in der Abdichtung und der Wartung der unter Wasser liegenden beweglichen technischen Komponenten (Yu et al., 2014, S. 8).

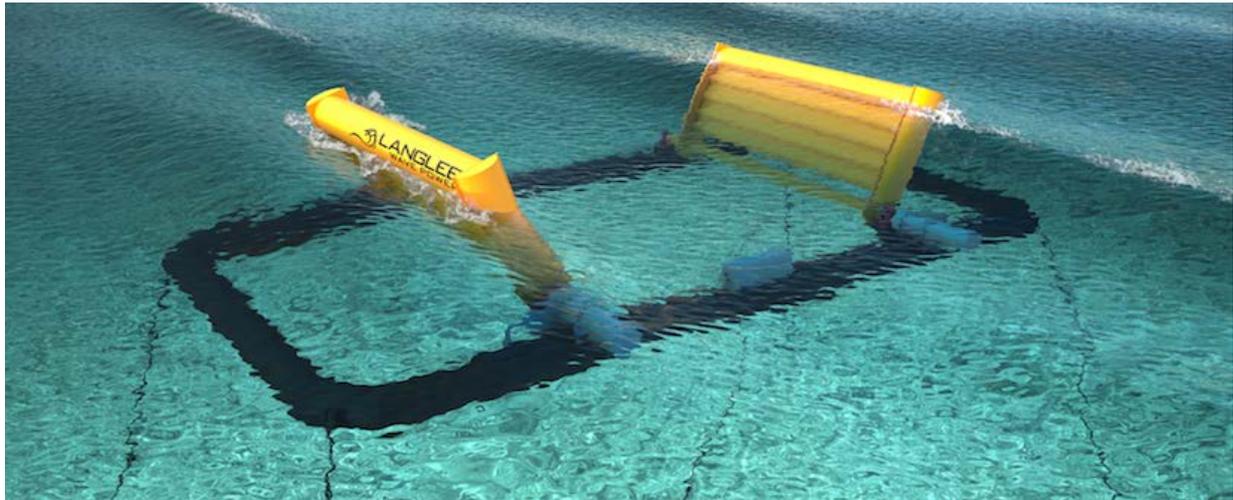


Abbildung 20: Langlee Robusto
Quelle: Langlee Wave Power AS (2013).

3.2.7 OPT PowerBuoy

Die OPT PowerBuoy ist ein einzelner Punktabsorber mit einer Verdrängerplatte, die vertikal unter dem Schwimmkörper im Meer schwebt. Es sind sehr große Ausführungen notwendig, damit die Verdrängerplatte tief genug im Wasser hängt und eine ausreichende Relativbewegung zwischen dieser und dem Auftriebskörper entstehen kann (Clayton, 2009). Abbildung 21 a.) und b.) zeigen die Ausmaße eines Prototyps und dessen Transport im Wasser im Jahr 2013. Abbildung 21 c.) (S. 26) stellt das Funktionsprinzip bildlich dar.

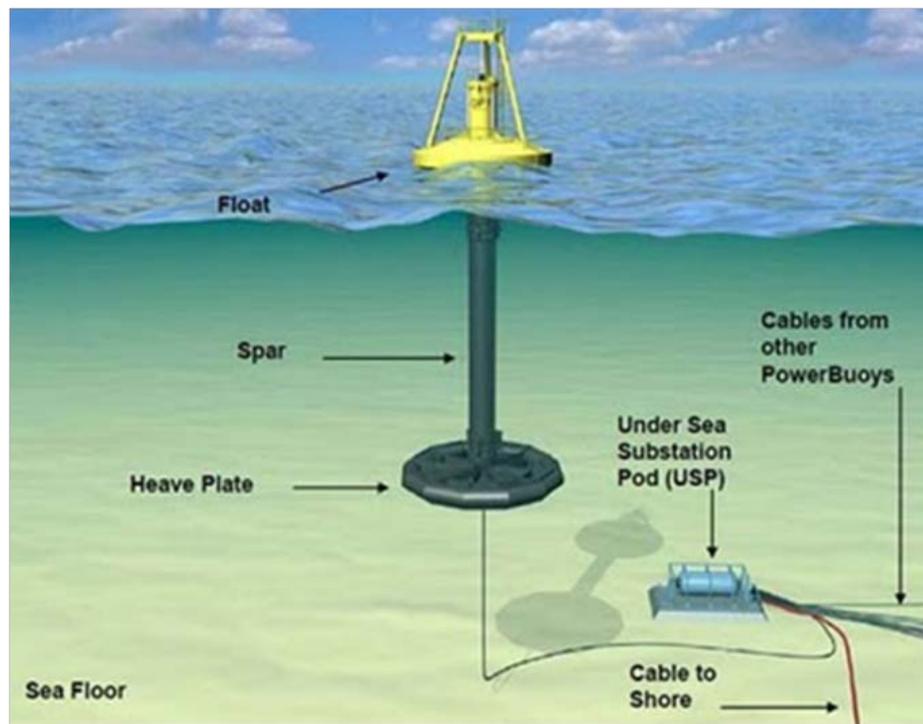


a.)



b.)

Abbildung 21: OPT PowerBuoy
Quelle: a.) Ocean Power Technologies Ltd. (2013); b.) Maritime Journal (2009); c.) Salmons (2010). a.) Prototyp liegend; b.) Prototyp beim Wassertransport



c.)

Abbildung 19 (Fortsetzung): OPT PowerBuoy
c.) Schematische Darstellung der Funktionsweise

3.2.8 Wave Star

Wave Star ist ein Multipunktabsorber, bei dem die einzelnen Punktabsorber sich eine ortsfeste, mit dem Meeresgrund verankerte Oberkonstruktion teilen (vgl. Abbildung 22 a.)). Die Punktabsorber sind schwenkend in einem leichten Kreisbogen aufgehängt. Die Stromgewinnung erfolgt über ein hydraulisches System. Im Falle von Sturm kann die gesamte Anlage an den Stangen hochgefahren werden, um die Punktabsorber aus dem Wellenangriffsbereich zu nehmen (Kramer et al., 2011). Da die aufwändige Verankerung mit dem Meeresboden und die Lösung für den Sturmschutz Anlagen im großindustriellen Maßstab erfordern, sind die Aussichten für einen wirtschaftlichen Betrieb noch sehr ungewiss.



a.)



b.)

Abbildung 22: Wave Star

Quelle: Kramer et al. (2011, S. 4, 12). a.) Illustration eines Wave Star-Wellenkraftwerks; b.) Prototyp in einer Maßstabsdarstellung mit Schlepper

4 Neuartiges Wellenkraftwerkskonzept

4.1 Konzept und Technologie des neuartigen Wellenkraftwerks

Auf Basis der in den vorhergehenden Kapiteln gewonnenen Erkenntnisse über die Grundlagen der Energiegewinnung aus Wellen und den Stärken und Schwächen der existierenden Technologien wurde ein neuartiges Wellenkraftwerk entwickelt, das im Folgenden vorgestellt wird. Dieses Kraftwerk funktioniert nach dem Grundprinzip von durch Wellen an der Wasseroberfläche vertikal angeregten Auftriebskörpern. Während dieses Prinzip durch Punktabsorber bekannt ist, besteht die Innovation maßgeblich in einer neuen Anordnung und einem veränderten Aufbau der Punktabsorber, wodurch die gesamte Anlage im Betrieb schwimmfähig ist. Außerdem beruht sie auf dem grundsätzlich neuen Ansatz, mit einer modularen Strukturbaupweise Strom aus Meereswellen zu erzeugen. Dieses Funktionsprinzip ist weltweit einzigartig und wurde bereits durch das Deutsche und das Europäische Patentamt patentiert. Im Gegensatz zu vielen anderen Innovationen im Wellenkraftwerksbereich wird bei der hier vorgestellten Entwicklung auf Downsizing gesetzt: Im Fokus steht das Ziel, eine kleine, einfache, robuste und günstige Technologie zu entwickeln, die im Detail in allen technischen Entwicklungsschritten weiter optimiert wird.

4.1.1 Technische Konzeption

Funktionsprinzip

Bei dem hier vorgestellten Wellenkraftwerk handelt es sich um ein neuartiges System von Punktabsobern im Verbund zur Stromgenerierung durch Wasserwellen. Um die Neuheit der Technologie zu beschreiben, wird zunächst das Grundprinzip der zwei verschiedenen Arten von Punktabsobern erklärt, auf denen diese Technologie aufbaut: fest mit dem Meeresgrund verankerte Punktabsorber (seabed-mounted pitching devices) und schwebende Punktabsorber (floating pitching devices) (Babarit & Hals, 2011, S. 6).

Aus mechanischer Bewegung kann Strom nur zwischen Körpern erzeugt werden, die sich in unterschiedlicher Richtung bewegen. In vereinfachter Form ist die Menge des erzeugten Stroms proportional zu der relativen Geschwindigkeit und der Kraft beider Körper (Binder, 2012). Bei Punktabsobern ist es das Ziel, eine möglichst energiereiche Relativbewegung zwischen zwei Körpern zu erreichen, um die Energieausbeute zu steigern. Hierfür ist es vorteilhaft, einen möglichst ortsfesten Körper zu schaffen, zu dem sich ein durch Wellenkraft angeregter anderer Körper dann möglichst frei mit den Wellen bewegen kann (Salter, 1974, S. 423). Die Relativbewegung beider Körper muss mittels einer Dämpfung in Strom gewandelt werden.

Ein fest mit dem Meeresgrund verankerter Punktabsorber (Abbildung 23, S. 33) ist in seiner einfachsten Form ein senkrechter Pfahl (1), der im Sediment (2) fixiert ist und den ortsfesten Körper bildet. Dieser ragt bis über die Wasseroberfläche (7) und das örtlich maximal vorkommende Wasser- und Wellenniveau (3) hinaus. Entlang des Pfahls ist ein Auftriebskörper geführt (4). Durch die Wasserwellen (7) hebt und senkt sich der ringförmige Auftriebskörper in Auslenkung und Geschwindigkeit mit der vorherrschenden Wellenamplitude (6). Vor allem wegen der Energieentnahme bzw. Absorption ist die Auslenkung des Auftriebskörpers (5) jedoch kleiner als die Amplitude des Wassers.

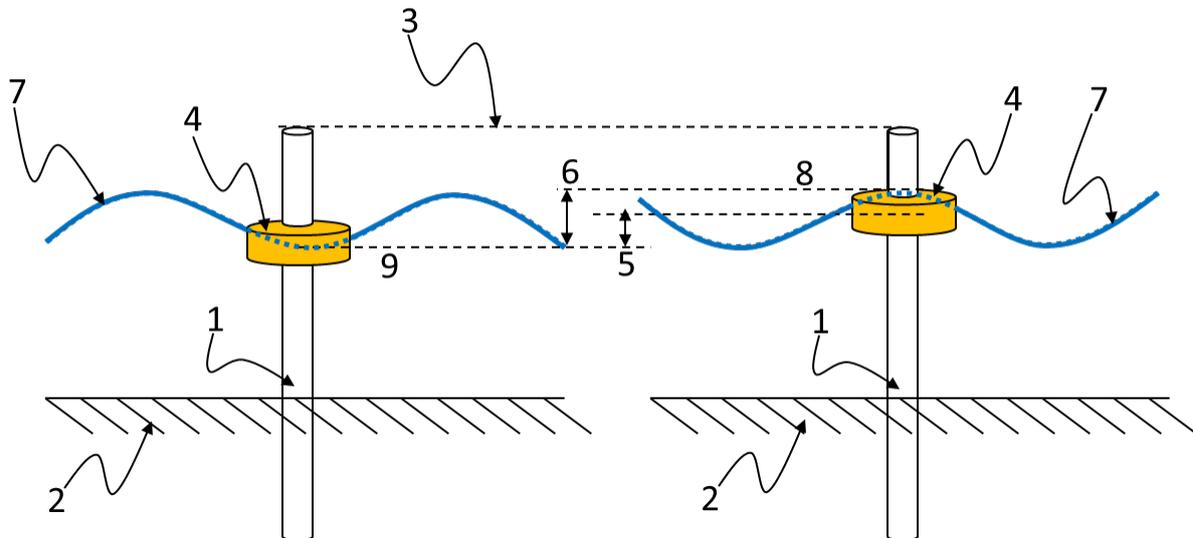


Abbildung 23: Am Meeresgrund verankerter vereinfacht dargestellter PunktabSORBER

Quelle: Eigene Darstellung. 1) Hubstange; 2) Sohle (Meeresgrund); 3) maximal zu nutzende Wellenhöhe; 4) Auftriebskörper; 5) Auslenkung des Auftriebskörpers; 6) Amplitude (Wellenhub); 7) Wasseroberfläche; 8) konvexes Wellenmaximum; 9) konkaves Wellenmaximum. Dargestellt ist ein und derselbe PunktabSORBER im maximal konkaven (links) und maximal konvexen (rechts) Wellenzustand.

Der Auftriebskörper steigt vertikal durch die Wasserwelle angeregt bis zum Maximum der Wellenamplitude (8). Diese Bewegung ist durch die Wasserwelle und den Auftrieb erzwungen. Die vertikale Senkung muss durch eine andere Kraft erfolgen, da der Auftriebskörper aufgrund der Dämpfung nicht alleine wieder auf das untere Wellenamplitudenniveau (9) sinken kann. Daher kann Energie auch nur aus der mittels Wellenhub zugeführten Bewegung entnommen werden, also in dem in Abbildung 23 dargestellten Beispiel nur aus der vertikalen Aufwärtsbewegung. Die Energie für die erforderliche Abwärtsbewegung muss dagegen bereits in der erzwungenen Aufwärtsbewegung ‚aufgeladen‘ werden. Sie kann etwa in der potentiellen Energie eines schweren Auftriebskörpers geladen werden, die er durch die Gravitationskraft in der Abwärtsbewegung wieder abgibt. Alternativ können mechanisch oder elektrisch gefederte Energiespeicher geladen werden, die die gespeicherte Energie beim Erzeugen der Abwärtsbewegung wieder abgeben.

Dieses Grundprinzip eines fest mit dem Meeresgrund verankerten PunktabSORBERS ist in vielen Formen umsetzbar. Der beispielhaft vereinfachte PunktabSORBER aus Abbildung 23 kann zahlreiche unterschiedliche Arten von ortsfester Verankerung haben, zu der ein durch Wellen angeregter Auftriebskörper nicht nur vertikale, sondern auch horizontale oder nickende Bewegungen durchlaufen kann.

Im Unterschied dazu ist ein schwimmender PunktabSORBER nicht fest im Sediment verankert, sondern ist funktionsfähig, während er in Gänze schwimmt. In Abbildung 24 (S. 34) dargestellt ist eine vereinfachte Form eines schwimmenden PunktabSORBERS. Das Wirkprinzip entspricht dem aus Abbildung 23, mit dem wesentlichen Unterschied, dass der senkrechte Pfahl (1) nicht fest mit dem Boden verankert ist, sondern vom Auftriebskörper (4) getragen im Wasser schwebt. Trotzdem muss eine starke Relativbewegung zwischen diesen zwei Hauptbauteilen erreicht werden, um sie dämpfen und dadurch Strom generieren zu können. Dazu bedient sich der schwimmende PunktabSORBER physikalischer Tricks: So kann an den senkrechten Pfahl beispielsweise eine Verdrängerplatte (10) angebracht werden, die so tief positioniert ist, dass die vertikale Amplitudenbewegung der Wasseroberfläche (7) dort nur noch minimale Auswirkungen hat. In dieser Tiefe steht die

Verdrängerplatte also in vertikal beruhigtem Wasser, während der Auftriebskörper wegen seines Auftriebs von den Wellen nach wie vor zwangsausgelenkt wird. Da die Verdrängerplatte träge auf die Vertikalbewegungen und -kräfte des Auftriebskörpers an der Wasseroberfläche reagiert, wirkt sie wie ein Segel oder ein großer Widerstand im Wasser, der sich nur langsam und mit viel Kraft vertikal verschieben lässt. Der Effekt ähnelt damit der Verankerung des vertikalen Pfahls im Sediment (vgl. Abbildung 23, S. 33).

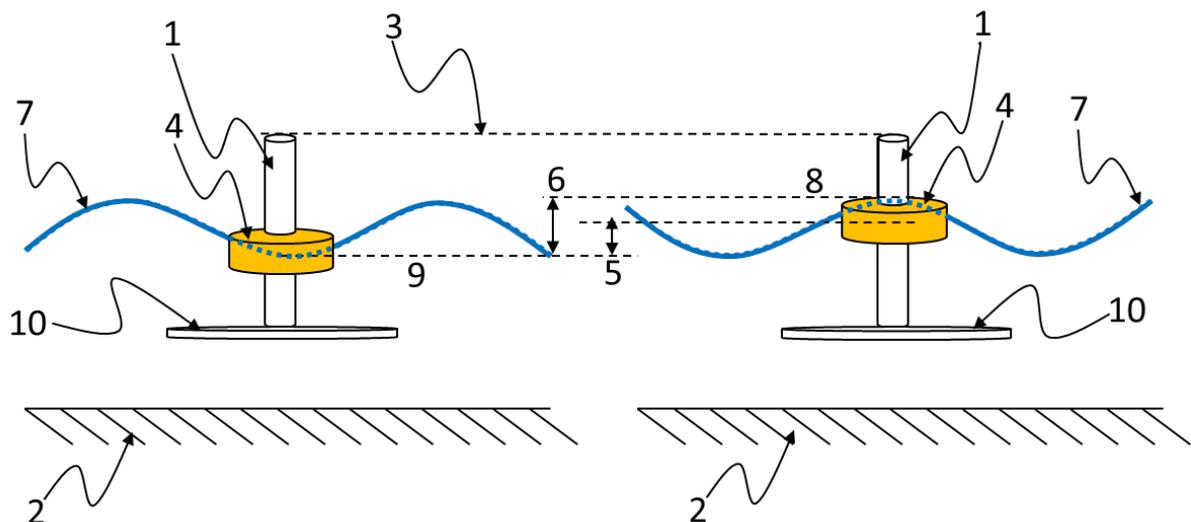


Abbildung 24: Schwebender, vereinfacht dargestellter Punktabsorber mit tief liegender Verdrängerplatte

Quelle: Eigene Darstellung. 1) Hubstange, 2) Sohle (Meeresgrund), 3) maximal zu nutzende Wellenhöhe, 4) Auftriebskörper, 5) Auslenkung des Auftriebskörpers, 6) Amplitude (Wellenhub), 7) Wasseroberfläche, 8) konvexes Wellenmaximum, 9) konkaves Wellenmaximum, 10) Verdrängerplatte. Dargestellt ist ein und derselbe Punktabsorber im maximal konkaven (links) und maximal konvexen (rechts) Wellenzustand.

Die zur Erzeugung einer Relativbewegung erforderliche Trägheit kann auch einfach durch eine hohe Masse des vertikalen Pfahls erreicht werden. In einigen Ausführungen des schwimmenden Punktabsorbers wird die Verdrängerplatte deshalb einfach weggelassen. Die Relativbewegung zwischen vertikalem Pfahl und Auftriebskörper ist dann allein auf die Beschleunigungsdifferenz beider Körper zurückzuführen. In jedem Fall muss jedoch der vertikale Pfahl relativ zu dem Auftriebskörper so ausgebildet sein, dass eine Auslenkung aus dem Ursprungszustand immer technisch in diesen Zustand zurückgedrängt wird. In anderen Worten bedeutet dies, dass die Ausgangsposition zwischen vertikalem Pfahl und Auftriebskörper über eine Federung wiederhergestellt werden muss.

Das Prinzip der Punktabsorber ist einfach und erprobt. Diverse Projektbetreiber weltweit beschreiben die Funktionsweise als erfolgreich. Die Wirkungsgrade (η_{el}) von Punktabsorbern unter realen Bedingungen reichen von 14 bis 20 Prozent pro Punktabsorber (Babarit & Hals, 2011, S. 4). Dabei ist es nicht überraschend, dass mit dem Grund verbundene Punktabsorber einen höheren Wirkungsgrad haben als schwimmende Varianten: Die feste Verankerung im Boden erlaubt eine stärkere Relativbewegung zwischen fest stehendem Körper und dem durch die Wellen angeregten Körper als bei der schwimmenden Ausführung. Allerdings bedeuten weder der funktionelle Erfolg noch die erzielten Wirkungsgrade, dass die Technologien heute universell einsetzbar oder betriebswirtschaftlich erfolgreich sind. Genau dieses Ziel soll das in dieser Arbeit vorgestellte neuartige Wellenkraftwerk erreichen.

Den Kern der in dieser Arbeit beschriebenen Innovation bildet ein Netzwerk von miteinander verbundenen Punktabsobern (Abbildung 25, S. 35). Jeder Punktabsober ergibt zusammen mit den dazugehörigen Anbauteilen ein Modul (15). Die fest stehenden Teile der Punktabsober sind im Netzwerk miteinander verbunden und bilden so eine sich flächig ausdehnende steife Struktur (1). In dieser Struktur können beliebig viele Module verbunden werden. Jedes Modul enthält einen federnd gelagerten (10) Auftriebskörper (4), dessen durch die Welle (7) angeregte Bewegung zur Kraftaufnahme und Stromerzeugung verwendet wird. Der Auftrieb eines Auftriebskörpers entspricht der Summe aus dem Eigengewicht des zugehörigen Moduls und der Kraft, die durch den Wellenhub (6) zur Stromumwandlung auf diesen Auftriebskörper maximal ausgeübt werden kann.

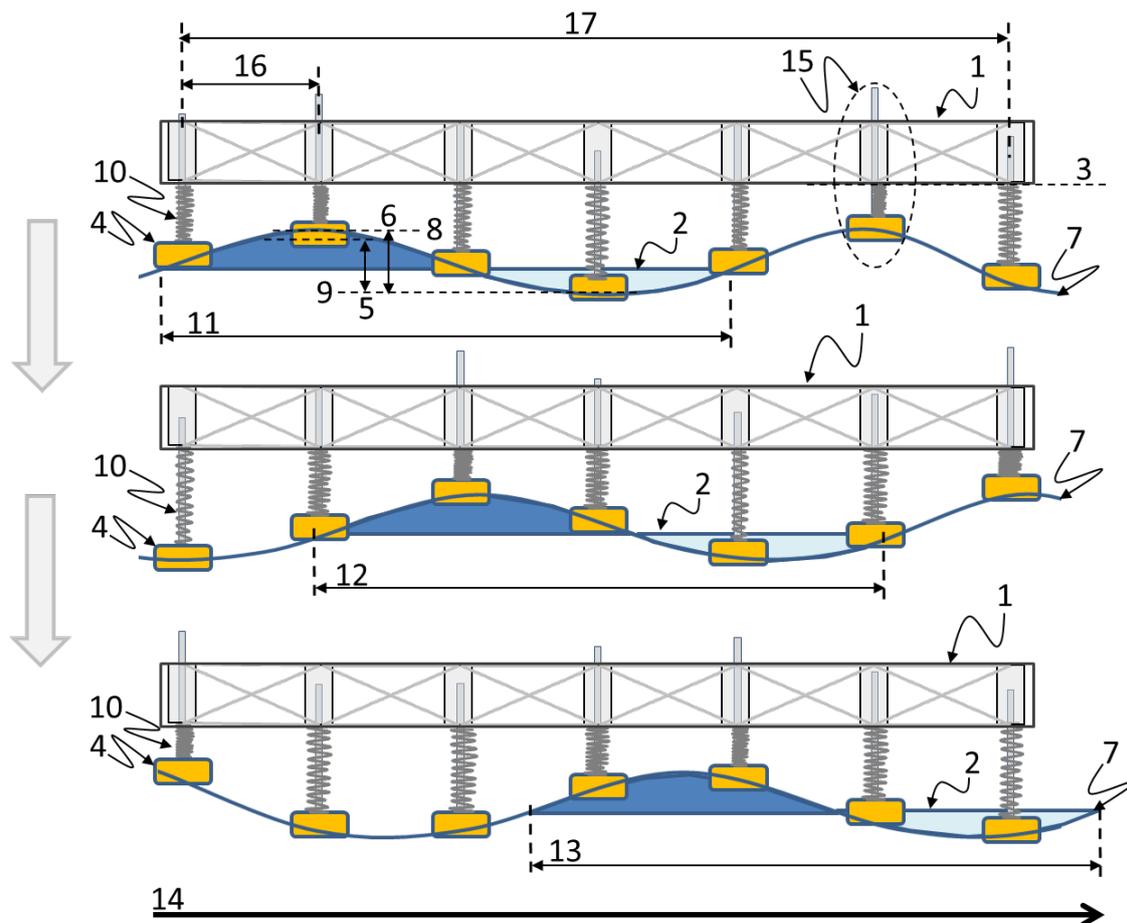


Abbildung 25: Durchlauf einer Sinuswelle durch das neuartige Wellenkraftwerk (von oben nach unten)

Quelle: Eigene Darstellung. 1) Hubstange; 2) Sohle (Meeresgrund); 3) maximal zu nutzende Wellenhöhe; 4) Auftriebskörper; 5) Auslenkung des Auftriebskörpers; 6) Amplitude (Wellenhub); 7) Wasseroberfläche; 8) konvexes Wellenmaximum; 9) konkaves Wellenmaximum; 10) Feder; 11, 12, 13) Wellenlänge; 14) Wellenrichtung; 15) Modul; 16) Abstand zwischen zwei Modulen; 17) Anlagenlänge.

Die fest stehende Struktur wird über die Federn und die Auftriebskörper getragen und ist somit federnd gelagert. So ist der Aufbau mit dem eines PKW vergleichbar: Die Antriebskörper sind das Analogon zu den Rädern, die fest stehende Struktur entspricht der Karosserie oder dem Fahrgestell. In diesem Vergleich würde die Relativbewegung zwischen Karosserie und Rädern in Strom gewandelt. Nach diesem Grundprinzip funktioniert auch das hier beschriebene Wellenkraftwerk: Die Relativbewegung zwischen der steifen Struktur und den durch die Wellen angeregten Auftriebskörpern wird elektromechanisch in Strom gewandelt. Allerdings tragen nicht nur vier Auftriebskörper die fest stehende Struktur wie bei einem Auto mit vier Rädern, sondern eine Vielzahl

von Auftriebskörpern. Je nach gewünschter Anlagengröße können einige Hundert Einzelmodule pro Anlage verbaut werden. Ihre Leistung summiert sich zur Gesamtanlagenleistung.

Je mehr Module in einer Anlage verbunden sind, desto träger wird die fest stehende Struktur und entsprechend höher die Relativbewegung der einzelnen Auftriebskörper im Modul. Die steife Struktur verhält sich dann zunehmend wie ein fest im Boden verankerter Punktabsorber (vgl. Abbildung 23, S. 33). Damit das Prinzip funktioniert, muss jedoch vermieden werden, dass sich die Kräfte beim Durchlaufen einer Welle durch die Anlage aufheben: Denn ist die Anlagenlänge (17) in Wellenrichtung (14) kürzer als eine Wellenlänge (11, 12, 13), ‚schaukelt‘ die gesamte Anlage mehr mit der Wellenbewegung, als dass es eine voll ausgebildete Relativbewegung zwischen der steifen Struktur und den Auftriebskörpern gibt. Das Wasserniveau (2) bleibt in diesem Fall konstant und die Auslenkung geschieht zu gleichen Teilen vertikal nach oben wie nach unten. Die Stromwandlung ist unter diesen Umständen stark gemindert. Daher soll die Anlagenlänge möglichst eine Wellenlänge betragen. Noch besser ist eine flächige Ausdehnung der Anlage von anderthalb und mehr Wellenlängen: Die Effizienz der Anlage steigt mit einer Ausdehnung der Anlage über viele Wellenberge und Wellentäler.

Ebenfalls wichtig ist hierbei der Abstand zwischen zwei Modulen (16), der idealerweise möglichst gering ist. Denn eine Anlage mit vielen kleineren Modulen hat den Vorteil, ein breiteres Spektrum an Meereswellen energetisch erfassen zu können. Es ist also zu erwarten, dass der Wirkungsgrad der Anlage mit zunehmender Anzahl an Modulen steigt. Im Extremfall, wenn beispielsweise nur zwei Module über die Anlagenlänge in Wellenrichtung verteilt sind, geht der Wirkungsgrad gegen Null, da die ganze Konstruktion mit den Wellen schaukelt und es keine Relativbewegung gibt. Mit steigender Zahl an Modulen erhöhen sich also der Wirkungsgrad und damit auch der erzielbare Erlös pro Anlage.

Aus wirtschaftlicher Sicht muss hier jedoch ein Optimum gefunden werden: Zwar sinken die Kosten für die einzelnen Module, je geringer Auftrieb, Federkraft, Energieentnahme und Gewicht pro Modul sein müssen. Und da sich die Module die gleiche steife Struktur teilen, erhöhen auch kleinere Module das gewünschte Gesamtgewicht der Oberstruktur und stellen so den effektiven Betrieb sicher. Allerdings sinken die Kosten pro Modul nicht proportional mit seiner Größe: Eine Anlage mit vielen kleinen Modulen wird voraussichtlich teurer sein als eine Anlage mit großen Modulen. In der Gesamtleistung gleich große und gleich starke Anlagen, von denen die eine viele Module hat und die andere Anlage nur wenige, werden auch ein sehr unterschiedliches Erzeugungsprofil haben: Eine Vielzahl an kleinen Aggregaten, die zu unterschiedlicher Zeit Stromspitzen erzeugen, ergeben in Summe der Voraussicht nach zudem konstantere Ströme als wenige große Module. Für die optimale Modulanzahl kommt es daher aus wirtschaftlicher Sicht auf die gewünschten Charakteristika der Anlage an.

Da Wasserwellen an jeder Position im Meer eine eigene Verteilung und Form haben, muss die Anlage außerdem jeweils auf die optimale Nutzung des lokalen Wellenspektrums ausgelegt werden. Darüber hinaus muss sie in jedem Gebiet auch auf die Maximalanforderungen ausgelegt werden, also auf die schwersten in dieser Gegend auftretenden Sturmbedingungen. Vereinfacht sind die Zustände des Wellenkraftwerks unter verschiedenen Wetterbedingungen in Abbildung 26, Abbildung 27 und Abbildung 28 (S. 37f.) dargestellt.

In Abbildung 26 (S. 37) ist die See beruhigt. Es gibt keine Wellen (7). Das Wellenkraftwerk wird von den Auftriebskörpern (4) getragen, ohne dass es eine Relativbewegung zwischen den Modulen (15) und der steifen Struktur (1) gibt. Da in der See keine Energie steckt, kann entsprechend auch kein Strom im Wellenkraftwerk erzeugt werden.

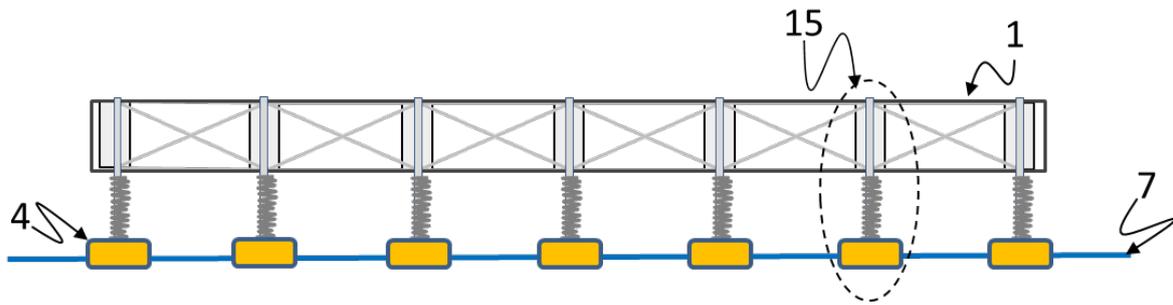


Abbildung 26: Wellenkraftwerk ohne Wellenaufkommen

Quelle: Eigene Darstellung. 1) Steife Trägerstruktur; 4) Auftriebskörper; 7) Wellen; 15) Modul

Der normale Betriebszustand ist in Abbildung 27 dargestellt: Die Module (15) werden hier angeregt durch die Wellen (7) vertikal oszillierend ausgelenkt. Es entsteht eine Relativbewegung zwischen den Modulen und der steifen Struktur (1), durch die Strom erzeugt wird.

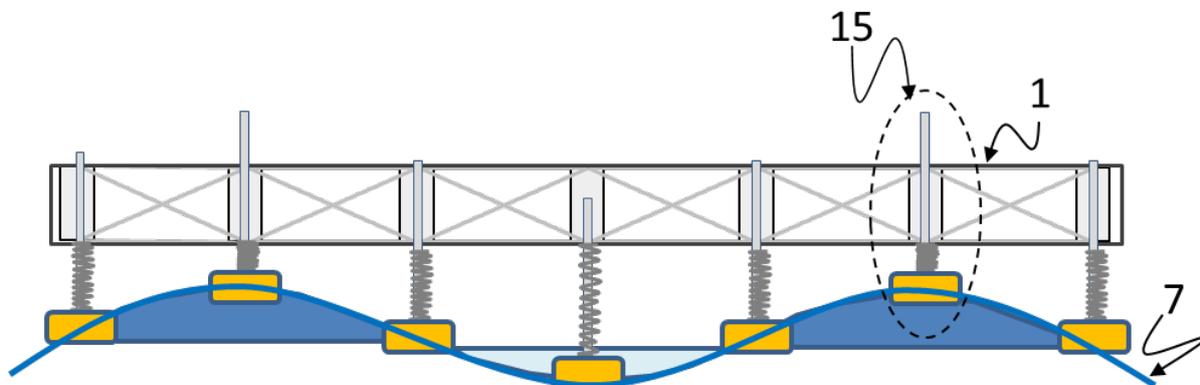


Abbildung 27: Wellenkraftwerk mit Betriebs-Wellenaufkommen

Quelle: Eigene Darstellung. 1) Steife Trägerstruktur; 7) Wellen; 15) Modul

Abbildung 28 (S. 38) stellt den Extremfall einer Sturmsituation dar. Die Wellen (7) übersteigen in diesem Fall teilweise den Arbeitsbereich der Module (15). Allerdings soll der Auftrieb der einzelnen Auftriebskörper (4) nur so groß sein wie ihr anteiliges Gewicht an der Gesamtanlage plus die Kraft, die der maximalen Modulleistung entspricht. Diese Auftriebsbegrenzung trägt maßgeblich zum Schutz der Struktur bei Sturm und hohem Seegang bei und führt zu einem Eintauchen der Module bei erhöhtem Wellengang. Entsprechend laufen die Auftriebskörper vertikal bis zu einem oberen Anschlag und tauchen ab dort in die Welle ein. Die jeweilige Maximalkraft, die die Wellen auf das Wellenkraftwerk ausüben können, ist pro Modul durch diesen Anschlag und die Angriffsfläche der Auftriebskörper begrenzt. Alle restlichen Bauteile des Wellenkraftwerks bieten im Vergleich hierzu vernachlässigbar kleine Angriffsflächen. Dennoch ist diese Form des Sturmschutzes nicht trivial, denn die Welle übt auf die Auftriebskörper nicht nur Vertikalkräfte aus. Auch in Fortpflanzungsrichtung und mit der Fortpflanzungsgeschwindigkeit der Welle können Horizontalkräfte oder sogar Kombinationen aus Horizontal- und Vertikalkräften auf die Auftriebskörper treffen.

Der Extremfall, den das Kraftwerk aushalten muss, tritt auf, wenn die vorderste und hinterste Reihe der Module durch extremen Wellengang gleichzeitig angehoben werden und dadurch in der Mitte einzelne Modulreihen soweit über das dazwischen liegende Wellental gehoben werden, dass sie in der Luft hängen. Etwas weniger kritisch ist ein extremer Wellenberg im Zentrum des Kraftwerks wie in Abbildung 28 dargestellt, da das Kraftwerk an den Seiten der Welle gestützt würde. Beide Fälle müssen

jedoch in der Auslegung und Festigkeitssimulation berücksichtigt werden. Die flächige Ausdehnung des Kraftwerks und die Verankerung an vier Seiten müssen so ausgelegt sein, dass das Kraftwerk in keinem Fall durch den Wellengang umgeworfen werden kann. Außerdem müssen alle Bauteile der Wellenkraftanlage wenigstens für den Fall eines Sturms wasserdicht und salzwasserbeständig konstruiert sein.

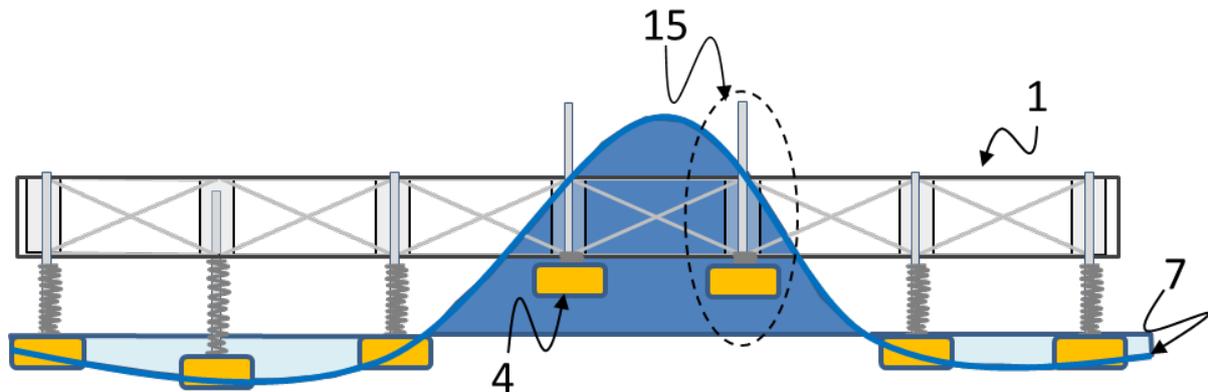


Abbildung 28: Wellenkraftwerk in Sturmsituation mit extrem erhöhtem Wellenaufkommen
Quelle: Eigene Darstellung. 1) Steife Trägerstruktur; 4) Auftriebskörper; 7) Wellen; 15) Modul

Kraftausbeute

Wie im vorherigen Kapitel angedeutet wurde, gibt es für jedes Wellengebiet eine optimale Anlagenauslegung. Dieses Optimum wird später detailliert hergeleitet. Im Folgenden wird zunächst der erste Baustein des Optimums, nämlich die Kraftausbeute oder auch der Wirkungsgrad (η) eines Moduls, genauer erläutert.

Um das Prinzip der Kraftausbeute vereinfacht zu illustrieren (Abbildung 29, S. 39), wird das neuartige Wellenkraftwerk hier auf ein Modul reduziert, das ähnlich funktioniert wie ein fest im Meeresgrund verankerter Punktabsorber (vgl. Abbildung 23, S. 33). Allerdings ist der Punktabsorber hier nicht im Boden verankert, sondern befindet sich in einer ortsfesten gefederten Verankerung (20). So kann er mit der Welle auf und ab wandern, während die Verankerung dieser Bewegung gegenüber gefedert ist. Verbunden mit dieser gefederten Verankerung ist der erste Teil des Generatorsystems, der Generator (18), der hier in einem konstanten Abstand (y_0) zum Wasserniveau (2) getragen wird. Der Auftriebskörper (4) ist vertikal nach unten federbeaufschlagt (10). Die Führung erfolgt über eine mit dem Auftriebskörper fest verbundene Führungsstange (19). Auftriebskörper, Führungsstange und Feder bilden eine durch die Wellen (7) angeregte ungefederte Einheit. Sie oszillieren vertikal in y -Richtung mit der Welle.

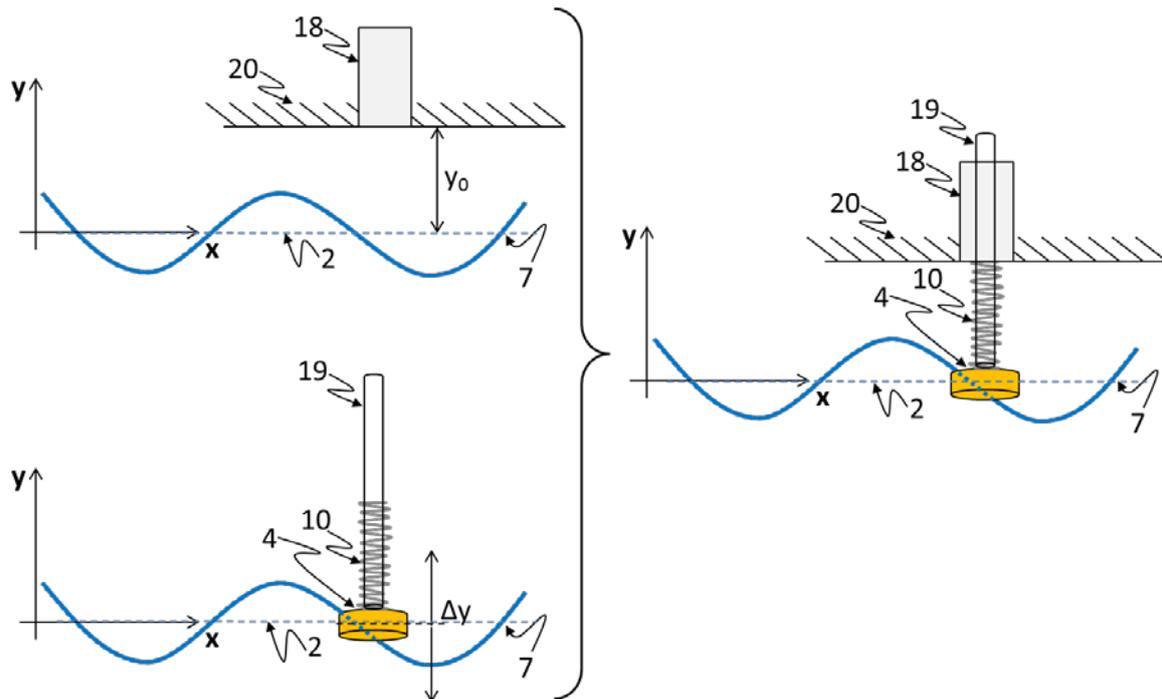


Abbildung 29: Gefederter Punktabsorber mit ortsfester Verankerung

Quelle: Eigene Darstellung. 2) Wasserniveau; 4) Auftriebskörper; 7) Wellen; 10) Federung; 18) Generator; 19) Führungsstange; 20) ortsfeste gefederte Verankerung

Grundsätzlich gibt es bei dem Wellenkraftwerk fünf Funktionskräfte, die für das mechanische Prinzip relevant sind (Abbildung 30, S. 40). Diese sind:

Ungefederte Gewichtskraft (F_g): Diese Konstante ist im Wesentlichen durch die Masse von Auftriebselement (4), Feder (10) und Führungsstange (19) sowie durch Kleinteile wie Schrauben bestimmt.

$$F_g = \text{Konstante}$$

Formel 4: Ungefederte Gewichtskraft

Quelle: Eigene Darstellung.

Federkraft nach Wellenamplitude (F_{s-y}): Dies ist die Kraft, die durch die Auslenkung der Feder (10) aus der Ruheposition resultiert.

$$F_{s-y} = \Delta y \cdot \text{Proportionalitätsfaktor der Feder}$$

Formel 5: Federkraft nach Wellenamplitude

Quelle: Eigene Darstellung.

Federkraft nach Anlagenniveau/gedefertem Gewicht (F_{s-G}): Dies ist die Federvorspannkraft, die besteht, wenn die ungefederten Teile sich im vertikalen Nullpunkt und damit auf dem Niveau des Ruhezustands befinden. Im vorliegenden Fall entspricht dies der anteiligen Gewichtskraft aller gefederten Bauteile.

$$F_{s-G} = y_0 \cdot \text{Proportionalitätsfaktor der Feder im Ruhezustand}$$

Formel 6: Federkraft nach Anlagenniveau/gedefertem Gewicht

Quelle: Eigene Darstellung.

Richtungsabhängige Dämpfungskraft ($F_{\dot{y}}$): Diese Kraft ist der vertikalen Auslenkung der ungefederten Teile entgegengesetzt. Das bedeutet, dass sie in der durch Meereswellen erzwungenen Aufwärtsbewegung des Auftriebskörpers vertikal nach unten wirkt, in der Feder- und gravitationsbedingten Abwärtsbewegung des Auftriebskörpers vertikal nach oben. Im Wesentlichen beschreibt sie das Ausmaß der möglichen Energieentnahme zur Erzeugung von elektrischem Strom. Sie ist beeinflusst durch die vertikale Hubgeschwindigkeit (\dot{y}), die durch die Welle (7) erzeugt wird, und die Energieentnahme in der Generatoreinheit (18). Reibungsverluste der Führung und elektrische Wirkungsgradverluste addieren sich hinzu.

$$F_{\dot{y}} = \dot{y} \cdot (\text{Generatorkennlinie} \cdot \text{Entnahmeniveau} + \text{geschwindigkeitsabhängige Reibungsverluste})$$

Formel 7: Richtungsabhängige Dämpfungskraft

Quelle: Eigene Darstellung.

Auftriebskraft (F_f): Die Auftriebskraft ist die Kraft, die durch den Auftriebskörper vertikal nach oben wirkt. Sie wirkt durch diese Aufwärtsbewegung als Gegenkraft zu allen anderen Funktionskräften. Der Auftrieb und damit die Auftriebskraft entsprechen dem anteiligen Gesamtgewicht von gefederten und ungefederten Komponenten der Anlage und der Dämpfungskraft. In der vertikalen Abwärtsbewegung wirkt die Dämpfungskraft in der gleichen Richtung zur Auftriebskraft.

$$F_f = F_g + F_{s-y} + F_{s-G} + F_{\dot{y}}$$

Formel 8: Auftriebskraft

Quelle: Eigene Darstellung.

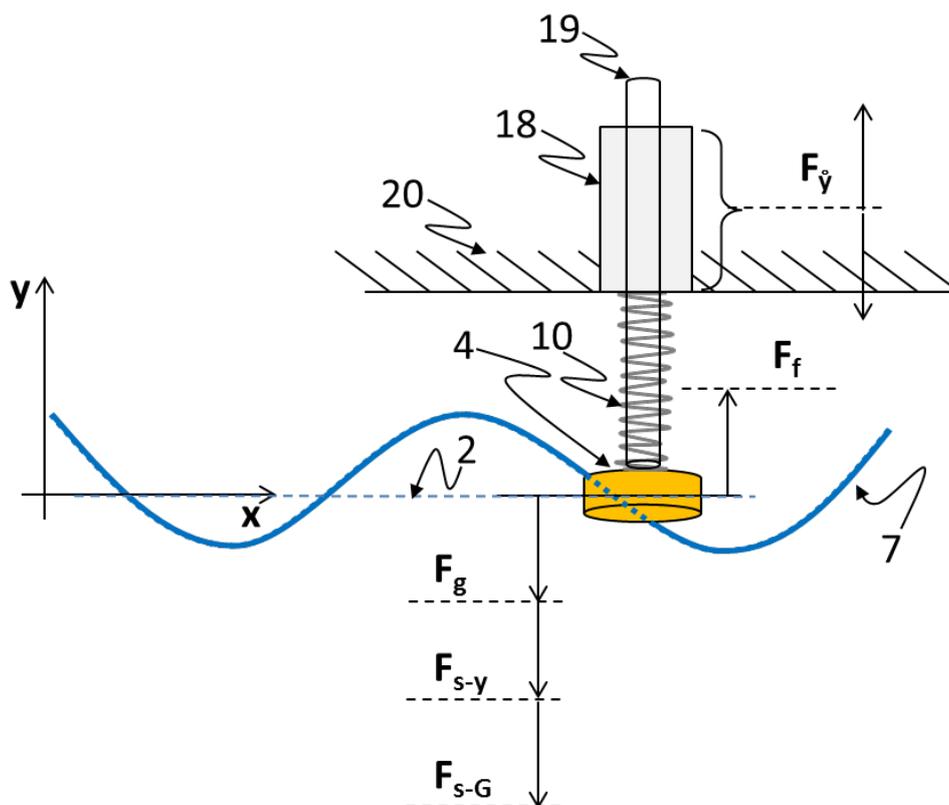


Abbildung 30: Normale Arbeitskräfte des neuartigen Wellenkraftwerks

Quelle: Eigene Darstellung.

Um eine optimale Energieausbeute eines Moduls zu erreichen, ist es wichtig, dass die ungefederten Teile des Wellenkraftwerks die Vertikalbewegung der Welle (in y -Richtung) möglichst vollständig mitgehen und dabei elektrisch möglichst stark gedämpft werden, so dass eine möglichst große Energieentnahme erfolgt. Gleichzeitig müssen die gefederten Teile des Wellenkraftwerks in der Vertikalen möglichst ortsfest stehen, um den ungefederten Teilen eine möglichst hohe Relativbewegung zu erlauben. In der Realität ist eine vollständige Vertikalbewegung entsprechend der Welle nicht möglich, wenn der Welle Energie entnommen werden soll. Denn die Energieentnahme verzögert die Vertikalbewegung, wodurch der Auftriebskörper bei der vertikalen Aufwärtsbewegung in die Welle eintaucht. Bei der vertikalen Abwärtsbewegung der Welle läuft er durch die Energieentnahme am Modul der Welle hinterher.

Beachtet man bei der Herleitung der Kraftausbeute die Federkraft zunächst nicht, taucht der Auftriebskörper in der vereinfachten Darstellung entsprechend der Kraft in die Welle ein, die aus der Energieentnahme am Modul resultiert (Abbildung 31). Die Kraftentnahme durch das Modul wirkt also wie eine Bremse in der Auf- und Abwärtsbewegung des Auftriebskörpers. Bei konstanter Kraftentnahme ist die Eintauchtiefe proportional zu der horizontalen Fläche des Auftriebskörpers: Ein flächig doppelt so groß ausgedehnter Auftriebskörper taucht nur halb so tief ein bzw. in der Abwärtsbewegung wieder aus dem Wasser aus. Da das Ziel der optimalen Energieausbeute die möglichst maximale Ausnutzung des Wellenhubs erfordert, spricht dies für den Einsatz eines flächig möglichst weit ausgedehnten Auftriebskörpers. Qualitativ ist dieser Zusammenhang dargestellt in der unterschiedlichen Eintauchtiefe (Δy_{F_f}). Unter den gleichen Rahmenbedingungen ist ein scheibenförmiger Auftriebskörper also vorteilhafter als eine vertikale Form des gleichen Volumens.

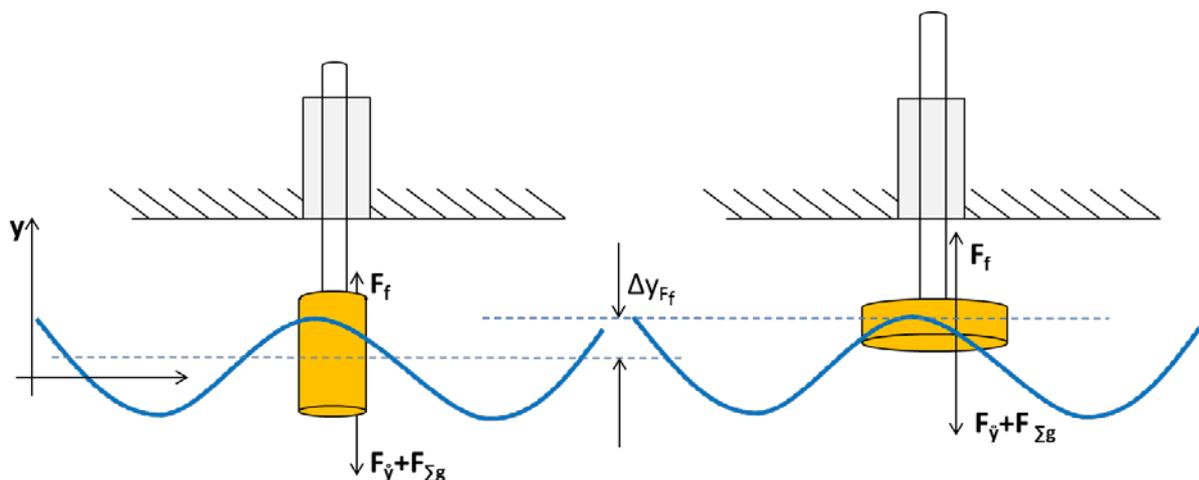


Abbildung 31: Punktabsorber mit schmalem und mit breitem Auftriebskörper
Quelle: Eigene Darstellung.

In beiden in Abbildung 31 gezeigten Fällen entspricht die benötigte Auftriebskraft F_f der Summe der anstehenden Generatorkräfte ($F_{\dot{y}}$) und der Gewichtskräfte ($F_{\Sigma g}$), zu der auch die ortsbezogene Federkraft gehört (Formel 9). Allerdings sind die Generatorkräfte nicht konstant, da sie sich je nach anstehender Wellenbewegung entgegen der Auslenkungsrichtung der Welle ausrichten.

$$F_f = F_{\dot{y}} + F_{\Sigma g}$$

Formel 9: Veränderliche Auftriebskraft am Auftriebskörper anliegend
Quelle: Eigene Darstellung.

Da das Auftriebsvolumen Wasser verdrängt, kann das Volumen (V) über die Dichte (ρ) des Wassers in Relation zur Auftriebskraft F_f gebracht werden (Formel 10).

$$F_f = V \cdot \rho \cdot g$$

Formel 10: Auftriebskraft abhängig von Volumen und Dichte des Mediums (Meerwasser)

Quelle: Hammer & Hammer (1988, S. 8).

Die relativ zur Auftriebskraft F_f stehende Eintauchtiefe wird zur bildlichen Vereinfachung im stationären Zustand in beruhigtem Wasser dargestellt (Abbildung 32, S. 43). Sowohl der schmale (V_1) als auch der breite Körper (V_2) haben das gleiche gesamte Auftriebsvolumen (V). Dies gilt auch für den Fall, dass eine zusätzliche Generatorkraft (F_y) dazu kommt. Allerdings tauchen die verschiedenen Körper bedingt durch ihre Form bei gleicher Kraft unterschiedlich tief in das Medium Wasser ein.

$$V_1 = V_2$$

Formel 11: Auftriebsvolumen unterschiedlicher Auftriebskörper (nur Gewichtslast, statisch)

Quelle: Eigene Darstellung.

$$V_{1*} = V_{2*}$$

Formel 12: Auftriebsvolumen unterschiedlicher Auftriebskörper (Gewichtslast und Generatorlast, statisch)

Quelle: Eigene Darstellung.

Formel 13 beschreibt das Auftriebsvolumen für den Fall der Lastentnahme. Dies ist zugleich das maximal benötigte Auftriebsvolumen des Moduls.

$$V_{max} = F_{\Sigma g} + F_{y_{max}}$$

Formel 13: Maximal benötigtes Auftriebsvolumen des Auftriebskörpers

Quelle: Eigene Darstellung.

Aus dem Zusammenhang des Auftriebsvolumens mit der Fläche und Eintauchhöhe des Auftriebskörpers (Formel 14) folgt, dass die Fläche umgekehrt proportional zur Eintauchtiefe ist (Formel 15):

$$V = A \cdot y_{(F_{\Sigma g} + F_y)}$$

Formel 14: Auftriebsvolumen des Auftriebskörpers im Zusammenhang mit seiner Auftriebsfläche und Eintauchhöhe

Quelle: Eigene Darstellung.

$$A_1 < A_2 \propto \Delta y_1 > \Delta y_2$$

Formel 15: Umgekehrt proportionaler Zusammenhang zwischen Auftriebsfläche und der notwendigen Höhe des Auftriebselements

Quelle: Eigene Darstellung.

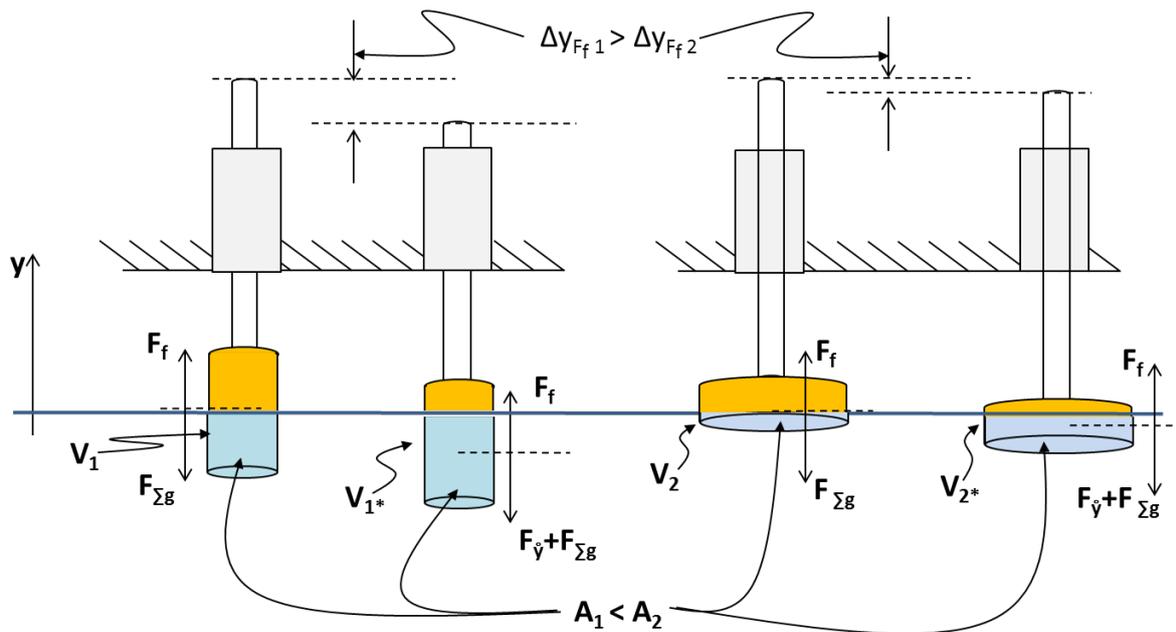


Abbildung 32: Eintauchverhalten von Auftriebskörpern des gleichen Volumens mit unterschiedlicher Form
 Quelle: Eigene Darstellung.

Für den theoretischen Modellfall homogener Wasserwellen ist ein Auftriebskörper optimal, dessen Auftriebsfläche relativ zum benötigten Gesamtvolumen stark ausgedehnt ist. In der Realität wird der Auftriebskörper im Extremfall jedoch von allen Seiten angeströmt: In Stürmen kann es etwa zu Wasserwellen unterschiedlichster Amplitude und Geschwindigkeit kommen. Bei brechenden Wellen, sehr schnellen Sturmwellen oder sich überlagernden Wellen aus unterschiedlichen Richtungen kann sich der Auftrieb wegen der hohen Geschwindigkeit zu einem Impuls auf den Auftriebskörper entwickeln, der mit großer Kraft auch entgegen der normalen vertikalen Bewegung wirkt oder deutlich über die Kraft der normalen Bedingungen hinausgeht.

Für diese Extremsituationen müssen die gesamte Anlage und die einzelnen Komponenten grundsätzlich ertüchtigt werden. Da die Auftriebskörper diejenigen Komponenten sind, die hauptsächlich Kraft auf die gesamte Anlage ausüben, muss speziell bei deren Design und Auslegung der Extremfall berücksichtigt werden. Unter diesem Aspekt wäre bei gegebenem Volumen ein kugelförmiger Auftriebskörper am besten vor zerstörerischen Kräften gewappnet, da eine Kugel aus jeder Wirkrichtung die kleinste mögliche Angriffsfläche bietet. Allerdings ist ein kugelförmiger Auftriebskörper für den normalen Vertikalbetrieb unvorteilhaft, da durch die Kugelform der zusätzliche Auftrieb mit zunehmender Eintauchtiefe wieder abnimmt. Für das hier beschriebene Wellenkraftwerk wäre jedoch mindestens eine lineare, besser sogar eine überproportionale oder sprunghafte Zunahme des Auftriebs bei zunehmender Eintauchtiefe vorteilhaft, die außerdem einen klaren Auftriebsabbruch bewirkt.

Einen Kompromiss zwischen den Vorteilen von flächiger Ausdehnung, Kugelform und linearer Auftriebszunahme bei zusätzlicher Eintauchtiefe bildet eine etwas verzerrte Torpedoform (Abbildung 33, S. 44). Dieses Design geht von unten kommend halbkugelförmig (4.1) in einen Zylinder (4.2) über und ist auf der Oberseite abgeflacht (4.3). Die Halbkugel bietet der normalen Strömungsrichtung von unten und seitlich unten eine optimierte Angriffsfläche. Der Zylinder ist für seitliche Strömungen aus beliebiger Richtung optimal. In der Vertikalen nach oben gibt es durch den flachen Abschluss einen definierbaren Auftriebsabbruch. Durch diese Form kann der Vertikalauftrieb für die maximale Hubkraft

zur Stromgenerierung ausgelegt werden: Indem der Gesamtauftrieb bei potentiell höheren Lasten durch eine flache Geometrie an der Oberseite des Auftriebselements nicht weiter steigt, sondern ab da konstant bleibt und das Auftriebselement unter die Wasseroberfläche taucht, wird die maximale Last auf die Struktur begrenzt (vgl. zum Design der Auftriebskörperkomponente im Detail Kapitel 4.2.3).

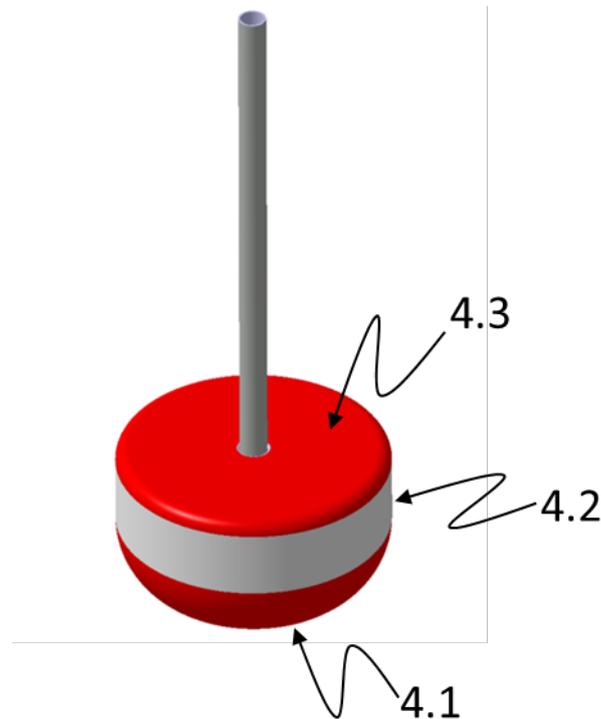


Abbildung 33: Optimierter Auftriebskörper

Quelle: Eigene Darstellung. 4.1) Kugelform; 4.2) Zylinderform; 4.3) scharfer Auftriebsabbruch

Der Auf- und Abwärtsbewegung der Welle soll möglichst viel Energie entnommen werden. Diese Anforderung ist nicht trivial, da eine relativ große Kraft pro Modul aus der Welle entnommen werden soll. Dies bedeutet, dass sowohl in der Auf- als auch in der Abwärtsbewegung eine maximale Dämpfung erzielt werden soll. In der Aufwärtsbewegung ist der Wirkzusammenhang klar: Durch das steigende Wasserniveau sinkt der Auftriebskörper tiefer in Wasser ein, bis seine Auftriebskraft die bremsende Funktion der Energieentnahmekraft übersteigt und er sich mit der Welle hebt, wobei Strom erzeugt wird. Durch großvolumige Auftriebskörper könnte der Aufwärtsbewegung auf diese Weise fast beliebig viel Kraft entnommen werden.

Die Energie, die der Abwärtsbewegung entnommen wird, stammt ebenfalls ursprünglich aus der Aufwärtsbewegung des Moduls. Die Kraft der Abwärtsbewegung ist eine Kombination aus der potentiellen Energie, die durch das Eigengewicht und die Gravitation auf die Masse der ungefederten Bauteile wirkt, und der Federkraft, die abhängig von der Federkennlinie und der Auslenkung der Feder vertikal nach unten wirkt. Sie ist indirekt auch durch das Eigengewicht der Oberkonstruktion limitiert und so gering wie möglich zu halten, um die Belastung auf die Struktur zu begrenzen.

An dem Punkt, an dem sich die Richtung von vertikal nach unten zu vertikal nach oben ändert, muss der Auftriebskörper somit die doppelte Eintauchtiefe erreichen, bevor das Modul dem Wellenhub folgt: Erst dann hat es die Kraft erreicht, die sowohl für die bei der Auf- und Abwärtsbewegung erfolgende Energieentnahme als auch für das Heben des Gewichts der Module notwendig ist. In der Aufwärtsbewegung schiebt der Auftrieb des Auftriebskörpers sein Gewicht gegen die Dämpfung nach

oben. Der notwendigen Kraft entsprechend tief taucht der Auftriebskörper in das Wasser ein. In der Abwärtsbewegung muss der Auftriebskörper soweit aus dem Wasser herausreichen (auftauchen), dass der Auftrieb so klein ist, dass die Gewichtskraft zusammen mit der Federkraft die Dämpfung zur Stromproduktion überwinden kann. Außerdem muss im voll ausgefederten Zustand am tiefsten Punkt der Welle die Gewichtskraft der ungefederten Teile – zuzüglich der dann noch vorherrschenden Federkraft und abzüglich der anstehenden Auftriebskraft – größer sein als die maximale bremsende Energieentnahmekraft, die bei der Dämpfung überwunden werden muss. Andernfalls bleibt der Auftriebskörper frühzeitig ‚stecken‘ und nutzt nicht den maximal möglichen Wellenhub aus.

In der Realität gibt es außerdem noch den Einfluss der Trägheit der ungefederten Bauteile des Kraftwerks. Diese wird jedoch in der Ermittlung der Kraftausbeute hier zunächst außer Acht gelassen, da angenommen wird, dass die Trägheit der ungefederten Komponenten des Kraftwerks wegen der vergleichsweise langsamen Wellenbewegung sehr klein ist. Alle anderen Kräfte wie Gewichtskräfte und Auftriebskräfte sind damit im Gleichgewicht.

Anlagenpotentialermittlung

Um eine optimal arbeitende Anlage zu entwerfen, muss als nächstes die bestmögliche Energieausbeute herausgefunden werden. Dazu wird im Folgenden zunächst die ideale Wellendämpfung bestimmt. Aus dieser wird dann das technisch nutzbare Energiepotential zur Stromerzeugung ermittelt.

Für die theoretische Ermittlung von Anlagenerlösen müssen die Realbedingungen in einem Rechenmodell so gut wie möglich nachgestellt werden. Bei der Potentialermittlung wird zum einen die Stromausbeute unter Berücksichtigung von standortbezogenen Messdaten zu Wellenhöhe (H_s), Wellenfrequenz (T_e) und der dazu gehörenden Wellenlänge (L_0) simuliert. Außerdem werden die angenommenen und erforderlichen Massen und die Dämpfung nach technischen Datenblättern berechnet. Für die Darstellung der Kräfte wird ein doppeltes Feder-Dämpfer-System angenommen. Hierbei können für jedes Element funktionale Gleichungen angegeben werden. Die Abschätzung der besten Anordnung ist nicht möglich, da diese von zu vielen Faktoren abhängt. Dennoch gibt es logische Anforderungen, beispielsweise:

- Die Federkennlinie der Hubfeder sollte möglichst horizontal sein, so dass die Federkraft wenig oder keinen Einfluss auf den Dämpfungsweg hat.
- Die Abstände zwischen Modulen sollten deutlich kürzer als eine Wellenlänge sein.
- Die Dämpfung über die Generatoren sollte möglichst hoch sein.
- Die Freiheitsgrade beim Vertikalhub sollten im Bereich des lokal auftretenden Wellenhubes liegen.

Der theoretische Aufbau des Wellenkraftwerks kann entsprechend als Rechenmodell aufgebaut werden. Für die optimale Dimensionierung und Parameterauswahl der Einzelkomponenten bedarf es Simulationen und Tests von Anlagen. Erste Simulationsergebnisse werden in Kapitel 4.4.2 anhand einer Excel- und einer MSC Adams-Simulation vorgestellt.

Zur Illustration der Berechnungsgrundlage stellt Abbildung 34 (S. 46) modellhaft ein System mit 1 – n verbundenen Modulen dar.

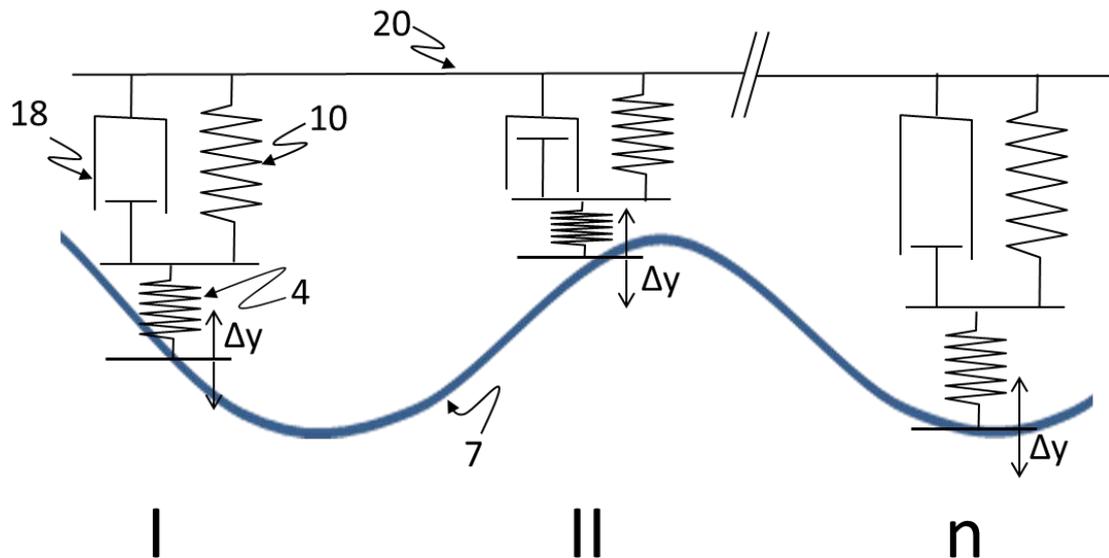


Abbildung 34: Modellhafte Darstellung des Feder-Dämpfer-Systems

Quelle: Eigene Darstellung. 4) Auftriebselement als Feder; 10) Feder; 18) Generator; 20) gemeinsame Struktur

Es besteht aus folgenden Komponenten:

- 1.) Gemeinsame Struktur (20)
- 2.) Auftriebselement als Feder (4)

Die Auftriebskraft ist abhängig von der Form und der eigenen Masse des Auftriebskörpers. Für die Simulation (vgl. Kapitel 4.4.2) wird vereinfacht eine zylindrische Form des Auftriebskörpers angenommen. Das Eigengewicht des Auftriebselements wird bei der Berechnung vernachlässigt. Damit ist die Auftriebskraft über die Höhe des Zylinders proportional zu seiner Eintauchtiefe.

$$d_A = 1,5m;$$

$$\rho_{\text{Dichte Wasser}} = 1000 \left[\frac{kg}{m^3} \right];$$

$$g_{\text{Ortsfaktor}} = 9,81 \left[\frac{N}{kg} \right];$$

$$F_{\text{Auftrieb}} = \frac{\pi \cdot d_A^2}{4} \cdot x_{\text{Eintauchtiefe}} \cdot \rho_{\text{Dichte Wasser}} \cdot g_{\text{Ortsfaktor}}$$

Formel 16: Vereinfacht berechneter Auftrieb des Auftriebskörpers

Quelle: Eigene Darstellung aus Formel 10 (S. 42) (Hammer & Hammer, 1988, S. 8).

- 3.) Generator (mathematisch als Dämpfer berücksichtigt) (18)

Die Kraft der geplanten Generatoren hängt von deren Bauart und damit ihrem internen Widerstand ab. Im Folgenden wird die Berechnung beispielhaft an den in der Excel-Simulation in Kapitel 4.2.3 verwendeten Generatoren illustriert. Deren Generatorenkraft wurde durch den Hersteller dmg-movement im Vorfeld für unterschiedliche Widerstände bei einem Drehzahlspektrum von 0 bis ca. 500 Umdrehungen pro Minute gemessen (vgl. Abbildung 71, S. 100). In der Excel-Simulation wurde eine mittlere Stromstärke von 10 Ampere mit der zugehörigen Spannung pro Generator simuliert. Die von

der Generatorzahl abhängige Generatorleistung wurde am Prüfstand mit Formel 17 ermittelt, wobei sich die simulierte Drehzahl aus der Hubgeschwindigkeit bei einem Umfang des Generators von 0,251 Metern ableitet.

$$P_{Generator\ 10Amp} = 1,6894 \cdot RAD_{U/min} - 113,93;$$

Formel 17: Drehzahlabhängige Generatorleistung bei 10 Ampere Widerstand

Quelle: Eigene Darstellung.

4.) Feder (10)

In der hier beispielhaft zitierten Excel-Simulation in Kapitel 4.4.2 werden außerdem folgende Federparameter für die Simulation verwendet:

$$G_{Schubmodul} = 81.500 \left[\frac{N}{mm^2} \right];$$

$$d_D = 10,5 \text{ [mm]};$$

$$n_{federnde\ Windungen} = 4000;$$

$$d_F = 32 \text{ [mm]};$$

$$F_{Federkraft} = \left(\frac{G \cdot d_D^4}{8 \cdot n \cdot d_F^3} \right) \cdot (x + \Delta L);$$

Formel 18: Federkennlinie

Quelle: Eigene Darstellung; $F_{Federkraft}$: Haberhauer & Bodenstein (2013, S. 244).

Anlagendimensionierung

An der neuartigen Wellenkraftwerkstechnologie einzigartig ist die Möglichkeit, ihre Dimension auf einfache Weise variieren zu können. So kann sie sowohl an das lokale Wellenaufkommen angepasst als auch auf den Kundenwunsch ausgerichtet werden, der sich nach dem Versorgungsbedarf am Zielstandort richtet.

Um das Kraftwerk optimal an ein bestehendes Wellengebiet anzupassen, können verschiedene Variablen verändert werden: die Anzahl an verbauten Generatoren pro Modul, die Länge des Hubweges und die Federung pro Modul, die Abstände zwischen den Modulen und die Anzahl der insgesamt verbauten Module in Wellenrichtung. Wie in Abbildung 35 (S. 48) dargestellt ist, können Höhe, Abstand und Anzahl der Module sehr einfach an verschiedene Standorte angepasst werden. Hierfür bedarf es keiner Konstruktionsänderung von Kernbauteilen: Bis auf die Länge der Hubstangen und der verbindenden Stangen sowie der Stabilisierungsseile bleiben alle Komponenten der Anlagen unverändert.

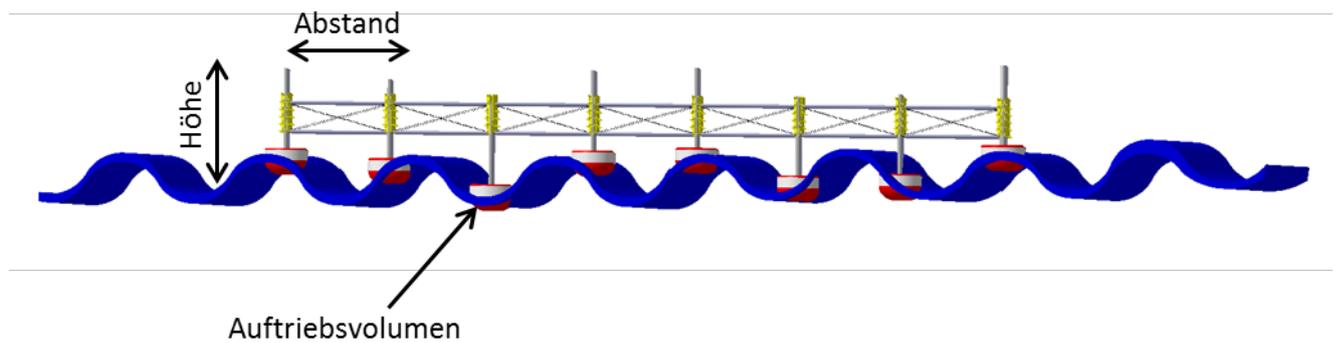


Abbildung 35: Schematischer Aufbau und veränderbare Parameter des neuartigen Wellenkraftwerks im seitlichen Schnitt in Wellenrichtung

Quelle: Eigene Darstellung.

Obwohl die Effekte von Hubhöhe und Modulabständen sowie der Anzahl an Generatoren und der erforderlichen Federung pro Modul einfach zu modellieren sind, ist es alles andere als trivial, die im Einzelfall technisch und wirtschaftlich optimale Anlagenauslegung zu bestimmen. Größere Auslegungen verursachen prinzipiell steigende Kosten, während der Effekt auf die Erlöse nicht ohne weiteres kalkulierbar ist. Einfach zusätzliche Module in Wellenrichtung zu addieren, führt etwa dazu, dass diese eine relativ kleinere Stromausbeute als vorangegangene Module bringen, da der Welle bereits in der vorangegangenen Reihe Energie entnommen wurde. Eine längere und in Summe größere Anlage läge allerdings stabiler auf dem Wasser, was die Relativbewegung zwischen Auftriebskörpern und steifer Struktur und damit den Wirkungsgrad in den einzelnen Modulen steigert.

Die für jedes Kraftwerk individuell optimierbaren Parameter aus technischer Sicht sind im Folgenden beschrieben.

Anzahl der Generatoren pro Modul

Die Module sollen mit elektromechanischen Nabengeneratoren arbeiten, wie sie im E-Bike-Bereich verwendet werden. Für jedes Modul werden mindestens zwei Generatorbündel benötigt. Die Maximalzahl der Generatoren pro Modul muss theoretisch nicht begrenzt werden, für die Optimierungsberechnungen und aus praktikablen Gründen wird jedoch zunächst eine Maximalzahl von 50 Generatoren pro Modul angenommen. Entsprechend können zwischen 4 und 50 Generatoren pro Modul installiert werden.

Höhe des Hubweges pro Modul

Da der Teil des Moduls, der sich auf und ab bewegt, im Wesentlichen aus einem Stranggussrohr besteht, kann der Hub theoretisch beliebig hoch ausgelegt werden. Dennoch gibt es auch hier in der Praxis begrenzende Faktoren. So sollen die Auftriebselemente einer Anlagenbaureihe unverändert bleiben, genauso wie der Durchmesser der Stangen. Grund hierfür ist, dass eine Stange relativ einfach auf eine Länge zugeschnitten werden kann, während verschiedene Schnittbilder, Volumen und Herstellungsverfahren des Hüllenmaterials der Auftriebskörper den Aufwand und die Kosten steigern würden. Das Gleiche gilt für die Veränderung des Durchmessers der verwendeten Rohre, die eine dimensionale Anpassung der Geneitoreinheiten und der damit verbundenen Schnittstellen erfordern würde. Nur die Länge der Hubstangen kann variiert werden. Kritisch sind bei der Optimierung ihrer Länge vor allem quer zur Hubrichtung verlaufende, durch Sturmwellen ausgelöste Maximalkräfte, die auf die Auftriebselemente wirken. Diese Querkräfte haben je nach Auslegung der Hubstange eine

große Hebelkraft und erzeugen so ein maximales Drehmoment auf die Hubstange (Abbildung 36, S. 49).

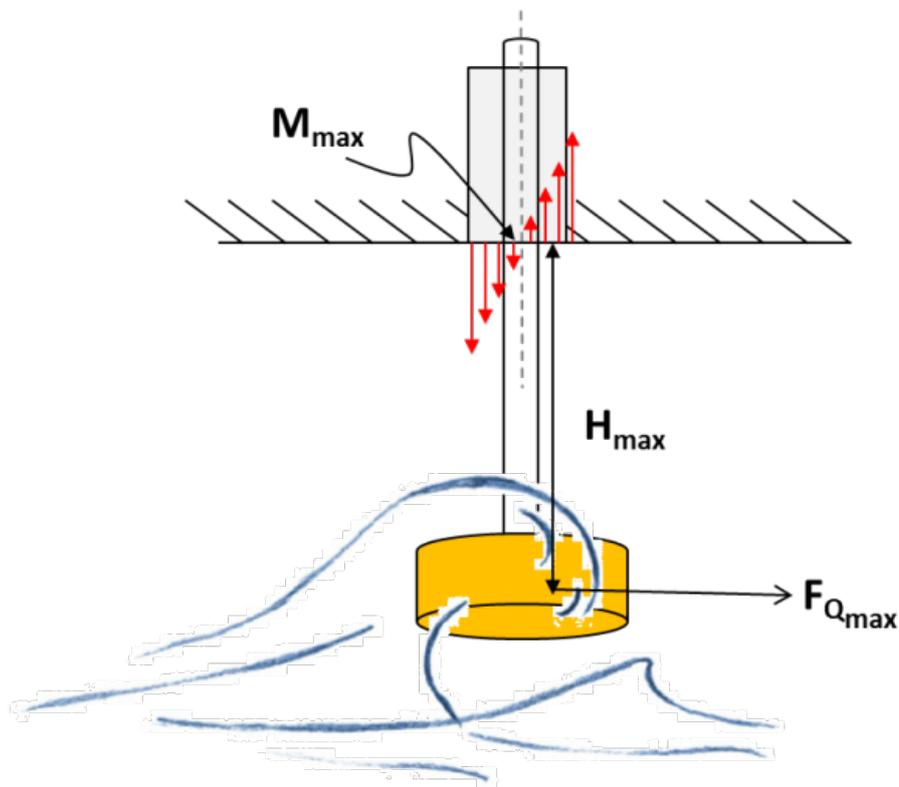


Abbildung 36: Durch seitlichen Wellenschlag auf Hubstange verursachtes Drehmoment
Quelle: Eigene Darstellung.

Diese horizontalen Maximalkräfte ($F_{Q_{max}}$) sind bei einer zu langen Auslegung der Hubstange problematisch (Formel 19). Je länger die Hubstange ist, desto größer ist das maximal mögliche Biegemoment (M_{max}) auf die Hubstange. Für die maximale Länge der Hubstange (H_{max}) gilt:

$$M_{max} = H_{max} \cdot F_{Q_{max}}$$

Formel 19: Maximales Drehmoment auf die Hubstange
Quelle: Hammer & Hammer (1988, S. 8).

Welches genau die maximale Länge der Hubstange ist, kann für eine Anlagenbaureihe erst nach einer seriennahen Entwicklung und Simulation aller Lastfälle definiert werden. Das für das eingesetzte Stangenmaterial maximal zulässige Drehmoment ist ein limitierender Faktor für die Hubhöhe und den Auftriebskörper.

Unabhängig von der technischen Optimierung der Anlage ist eine entscheidende Anforderung an das Wellenkraftwerk aus wirtschaftlicher Sicht die Transportmöglichkeit per ISO-Container. Den Innenmaßen solcher Container entsprechend sollten die Hubstangen nicht länger als 12 Meter sein. In Ausnahmefällen könnten auch mittels 53 Fuß-High Cube-Containern Hubstangen von maximal 16 Metern Länge transportiert werden (vgl. Kapitel 4.1.2 zu Logistik und Transport).

Abstand der Module in Wellenrichtung

Grundlegend gilt, dass der Abstand der Module in Wellenrichtung nicht weniger als der Durchmesser der Auftriebskörper betragen darf. Denn ein kleinerer Abstand der Module zueinander würde dazu führen, dass sich die Schwimmpontons berühren und nicht mehr unabhängig voneinander oszillieren können.

Welcher Abstand der Module in Wellenrichtung für die Stromgewinnung optimal ist, hängt stark von den typischerweise auftretenden Wellenlängen eines Standortes für die Kraftwerksplatzierung ab. Grundsätzlich gilt: Je länger die durchschnittlichen Wellen an einem Zielstandort sind, desto größer müssen der Voraussicht nach die Abstände zwischen den Modulen sein. Welche Abstände der Module optimal für Stabilität, Stromerlöse und Kosten der Kraftwerke sind, kann erst mit der Zeit und durch Erfahrungen und Messungen am Kraftwerk hergeleitet werden. Das Optimum wird dabei auch von den Kosten der Einzelkomponenten bestimmt.

Auf jeden Fall vermieden werden muss jedoch, dass die Module in Wellenrichtung in Summe deutlich kürzer sind als die kürzeste zu elektrifizierende Wellenlänge. Denn entspräche der Abstand der Module über ein Wellenkraftwerk hinweg genau einer Wellenlänge, so hätte die Kraft auf die Auftriebskörper zu jedem Zeitpunkt den gleichen Richtungsvektor und eine ähnliche Stärke. Dies hätte den Effekt, dass das gesamte Kraftwerk mit der Welle auf- und abwärts gehoben werden würde, ohne dass es eine substantielle Relativbewegung zwischen der gefederten Struktur des Kraftwerks und den Hubelementen zur Stromerzeugung gäbe. Da es keinen technischen Grund gibt, den Abstand zwischen Modulen größer als die zu nutzende Wellenlänge auszulegen, dies jedoch voraussichtlich die Kosten unnötig erhöhen würde, sollten die Abstände zwischen Modulen umgekehrt deutlich kleiner als eine Wellenlänge sein.

Theoretisch optimal ist eine Auslegung, bei der in Wellenrichtung benachbarte Module in Abständen von genau einer halben Wellenlänge positioniert sind und sich eine Vielzahl an Modulen die gefederte steife Struktur über insgesamt mehrere Wellenlängen teilt (Abbildung 37). So wirken die vertikalen Kraftvektoren nach oben (F_u) und nach unten (F_d), die der Stromgenerierung an den Hubelementen dienen, immer genau entgegengesetzt und mit ähnlicher Stärke. Dadurch heben sich zu jedem Zeitpunkt die Kräfte auf die gefederte Oberstruktur auf.

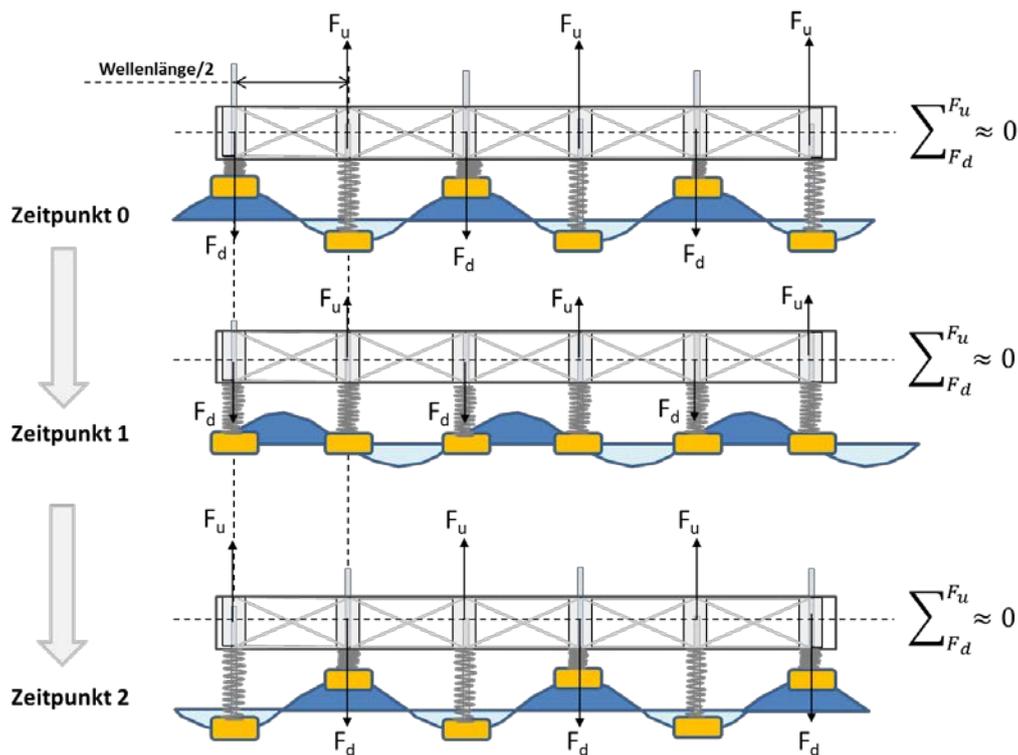


Abbildung 37: Auslegung der Modulabstände auf eine halbe Wellenlänge
Quelle: Eigene Darstellung.

In der Praxis werden hier schnell Grenzen erreicht. Wie aus Tabelle 1 (S. 9) zu entnehmen ist, sind typische gesättigte Wellen 10 bis mehr als 100 Meter lang. Dies würde bedeuten, dass Module je nach Standort bis über 50 Meter weit auseinander liegen müssten, um eine halbe Wellenlänge zu überspannen, so dass die gesamte Anlage mehrere Hundert Meter lang würde. Entsprechend große Abstände sind technisch kaum vorstellbar. Über große Distanzen würde die steife obere Struktur in sich flexibel werden und vermutlich nicht mehr ausreichend stabil sein. Auch für den Transport der Komponenten ist ein entsprechend großer Abstand zwischen zwei Modulen unpraktikabel.

Modulabstände, die kürzer als eine halbe Wellenlänge sind, sind dagegen nicht notwendigerweise nachteilig. Das Wellenkraftwerk funktioniert immer dann, wenn Wellen mindestens drei in Wellenrichtung ausgerichtete Module unterschiedlich anregen. Dies ist auch schon der Fall, wenn die Gesamtanlagenlänge kleiner als eine Wellenlänge oder sogar kleiner als eine halbe Wellenlänge ist. Da das Wellenkraftwerk eine plane Ebene bildet und Wellen immer eine gekrümmte, sich ändernde Fläche, die zwischen konkav und konvex wechselt, funktioniert das Kraftwerk auch bei größeren Wellenlängen. Es ist jedoch zu erwarten, dass der Wirkungsgrad der Anlage bei relativ zu der gesamten Anlagenlänge zunehmender Wellenlänge stark abfällt, da die Gesamtanlage auf der Welle ‚schaukelt‘, anstatt den Amplitudenhub voll zu nutzen (Abbildung 38).

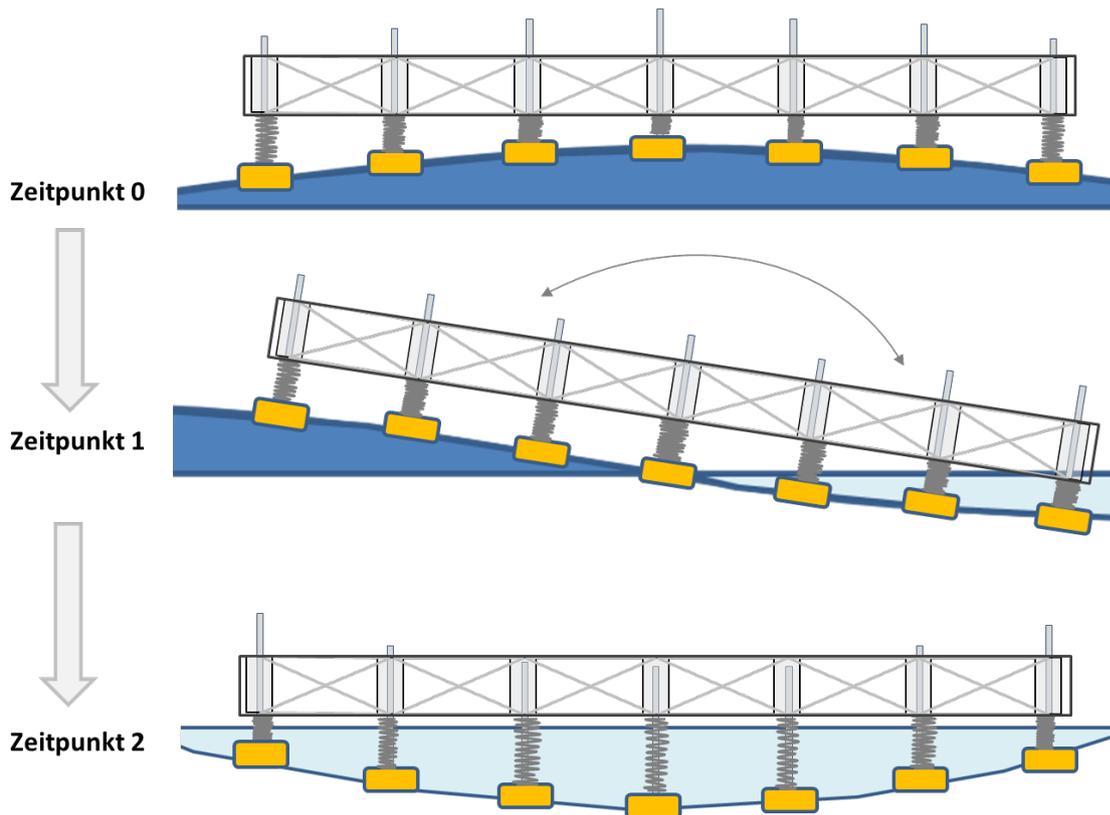


Abbildung 38: Kurze Anlagendimensionierung bei großen Wellenlängen
Quelle: Eigene Darstellung.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass der Abstand von Modulen in Wellenrichtung durch den geplanten Einsatz von ISO-Containern in der Praxis auf maximal 12 bzw. bei Sonderanforderungen auf 16 Meter limitiert sein wird. Für eine optimale Auslegung sollte die gesamte Anlagenlänge möglichst die größte noch voll nutzbare Wellenlänge des Zielstandorts überspannen. Eine Ausweitung – soweit technisch möglich – auf anderthalb bis zwei Wellenlängen werden den Stromerlös in den Modulen mit großer Wahrscheinlichkeit steigern, da mit zunehmender Größe die obere gefederte Struktur stabiler auf dem Wasser liegt. Entsprechend ist der Modulabstand folgendermaßen begrenzt:

$$D_{\text{Durchmesser Auftriebselement}} < X_{\text{Mod.Wellenrichtung}} < 12 (16) m_{\text{Containermaß}}$$

Formel 20: Begrenzungen bei der Bestimmung des Modulabstands in Wellenrichtung
Quelle: Eigene Darstellung.

Der optimale Abstand kann nur ermittelt werden, wenn die Stromausbeute für den jeweiligen Modulabstand bekannt ist. Eine sinnvolle Abschätzung des Optimums kann also nur auf Basis von Erfahrungswerten geschehen. Außerdem spielen die Kosten für die Einzelkomponenten und die Änderung der Abstände eine Rolle. Daher ist die Dimensionierung der Anlage auch stark von der Situation abhängig, in der sich die Gesamtunternehmung befindet.

Abstand der Module quer zur Wellenrichtung

Analog zu den Überlegungen zum Abstand der Module in Wellenrichtung gibt es auch einen grundlegenden theoretischen Mindestabstand zwischen zwei aufeinander folgenden Modulen quer zur Wellenrichtung. Auch dieser müsste größer sein als der Durchmesser eines Schwimmpontons, da sonst die vertikale Bewegung durch die wechselseitige Berührung behindert wäre. Gleiches gilt für den maximalen Abstand zweier benachbarter Module quer zur Wellenrichtung. Auch dieser kann aus

praktischen Gründen auf ISO-Container-Längen von weniger als 12, maximal 16 Metern beschränkt werden.

Trotz dieser begrenzenden Kriterien ist auch die Wahl des Abstandes zweier Module quer zur Wellenrichtung nicht trivial. Aus finanzieller Sicht ergibt ein möglichst kleiner Abstand mehr Sinn, da so Kosten für Stangen und Seile über die gesamte Anlage gespart werden können. Allerdings wirken sehr nahe aneinander liegende Auftriebselemente gegenüber der Welle wie ein zusammenhängender Körper. Bei parallel eintreffenden Wellen spielt dies funktional keine Rolle, da Module, die in einer Reihe quer zur Wellenrichtung stehen, auch parallel steigen und fallen. Bei Sturm hingegen wirken sich nahe stehende Module anders aus: Wenn nämlich die Wellen höher sind als die von der Konstruktion zulässige maximale Auslenkung nach oben oder nach unten, müssen die großvolumigen Auftriebselemente untertauchen können. Dies gilt auch, wenn eine brechende Welle auf eine Reihe trifft: Hier müssen die Auftriebselemente seitlich durch die Welle durchtauchen können.

Bilden sie jedoch durch eine sehr dichte Anordnung einen quasi zusammenhängenden Körper, wirkt dieser wie eine Wand, die die Wellenenergie absorbiert. Die hohen Kräfte der Wellenfront im Sturm können dabei die Anlage beschädigen oder zerstören. Bei der Konzeption der Abstände der Module quer zur Wellenrichtung (Abbildung 39, S. 53) muss deshalb möglichst viel Sicherheitsraum ($X_{sec.space}$) gelassen werden, in den verdrängtes Wasser ausweichen kann, wenn die Welle die vertikalen und horizontalen Freiheitsgrade der Auftriebselemente übersteigt.

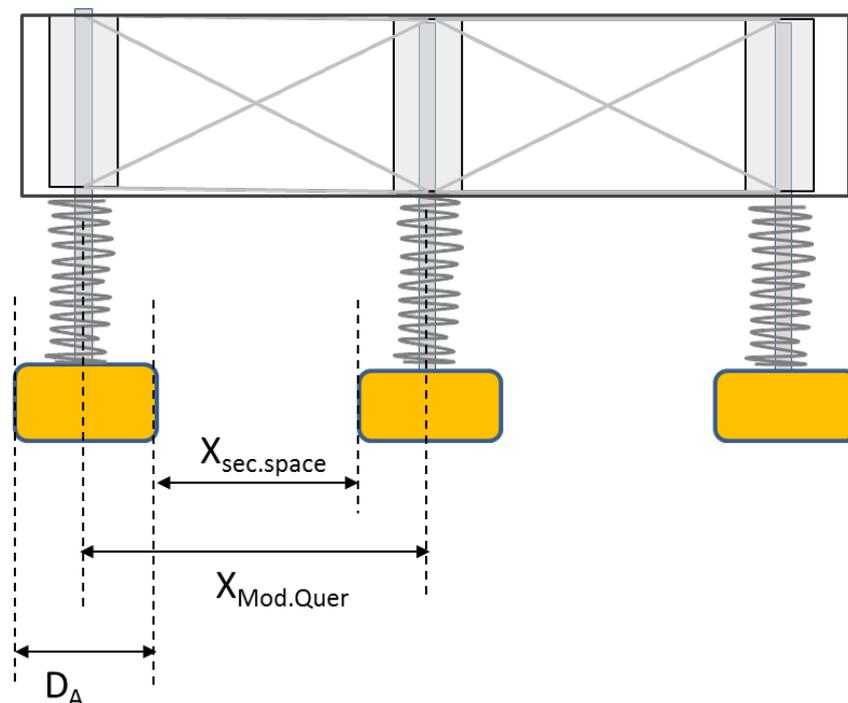


Abbildung 39: Abstand von Modulen quer zur Wellenrichtung
Quelle: Eigene Darstellung.

Da das verdrängte Wasser dem Volumen der Auftriebskörper entspricht, sollte der Abstand von zwei Modulen quer zur Wellenrichtung ($X_{Mod.Quer}$) mindestens den zweifachen Durchmesser der Auftriebselemente betragen. Der dadurch entstehende freie Raum zwischen zwei Modulen, durch den die Welle in Extremsituationen ausweicht, hat so mindestens den Durchmesser eines Auftriebskörpers (D_A) (Formel 21).

$$X_{Mod.Quer} \leq 12m [16m_{max}]$$

$$X_{Mod.Quer} \geq 2 \cdot D_A$$

$$X_{sec.space} = X_{Mod.Quer} - 2 \cdot \frac{D_A}{2}$$

Formel 21: Anforderungen an Abstände der Module quer zur Wellenrichtung

Quelle: Eigene Darstellung.

Im Umkehrschluss limitiert dies den Durchmesser der Schwimmpontons auf 6 bzw. maximal 8 Meter für 53 Fuß-High Cube-Container (Formel 22). Ebenfalls aus Formel 21 ableiten lässt sich der minimale Abstand zwischen den Auftriebskörpern, der entsprechend 6 bzw. 8 Meter beträgt.

$$6m [8m_{max}] \geq D_{Amax}$$

$$X_{sec.space_{min}} \geq D_A$$

Formel 22: Begrenzungen für den Durchmesser der Auftriebskörper

Quelle: Eigene Darstellung.

Anzahl der Module in Wellenrichtung

Bei der Bestimmung der optimalen Anzahl von Modulen in Wellenrichtung ist grundsätzlich der oben beschriebene Zusammenhang mit den Abständen der Module in Wellenrichtung zu beachten: Wenn die Anlage nach dem standortbezogenen Wellenaufkommen ausgerichtet wird, bedeuten zusätzliche Module in Wellenrichtung, dass die Anlage insgesamt länger wird. Wenn die Anlagenlänge gegeben ist, sinkt wiederum der Abstand zwischen den Modulen. So sind alle Parameter direkt oder indirekt voneinander abhängig.

Am wichtigsten ist der Effekt, dass jede weitere Modulreihe in Wellenrichtung eine schwächere Wellenkraft vorfindet. Als Ausgangspunkt für die Berechnung dieses Effekts auf den Wirkungsgrad gelten die 14 Prozent, die Babarit und Hals (2011, S. 14) in Punktabsorbern experimentell nachweisen konnten. Angenommen, eine Welle kommt mit 10 Kilowatt pro Meter auf eine erste Wellenkraftreihe zu, deren Einzelmodule einen solchen Wirkungsgrad von 14 Prozent haben. Diese erste Reihe würde auf jedem Meter Auftriebselement der Welle 14 Prozent, also 1,4 Kilowatt Leistung entnehmen. Die zweite Reihe ist somit nur noch mit 8,6 Kilowatt Leistung pro Anlagenmeter konfrontiert, die dritte Reihe entsprechend mit 7,4 Kilowatt und so weiter. Da allerdings die Auftriebselemente wie zuvor beschrieben keine geschlossene Einheit quer zur Wellenrichtung bilden, sondern mindestens die Hälfte des Modulabstandes freie Wasserfläche bleibt, stimmt diese theoretische Annahme so nicht. Denn die Welle zwischen den Auftriebselementen erfährt keine Minderung der Leistung. Entsprechend steht nach der ersten Reihe eine höhere Wellenleistung zur Verfügung als zunächst angenommen (Formel 23):

$$X_{Ged\ddot{a}mpft} = \sum_1^{n_{Module}} D_A;$$

$$X_{Unged\ddot{a}mpft} = \sum_1^{n_{Module}-1} X_{sec.space};$$

$$X_{Ged\ddot{a}mpft} + X_{Unged\ddot{a}mpft} = X_{Anlage}$$

$$X_{Ged\ddot{a}mpft} \leq X_{Unged\ddot{a}mpft}$$

$$\text{Beispiel}_{\text{Zweite Reihe}} \left(P_{Initialwelle} = \frac{10kW}{m} \ \& \ \eta_{Module} = 14\% \right);$$

$$P_{Ged\ddot{a}mpft} = \frac{8,6kW}{m}; \quad P_{Unged\ddot{a}mpft} = \frac{10kW}{m};$$

$$P_{\text{Zweite Reihe}} = P_{Ged\ddot{a}mpft} \cdot X_{Ged\ddot{a}mpft} + P_{Unged\ddot{a}mpft} \cdot X_{Unged\ddot{a}mpft};$$

$$\rightarrow P_{\text{Zweite Reihe}} > \frac{8,6kW}{m};$$

Formel 23: Leistung der Wellen mit zunehmenden Reihen in Kraftwerksrichtung inklusive Spaltmaßen
Quelle: Eigene Darstellung

Um die Berechnung des Anlagenwirkungsgrads zu illustrieren, wird hier beispielhaft angenommen, der Abstand zwischen zwei Modulen betrüge 4,5 Meter, ein Auftriebselement habe einen Durchmesser von 1,5 Metern und die Anlage bestünde aus 5 Modulen quer zur Wellenrichtung. Die Module würden damit eine Linie von 18 Metern quer zur Wellenrichtung überspannen. An den äußeren Enden ragen die Auftriebselemente um ihren halben Durchmesser über die Anlage hinaus. Somit überspannt das gesamte Kraftwerk 19,5 Meter. Das Verhaltnis von durch Stromproduktion gedämpftem und ungedampftem Wellengang kann hieraus ermittelt werden. Vereinfacht angenommen wird, dass der Entnahmwirkungsgrad η konstant bleibt:

$$X_{Ged\ddot{a}mpft} = 7,5m; \quad x_{Ged\ddot{a}mpft} = \frac{X_{Ged\ddot{a}mpft}}{X_{Ged\ddot{a}mpft} + X_{Unged\ddot{a}mpft}} \sim 0,38;$$

$$X_{Unged\ddot{a}mpft} = 12m; \quad x_{Unged\ddot{a}mpft} = \frac{X_{Unged\ddot{a}mpft}}{X_{Unged\ddot{a}mpft} + X_{Ged\ddot{a}mpft}} \sim 0,62;$$

$$P_{\text{Welle Reihe} = n} = P_{\text{Welle}} (x_{Ged\ddot{a}mpft} \cdot (1 - \eta)^n + x_{Unged\ddot{a}mpft});$$

$$P[\%]_n = [X_{Ged\ddot{a}mpft} \cdot (1 - \eta) + X_{Unged\ddot{a}mpft}]^{(n-1)};$$

Formel 24: Wellenleistung nach n Modulreihen
Quelle: Eigene Darstellung.

Extrem rechenintensive und komplexe Finite-Elemente-Berechnungen, in denen Reflektion und Überlagerung von Wellen sowie die Schwingung und das Verhalten der Auftriebselemente mit berücksichtigt werden, können ein etwas genaueres Ergebnis erzielen. Wie viel Energie Module tatsächlich entnehmen können und wie der Energietransport der Wellen durch die Anlage verläuft,

zeigen erste Messdaten realer Kraftwerke. Die vereinfachte Annahme, dass der jeweils folgenden Reihe im Wellenkraftwerk die anteilige Leistung der frei durchgelassenen Wellen zuzüglich der anteiligen gedämpften Welle zur Verfügung steht, ist für die theoretischen Ermittlungen jedoch zunächst ausreichend. Für eine konservative Wirtschaftlichkeitsrechnung wird davon ausgegangen, dass jeder weiteren Reihe in Wellenrichtung nur die Wellenleistung der vorangegangenen Reihe abzüglich des Entnahmeanteils (hier beispielhaft 14 Prozent) zur Verfügung steht. Somit ergibt sich für jede Reihe folgende Formel 25, wobei n_{Reihe} für die Reihenzahl steht und η für den Wirkungsgrad:

$$P_{Welle_n} = [0,38 \cdot (1 - \eta) + 0,62]^{(n-1)} \cdot P_{Welle [kW_m]}$$

Formel 25: Vereinfachte Wellenleistung für die n-te Modulreihe in Wellenrichtung

Quelle: Eigene Darstellung.

Auf die siebte Reihe würde nach obiger Berechnung (Formel 25) entsprechend eine Wellenleistung von 3,48 Kilowatt pro Meter auftreten.

Prinzipiell können alle Bauteile im Baukastenprinzip beliebig oft aneinander gekoppelt werden, so dass ein Kraftwerk durch Zubau zusätzlicher Reihen quer zur typisch auftretenden Wellenrichtung beinahe beliebig groß dimensioniert werden kann. Da jede weitere Reihe allerdings proportional steigende Zusatzkosten für Material, Komponenten, Logistik und Installation erzeugt, gibt es einen Punkt, von dem ab die zusätzlichen Stromerlöse keine weitere Reihe in Wellenrichtung rechtfertigen. In der Praxis wird es darüber hinaus eine maximale Anlagengröße geben, für die eine Verankerung in der Auslegung und Anbindung noch möglich ist und für die die Stabilität der Gesamtstruktur des Kraftwerks gesichert werden kann. Um höhere Strombedarfe zu decken, müsste über diesen Wert hinaus ein zweites Kraftwerk in unmittelbarer Nähe errichtet werden.

Bei der Bestimmung der optimalen Anzahl der Reihen quer zur Wellenrichtung ist die erste entscheidende Eingabegröße das Ergebnis der Berechnung der optimalen Anlagendimensionierung, also die für den Zielstandort optimale Anzahl und der Abstand der Module in Wellenrichtung. Daraus ergibt sich eine Leistung pro Meter Reihe in Wellenrichtung für einen Zielstandort über ein Jahr. Beispielhaft dargestellt in Abbildung 40 sind die Anlagen- und Wellenleistungen von bis zu 24 Modulen in Wellenrichtung für eine Welle mit 2,75 Metern Höhe und einer Frequenz von 5,5 Sekunden. In der Simulation wird deutlich, dass die Welle (blau) mit jeder Reihe an Leistung verliert. Umgekehrt steigt die Gesamtleistung der Anlage (rot) mit jedem weiteren Modul in Wellenrichtung zunehmend langsamer an und läuft gegen einen konstanten Wert. Die gewählte Welle entspricht dem Durchschnittswert eines beispielhaften Nordseestandorts mit 21 Kilowatt pro Meter (Nielsen & Pontes, 2010, S. 14). Die ursprüngliche Wellenleistung nimmt mit jeder weiteren Reihe in Wellenrichtung kontinuierlich ab (blau), während die Anlagenleistung pro Meter gegen 6,5 Kilowatt pro Meter konvergiert (rot).

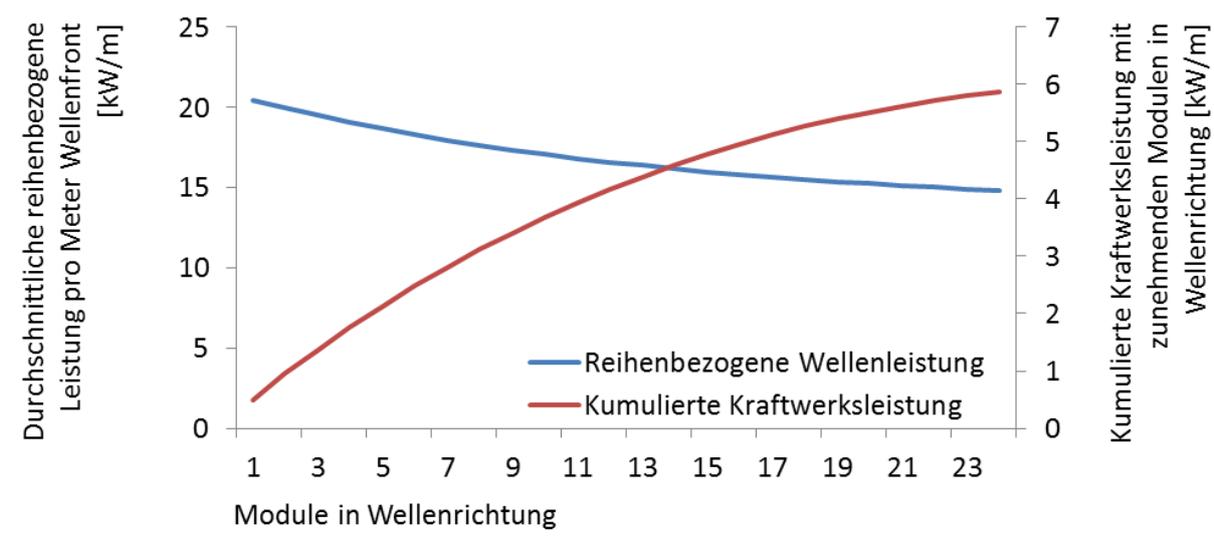


Abbildung 40: Simulation der Anlagen- und Wellenleistung über ein Jahr für bis zu 24 Module in Wellenrichtung mit Messwerten eines Nordseestandortes

Quelle: Eigene Darstellung mit Daten von Nielsen & Pontes (2010, S. 16).

Wie bereits erwähnt wurde, kann das genaue Verhalten der gesamten Anlage, zum Beispiel die ‚Nickstabilisierung‘ mit zunehmenden Modulen in Wellenrichtung, erst über langjährige Auswertungen unter Realbedingungen bestimmt werden. Dennoch zeigen die Simulationen, dass die Leistung für in Wellenrichtung weiter hinten platzierte Module deutlich abfällt.

Über die hier simulierte Durchschnittsleistung an einen Zielstandort hinaus ist in der Praxis vor allem die Versorgungsstabilität entscheidend. Denn der Abgleich des durchschnittlichen Leistungsangebots mit der Leistungsnachfrage eines Zielkunden ergibt noch lange keine Versorgungssicherheit. Wenn beispielsweise das Leistungsangebot – oder die Leistungsnachfrage – extrem schwankt, schrumpfen nicht nur die jährlichen Versorgungsstunden des Wellenkraftwerks, sondern auch die Versorgungssicherheit. Diese Problematik entspricht der von Solar- oder Windkraftwerken. Sie wird im Folgenden an einem Beispiel rechnerisch illustriert.

Dazu wird angenommen, dass eine Anlage unter den in Abbildung 40 erläuterten Nordseebedingungen errichtet wird. Der Abstand zwischen ihren Modulen beträgt 5,3 Meter und jedes Modul hat einen Durchmesser von 1,5 Metern. Der Hub der Anlage ist auf 4 Meter begrenzt. Das Optimum zwischen Modulen in Wellenrichtung und Zusatzkosten für jede weitere Modulreihe ist bei 5 Modulen in Wellenrichtung erreicht. Aus Abbildung 40 leitet sich ab, dass die jahresdurchschnittliche Reihenleistung in Wellenrichtung bei fünf Modulen 3,2 Kilowatt pro Modulreihe oder ca. 2,2 Kilowatt pro Meter ist. Je nach Wunsch kann diese Durchschnittsleistung vervielfacht werden, indem zusätzliche Reihen quer zur Wellenrichtung ergänzt werden. Die durchschnittliche Jahresleistung einer gesamten Anlage wäre somit ein Vielfaches von 3,2 Kilowatt pro Reihe:

$$P_{Anlagendurchschnitt} = x_{ReihenQuer} \cdot 3,2kW_{5 \text{ Module simuliertes Bsp.}} [kW]$$

Formel 26: Durchschnittsleistung einer simulierten Gesamtanlage mit 5 Modulen in Wellenrichtung

Quelle: Eigene Darstellung.

Um zu analysieren, in welcher Form das Kraftwerk zur Stromversorgung an dem beispielhaften Nordseestandort beitragen kann, bedarf es zunächst einer Erklärung zum Stromerzeugungsverhalten des Kraftwerks in Wellen. Denn die Erzeugungsleistung des Kraftwerks steigt und sinkt nicht

automatisch proportional mit der Leistung der Wellen. Die Wellenleistung ergibt sich aus den großen Wassermassen, die in Form von Wellenbergen und Wellentälern fortlaufend angehoben und abgesenkt werden. Entsprechend wachsen die Leistungen von Wellen bei gleicher Wellenhöhe mit zunehmender Wellenperiode. Dem Punktabsorber hingegen ist eine längere Wellenperiode nicht zweckdienlich, da diese seine Hubfrequenz verringert. Je schneller dieser jedoch auf und ab bewegt wird, desto mehr Energie kann er aus der Welle absorbieren. Die absorbierbare Leistung steigt theoretisch so lange, bis die Länge der Wellenberge sich dem Durchmesser des Punktabsoberers angleicht. In diesem Fall wären dies ca. 1,5 Meter, was jedoch für diese theoretische Berechnung vernachlässigt wird, da die Wellenlänge in diesem Beispiel energetisch nicht weiter betrachtet werden soll.

In Abbildung 41 (S. 59) sind die Anlagenleistungen des simulierten 5-Module-Kraftwerks im Verhältnis zu den Wellenleistungen am beispielhaften Nordseestandort dargestellt. Entsprechend der Messmatrix des Standortes beträgt die Wellenhöhe für vierzehn Periodendauern von 2,5 bis 15,5 Sekunden jeweils 0,25 bis 7,75 Meter. Für diese vierzehn Periodendauern ist dargestellt, wie sich das Wellenkraftwerk mit steigender Wellenhöhe verhält.

Zu sehen ist zunächst, dass die Leistungsausbeute des Wellenkraftwerks (rot gestrichelt) mit steigender Periodendauer bei gleicher Wellenhöhe abnimmt (rote Trendlinie). Dagegen steigt die Wellenleistung erwartungsgemäß bei steigender Wellenhöhe und mit zunehmender Periodendauer in einem Sägezahnprofil an (blau gestrichelt), wodurch sich insgesamt eine steigende Wellenleistung ergibt (blaue Trendlinie). An der Anlagenleistung des Wellenkraftwerks fällt zudem auf, dass sie klar nach oben begrenzt ist: Diese oberen Plateaus in ihren Leistungswerten ergeben sich durch den im beispielhaften Wellenkraftwerk maximal ausgelegten Hub der Auftriebskörper, der 4 Meter beträgt. Über diesen Hub hinaus wird auch durch höhere Wellen bei gleicher Wellenperiode kein zusätzlicher Strom produziert, da die Module dann in die Welle eintauchen. Dass die Anlagenleistung des Wellenkraftwerks mit steigender Periodendauer sinkt, ist dem elektrischen Verhalten der Generatoren geschuldet: Da mit steigender Periodendauer die Hubfrequenz der Punktabsoberer sinkt, wird in den Generatoren der Module weniger Energie in Strom umgesetzt.

Diesem Phänomen könnte man nur entgegenwirken, indem man einen im Auftrieb variablen Auftriebskörper einsetzen würde, der bei langen Periodendauern, also langen Wellenbergen und Wellentälern, seine Auftriebsfläche vergrößert und gleichzeitig den Dämpfungsgrad des Generators steigert. Praktisch ist dies jedoch nicht oder nur unter großem technischem Aufwand umsetzbar. Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die Kraftwerksleistung zwar mit höherem Wellenhub steigt, aber bei gleichem Wellenhub mit längerer Wellenperiode sinkt, während die Wellenleistung in diesem Fall weiter steigt. Dadurch gibt es diverse Kombinationsmöglichkeiten von Wellenhub und Wellenperiode, bei denen die Kraftwerksleistung die gleiche ist.

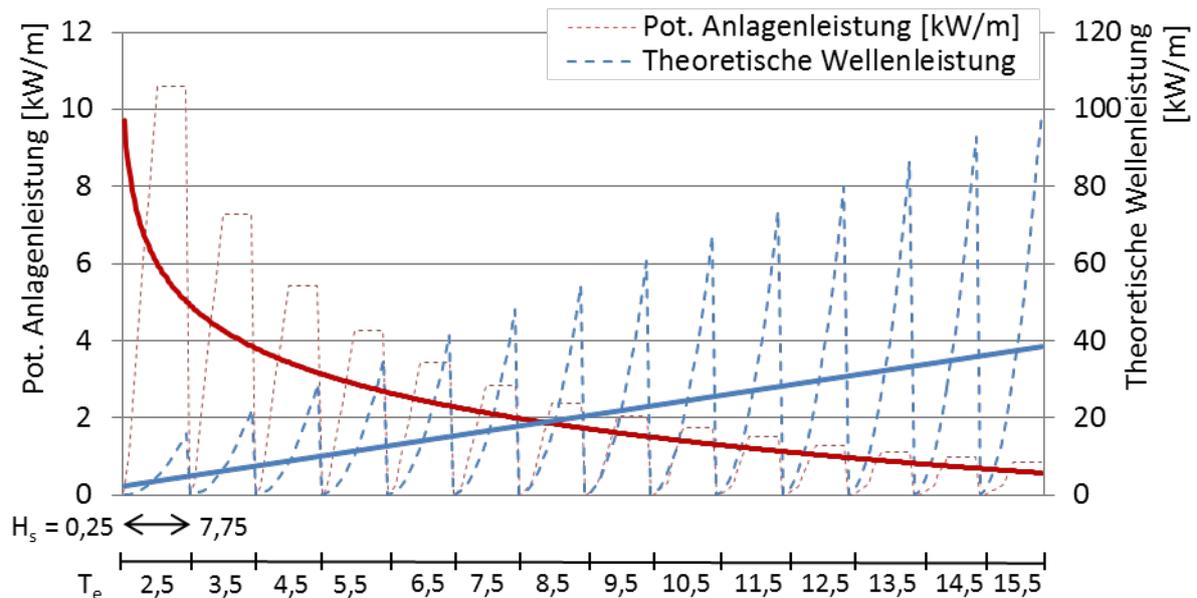


Abbildung 41: Theoretische Anlagenleistung im Verhältnis zur Wellenleistung für 14 Wellenperioden von 2,5 bis 15,5 Sekunden mit einem jeweiligen Wellenhub von 0,25 bis 7,75 Metern
 Quelle: Eigene Darstellung. Die Wellenleistungen wurden gleichmäßig verteilt und im Durchschnitt auf den beispielhaften Nordseewert von 20,4 Kilowatt pro Meter umgerechnet.

In Abbildung 42 (S. 60) sind die Verteilungen der Anlagenleistung pro Meter (rot) sowie der Wellenleistung (blau gestrichelt) über ein Jahr am Beispielstandort in der Nordsee dargestellt. Dazu wurden sowohl die theoretische Anlagenleistungen aus Abbildung 41 (rechte y-Achse) als auch die Leistungswerte pro Meter der zugehörigen Wellen über ein Jahr angeordnet (linke y-Achse). Auffällig ist, dass entgegen den Erwartungen bei Windkraft oder Solarkraft die geordnete Dauerkennlinie der Kraftwerksleistung nicht proportional zu der Primärleistung pro Meter Welle verläuft. Das Phänomen erklärt sich aus dem zuvor beschriebenen Phänomen, dass die Anlagenleistung mit steigender Wellenperiode sinkt, obwohl die Wellenleistung wächst.

Dass die simulierte Anlage mit fünf Modulen in Wellenrichtung die zuvor ermittelte Durchschnittsleistung von 2,2 Kilowatt pro Meter (oder mehr) liefert, ist aufgrund dieser Verteilung statistisch gesehen nur an 3011 Stunden pro Jahr der Fall, also etwas mehr als einem Drittel des Jahres. An den restlichen Stunden produziert das Kraftwerk weniger Leistung als im Jahresmittel. Eine Aussage darüber, wann die jeweiligen Leistungen abgerufen werden können, ist auf Basis der Daten nicht möglich. Das Beispiel illustriert insbesondere, wie wichtig die Kontinuität und Homogenität der Wellen des Standorts für eine autarke Versorgung durch ein Wellenkraftwerk sind: Die Grundlast, die das in Abbildung 42 beschriebene Wellenkraftwerk an diesem Standort abdecken könnte, wollte man sich 90 Prozent des Jahres allein durch das Kraftwerk versorgen, betrüge gerade einmal 0,06 Kilowatt pro Meter.

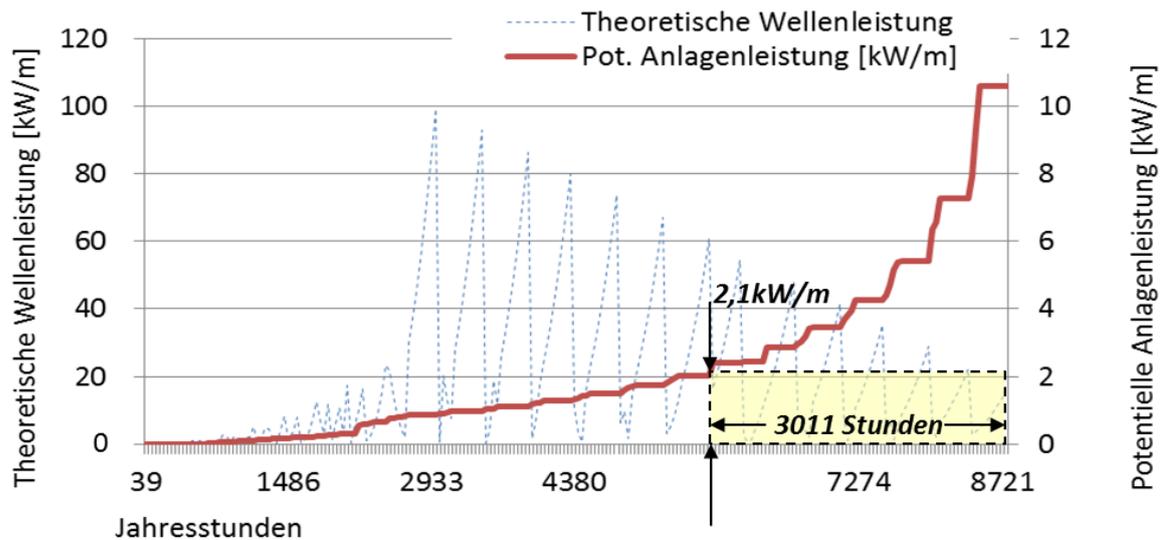


Abbildung 42: Geordnete Dauerkennlinie für die Kraftwerksleistung pro Meter einer Anlage von 5 Modulen in Wellenrichtung und Wellenleistungen am beispielhaften Nordseestandort über ein Jahr

Quelle: Eigene Darstellung mit Daten von Nielsen & Pontes (2010, S. 16).

In Abbildung 13 (S. 22) zum Verhältnis der minimalen monatlichen Wellenleistung zur Jahresdurchschnittsleistung an den verschiedenen Standorten der Welt kann man bereits grob erkennen, dass die Nordsee eine extrem unvorteilhafte Varianz der Wellenleistung aufweist, die zwischen 70 und 80 Prozent liegt. Dies bedeutet, dass die minimale monatliche Wellenleistung nur 20 bis 30 Prozent der Jahresdurchschnittsleistung beträgt. Diese große Varianz der Wellenleistung ist eher ungewöhnlich. An Standorten mit weniger als 50 oder gar weniger als 20 Prozent Varianz in der Wellenleistung über ein Jahr, was durchaus üblich ist, ist die Versorgung über Wellenenergie dagegen eine deutlich interessantere Option.

Grundsätzlich gilt jedoch, dass auch an Standorten mit sehr konstanter Wellenleistung für eine hundertprozentige Stromversorgung immer Redundanz gegeben sein muss. Diese kann durch das öffentliche Stromnetz garantiert sein. In Mini-Grids würde das Wellenkraftwerk in der Regel durch ein bestehendes Stromaggregat ergänzt werden. Diese Anforderung ist insofern nicht weiter bemerkenswert, da auch jede andere Versorgungstechnologie im Mini-Grid-Bereich für einen gesicherten Betrieb mehrfach redundant sein muss. Aber auch einzelne Großkraftwerke können keine hundertprozentige Versorgung gewähren. Daher übertreffen Standorte mit über 80-prozentiger möglicher Versorgung durch Wellenkraft – also Orte, an denen weniger als 20 Prozent Varianz über ein Jahr auftritt (Mørk et al., 2010) – sogar die Versorgungsstabilität beispielsweise eines einzelnen Kohlekraftwerks.

Unvermeidbar ist aus den zuvor beschriebenen Gründen, dass zeitweilig eine Diskrepanz zwischen durch Wellengang bedingtem Stromangebot und Stromnachfrage besteht. Mit der entsprechenden Standortwahl können diese Fenster jedoch weitestgehend geschlossen werden. Das Kraftwerk würde auf regelmäßig auftretende hohe Leistungen ausgelegt, so dass die Auslastung des Kraftwerks über das Jahr akzeptabel ist.

Allerdings sollte die größere Auslegung auch nicht dazu führen, dass Strom überproduziert wird und in Mini-Grids verloren geht, denn Überproduktion von Strom beeinträchtigt die Wirtschaftlichkeit einer Anlage stark. Um über Wellenkraft auch Standorte mit größerer Varianz an Wellenkraft oder sehr

unterschiedlicher Stromnachfrage wirtschaftlich versorgen zu können, könnten etwa redundante Verbraucher aufgebaut werden: Da an entlegenen Standorten mit Strombedarf oft auch Bedarf an Süßwasser besteht, könnten Überkapazitäten in der Stromproduktion eines Wellenkraftwerks beispielsweise wirtschaftlich zur Herstellung und Speicherung von Süßwasser verwendet werden. Zu untersuchen sind selbstverständlich auch die Möglichkeiten zur Energiespeicherung und einer Angleichung des Strombedarfs über Batterien (Falnes & Løvseth, 1991, S. 770).

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die optimale Dimensionierung der Anlage nicht einfach durch die Vervielfachung der technisch optimalen Auslegung von Abstand und Anzahl der Module in Wellenrichtung und den Hub der einzelnen Module erreicht werden kann. Vielmehr muss das Stromnachfrageprofil mit dem standortbedingten Stromangebotsprofil durch Wellenkraft in Übereinstimmung gebracht werden. Je nach lokalen Gegebenheiten kann ein Wellenkraftwerk dann sowohl zur Unterstützung bestehender Systeme als auch zur Gesamtversorgung eingesetzt werden.

Modul-Regelungsstrategie

Generatoren sind für Geschwindigkeit gemacht: Mit zunehmender Rotationsgeschwindigkeit steigt die Stromausbeute. Im Fall von Meereswellen hängt diese Geschwindigkeit von der Wellenfrequenz ab. Die theoretisch maximale Dämpfung von Meereswellen wäre an die Welle angepasst und könnte deren Energie dadurch komplett absorbieren. In der Praxis sind sowohl der Rotationsgeschwindigkeit als auch der Dämpfung der auftretenden Meereswelle technische Grenzen gesetzt. Dennoch kann die Stromausbeute des Wellenkraftwerks gesteigert werden, indem der Hubweg und die Hubgeschwindigkeit der Punktabsorber an das vorherrschende Wellenaufkommen angepasst und optimiert werden (Drew et al., 2009, S. 899).

Dabei ist das vornehmlich zu steuernde Element der Widerstand im Generator. Setzt man diesen beispielsweise für kurze Zeit am Scheitelpunkt einer Welle hoch, blockiert der Absorber für den Moment in der vertikalen Position, während die Vertikalkraft mit der fortlaufenden Welle jedoch weiter steigt. Zu einem regelungstechnisch optimierten Zeitpunkt kann der Widerstand dann gelöst oder reduziert werden, so dass das Hubelement deutlich schneller beschleunigt wird und höhere Geschwindigkeiten als bei konstanter Dämpfung erreicht. Die Stromausbeute kann dadurch bei einem gegebenen Kraftwerk und gegebenen Wellen gesteigert werden (Fecht, 2012, S. 6).

Für Punktabsorber von Meereswellen gibt es eine Reihe von bekannten und weniger bekannten Regelungsstrategien. Im Folgenden werden vier Regelungsstrategien dargestellt, die anhand von Wave Star von der Universität Aalborg (AAU) bzw. der AAU und dem Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) untersucht wurden (Perez Becker, 2014).

LD-Regelung (Lineare-Dämpfungs-Regelung): Die LD-Regelung ist die einfachste Regelungsstrategie, die mit manuell einstellbarer und konstanter Dämpfung arbeitet. Die Stromausbeute ist hier am geringsten.

RC-Regelung (Reactive-Control-Regelung): Die RC-Regelung bringt die Dämpfung in Resonanz mit der Welle, so dass die Dämpfung der Wellenleistung entspricht und 100 Prozent der Welle absorbiert. Sie bietet so die ideale Dämpfung, ist jedoch nur theoretisch möglich. Denn die Welle müsste dafür unendlich weit im Voraus bekannt sein.

PI-Regelung (Point-Integrated-Regelung): Bei der PI-Regelung werden Wellenhub und Wellenhubgeschwindigkeit am Punktabsorber gemessen. Die Dämpfung der Module wird dann

hinsichtlich dieser beiden Größen optimiert. Dies ist das heute gängige Regelverfahren bei beispielsweise Wave Star.

SE-Regelung (Serial-Equipment-Regelung): Bei der SE-Regelung werden Wellenhub, Wellengeschwindigkeit und Wellenbeschleunigung am Punktabsorber gemessen. Daraus wird über eine Wertetabelle und eine Regelstrategie die ideale Dämpfung in Richtung der anliegenden Welle berechnet. Dieses System funktioniert sowohl theoretisch als auch unter Idealbedingungen im Wellenkanal und wird zurzeit weiter erprobt. Die Regelung konnte bisher jedoch nicht stabil gehalten werden und ist daher noch nicht bereit für die Praxiseinführung.

In Abbildung 43 sind die Simulationsergebnisse und die experimentellen Messwerte für die vier verschiedenen Regelungsmethoden für Punktabsorber dargestellt. Dabei wurden zwei Wellengänge analysiert: Wellengang I ist beliebig, Wellengang II ist nahe der Resonanzschwingung des verwendeten Punktabsoberers.

Vor allem bei den theoretisch simulierten Werten besteht die SE-Regelung mit bis zu 25 Prozent höherem Wirkungsgrad als die PI-Regelung. In der Praxis erweist sich die bereits stabil laufende PI-Regelung als durchaus ausreichend. Im Vergleich zu ihr steigert die SE-Regelung den Wirkungsgrad unter Laborbedingungen gerade einmal um bis zu 14 Prozent. Speziell für beliebige Wellenaufkommen ist die PI-Regelung gegenüber der konstanten Dämpfung bei der LD-Regelung klar im Vorteil und büßt kaum Wirkungsgrade im Vergleich zur SE-Regelung ein.

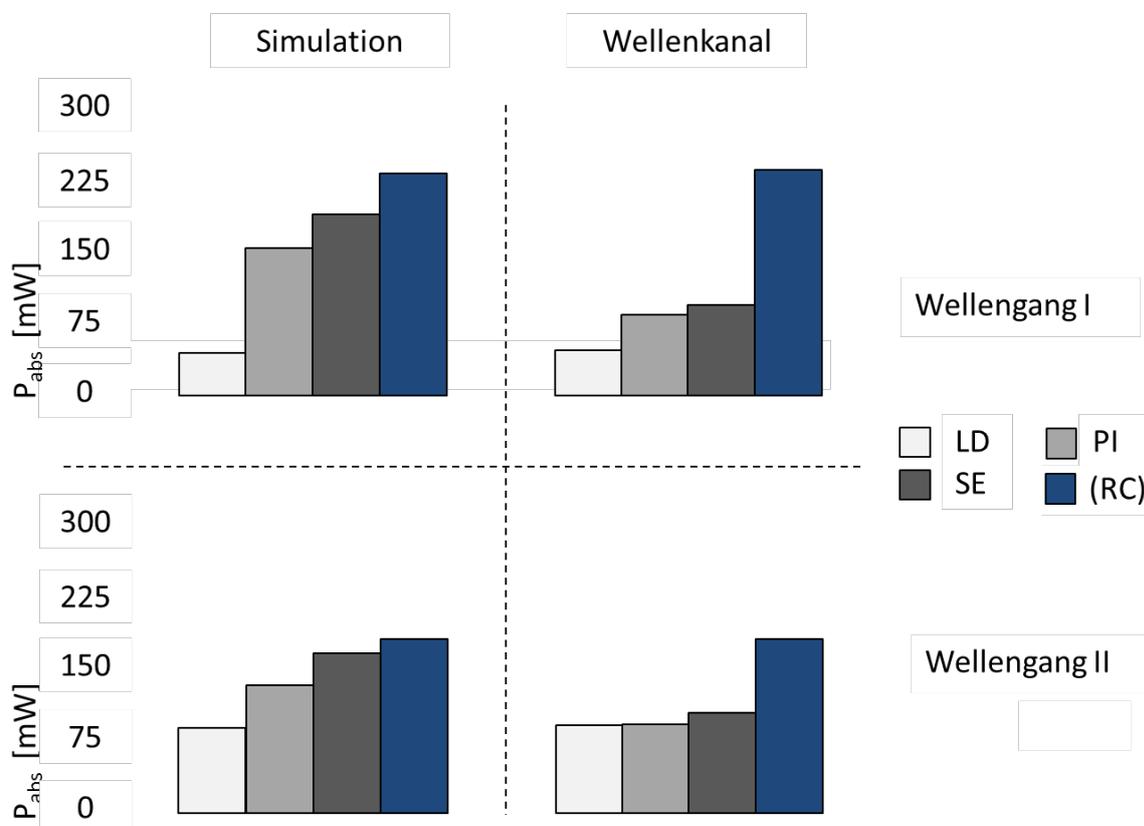


Abbildung 43: Simulation und experimentelle Ergebnisse für verschiedene Regelungsstrategien und Wellengänge
Quelle: Eigene Darstellung mit Daten von Perez Becker (2014).

Für die weitere Entwicklung der in dieser Arbeit beschriebenen Technologie soll deshalb in einem ersten Schritt auf die stabil laufende PI-Regelung zurückgegriffen werden. Erst in weiterführenden Studien sollte eine SE-Regelung in Erwägung gezogen werden. Dafür sind ausgiebige Studien und Optimierungen dieser Regelungsstrategie notwendig.

Elektronik und Leistungselektronik im Kraftwerk

Ausgehend von den Nabengeneratoren muss die erzeugte Energie bis zum Verbraucher bzw. bis in ein Stromnetz gelangen. Grundsätzlich können die Generatoren eines Moduls zunächst einmal sowohl parallel als auch in Reihe geschaltet werden (Tiwari & Dubey, 2010, S. 122). Dies ändert nichts an den Regelungs- und Schaltkreiskonzepten: Da die Generatoren auf einem Modul synchron laufen, führen Parallelschaltungen bzw. Reihenschaltungen nur zu unterschiedlichen Spannungs-Stromstärke-Kombinationen, ändern jedoch nichts an deren Frequenz und dem grundsätzlichen Stromprofil. Daher ist die hier erwähnte Regelung auch unabhängig von der im vorangegangenen Kapitel diskutierten Modul-Regelung zur Steigerung der Stromausbeute. Entscheidend sind die Verschaltung und das Netzwerk zwischen den Modulen und zum Verbraucher hin. Im Folgenden werden sieben mögliche Strategien für die Konzeption der Regelungs- und Kraftwerksschaltkreise beschrieben (Abbildung 44).

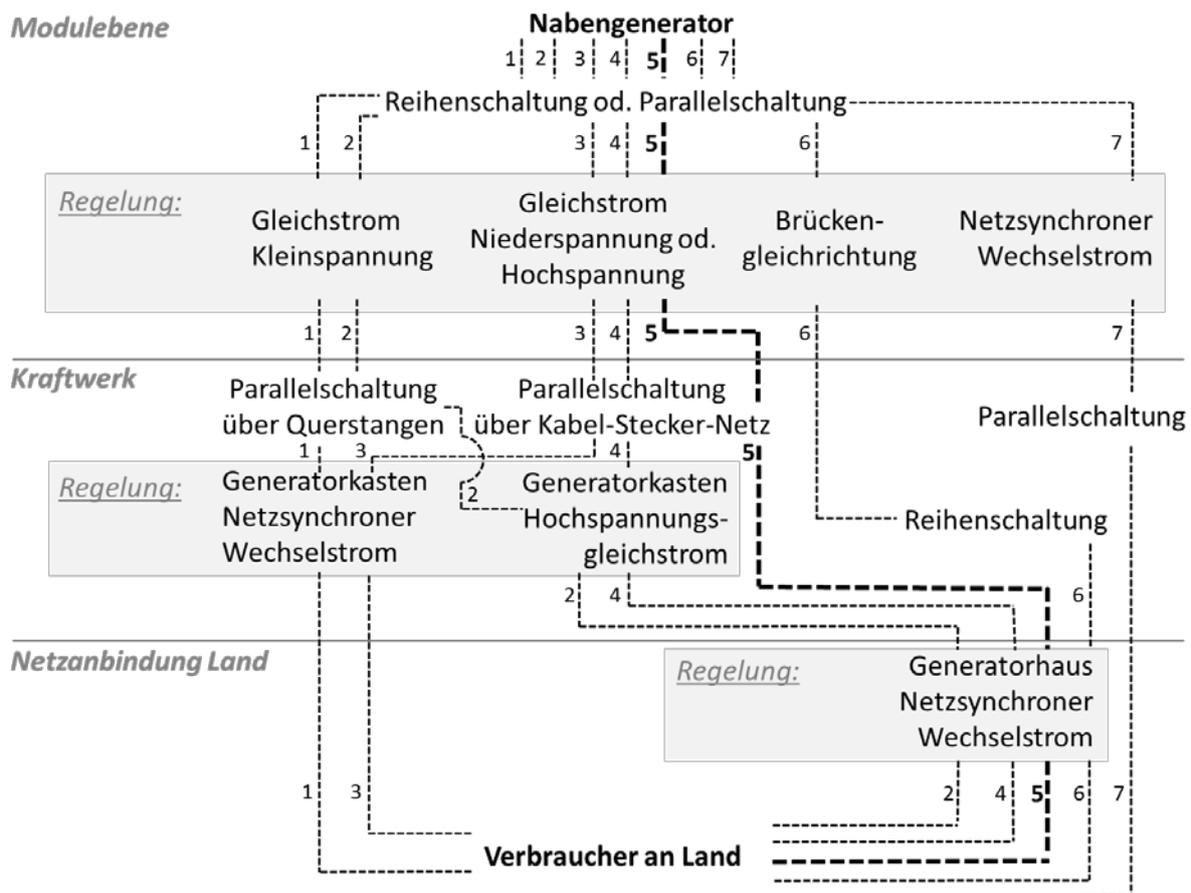


Abbildung 44: Regelungs- und Schaltungskonzepte des Wellenkraftwerks
Quelle: Eigene Darstellung.

Bei Option 1 sind die Nabengeneratoren jedes Moduls wahlweise parallel oder in Reihe geschaltet. Jedes Modul wird so geschaltet, dass es eine Gleichspannung auf niedrigem Spannungsniveau erzeugt. Die positive und die negative Phase sind jeweils in oben und unten getrennt und mit den

querverbindenden Stangen zwischen den Modulen elektrisch verbunden. Über das schwimmende Kraftwerk und dessen Querstangen wird so ein Niederspannungsnetz aufgebaut.

Dieser Aufbau des Stromnetzes ist grundsätzlich vorteilhaft, da so keine zusätzlichen Kabel- und Steckerverbindungen zwischen den Modulen benötigt werden. Weitere Module könnten nach dem Zubau direkt und unkompliziert in das Stromnetz des Kraftwerks eingebunden werden. Die Umsetzung erfordert jedoch gesonderte Studien und Langzeittests, um das Risiko von Kurzschlüssen zwischen den oberen und den unteren Querstangen zu vermeiden. In entsprechenden Studien und Tests müssen außerdem die Auswirkungen der strombedingten Diodenoxidation auf die Potentialunterschiede geprüft werden.

An einer Stelle des Kraftwerks wird schließlich ein Generatorkasten mit Leistungselektronik zur Erzeugung von netzsynchronem Wechselstrom platziert, der durch das Niederspannungsnetzwerk des Kraftwerks gespeist wird. Wechselstrom wird mittels einer Strom führenden Landleine direkt an den Verbraucher geleitet oder in das Stromnetz an Land gespeist.

Bei Option 2 ist die Stromführung auf dem Kraftwerk die gleiche wie bei Option 1, mit dem Unterschied, dass kraftwerksseitig kein netzsynchroner Wechselstrom erzeugt wird. Stattdessen wird der generierte Kleinspannungsgleichstrom am Kraftwerk zu Hochspannungsgleichstrom transformiert. Der Hochspannungsgleichstrom kann über weite Strecken mittels einer Strom führenden Landleine zum Verbraucher oder der Netzanbindung an Land gebracht werden. Erst dort wird er in netzsynchronen Wechselstrom gewandelt. Dieses Verfahren ähnelt dem Vorgehen in Teilen der Offshore-Windindustrie und gilt generell als einzige Möglichkeit, Strom über lange Strecken verlustarm zu transportieren. In dem hier vorgestellten Konzept wird das Regelungs- und Schaltungskonzept der Option 2 für den 2. Zielmarkt der Großkraftwerke favorisiert (vgl. zu diesem Markt Kapitel A3.3).

Die Stromführung in Option 3 ähnelt ebenfalls der in Option 1. Allerdings liegt die Gleichspannung hier über dem Kleinstspannungsniveau, für das gesetzlich keine Isolierung benötigt wird. Anstatt über die Querstangen wird das Gleichstromnetz im Kraftwerksverbund also mittels Stromkabeln und Steckverbindungen aufgebaut, die gegen die Umgebungsbedingungen isoliert sind.

In Option 4 ähnelt die Stromführung wiederum Option 3, mit dem Unterschied, dass am Kraftwerk anstatt netzsynchronem Wechselstrom Hochspannungsgleichstrom generiert wird. Dieser wird über eine Landleine verlustarm an Land geführt und erst in der Nähe des Einspeisepunkts oder des Verbrauchers in einem Generatorhaus zu netzsynchronem Wechselstrom gewandelt. Sollten weitergehende Studien hinsichtlich der Stromführung für Großkraftwerke ergeben, dass Option 2 aufgrund der Kurzschlussgefahr oder Oxidationsproblemen nicht machbar ist, ist dies die favorisierte Lösung für Wellenkraft-Großkraftwerke.

Die Stromführung in Option 5 gleicht ebenfalls zu großen Teilen der in Option 3. Der Unterschied ist, dass die Spannung auf den Modulen durch eine Reihenschaltung der Module jeweils zu möglichst hohem Gleichstrom geregelt wird. Dieser Gleichstrom wird ohne weitere Spannungsregelung aus dem Kraftwerksnetzwerk über eine Landleine in die Nähe der Abnahmestelle geführt, wo er dann zu netzsynchronem Wechselstrom gewandelt und eingespeist wird.

Diese Schaltung wird für die weitere Entwicklung favorisiert, da sowohl die Modulregelung als auch die Regelung an Land überschaubar und Stand der Technik sind. Die Gefahr von Kurzschlüssen und Unfällen am Kraftwerk werden durch die getrennte Verkabelung auf dem Kraftwerk vermieden. Dass

die Strom führenden Teile strikt von der salzhaltigen Umgebung getrennt sind, reduziert den Forschungs- und Entwicklungsaufwand für die Vermeidung von Oxidation der Strom führenden Bauteile. Eine Gleichstromübertragung auf höherem Spannungsniveau bis nah zum Endverbraucher reduziert darüber hinaus die Leitungsverluste in der Strom führenden Landleine.

Option 6 ist die Reihenschaltung aller Module über das Kraftwerk in Gleichrichtung. Dadurch werden sehr hohe Spannungen erreicht. Grundsätzlich könnte auf diese Weise der elektrotechnische Aufbau extrem vereinfacht werden, da es abgesehen von der Gleichrichtung auf jedem Modul nur eine einzige Generatorstation gibt. Unklar ist bei dieser Strategie der Isolierungsaufwand, der nötig ist, um Lichtbogenschläge zu vermeiden. Außerdem führen Unterbrechungen und Ausfälle einzelner Module oder Generatoren unmittelbar zum Totalausfall des Kraftwerks, ähnlich wie eine kaputte Glühbirne bei in Reihe geschalteten Christbaumkerzen. Das gesamte Kraftwerkssystem wird durch eine Reihenschaltung also voraussichtlich sehr anfällig und instabil.

Option 7 ist schließlich die direkte Erzeugung von netzsynchronem Wechselstrom auf jedem Modul. Dafür werden die Module über das Kraftwerk parallel geschaltet und der Strom von einer beliebigen Stelle des Kraftwerks über eine Landleine direkt zum Endverbraucher geleitet. Der Vorteil wäre, dass jedes Modul für sich ein eigenes anschlussfähiges Kraftwerk bilden würde. Kleinstkraftwerke könnten so hochstandardisiert und erweiterbar umgesetzt werden. Diese Variante würde auch die Installation von einzelnen Modulen zur Stromproduktion an bestehende Strukturen wie Stege oder sonstige Aufbauten im Wasser erlauben. Unklar ist jedoch, wie rentabel diese Option ist, da die Netzsynchronisierung des Stroms auf jedem Modul die Kosten für die Module und das Kraftwerk insgesamt deutlich erhöhen würde.

4.1.2 Für den Markterfolg entscheidende technische Innovationen

Sturmsicherheit

Die vielleicht wichtigste Frage für den Markterfolg einer Wellenkraftwerkstechnologie ist die nach ihrer Sturmsicherheit. Denn ein Großteil der existierenden Technologien scheiterte in der Vergangenheit an den technischen Herausforderungen, die extreme Wettersituationen an ihre Haltbarkeit stellen (The Economist, 2008). Wird hierfür keine Lösung gefunden, ist jede noch so gute Technologie zum Scheitern verurteilt. Speziell das Misstrauen, das inzwischen aus gescheiterten Projekten der Vergangenheit entstanden ist, macht die Sturmsicherheit zu einem zentralen Thema in der heutigen Entwicklung: Eine Wellenkraftwerkstechnologie, die eine kommerzielle Chance haben will, muss in diesem Punkt zweifelsfrei überzeugen. Erst wenn Vertrauen in einen dauerhaften Betrieb besteht, wird sich ein Wellenkraftwerk am Markt etablieren können. Sturmsicherheit wird deshalb in den frühen Phasen deutlich höher priorisiert als beispielsweise die Wirtschaftlichkeit. Denn wenn Sturmsicherheit und überzeugende Sturmlösungen nachgewiesen werden können, wird dies den Weg ebnen, das Wellenkraftwerk auch wirtschaftlich erfolgreich umzusetzen. Im Folgenden werden die drei für die Sturmsicherheit des neuartigen Wellenkraftwerks entscheidenden Aspekte Standortoptimierung, Anlagenauslegung und Wartung diskutiert.

Standortausbau, Standortauslegung und Standortoptimierung

Die Standortoptimierung beinhaltet grundsätzlich zwei Aspekte: die regionale und die lokale Optimierung. So kann zum einen eine Region gewählt werden, die weitestgehend sturm- und extremwellensicher ist, also eine sehr geringe Wahrscheinlichkeit für schwere Stürme und damit für sturmbedingte Beschädigungen hat (vgl. die Karte in Abbildung 8, S. 17). Grundsätzlich sollten für

geplante Zielstandorte im Vorhinein die Eintrittswahrscheinlichkeit und Art von Sturmwellen, 10-Jahreswellen – etwa derjenigen am Standort Hanstholm von 6,6 Metern Höhe (Nielsen & Pontes, 2010, S. 31) – und 100-Jahreswellen in Erfahrung gebracht werden. Über Simulationen und Praxistests muss dann sichergestellt werden, dass die Anlage den zu erwartenden Wellen standhält.

Lokal können zudem Standorte gewählt werden, an denen Untiefen zwischen einem Wellenkraftwerk und der Richtung, aus der Sturmwellen kommen können, einen natürlichen Sturmschutz bieten. Ebenso können Wellenkraftwerke auch gezielt an Standorten passiver Wellen platziert werden, um Extremwellen auszuschließen. Solche passiven Wellen treten an Stellen auf, die nicht in direkter Linie mit dem offenen Meer verbunden sind, sondern hinter einem natürlichen Schutzwall liegen, so dass die Wellen nur reflektiert werden. An diesen Stellen ist die Gefahr durch zerstörerische Wellen gebannt, allerdings sind auch die Leistung und damit die Energieausbeute an reflektierten Standorten niedriger.

Da fast alle heftigen Stürme wie etwa Hurrikans weltweit vorausgesagt werden können, kann bei der Standortwahl für kleinere Kraftwerkseinheiten auch berücksichtigt werden, welche möglichen Rückzugsorte es gibt, um das Kraftwerks im Sturmfall zu verlegen. Beispielsweise können geschützte Buchten gefunden werden, in die ein kleineres Wellenkraftwerk vor großen Stürmen hineingeschleppt und verankert werden kann. Speziell in Hurrikanregionen ist es bereits heute üblich, sich mehrere Tage im Voraus auf das Eintreffen des Sturmes vorzubereiten. Für die Privatinsel Over Yonder Cay in den Bahamas wurde das Szenario einer Verlegung des Kraftwerks durchgespielt (Abbildung 45).

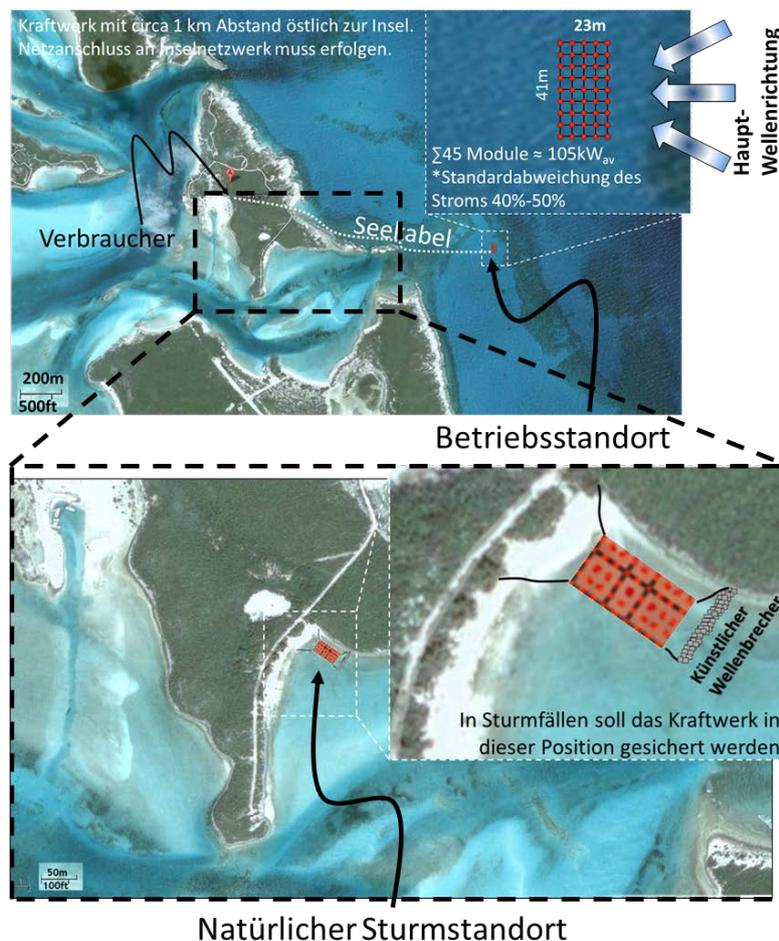


Abbildung 45: Potentieller Betriebs- und Sturmstandort für die Privatinsel Over Yonder Cay in den Bahamas
Quelle: Eigene Darstellung.

Während das Inselkraftwerk für den normalen Betrieb mehrere Hundert Meter weit in der offenen See verankert läge, könnte es vor Stürmen an einen von vier Seiten geschützten Standort gezogen und dort verankert werden. Die im Beispiel dargestellte Anlage mit etwa 50 Tonnen Gesamtgewicht könnte problemlos mit mehreren kleineren Booten und in wenigen Stunden zwischen beiden Punkten hin und her geschleppt und verankert werden.

Anlagenauslegung zum Wegtauchen in Extremsituationen

Das Kraftwerk vor Stürmen in sicherere Gewässer zu schleppen, wäre gerade für größere Kraftwerke mit relativ viel Aufwand verbunden. Auch die Positionierung in passive Wellenregionen ist nur in besonderen Fällen möglich, da die verbleibende Wellenenergie hier so reduziert wird, dass ein wirtschaftlicher Betrieb für die meisten Anwendungen nicht mehr gegeben wäre.

Aus diesen Gründen ist es erstrebenswert, dass ein Wellenkraftwerk Stürmen und großem Wellenaufkommen auch alleine technisch standhält. Wie bereits im Kapitel 4.1.1 zur Anlagenauslegung kurz erwähnt wurde, muss vermieden werden, dass sich das gesamte Kraftwerk als ein einziges großes Auftriebselement gegen die Wellen stemmt. Vielmehr muss die Auslegung so sein, dass die gesamte Struktur bei Starkwellen überspült wird. Auch aus diesem Grund sollen die Modulabstände an der Wellenfront mindestens zweimal so groß wie der Durchmesser der Auftriebselemente sein. Schematisch ist die geplante Sturmsicherheit in Abbildung 46 dargestellt: Wellen, die den Hub der Auftriebselemente zur elektrischen Stromgenerierung übersteigen, schwappen über dieses hinweg. Die einzelnen Module tauchen durch die Sturmwelle hindurch.

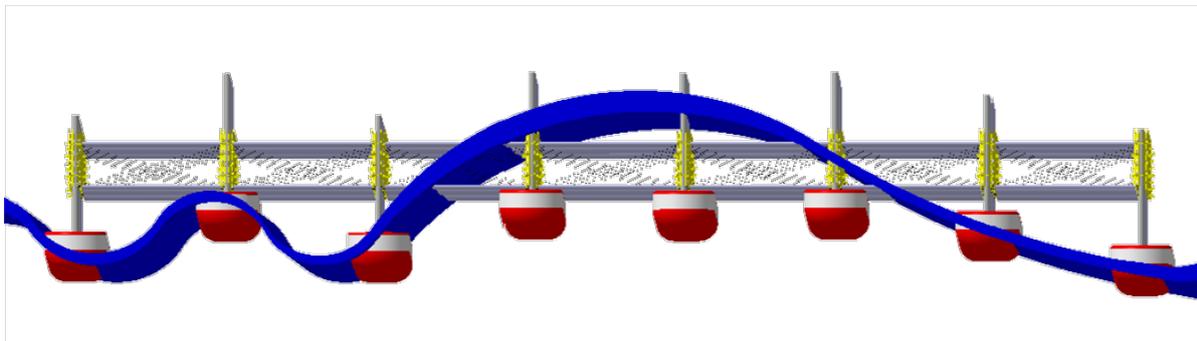


Abbildung 46: Seitenansicht des Wellenkraftwerks mit überspülender Welle
Quelle: Eigene Darstellung.

Entscheidend ist, dass die Kraft auf jedes einzelne Bauteil niemals die zulässigen zerstörungsfreien Auslegungswerte übersteigt. Da die Rohrleitungen, Generatoren und Querverstrebungen im Vergleich zu den Auftriebselementen nur sehr geringe Angriffsflächen bilden, müssen besonders die maximal möglichen Kräfte auf die Auftriebselemente in Kombination mit deren Anbindung sowie über die gesamte Struktur hinweg identifiziert und simuliert werden. Hierzu bedarf es aufwändiger Mehrkörpersimulationen und Berechnungen nach der Finite-Elemente-Methode (FEM) über spezielle Software wie etwa ANSYS Aqwa oder OrcaFlex. Die Anlagenauslegung und die sturmsichere Dimensionierung wird wesentlicher Bestandteil einer größeren Entwicklungszusammenarbeit im Rahmen eines geplanten Start-Ups werden. Das Vorgehen für die spätere Simulation wird im Folgenden beschrieben.

Im ersten Schritt werden die extremsten möglichen Lastfälle auf die Auftriebselemente ermittelt. Hierzu dienen standortspezifische Informationen zur Verteilung der Wellen nach Höhe und Frequenz, zur Wassertiefe und zu den daraus resultierenden Wellen- und Strömungsgeschwindigkeiten. Dabei

müssen stets die 10- und die 100-Jahreswellen und deren Charakteristika in die Konzeption einbezogen werden. Entscheidend sind die aus diesen Extremwellen resultierenden Strömungen bzw. Strömungsgeschwindigkeiten.

Da die gesamte Konstruktion prinzipiell aus zylindrischen Formen besteht, kann über die Morison-Gleichung (Formel 27) die Kraft auf zylindrische Körper in Strömungen berechnet werden (Malcherek, 2009, S. 138). Dabei bildet A die Anströmfläche (Kreisfläche) des angeströmten Rohres. $\vec{u} \cdot |\vec{u}|$ ist die quadratische Anströmgeschwindigkeit, deren Richtung nach der Vektorenberechnung berücksichtigt wird. C_M und C_D sind der Massenbeiwert und der Widerstandsbeiwert. Der Massenbeiwert liegt zwischen 0,9 und 2, wobei für Offshore-Auslegungen eine Auslegung auf 2 empfohlen wird. Der Widerstandsbeiwert C_D ist abhängig von der Reynoldszahl Re (Formel 28), die nachfolgend berechnet wird (Formel 29).

$$\vec{F}_W = \rho \cdot C_M \cdot V \frac{\partial \vec{u}}{\partial t} + \frac{1}{2} \rho \cdot C_D \cdot A \cdot \vec{u} \cdot |\vec{u}|$$

Formel 27: Morison-Gleichung zur Berechnung der Kraft auf zylindrische Körper in Strömungen

Quelle: Malcherek (2009, S. 138).

Für unterschiedliche Spektren der Reynoldszahl werden folgende C_D -Werte eingesetzt:

$$Re < 800: C_D = \frac{3,07}{Re^{0,168}};$$

$$800 \leq Re \leq 6000: C_D = 1;$$

$$6000 \leq Re \leq 11000: C_D = 1 + 0,2 \cdot \frac{re - 6000}{5000};$$

$$11000 \leq Re: C_D = 1,2;$$

Formel 28: C_D -Wert für Bereiche der Reynoldszahl

Quelle: Malcherek (2009, S. 148).

Dabei wird die Reynoldszahl über die Anströmgeschwindigkeit u , dem Rohrdurchmesser d_R und die kinematische Viskosität ν des Wassers ermittelt:

$$Re = \frac{u \cdot d_R}{\nu} \text{ mit } \left[\nu_{Wasser} = 1 \cdot \frac{10^{-6} m^2}{s} \right];$$

Formel 29: Berechnung der Reynoldszahl über Anströmung, Rohrdurchmesser und kinematische Viskosität

Quelle: Malcherek (2009, S. 148).

Für einen theoretischen Aufbau der Gesamtanlage nach dem Feder-Dämpfer-System (vgl. Abbildung 34, S. 46) können auch die auf die Struktur wirkenden Kräfte ermittelt werden. Hierfür werden die ermittelten Kräfte auf die Auftriebselemente an den zugehörigen Stellen des Systems simuliert. Dies muss für möglichst unterschiedliche Variationen durchgespielt werden: Es gilt zunächst, zu ermitteln, wie viele Bereiche gleichzeitig im Falle extremer Sturmwellen eine ähnlich gerichtete Kraft erfahren können. Umgekehrt muss auch der Fall simuliert werden, dass zwei große Sturmwellen gleichzeitig den vorderen und den rückwärtigen Teil der Anlage überspülen und mittige Module gegebenenfalls aus dem Wasser gehoben werden. So wird ein extrem hohes Biegemoment auf die Oberkonstruktion simuliert. Wie viele Simulationsversuche durchgeführt werden, hängt von dem standortbezogenen Wellenspektrum ab. Für eine solide Entwicklung müssen entsprechend möglichst viele Extremvarianten simuliert werden.

Über die Mehrkörpersimulation vieler verbundener Einzelkräfte der Auftriebskörper werden schließlich die Belastungen auf alle Strukturbauteile ermittelt. Die Konstruktion der Einzelkomponenten muss dann mittels FEM-Berechnungen auf die berechneten Lasten ausgelegt werden. Insgesamt ist angedacht, bei der ersten Gesamtauslegung einen Sicherheitsfaktor von 3 bis 5 zugrunde zu legen. Die Komponenten werden also in der Simulation auf das 3- bis 5-fache der ermittelten Maximalkräfte ausgelegt, um sicherzugehen, dass die Anlage auch bei kleineren Abweichungen der Simulation von den Realbedingungen intakt bleibt.

Einfache, günstige Wartung

Die einfache und günstige Wartung des Wellenkraftwerks trägt nur indirekt zur Sturmsicherheit bei, ist jedoch dennoch äußerst relevant. Denn es ist davon auszugehen, dass die Technologie trotz aller vorbeugenden Maßnahmen in schweren Sturmsituationen vereinzelt Schaden nehmen kann. Zum einen erlaubt die modulare Bauweise für diesen Fall die Vorhaltung von Ersatzteilen. Wegen der vergleichsweise günstigen Komponenten aus Massenproduktion kann für jede Anlage ohne großen Kostenaufwand ein umfangreiches Ersatzteilsortiment vor Ort vorgehalten werden, so dass defekte Komponenten schnell ersetzt werden können. Gleichzeitig kann der Anlagenbetrieb durch die Modulbauweise auch aufrecht erhalten werden, während einzelne ausgefallene oder zerstörte Komponenten gewartet werden, so dass auch dadurch die Beeinträchtigungen durch Sturmschäden minimiert werden. Dazu trägt bei, dass alle Komponenten grundsätzlich so aufgebaut sind, dass sie am Betriebsstandort, also auf dem Meer, leicht und einfach ausgetauscht werden können.

Massenproduzierbarkeit

An dem neuartigen Wellenkraftwerk fällt die sich ständig wiederholende Struktur auf. Sie impliziert, dass die einzelnen Bauteile und Komponenten vielfach verwendet werden, weshalb sie Massenware sein müssen. Massenware heißt zwar noch nicht automatisch, dass auch eine Massenproduktion möglich ist. Dennoch wurde bei der Entwicklung großer Wert darauf gelegt, solche Konzepte und Lösungen zu finden, bei denen alle Einzelkomponenten möglichst massenproduktionstauglich sind oder – idealerweise – bereits als Massenprodukt am Markt erhältlich sind.

Die für die Massenproduktion relevanten im Kraftwerk verbauten Komponenten sind zur Illustration anhand einer Explosionszeichnung eines 3x3-Module-Kraftwerks in Abbildung 47 (S. 70) dargestellt.

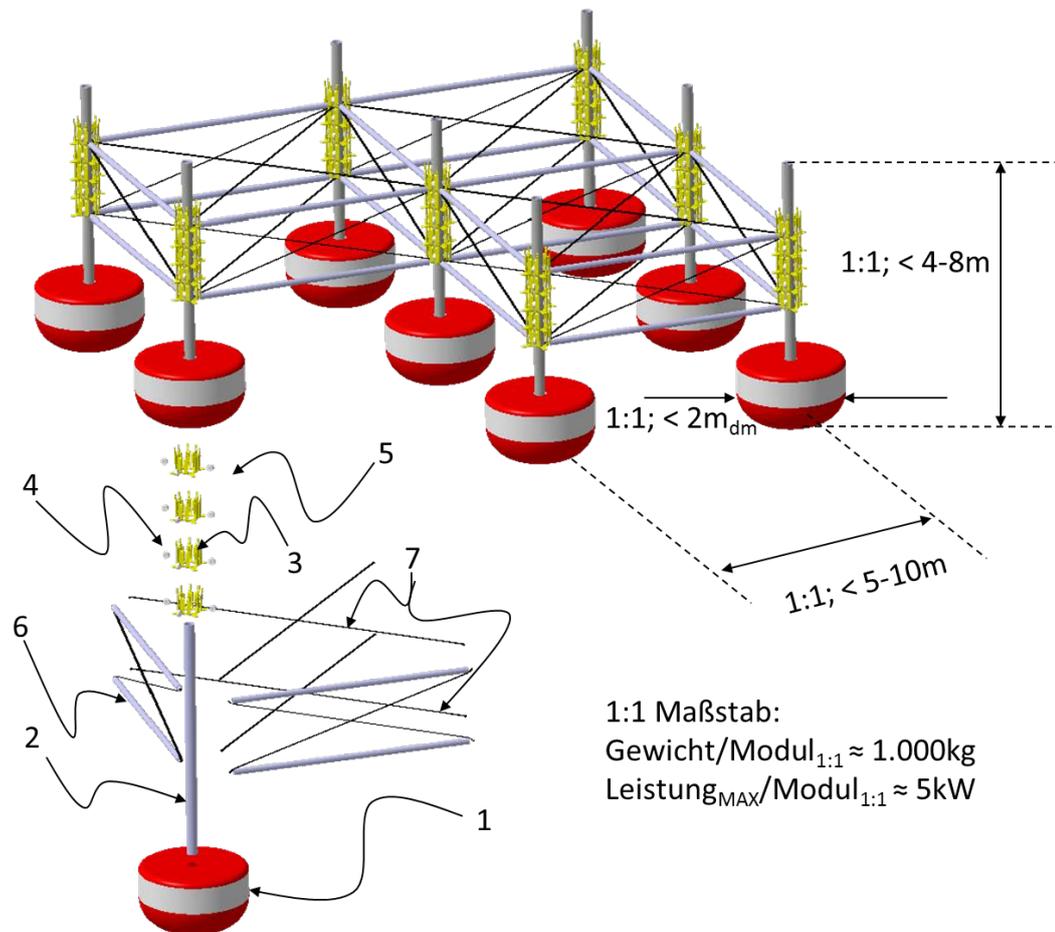


Abbildung 47: 3x3-Module-Kraftwerk mit einem Modul in Explosionszeichnung

Quelle: Eigene Darstellung. 1) Auftriebselement; 2) Hubstange; 3) Generatorfeder; 4) Generator; 5) Regelung und Leistungs-Elemente (nicht dargestellt); 6) Verbindungsstange; 7) Verbindungsgurt

Aus heutiger Sicht sind alle Einzelbauteile und Einzelkomponenten gut massenfertigbar. Die voraussichtlich größte Herausforderung ist nach heutigem Stand die Herstellung der Generatorfeder (vgl. Abbildung 66, S. 95): Dieses Herzstück der Anlage ist in Art und Funktion eine Weltneuheit. Speziell die Biegeumformung ist aufwändig, aber dennoch ist auch dieses Bauteil in einem mehrstufigen Herstellungsprozess prinzipiell massenfertigbar. Ein Großteil der Komponenten wie Auftriebsstange, Hubfeder, Querstangen, Versteifungsgurt, Kabel- und Steckverbindungen, Ankerkette, Landkabel, Generatorhaus und Kleinteile sind hingegen bereits heute am Markt erhältliche Lager- oder Standardware. Auch wenn dies nicht in gleicher Form für Auftriebselement, Schwimmfundament, Generator, Modulelektronik und Montagewerkzeug gilt, werden diese Komponenten in ähnlicher Form bereits in automatisierten Verfahren hergestellt und sind damit auch gut massenfertigbar. Diese Komponenten müssten jedoch zunächst für das Kraftwerk angepasst und in einer eigenen Baureihe hergestellt werden.

Die Hauptkomponenten des Kraftwerks werden im Folgenden hinsichtlich ihres Materials, ihres Aufbaus, ihrer Marktverfügbarkeit und ihrer Massenproduzierbarkeit im Überblick dargestellt (Tabelle 3, S. 71). Eine technische, detaillierte Beschreibung der Hauptkomponenten ist in Kapitel 4.2.3 ab S. 90 zu finden.

Komponente	Material	Aufbau und Herstellung	Markt verfügbar	Massenproduzierbar
Auftriebsselement	Gummiverbundmatten	Kleben, nähen (ähnlich Raftingboot)		
Auftriebsstange	Stahl (ggf. Edelstahl)	Strangguss		
Hubfeder	Federstahldraht	Drahtbiegung		
Generatorfeder	Federstahlplatte	Lasern, biegen		
Generator	Nabenmotor	Vollautomatisch		
Modulelektronik	Mikrocontroller und Platinenaufbau	Setzroboter		
Querstangen	Aluminium	Strangguss		
Versteifungsgurte	Endlosgurt	Endlosgurt umgenäht		
Kabel und Steckerverbindungen	diverse	diverse		
Ankerkette	Stahl (ggf. Edelstahl)			
Schwimmfundament	Gummiverbundmatten	Kleben, nähen (ähnlich Raftingboot)		
Landkabel	diverse	diverse		
Generatorhaus (*)	Zukauf			
Kleinteile	diverse	diverse		
Montagewerkzeug	diverse	diverse		

Tabelle 3: Massenproduzierbarkeit der Hauptkomponenten

Quelle: Eigene Darstellung. Marktverfügbarkeit: grün – ja; gelb – in Teilen; rot – nein. Massenproduzierbarkeit: grün – sehr gut; gelb – gut; orange – herausfordernd; rot – nicht möglich. (*) Das Generatorhaus ist nur bedingt massenproduzierbar. Diese Komponenten sind zwar standardisiert und werden baugleich auch in der Photovoltaik eingesetzt, die Komplexität eines Großgenerators entspricht dennoch nicht der klassischen Massenproduktion.

Die in Abbildung 48 (S. 72) dargestellte Erfahrungskurve zeigt die Kostenreduktion, die bei der Änderung von Komponentenmengen charakteristisch ist. Eine Verdoppelung der Menge senkt erfahrungsgemäß die Kosten um 20 bis 30 Prozent (Kirchgeorg, 2014). Für das geplante Kraftwerk bedeutet dies ein enormes Kosteneinsparungspotential: Wird der erste seriennahe Prototyp mit 25 Modulen bei 100 Prozent der Kosten angesetzt, führt ein erster Kraftwerksverkauf mit geplanten 75 Modulen zu mehr als einer Verdoppelung der Menge, was bedeutet, dass eine Kostenreduzierung von 35 bis 51 Prozent gegenüber dem Prototyp erreicht werden müsste. Wenn das Ziel von 28 verkauften Anlagen à 75 Module im Jahr 2018 erreicht wird, wird gegenüber dem Prototyp das Siebenfache der Menge erreicht. Die Anlagenkosten reduzieren sich bis dahin nach Kirchgeorg (2014) um 79 bis 93 Prozent gegenüber dem Prototyp. Da ein seriennahe Prototypmodul mit ca. 7.225 Euro pro Stück angesetzt wird, könnten spätere Serienmodule einer kommerziellen Anlage für nur 505 bis 1517 Euro hergestellt werden.

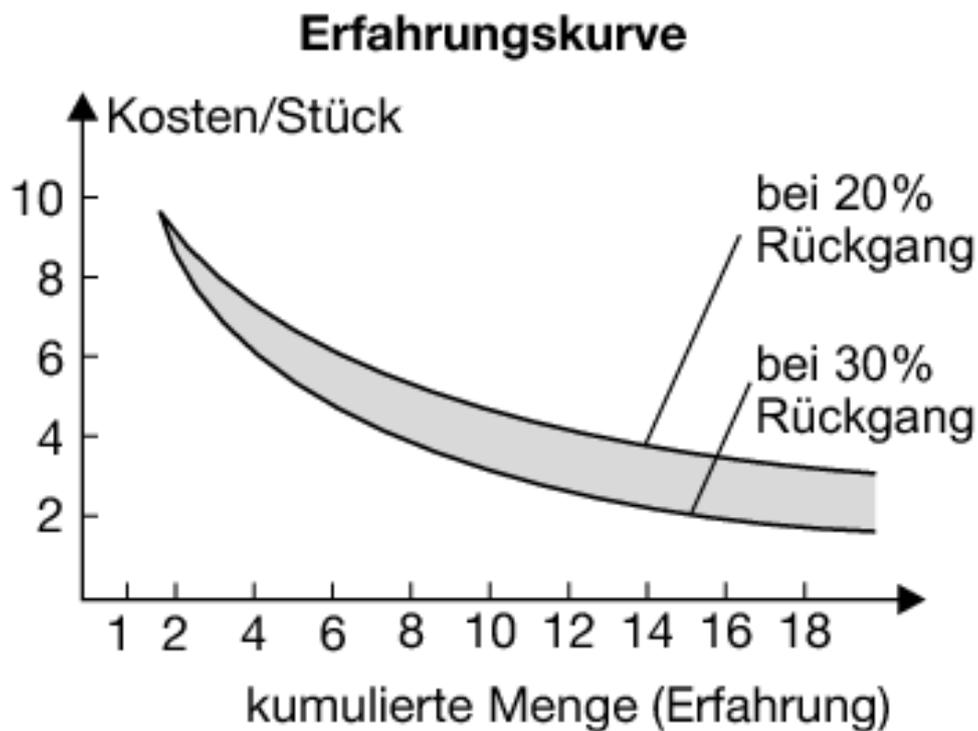


Abbildung 48: Erfahrungskurve für die Massenproduktion
Quelle: Kirchgeorg (2014).

Skalierbarkeit

Die sich wiederholende Struktur erlaubt eine sehr einfache Skalierung des Wellenkraftwerks. Zum einen kann es so auf das lokale Wellenaufkommen optimal angepasst werden (vgl. Kapitel 4.4.2 zur Anlagendimensionierung). Aber auch im Hinblick auf den unterschiedlichen Kundenbedarf ist die Anlage über eine Änderung von Hubstangen und Abstand der Module zueinander problemlos individuell auslegbar. Des Weiteren können bestehende Anlagen durch den Zubau weiterer Modulreihen einfach erweitert werden. Damit kann das neuartige Wellenkraftwerk mit ein und derselben Bauart praktisch alle Leistungsgrößen von sehr kleinen Anwendungen bis zu großen Verbundsystemen abdecken. Für sehr große Leistungsbedarfe können mehrere große Einzelkraftwerke am gleichen Standort umgesetzt werden.

Anwendbarkeit im tiefen Wasser

Maritime Anwendungen, die eine stabile Verankerung oder Fundamentierung benötigen, sind grundsätzlich aufwändig und teuer in der Montage. Mit zunehmender Wassertiefe wird daher sehr schnell die Grenze erreicht, an der die Kosten explodieren (Harris et al., 2004). Hinzu kommt, dass das Meer vielerorts sehr schnell tiefer wird: Tiefen von 50, 100 oder gar deutlich mehr Metern sind vor vielen Küsten Standard, Flachwasserregionen eher die Ausnahme. Des Weiteren gibt es im Meer abhängig von Standort und Wetterlage unterschiedliche Wasserniveaus, an die sich Anlagen wie Wellenkraftwerke, die mit der Wechselbewegung der Wasseroberfläche arbeiten, stets anpassen müssen. Sind sie jedoch mit dem Meeresgrund stabil verankert, ist ein Niveaueausgleich vonnöten, der durch den technischen Aufwand zusätzliche Kosten verursacht. Auch um bei der Positionierung von Wellenkraftwerken flexibel zu sein und eine kostengünstige Installation in Aussicht stellen zu können, sollten maritime Kraftwerksanwendungen möglichst ohne technische Arbeiten am Meeresgrund auskommen können.

Das hier beschriebene neuartige Wellenkraftwerk ist schwimmfähig (Abbildung 49). Nur jeweils an den vier Ecken des rechteckigen Kraftwerks ist ein Anker vorgesehen, der ähnlich dem eines Bootes über eine Boje (32) und eine Kette (31) an einem Muringstein (30) befestigt wird. Damit ist das beschriebene Kraftwerk weitestgehend unabhängig von der Wassertiefe. Außerdem kann es so ohne Weiteres den Gezeitenhub mitgehen.

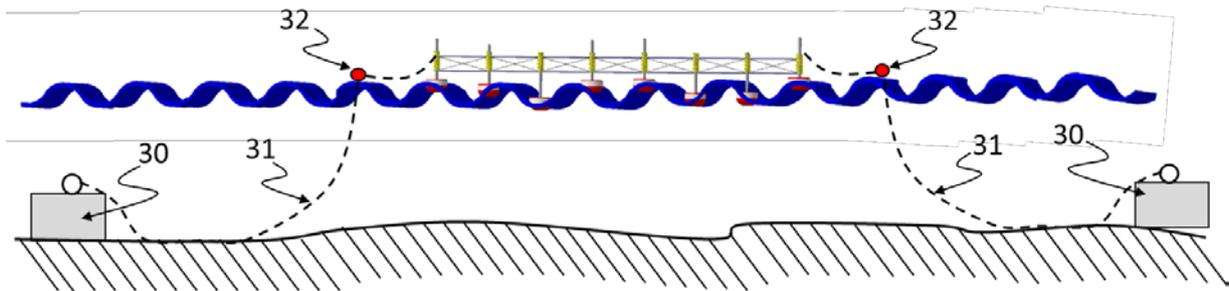


Abbildung 49: Wellenkraftwerk mit Verankerung
Quelle: Eigene Darstellung. 30) Muringstein; 31) Ankerkette; 32) Boje

Einfache, robuste und kostengünstige Technologie

Fachkundige können bereits anhand der konzeptionellen Bilder des neuartigen Wellenkraftwerks erkennen, dass die Technologie recht einfach aufgebaut ist, robust anmutet und voraussichtlich kostengünstig herzustellen ist. Grundsätzlich stimmt diese erste Vermutung. Doch auch wenn auf einen ersten Blick keine ‚Rocket Science‘ sichtbar ist, steckt der Teufel immer im Detail. Dass etwa alle wesentlichen Baugruppen wie in Kapitel 4.2.3 beschrieben massenproduzierbar sind, kann zwar die relativen Kosten senken, macht die Komponenten jedoch nicht per se günstig, einfach, robust und insgesamt konkurrenzfähig.

Sprichwörtlich ist ein Schweizer Uhrwerk als Sinnbild für technisch bzw. mechanisch anspruchsvollen Aufbau: Das präzise Ineinanderspielen vieler kleinster Zahnräder, Pendel, Federn, Lager und Weiterem machen die Schweizer Uhren zum Gipfel der Feinwerktechnik. Gleichzeitig wird die aufwendige Mechanik dieser Taschenuhren teilweise auch im negativen Sinne gebraucht: Hier bezeichnen sie Entwicklungen, die übermäßig komplex – ‚over-engineered‘ – und gerade durch diese Komplexität fehleranfällig sind. Bei hydrologischen Anwendungen wie dem neuartigen Wellenkraftwerk ist das Ziel, einen ähnlich hohen Qualitätsanspruch wie ein Schweizer Uhrwerk zu schaffen, jedoch genau diese übermäßige Komplexität zu vermeiden. Dies erfordert, auf technisch höchstem Niveau eine sehr gut funktionierende Lösung zu finden, die durch möglichst wenige, möglichst einfache und möglichst günstige Komponenten besteht.

Im Folgenden werden die Hauptkomponenten des neuartigen Wellenkraftwerks hinsichtlich ihrer Robustheit und ihrer Langlebigkeit sowie ihrer erwarteten Kosten beschrieben. Zusammenfassend werden die Komponenten in Bezug auf beide Kriterien nach dem Ampelsystem (Abbildung 50, S. 74) bewertet.

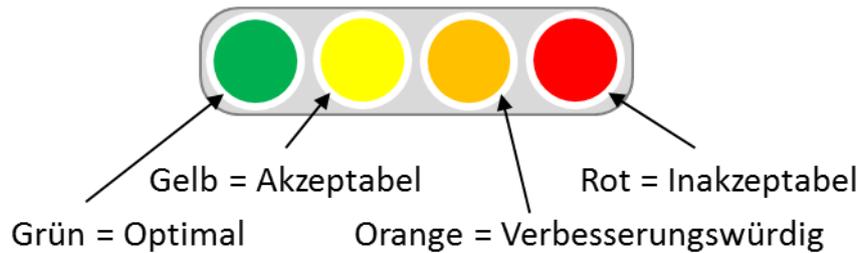


Abbildung 50: Ampelbewertung für Hauptkomponenten des Wellenkraftwerks
Quelle: Eigene Darstellung.

Auftriebselement

Das Auftriebselement ist aufgebaut wie der Auftriebskörper eines Rafting- oder Offshore-Schlauchboots: Es besteht aus einer aufblasbaren, extrem strapazierfähigen Gummihaut, die an den Schnittstellen vernäht und geklebt ist. Der Auftriebskörper hat eine Tasche, in die das Hubrohr in unaufgeblasenem Zustand hineingesteckt wird. Durch das Aufblasen wird ein Druck aufgebaut, durch den das Auftriebselement mit der Hubstange fest verbunden wird. Wird das Auftriebselement ausgeschäumt, macht dies die Komponente robuster und langlebiger. Nachteilig an der ausgeschäumten Lösung im Vergleich zur luftgefüllten ist vor allem, dass die erwarteten Kosten sowohl für die aufwändigere Logistik als auch für die Beschaffung steigen werden.

Variante mit Luftfüllung:

Robustheit und Langlebigkeit:  Erwartete Kosten: 

Ausgeschäumte Variante:

Robustheit und Langlebigkeit:  Erwartete Kosten: 

Auftriebsstange/Hubstange

Die Auftriebsstange/Hubstange ist ein extrem dickwandiges Hohlrohr, das aus ähnlich massivem Material besteht wie eine Eisenbahnschiene. Das Hohlrohr wird nur auf die gewünschte Länge zugeschnitten und darüber hinaus weder besonders behandelt noch weiter bearbeitet. Um das Gewicht und die Steifigkeit zu steigern, kann es gegebenenfalls noch mit Beton ausgegossen werden. Mittels Betonfüllung kann einfach und sehr kostengünstig das Gewicht der Hubstange für eine größere Leistungsausbeute gesteigert werden. Der massive und robuste Aufbau gewährleistet auch bei großen Belastungen und aggressiver Meeresumgebung eine lange Betriebsdauer.

Robustheit und Langlebigkeit:  Erwartete Kosten: 

Hubfeder

Die Hubfeder wird aus rostfreiem Federstahl gebaut. Pro Modul kommen 2 bis 4 solcher zugbelasteten Federn zum Einsatz. Obwohl Zugfedern langzeiterprobte mechanische Bauteile sind, sind durch die ständig hohen Belastungen ab einer gewissen Betriebsdauer Ermüdungsbrüche wahrscheinlich. Eine Alternativlösung ist eine elektrische Federung durch die Generatoren im Antriebsmodul wodurch diese Komponente deutlich robuster und langlebiger wäre. Außerdem könnte diese als Erweiterung der Regelungsprogrammierung eingeschlossen werden, ohne dass zusätzliche Komponenten benötigt würden. Die elektrische Federung, die auch gezielt zur Dämpfung eingesetzt werden kann, wird

deshalb bevorzugt. Da die Entwicklung jedoch deutlich herausfordernder ist und ihre praktische Umsetzbarkeit heute noch nicht abschätzbar ist, gilt die mechanische Hubfeder als gesetzte Komponente, bis die elektrische Lösung gefunden ist.

Mechanische Federung:

Robustheit und Langlebigkeit: 

Erwartete Kosten: 

Elektrische Federung:

Robustheit und Langlebigkeit: 

Erwartete Kosten: 

Generatorfeder

Die Generatorfeder ist ein aus rostfreiem Federstahlblech geschnittenes und mehrfach gebogenes Bauteil. Es dient der Halterung der Generatoren und erzeugt deren Anpressdruck auf die Hubstange. Da die Module über die Generatorfeder miteinander verbunden werden, ist sie das zentrale Element eines Moduls. Pro Modul werden mindestens zwei Generatorfedern zum Einsatz kommen. Obwohl die Generatorfeder starke Belastungen erfährt, wird sie im Gegensatz zu der Hubfeder nur wenig ausgelenkt, so dass davon auszugehen ist, dass sie deutlich robuster ist als die Hubfeder. Ihr recht komplexer Aufbau aus massivem Material bringt jedoch Herausforderungen in der Herstellung mit sich, die aller Voraussicht nach die Kosten steigern werden.

Robustheit und Langlebigkeit: 

Erwartete Kosten: 

Generator

Der Generator ist ein adaptierter bürstenloser 3-Phasen-Nabenmotor aus dem E-Bike-Bereich. Er besteht aus einer zweifach gelagerten und abgedichteten Hohlachse, auf der eine Spule sitzt. Die wasserdichte Hülle ist aus Gussmaterial, meist Aluminiumguss, gefertigt. Die elektrische Anbindung läuft durch die hohle Achse. Schon heute sind die Motoren spritzwasserfest und witterungsbeständig, um im Straßeneinsatz bestehen zu können. Sie werden von diversen Firmen weltweit millionenfach massengefertigt. Für den Einsatz im Wellenkraftwerk muss noch ein metallischer, massiver Radreifen ähnlich einem Eisenbahnreifen auf einen Nabenmotor geschrumpft werden. Außerdem muss die Achsabdichtung so ertüchtigt werden, dass sie tauchfest wird.

Robustheit und Langlebigkeit: 

Erwartete Kosten: 

Modulelektronik

Die Modulelektronik ist eine Einzelentwicklung und dient zusätzlich zur Steuerung des Generators auch der Glättung und Verwertbarmachung des Stroms. Möglicherweise können für Letzteres auch Speichertechnologien wie große Kondensatoren zum Einsatz kommen. Außerdem wird jedes Modul zur Steuerung mit einem Microcontroller ausgestattet. Die Modulelektronik besteht aus einfach massenfertigbaren Standardbauteilen, die verbauten Einzelkomponenten sind allerdings dennoch relativ kostspielig und müssen zudem wasserfest gemacht werden. Durch eine Auslegung, die sicherstellt, dass die elektrischen Bauteile nicht an ihre Leistungsgrenzen gelangen, kann die Modulelektronik sehr robust und langlebig gestaltet werden.

Robustheit und Langlebigkeit: Erwartete Kosten: 

Querstangen

Die Querstange ist ein extrem dickwandiges Hohlrohr, das aus Aluminium oder Stahl gefertigt wird. Es wird wie die Hubstange nur auf die entsprechende Länge zugeschnitten und bleibt sonst unbehandelt und unbearbeitet. Sie kann so auch bei großen Belastungen und aggressiver Meeresumgebung lange Zeit verwendet werden.

Robustheit und Langlebigkeit: Erwartete Kosten: 

Versteifungsgurte

Die Versteifungsgurte werden aus Endlos-Gurtmaterial hergestellt, wie es auch für den Transport oder die Sicherung von schweren Gütern oder Komponenten in LKWs verwendet wird. Die geflochtene Polymerfaser zeichnet sich dadurch aus, dass sie extrem strapazierfähig und witterungsbeständig ist. Die Gurte werden für die Verwendung im Kraftwerk auf Überlänge zugeschnitten und an den Enden mit einer Schlaufe vernäht, die dann in den dafür vorgesehenen Vorrichtungen von jeweils benachbarten Modulen eingehängt wird. Der Gurt kann dann mit einem einfachen Spannmeechanismus gespannt werden. Obwohl die Gurte extrem hohen Zugbelastungen durch die Struktur ausgesetzt sind, wird erwartet, dass sie sowohl sehr kostengünstig als auch unter Salzwasser-Umgebungsbedingungen extrem robust und haltbar sein werden, insbesondere im Vergleich zu Stahlseilverbindungen als Alternative.

Robustheit und Langlebigkeit: Erwartete Kosten: 

Kabel und Steckverbindungen

Die Kabel und Steckverbindungen zwischen den Modulen bilden über das Kraftwerk hinweg ein Netzwerk. Alle Kabel sind gleich lang und haben zwei wasserfeste Steckverbindungen an den Enden. Sie sind so gut wie keinen Belastungen oder Bewegungen ausgesetzt. Aus diesen Gründen sind die Kabel eine massenfertigbare und damit günstige sowie langlebige und robuste Baugruppe.

Robustheit und Langlebigkeit: Erwartete Kosten: 

Verankerung/Ankerkette

Das geplante Wellenkraftwerk wird an den vier Ecken redundant verankert. Jede Ankerkette wird so ausgelegt, dass sie zur Not auch alleine das Kraftwerk gegen Abtrieb halten kann. Die Ankerketten werden über Betonmuringsteine am Meeresgrund verankert. Diese werden, wie in Kapitel 4.3 als neue Innovation beschrieben, einfach versenkt, so dass keine Installationsarbeiten unter Wasser erforderlich sind. Die vierfache Verankerung erlaubt eine begrenzte horizontale Bewegung auf der Wasseroberfläche des Kraftwerks, verhindert jedoch eine Rotation des Kraftwerks. Damit müssen weder für die Verankerung noch für die elektrische Landanbindung rotatorische Anbindungen entwickelt werden, was die Kosten senkt und die Langlebigkeit dieser Komponente erhöht.

Robustheit und Langlebigkeit: Erwartete Kosten: 

Landkabel

Das Landkabel ist im Gegensatz zu den massiven Hochseekabeln von Offshore-Windkraftwerken ein einfaches Erdkabel, das demnach keinen besonderen technischen Anforderungen zu entsprechen hat. Um es vor versehentlicher Zerstörung etwa durch Ankern anderer Schiffe zu schützen, wird das Kabel lediglich in unmittelbarer Küstennähe in ein Schutzrohr gelegt. Bei der Anstrandung kann das Kabel zusätzlich eingegraben werden, was jedoch nicht zwingend erforderlich ist. Ohne äußere Einwirkung von Menschen ist das Landkabel sehr robust und langlebig. Sollte es dennoch zerstört werden, erlaubt vor allem der günstige Preis einen schnellen einfachen Ersatz.

Robustheit und Langlebigkeit: 

Erwartete Kosten: 

Generatorhaus

Das Generatorhaus entspricht den Standardmodellen, wie sie beispielsweise in Windparks oder Solarparks verwendet werden, und ist damit erprobt. Es werden keine nennenswerten Probleme erwartet.

Robustheit und Langlebigkeit: 

Erwartete Kosten: 

Einfache Logistik und Transport

Der 1. Zielmarkt des neuartigen Wellenkraftwerks sind Inseln und küstennahe Verbraucher in Ländern mit schlecht entwickelter Netzinfrastruktur. Hier sind Stromkosten meist sehr hoch und Strom muss oft sehr aufwändig über Dieselgeneratoren im eigenen Mini-Grid generiert werden. Diese Ausgangssituation ist wegen der hohen bisherigen Stromgestehungskosten ideal für Wellenkraftwerkstechnologien.

Ein Manko haben diese Standorte jedoch: Dort, wo Strom aufwändig selber produziert werden muss, ist oft die Versorgung allgemein auch schwierig. Kleine Karibik- oder Südseeinseln oder entlegene Standorte an afrikanischen Küsten sind nicht leicht zu erreichen oder mit Gütern zu versorgen. An entsprechenden Standorten ein großes Kraftwerk aufzubauen und zu warten, bedeutet großen Aufwand. Die in Kapitel 3.2 beschriebenen konkurrierenden Technologien haben allesamt extrem große und schwere Körper, die in Trockendocks aufgebaut werden und mit Spezialschiffen an den Zielstandort geschleppt werden müssen. Teilweise können sie mit Schwerlasttransportern kurze Strecken transportiert werden, wofür jedoch gut ausgebaute Straßen notwendig sind. Auch vor Ort sind in der Regel spezielle Schiffe, Kräne und Spezialwerkzeug erforderlich, um die Technologien in Betrieb zu nehmen.

Das neuartige Wellenkraftwerk besteht hingegen aus wenigen einfach montierbaren Komponenten, die allesamt mit ISO-Containern transportiert werden können. Kein Bauteil übersteigt die Innenmaße von maximal 12 Metern Länge für den 40 Fuß-Standard-Container und – in Sonderfällen – 16 Metern für den 53 Fuß-High Cube-Container (Gesamtverband der Deutschen Versicherungswirtschaft e.V. (GDV), 2014a, 2014b). Auch die Hubstangen und Querstangen überschreiten das Innenmaß von Containern nicht. Die Auftriebselemente sind aufblasbar und damit weniger schwer und voluminös, was den Transport erleichtert. Außerdem werden die Muringesteine in speziellen, zum Patent angemeldeten schwimmenden Taschen vor Ort gegossen und am Ort der Verankerung versenkt.

Die einfache Logistik über Produktionsprozess bis zum Betrieb der Kraftwerke hat substantielle Vorteile (Abbildung 51, S. 78). Die Einzelkomponenten können sehr flexibel an beliebigen Standorten überall auf der Welt hergestellt werden. Damit erlaubt das systemisch aufgebaute Kraftwerk nicht nur,

durch möglichst standortnahe Herstellung Kosten zu sparen, sondern auch, die Herstellung einzelner Komponenten an spezialisierte Fachfirmen oder besonders günstige Firmen weltweit zu vergeben.

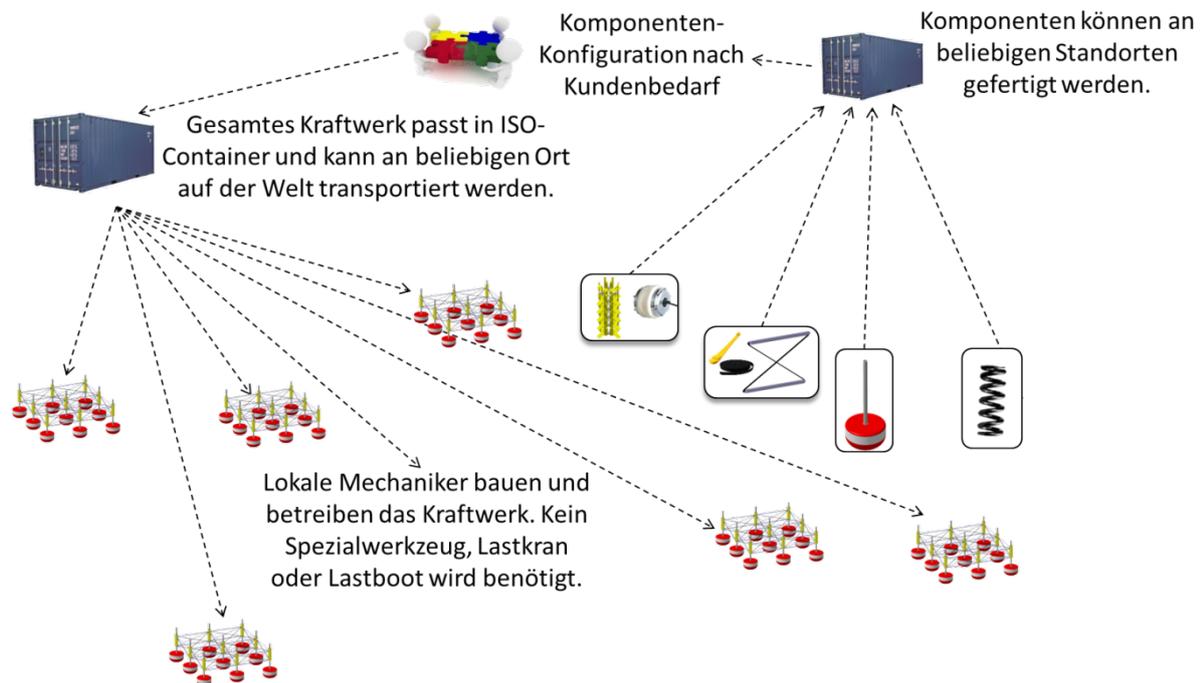


Abbildung 51: Mögliche Logistikkette des neuartigen Wellenkraftwerks

Quelle: Eigene Darstellung.

Die Einzelkomponenten werden in ISO-Containern zu einem Firmensitz geliefert und für den Zielkunden konfiguriert. Ebenfalls mittels ISO-Containern werden die konfigurierten Anlagen dann an den Zielstandort transportiert. Der einzigartige Vorteil ist hierbei, dass Herstellung, Transport und Logistik aller Komponenten, vormontierter Baugruppen und des gesamten Kraftwerks sowie später auch Wartungskomponenten über standardisierte und weltweit etablierte Containerfracht abgewickelt werden können. So können weltweit einfach, günstig und sicher fast alle Standorte erreicht werden.

Einfache Vor-Ort-Montage

Wie im vorhergehenden Kapitel beschrieben wurde, ist der Vorteil des ISO-Containertransports, dass alle Komponenten und Baugruppen aufgrund ihrer überschaubaren Maße leicht transportiert werden können. Dass die größten Bauteile, die Verbindungs- bzw. Querstangen zwischen den Modulen, maximal 12 bis 16 Meter lang sind, erleichtert auch den Aufbau des Kraftwerks. Die größte Herausforderung bei der Montage wird sein, im seichten Wasser die Hub- bzw. Auftriebsstange zu handhaben, die zwar meist nicht so lang sein, aber ein Einzelgewicht von ca. einer Tonne haben wird. So ist sie im Vergleich zu den anderen Komponenten des Kraftwerks relativ schwer. Ansonsten ist das neuartige Wellenkraftwerk explizit auf einfachen Aufbau und eine unkomplizierte Vor-Ort-Montage ausgelegt. Das Vorgehen zur Errichtung eines Kraftwerks zur Mini-Grid-Versorgung ist im Detail im Folgenden beschrieben.

Zunächst muss ein geschützter Küstenstandort, eine Bucht, ein Hafen oder eine Untiefe in örtlicher Nähe zur finalen Position des Wellenkraftwerks auf offener See identifiziert werden (Abbildung 52, S. 79). Der Standort sollte groß genug sein, um das gesamte Wellenkraftwerk darin aufzubauen. Weiterhin muss seine Öffnung zum offenen Meer mindestens so groß wie die schmale Seite des

Wellenkraftwerks sein, so dass das aufgebaute Wellenkraftwerk durch diese Öffnung einfach zum Zielstandort geschleppt werden kann. Die Wassertiefe sollte im Idealfall vom Ufer seicht abfallend sein, wie etwa bei einer Lagune mit flach einlaufendem Strand, bei von der offenen See abgewandten Stränden oder bei – künstlichen oder natürlichen – Häfen (1). Es muss ein Boot mit einem Lastenzug, ein Bagger oder ähnliches Gerät zur Verfügung stehen, mit dem gut eine Tonne Gewicht bewegt werden kann (2). Das Ufer oder die Kaimauer müssen so zugänglich sein, dass die Container mit den Komponenten und Baugruppen dort abgeladen werden können (3).

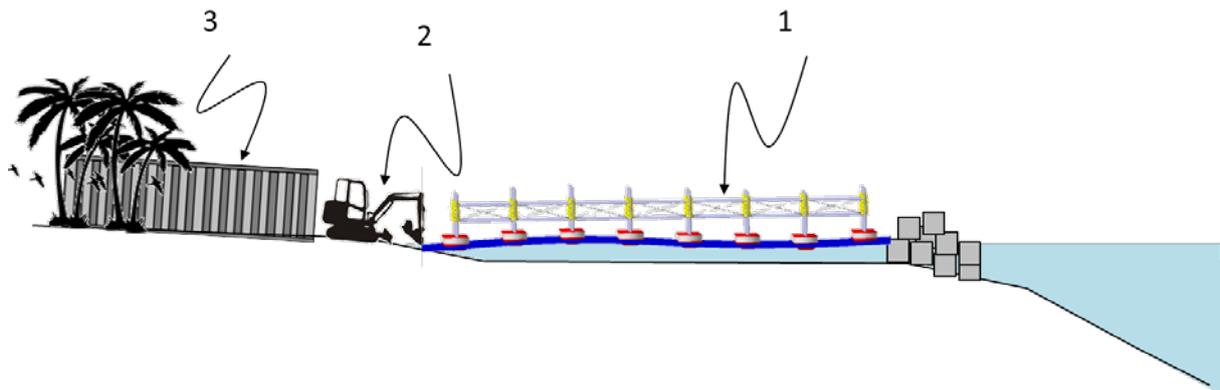


Abbildung 52: Standortanordnung für den Aufbau des Wellenkraftwerks

Quelle: Eigene Darstellung. 1) Bucht/Lagune mit Wellenkraftwerk; 2) Bagger; 3) ISO-Container

Als ersten Schritt zum Aufbau des Kraftwerks werden vier Module zusammengebaut und miteinander verbunden (Abbildung 53). Um ein Modul zusammenzubauen, wird die Hubstange (3) mittels eines mitgelieferten Spezialwerkzeugs (2) in die Generatoreinheit (1) geschoben, bis der Generator im unteren Drittel der Hubstange liegt. Anschließend wird die Unterseite der Hubstange in die Tasche des Auftriebselements gesteckt (4). Zuletzt wird das Auftriebselement aufgeblasen. Dies wird für vier Module wiederholt. Dann werden jeweils zwei Module einander gegenübergelegt und über die Verbindungsstangen und die Verstärkungsurte als Modulpaarung verbunden (5). Im seichten Wasser werden die Modulpaare aufgestellt und im Karree über Querstangen und Verstärkungsurte miteinander verbunden. So entsteht der erste Kubus aus vier Modulen.

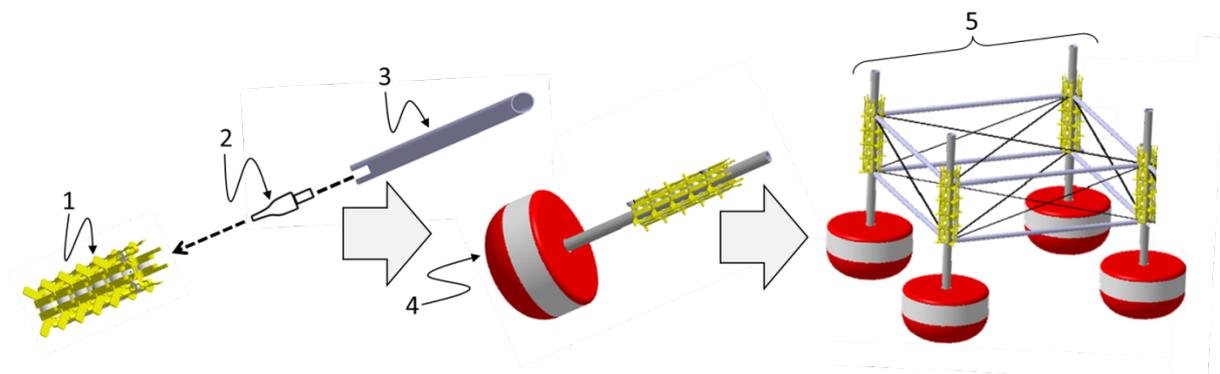


Abbildung 53: Aufbau der Komponenten des Wellenkraftwerks

Quelle: Eigene Darstellung. 1) Generatoreinheit; 2) Spezialwerkzeug; 3) Hubstange; 4) Auftriebselement; 5) Modulpaarung

Der weitere Aufbau erfolgt immer analog: Ein im seichten Wasser liegend montiertes Modulpaar wird aufgestellt und an die bestehende Kubusstruktur angeschlossen. Vom Ufer oder der Kaimauer aus wird das Wellenkraftwerk auf diese Weise modular aufgebaut und Stück um Stück weiter in Richtung des

tieferen Wassers geschoben. So wird auf einer stabilen Grundlage Schritt für Schritt das gesamte Kraftwerk aufgebaut.

Parallel zum Aufbau des eigentlichen Kraftwerks im seichten Wasser werden die Muringsteine hergestellt. Hierzu wird eine neu entwickelte Technologie verwendet: Es werden vier große Taschen mitgeliefert, die am oberen Rand mit Schwimmschläuchen versehen sind (Abbildung 54; vgl. im Detail zur Verankerung Kapitel 4.2.7). Die Auftriebskörper werden vor Ort mit Luft gefüllt. In die Taschen wird dann im seichten Wasser die metallische Bewehrung eingelegt und der Beton gegossen. Auf diese Weise können die viele Tonnen schweren Muringsteine schwimmend an den Ort ihres Einsatzes gezogen werden. Durch die Herstellung vor Ort und den Luftpolstertransport im Wasser kann ein Transport über Schwerlastkräne vermieden werden.

Nach der Aushärtung des Betons wird auf der Oberseite des Blocks im schwimmenden Zustand die Ankerkette an den Muringstein angebracht (Abbildung 54). Die Ankerkette (1) wird dann sorgfältig kreisförmig auf den Block gelegt. Das andere Ende der Ankerkette wird mit einer Schwimmboje (2) verbunden. Die schwimmende Tasche trägt dann von unten nach oben den Betonblock, die Ankerkette und die Schwimmboje.

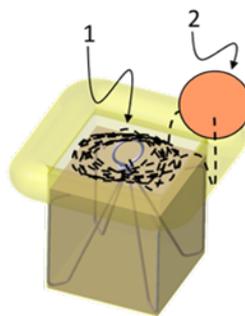


Abbildung 54: Schwimmender Muringstein mit Ankerkette und Schwimmboje
Quelle: Eigene Darstellung. 1) Ankerkette; 2) Schwimmboje

Die Landleine zur Stromversorgung wird am Montagestandort in kurzen Abständen mit kleinen Auftriebskörpern (3) verbunden, so dass sie an der Wasseroberfläche schwimmt (Abbildung 55). Das Kabelstück, das später den Übergang vom Meer zum Land bildet, wird noch mit einem zusätzlichen Kabelschutz versehen. Dann wird es an der Wasseroberfläche schneckenförmig aufgerollt und für den Transport fixiert (4). Dazu wird das Kabel über die gesamte Länge in kurzen Abständen so mit der aufgerollten Ankerkette eines der vier Mooringsteine verbunden, dass sich die Schneckenform nicht auflöst oder verheddert. Das Ende des Kabels, das auf See an das Kraftwerk angebunden werden soll, wird an die Schwimmboje dieses Muringsteins angebunden.

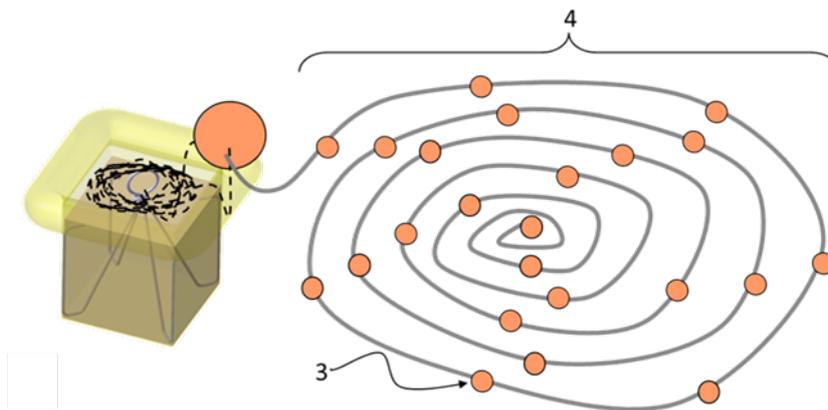


Abbildung 55: Schwimmender Muringstein mit Ankerkette, Schwimmboje und transportbereiter Landleine
 Quelle: Eigene Darstellung. 3) Auftriebskörper der Landleine; 4) schneckenförmig aufgerollte Landleine

Die vier Muringsteine werden dann mit einem kleinen, mit GPS ausgestatteten Boot jeweils zu der genauen Position gezogen, an der sie verankert werden sollen. Die Luft wird aus den tragenden Taschen gelassen, so dass die Muringsteine vor Ort versenkt werden. An einem Ende der Ankerketten befinden sich nun die versenkten Muringsteine, während ihr anderes Ende mit den Schwimmbojen an der Wasseroberfläche schwimmt. Dies wird für alle vier Muringsteine wiederholt. Auch der Muringstein, dessen Ankerkette mit der Landleine verbunden ist, wird im Prinzip genauso versenkt. Im Karree schwimmen nun an der Oberfläche vier Bojen mit den Ankerketten für das Wellenkraftwerk. An einem der vier Verankerungspunkte schwimmt außerdem die mit der Ankerkette verbundene Landleine.

Das lange Ende der Landleine wird zum Ufer gezogen, indem die Schnecke kontinuierlich ausgerollt wird, und an Land zum Generatorhaus gebracht. An Land kann das Kabel bei Bedarf eingegraben werden, um es zu schützen. Die im Abstand positionierten Auftriebskörper der Landleine werden entfernt, so dass die Leine auf den Meeresgrund sinkt. Vor dem Versenken können kleine Markierungsbojen an Schnüren an die Landleitung angebracht werden, so dass der Verlegebereich an der Wasseroberfläche als Ankerverbotszone markiert ist.

Im nächsten Schritt wird das zusammengebaute Kraftwerk mittels mehrerer kleiner Boote aus der Lagune oder dem Hafen zum Zielstandort gezogen. Vor Ort wird es dann an die Muringsteine gekettet und elektrisch an die Landleine angebunden. Zuletzt wird das Kraftwerk an das Generatorhaus und das entsprechende Mini-Grid angeschlossen. Damit kann das Kraftwerk in Betrieb genommen werden.

Anhand dieser groben Installationsbeschreibung ist zu erkennen, dass der Aufbau des neuartigen Wellenkraftwerks mit extrem einfachen Mitteln zu bewerkstelligen ist. Neben ein bis zwei Fachkräften reicht ein Installationstrupp von etwa zehn Helfern, ein kleines Boot und ein Gerät zum Heben der schwersten Komponenten, um das gesamte Kraftwerk aufzubauen. Boote und Helfer könnten vor Ort organisiert werden, was die gesamte Organisation und den Aufbau extrem vereinfacht.

Noch weitestgehend unklar ist, welche Dimensionen und detaillierte Auslegungen ein großindustriell eingesetztes Kraftwerk dieser Bauart haben wird. Die obige Beschreibung bezieht sich daher vor allem auf Kleinkraftwerken im Mini-Grid-Bereich, bei denen der einfache Aufbau und die Inbetriebnahme einen entscheidenden Marktvorteil bringen. Großkraftwerke, die weit vor der Küste eingesetzt werden und der industriellen Stromproduktion dienen, werden voraussichtlich deutlich größere und schwerere Einzelkomponenten haben und damit auch entsprechend größere Geräte vom Aufbau über

das Schleppen bis zur Inbetriebnahme und Wartung benötigen. Es ist jedoch anzunehmen, dass dieser Aufwand für die industriellen Kunden eine kleinere Rolle spielen wird als für die Kunden im beschriebenen Mini-Grid-Zielmarkt.

Einfache Wartung und Instandhaltung

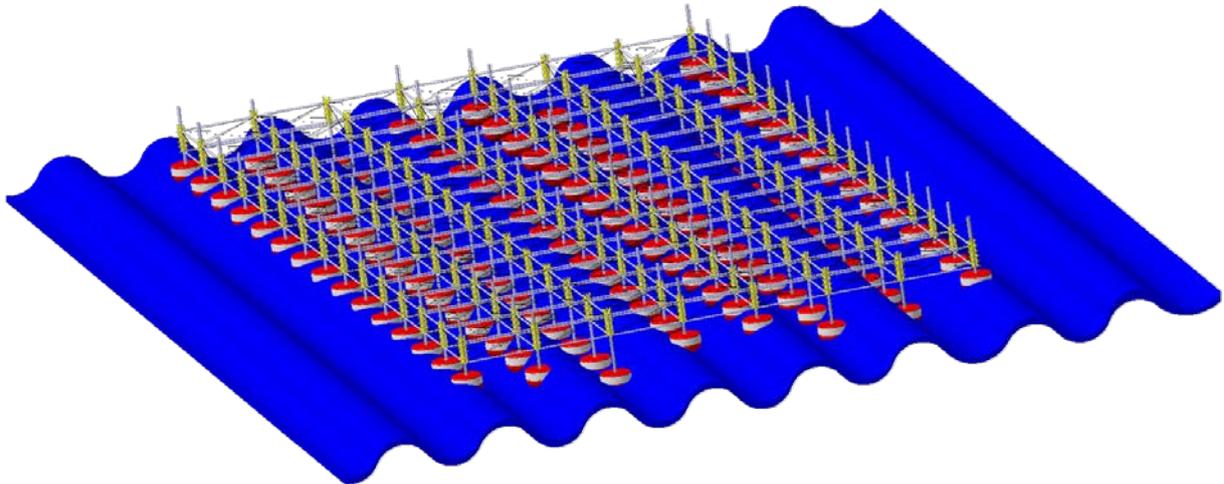


Abbildung 56: Dreidimensionale Ansicht eines neuartigen Wellenkraftwerks
Quelle: Eigene Darstellung.

Wie in Abbildung 56 zu erkennen ist, besteht das neuartige Wellenkraftwerk aus mehrfach aneinandergesetzten gleichen Bauteilen und Baugruppen (Modulen). Fast alle Einzelkomponenten sind über das gesamte Kraftwerk hinweg identisch. Entsprechend bedeutet dies, dass einfach ein gewisser Umfang an Ersatzteilen vor Ort vorgehalten werden kann, um eine defekte Komponente schnell ersetzen zu können. Die einzigen Komponenten, die in dem Kraftwerk nicht massenhaft verbaut werden, sind:

- Verankerung (vierfach)
- Seekabel (einfach)
- Netzanbindung (einfach)

Die Verankerungen und das Seekabel sind beides Baugruppen, die so geplant sind, dass ihr Ersatz keine gravierenden Kosten verursacht. Da aus der Offshore-Industrie bekannt ist, dass die Stromanbindung über große Seekabel einen extrem hohen Kostenfaktor ausmacht, wird für den 1. Zielmarkt, bei dem das Kraftwerk für eine Mini-Grid-Versorgung eingesetzt wird, auf teure Seekabel verzichtet. Dies ist möglich, da der Abstand des Kraftwerks zum Ort der Nutzung vergleichsweise klein ist und keine großen Energiemengen über das Kabel transportiert werden. In der Planung wird entsprechend ein Standardkabel vorgesehen, das einfach auf den Meeresgrund gelegt wird. Verankerung und Seekabel können also beide problemlos als Ersatzteile bei Bruch oder Versagen der verbauten Komponenten vorgehalten werden.

Im großindustriellen Maßstab muss das Thema der Netzanbindung und deren Wartung neu bewertet werden. Zwar bietet das Wellenkraftwerk an sich eine gute Plattform, um darauf Hochspannungs-Gleichstromtransistoren zu platzieren. Diese könnten hier auch gut gewartet werden. Die Netzanbindung durchs Meer muss dann jedoch über spezielle im Meeresgrund vergrabene Seekabel erfolgen. Diese sind, wie aus den Erfahrungen mit Offshore-Windkraftwerken bekannt ist, sehr teuer

und aufwändig zu verlegen und zu warten. Zwar ist eine Wartung außer in unwahrscheinlichen Fällen wie beispielsweise einem Kabelbruch durch Plattentektonik oder fahrlässiger Zerstörung durch Schiffsanker auch nicht erforderlich. Dann jedoch kann das Kabel nur durch Spezialtaucher oder Tauchroboter repariert werden. Um Kosten in diesem Bereich zu reduzieren, wird im großindustriellen Zielmarkt angestrebt, Wellenkraftwerke parallel zu Offshore-Windparks aufzubauen. Dort könnten sich dann Wind- und Wellenkraftwerke das gleiche Stromkabel und dessen Kosten teilen.

Ob es sich im Falle eines Mini-Grids lohnt, einen zweiten Schaltschrank vorzuhalten, muss fallabhängig durch eine Kosten-Nutzen-Analyse entschieden werden. Je nach Standort können Netzteile lokal recht unproblematisch wieder instand gesetzt werden. Alternativ kann bei einem Ausfall auf redundante Systeme wie Dieselaggregate oder Solaranlagen zurückgegriffen werden, bis Ersatzteile geliefert werden können. Für eine maximale Absicherung kann jedoch auch ein alternativer Schaltschrank vorgehalten werden.

Außer den baugleichen Teilen ist für die Instandhaltung die modulare Bauweise vorteilhaft. Anders als bei den alternativen Lösungen erfordert der sich wiederholende Aufbau nur minimales Know-how und Schulungen für eine Wartung und Instandhaltung. Der Aufbau und die Wartung des Kraftwerks sind fast schon intuitiv nach dem Plug & Play-Prinzip konzipiert. Darum können voraussichtlich lokale Techniker oder Betriebsleiter die Wartung durchführen. Dass die Entwicklung auf möglichst einfache und wenige Komponenten optimiert ist, bedeutet auch für die Wartung eine überschaubare Anzahl an vorzuhaltenden Wartungskomponenten, so dass nur wenig Kapital hierfür gebunden wird.

Ein weiterer wichtiger Punkt bei der Wartung ist die Größe und das Gewicht der zu handhabenden Komponenten. Bauteillängen von bis zu 12 Metern können mit einfachsten Mitteln gehandhabt werden. Dazu kommt das sehr niedrige Gewicht der Einzelkomponenten: Mit etwa einer Tonne Gewicht ist das schwerste Einzelbauteil des Kraftwerks immer noch vergleichsweise leicht. Alle anderen Komponenten werden deutlich leichter sein. Zwar ist eine Tonne Gewicht ohne Hilfsmittel und auf offener See nicht ohne weiteres handhabbar. Es ist jedoch davon auszugehen, dass an den geplanten Standorten kleine Fischerboote mit Hebeausleger oder ähnliche Geräte zur Verfügung stehen, die problemlos mit Gewichten von einer Tonne umgehen können. Entsprechend wird für die Instandhaltung wie schon für die Erstmontage explizit kein Spezialkran oder anderes schweres Gerät benötigt.

Da ein gesamtes Kraftwerk aus vielen Einzelmodulen besteht, die jeweils unabhängig voneinander Strom produzieren, führt das Versagen einzelner Komponenten und Baugruppen nicht zum Blackout des gesamten Kraftwerks. Nur wenn das Seekabel oder der Netzanbindung ausfällt, ist die Stromversorgung durch das Wellenkraftwerk unterbrochen. Konstruktiv ist das Wellenkraftwerk so angelegt, dass alle Bauteile leicht zugänglich sind und möglichst unabhängig voneinander ein- und ausgebaut werden können. In den meisten Fällen können ausgefallene Komponenten daher während des Betriebs des restlichen Kraftwerks repariert oder ausgetauscht werden. Dabei kann die Oberkonstruktion als Gerüst und Montageplattform verwendet werden. Der Ort der Reparatur kann leicht mit einem kleinen Boot erreicht werden, das unter dem Kraftwerk durchfährt.

Für die Reparatur können die einzelnen Module mit einem Spannwerkzeug ähnlich einem Bowdenzug aus dem oszillierenden Betrieb genommen werden. Die Federkraft wird so ausgekoppelt oder geblockt, was eine einfache Wartung erlaubt. Nur für einzelne reparaturbegleitende Arbeiten wie die Federentlastung wird spezielles Werkzeug benötigt. Hierzu gehören ein Einfädelwerkzeug, um die Hubstange in den Generator zu stecken (vgl. Abbildung 53 (2), S. 79), und ein Spannwerkzeug, um die

Generatoren auszuwechseln. Alle anderen Komponenten können mit handelsüblichem Werkzeug instand gesetzt werden.

Nutzbarkeit der Trägerstruktur für zusätzliche Bewirtschaftungsformen

Das neuartige Wellenkraftwerk hat einen weiteren Vorteil, der in dieser Form durch keinen Stand der Technik erbracht werden kann: Durch die flächig aufgebaute steife Trägerstruktur schwimmt es zwar wie andere Kraftwerke auch über der Wasseroberfläche, ist jedoch mit einem Feder-Dämpfer-System auf den Auftriebskörpern gelagert. Dies bedeutet, dass die Trägerstruktur auch bei Wellengang beruhigt im Wasser liegt. Gleichzeitig ist sie wegen ihrer flächigen Ausdehnung sehr gut gegen Nicken oder gar Durchkernern, also das Überschlagen der Gesamtstruktur, gewappnet. Entsprechend kann die Trägerstruktur zukünftig bei entsprechender Auslegung auch als Basis für diverse Anwendungen dienen. Beispiele hierfür wären:

- Windkraft- oder Photovoltaikanlagen
- bewohnte Aufbauten (Hausboot, künstliche Inseln)
- Ölplattformen
- maritime Forschungszentren
- Fisch- oder Muschelfarmen (vgl. Abbildung 57)

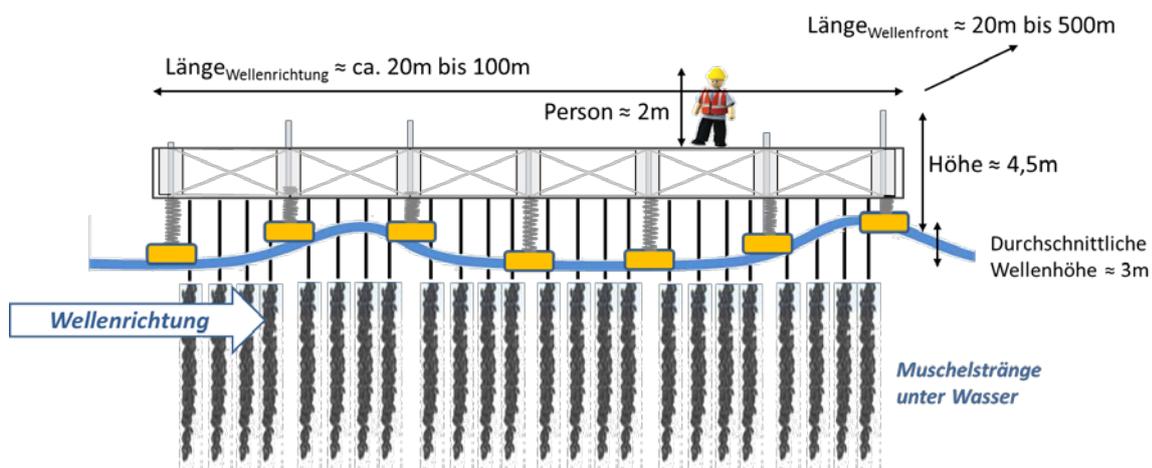


Abbildung 57: Beispielhafte Kombination eines neuartigen Wellenkraftwerks mit einer Muschelfarm
Quelle: Eigene Darstellung.

4.2 Technische Umsetzung

4.2.1 Gesamtübersicht

Mechanik

Die Mechanik des neuartigen Wellenkraftwerks ist so simpel wie effektiv. Sie kann im Grundsatz mit der Mechanik von Fahrwerken in Automobilen verglichen werden: Beim Automobil steht ein Fahrzeug auf Rädern, die durch Federn getragen werden. Während der Fahrt werden die Räder je nach Untergrund vertikal nach oben ausgelenkt. Über das Feder-Dämpfer-System im Fahrwerk wird angestrebt, möglichst wenig von der vertikalen Bewegung auf das Fahrzeug zu übertragen. Ziel ist eine möglichst gute Entkoppelung von Straßenoberfläche und Fahrerkabine.

Im Prinzip sind der Aufbau und das Ziel der Mechanik beim Wellenkraftwerk ähnlich. Als ‚Fahrzeug‘ dient hier die steife Fachwerk-Trägerstruktur und anstelle des Fahrwerks sind beim Wellenkraftwerk

vertikal gefederte Auftriebskörper mit daran abrollenden Stromgeneratoren als Dämpfer eingesetzt. Bei Wellengang regen die Wellen die Auftriebselemente – ähnlich wie Unebenheiten auf Straßen die Reifen – vertikal nach oben an oder geben nach unten nach. Hauptziel beim Wellenkraftwerk ist allerdings nicht die möglichst gute Dämpfung des ‚Fahrzeugs‘ an sich, sondern die möglichst große Dämpfung zur elektrischen Stromgenerierung. Im Gegensatz zum Automobil geht es bei der Elektrifizierung auch weniger um sehr schnelle Bewegungen. Vielmehr geht es darum, die langsamen kraftvollen Auf- und Abwärtsbewegungen der Wellen möglichst gut auszunutzen.

Fahrzeuge können schon über vier Reifen – oder bei Motorrädern sogar über nur zwei – gut gedämpft werden. Der Grund hierfür ist die schnelle, impulsartige vertikale Anregung der Reifen, denn im Vergleich zu dieser schnellen Vertikalbeschleunigung ist das Fahrzeug sehr schwer und träge. Entsprechend gibt es eine große Relativbewegung und damit Feder-Dämpfungsmöglichkeit bei Fahrzeugen. Wichtig ist umgekehrt, dass die Abwärtsbewegung möglichst schnell und ungedämpft erfolgt, damit das Fahrzeug nicht den Kontakt zum Untergrund verliert. Logische Schlussfolgerung ist, dass das Fahrwerk von Fahrzeugen vor allem durch sehr leichte, ungefederte Reifen und ein möglichst hohes Gewicht des Fahrzeugs gedämpft werden kann. Die Vorspannkraft der Federung ist wegen der schnellen starken Impulse bei Fahrzeugen relativ hoch.

Das Wellenkraftwerk weist in diesem Zusammenhang zwei Unterschiede auf. Erstens werden nie nur vier Module und deren Auftriebskörper zum Einsatz kommen, denn das Kraftwerk würde dann nur mit den Wellen schaukeln. Vielmehr werden in einem Kraftwerk mindestens neun Module miteinander gekoppelt, da dadurch zwingend eine Vertikalbewegung der Hubelemente untereinander erfolgt, sobald sich die Oberfläche des Wassers verändert. Im Gegensatz zum Straßenuntergrund ist der Wellengang außerdem niveaustabil: Dies bedeutet, dass im größeren Verbund immer ähnlich viele Auftriebselemente vertikal nach oben angeregt werden wie vertikal nach unten. In beiden Bewegungsrichtungen sollen sie stromgewinnend gedämpft werden. Somit gleicht sich die Kraft auf die obere Trägerstruktur gut aus, was jedoch bedeutet, dass das Feder-Dämpfer-System bei dem neuartigen Kraftwerk nicht im Wesentlichen aufgrund der Trägheit der schweren Trägerstruktur im Vergleich zu den sich vertikal bewegenden Auftriebselementen und Hubstange funktioniert. Vielmehr gibt es durch die Trägerstruktur ein Kräftegleichgewicht zwischen Zug- und Druckkräften: Die Trägerstruktur bildet eine feste Konstruktion, ähnlich einem Peer, der fest mit dem Grund verbunden ist. An dieser festen Struktur werden die Hubstangen, die durch Wellen und Auftriebskörper angeregt werden, vertikal nach oben gezwungen.

Mit den Dämpfern des Fahrzeugs sollen vor allem vertikal nach oben gerichtete Bewegungen abgefangen werden. Für das Wellenkraftwerk ließe sich dies technisch einfach umsetzen, indem beispielsweise Freiläufe nur in einer Richtung die Kraft abgreifen. Dagegen soll beim Wellenkraftwerk auch die Abwärtsbewegung möglichst stark gedämpft werden, damit sich die Vertikalkräfte an der Trägerstruktur aufheben, weil die Dämpfung nicht durch die Trägheit der großen Masse der Oberkonstruktion erfolgen kann. Dass sich die Hubstangen trotz der Dämpfung abwärts bewegen, kann jedoch nicht durch Wellengang erzwungen werden, sondern muss aufgrund der Gravitation und des Eigengewichts der beweglichen Baugruppe sowie der Vorspannkraft der Hubfeder geschehen. Die besten Resultate für eine maximale Auf- und Abwärtsdämpfung werden somit im Gegensatz zur Mechanik bei Fahrzeugen durch möglichst hohe ungefederte Massen (Auftriebskörper und Hubstange) und möglichst niedrige gefederte Massen (Trägerstruktur) erreicht.

Modul-Regelungsstrategie

Wie in Kapitel 4.1.1 erläutert wurde, gibt es bereits heute verschiedene Regelungsstrategien zur Steigerung der Stromausbeute bestehender Punktabsorber. Die unterschiedlichen Verfahren haben jedoch einen stark unterschiedlichen Reifegrad und sind teilweise noch nicht praxistauglich. Klar ist, dass die lineare Dämpfung, wie sie in den bisherigen Simulationen angenommen wurde, veraltet ist (vgl. Kapitel 4.1.1). Zum Einsatz kommen soll deshalb die PI-Regelung.

4.2.2 Modulelektronik

Wie in Kapitel 4.1.1 beschrieben wurde, stehen prinzipiell sieben Varianten für die Konzeption der Modulelektronik zur Verfügung. Favorisiert für die nächste Entwicklungsstufe und damit den ersten Zielmarkt der Mini-Grid-Kraftwerke sind die in Abbildung 44 (S. 63) beschriebenen Optionen 7 (Modulelektronik zur Erzeugung von netzsynchronem Wechselstrom) und 5 (Modulelektronik mit Gleichstrom auf gleichem Spannungsniveau). Welche Schaltung zu wählen ist, hängt von den Kriterien der Anlagengröße und dem Abstand zum Verbraucher ab.

Bei kleinen, eher verbrauchernahen Anlagen ist es für den Verbraucher vorteilhaft, mit jedem Modul bereits netzsynchronen Wechselstrom zu erzeugen, da diese Variante am einfachsten aufbau- und handhabbar wäre. Da hierdurch jedoch jedes Modul eine Leistungselektronik mit Steuerung und Netzsynchronisierung bekommen müsste, wird diese Variante zumindest für eine erste Entwicklung wegen des zusätzlichen Entwicklungsaufwands vermieden.

Der geplante Fall ist entsprechend Option 5, die in Abbildung 58 noch einmal im Detail dargestellte Reihenschaltung der Generatoren (G) auf einem Modul. Die Gleichrichtung erfolgt über Brückengleichrichter. Die Stromschwankungsdämpfung wird über Hochleistungskondensatoren erreicht und ein Mikrocontroller mit Spannungswandlung regelt die Steuerung und Spannungsstabilisierung.

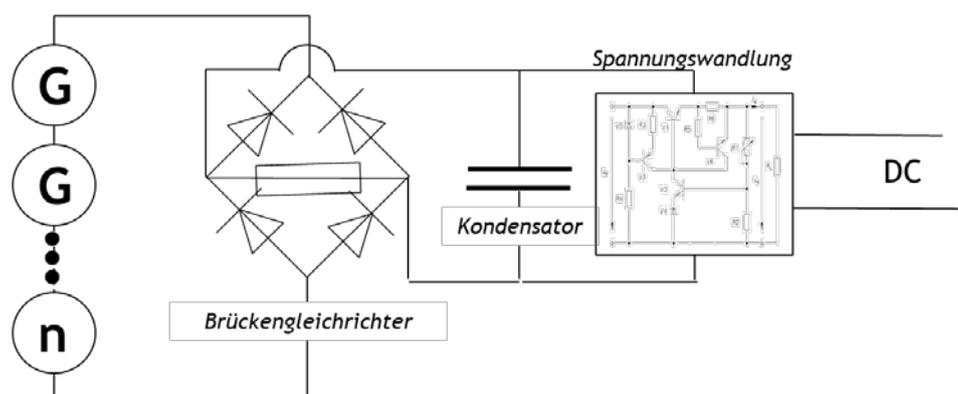


Abbildung 58: Modulelektronik für Gleichstrom-Netzschaltung am Kraftwerk (ohne Regelkreis)

Quelle: Eigene Darstellung.

Die erste Generation der Module wird der Einfachheit halber über die in Kapitel 4.1.1 beschriebene PI-Regelung geregelt. Diese hat den Vorteil, erprobt und robust zu sein und somit direkt als Stand der Technik umgesetzt werden zu können.

In der Anlage werden die Module elektrisch miteinander vernetzt. In Abbildung 59 a.) (S. 87) konzeptionell dargestellt ist die parallele Vernetzung von Modulen. Der Netzwerkaufbau erfolgt redundant im Netzwerk entlang der quadratischen Verbindungen der Module, wie in Abbildung 59 b.) (S. 87) zu sehen ist. Dies reduziert die Stromübertragungsverluste und steigert die Prozesssicherheit,

da der Strom über den kürzesten Weg zum Übergabepunkt an die Landleitung führt und dabei viele alternative Wege hat. So erlaubt dieser Aufbau auch den uneingeschränkten Austausch von Modulen und Komponenten bei der Wartung, da der Stromkreis des Kraftwerks auch dann bestehen bleibt, wenn ein Modul entnommen wird.

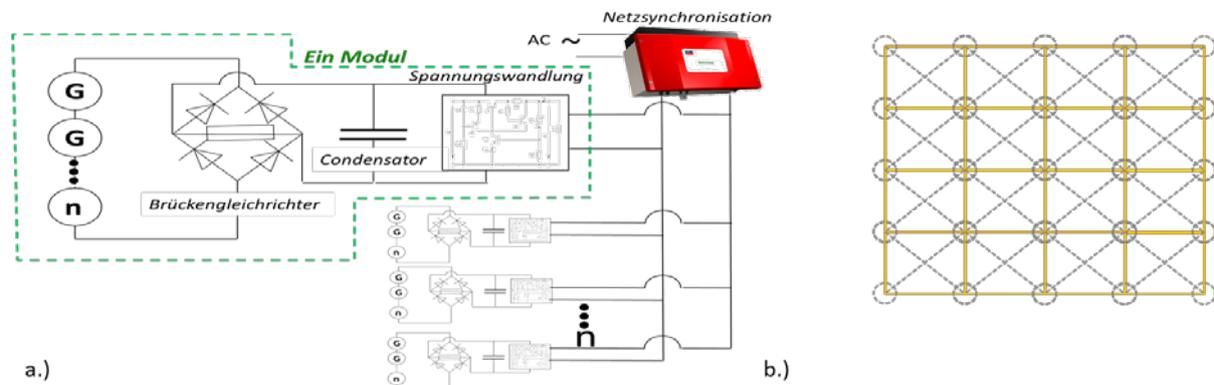


Abbildung 59: Konzeptionelle Darstellung der Vernetzung der Module

Quelle: Eigene Darstellung. a.) Parallele Gleichstromschaltung von Modulen; b.) parallele und teilweise redundante Stromschaltung (gelbe Verbindungslinien) eines 5x5-Modul-Kraftwerks aus der Vogelperspektive

Bei der Konzeption des Netzwerks geht eine Überlegung dahin, die Spannung der Module unter 60 Volt zu halten, damit nach europäischem Recht komplett von Isolierung abgesehen werden kann (Kiefer & Krefter, 2008). Dies würde gegebenenfalls erlauben, dass die modulverbindenden Querstangen selbst als Stromnetz innerhalb des Wellenkraftwerks dienen (vgl. Abbildung 44, S. 63, Optionen 1 und 3). Wie in Abbildung 60 zu sehen, würde eine Phase im Gleichstrom oder Wechselstrom dabei über die obere Stangenstruktur geleitet (40), die andere über die untere Stangenstruktur (41). Der große Vorteil hieran wäre, dass innerhalb des Kraftwerks durch die sehr dickwandigen Querstangen eine hohe Leistung sehr verlustarm transportiert werden könnte. Des Weiteren wären alle zusätzlichen Kabel und Steckverbindungen zwischen den Modulen überflüssig: Allein durch den mechanischen Aufbau des Kraftwerks wäre der elektrische Netzaufbau ebenfalls aufgebaut. Unklar ist jedoch, ob dieses Konzept unter sicherheitstechnischen Aspekten umsetzbar ist, ohne einen im Gegenzug überproportional großen Aufwand für die Isolierung betreiben zu müssen. In jedem Fall müssten die Generatoren auch bei Salzwassernebel gut isoliert sein. Außerdem müssten die Quergurte stromisolierend wirken. Des Weiteren gilt es zu klären, ob Kriechströme an bestimmten Stellen nicht zu einer extremen Oxidation führen würden.

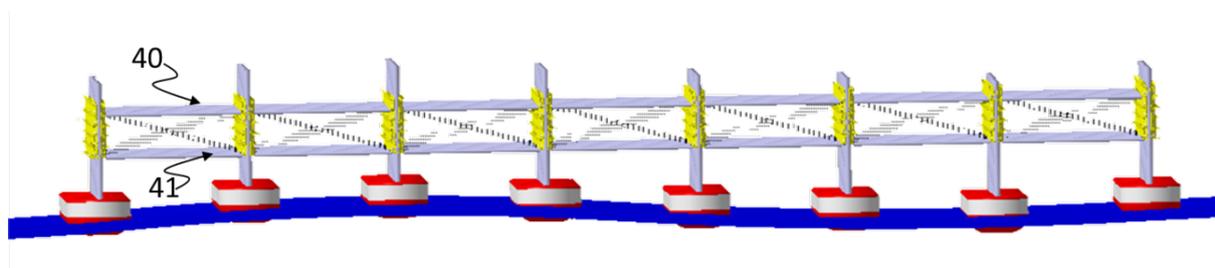


Abbildung 60: Mögliche Stromvernetzung über Querstangen des Kraftwerks

Quelle: Eigene Darstellung. 40) Obere Stangenstruktur; 41) untere Stangenstruktur

Ziel der Elektronik ist, aus den Strömen des Wellenkraftwerks für den Verbraucher brauchbaren Strom zu machen. Je nach Bedarf kann das auch Gleichstrom sein, in der Regel geht es jedoch um Wechselstrom zwischen 110 und 230 Volt bei einer Frequenz von 50 Hertz für den Hausgebrauch. Für

bestehende Mini-Grids können auch andere Anforderungen wie Wechselstrom mit ca. 400 Volt eingeplant werden.

Unabhängig vom Standortbedarf muss der Strom zur Versorgung gleichgerichtet, stabilisiert und gesteuert werden (Drew et al., 2009, S. 897). Dazu benötigt bereits jedes Modul eine erste Leistungselektronik-Einheit. Da Module innerhalb eines bestimmten Rahmens beliebig kombinierbar sein sollen, muss ein Stromnetz innerhalb des Wellenkraftwerks aufgebaut werden, das es erlaubt, Stromquellen beliebig zu- und wegzuschalten. So kann auf jedem Modul das Netz auf Wechselstrom synchronisiert werden. Eine alternative Regelung innerhalb eines Wellenkraftnetzwerkes ist in Abbildung 61 a.) bis g.) (S. 88f.) dargestellt.

Die Leistung und damit die Spannung sind in den Generatoren am höchsten, wenn der vertikale Wellenhub die größte Geschwindigkeit hat. Damit ist die Leistung und die Spannung von Modulen für eine sinusförmige Welle um 90° phasenversetzt (Abbildung 61 a.)). Da die Anregung durch eine Welle in jedem Generator eines Moduls zu jedem Zeitpunkt gleich ist, können die Generatoren sowohl parallel als auch in Reihe geschaltet werden. In Abbildung 61 b.) sind in Reihe geschaltete Generatoren eines Moduls dargestellt. Das Ergebnis dieser Schaltung ist eine phasenwechselnde Spannung relativ zu der Hubauslenkung des betreffenden Moduls. Die Spannung in jedem Modul muss gleichgerichtet werden, da sich bei einer Vernetzung phasenvertauschte Module wechselseitig aufheben würden (Abbildung 61 c.)). Um die Vernetzung von mehreren Modulen zuzulassen, muss in jedem Modul eine konstante Spannung gerichtet werden (Abbildung 61 d.)): Würde dies nicht erfolgen, würde jeweils nur das Modul mit der höchsten Spannung in das Netzwerk einspeisen und damit zu jedem Zeitpunkt immer nur ein Modul in einem Kraftwerksverbund. Das Ergebnis dieses Regelungsschritts ist eine Umwandlung der initial mit der Welle wechselnden Spannungen bei gleicher Stromstärke zu konstanter Spannung (Abbildung 61 e.)) mit Stromstärken, die entsprechend der Wellenbewegung variieren (Abbildung 61 f.)). Der finale Schritt auf dem Kraftwerk ist eine zweipolige Vernetzung aller Module des Kraftwerks entsprechend ihres Aufbaus. Diese ist beispielhaft in Abbildung 61 g.) dargestellt, wobei unterstellt wird, dass Stromschwankungen bereits zentral geglättet wurden.

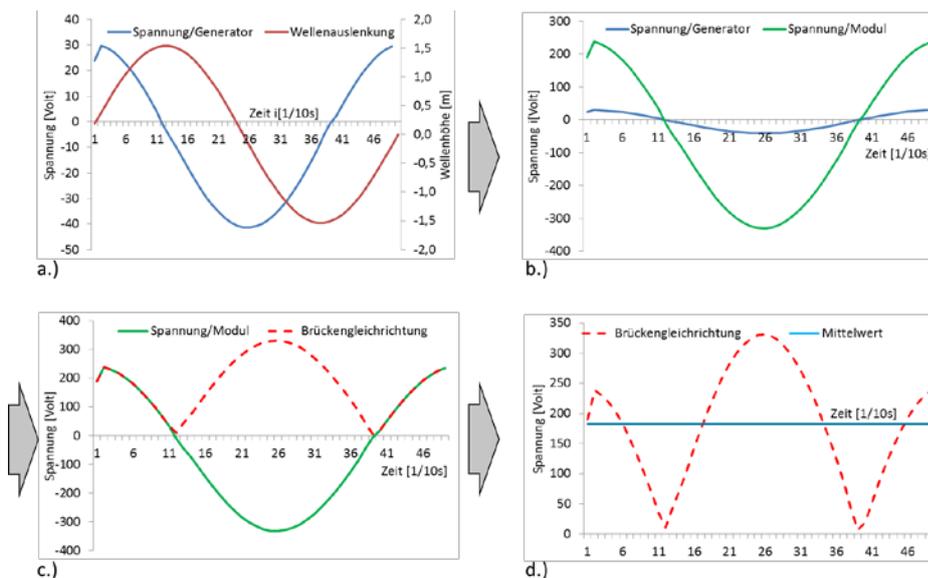


Abbildung 61: Simulation der Regelung innerhalb eines Wellenkraftwerk-Netzwerkes

Quelle: Eigene Darstellung. a.) Wellenverlauf (rot) und Spannung eines Generators (blau); b.) Parallelschaltungen der Spannung der Generatoren (blau) in einem Modul (grün); c.) Brückengleichrichtung (rot gestrichelt) der Spannung in einem Modul (grün), d.) Brückengleichrichtung (rot gestrichelt) der Spannung in allen Modulen auf einen Mittelwert (blau)

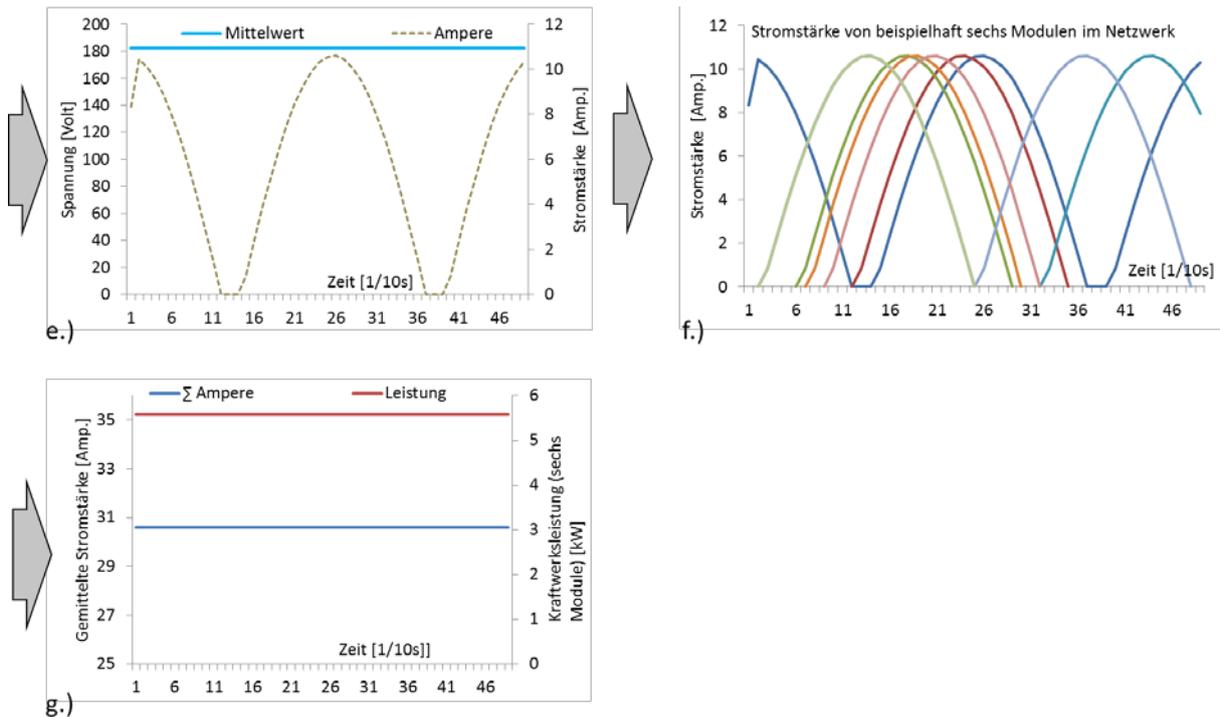


Abbildung 61 (Fortsetzung): Simulation der Regelung innerhalb eines Wellenkraftwerk-Netzwerkes

Quelle: Eigene Darstellung. e.) resultierende mit der Welle variierende Stromstärke (gestrichelt) bei konstanter Spannung (blau); f.) zeitlich versetzte Modulströme von sechs beispielhaften Modulen im Netzwerk; g.) finale Netzwerkschaltung nach Schwankungsausgleich

Entscheidend ist auch der Ort, an dem der Strom dem jeweiligen Bedarf angepasst wird. Ist ein Kraftwerk nahe am Ufer, kann der benötigte netzsynchrone Wechselstrom schon auf der Anlage oder sogar auf jedem einzelnen Modul hergestellt werden und direkt dem Verbraucher zugeführt werden. Die Leitungsverluste bleiben in diesem Fall wegen der kurzen Distanz zum Verbraucher überschaubar. Soll jedoch eine größere Distanz überbrückt werden, macht es Sinn, hohe Spannungen im Gleichstrom bis zum Verbraucher zu übertragen. Erst kurz vor dem Verbrauch muss dann netzsynchroner Wechselstrom erzeugt werden.

Je mehr Module in einem Kraftwerk verbaut sind, desto kleiner sind die Stromschwankungen im System. Der Grund hierfür ist, dass sich die Stromerzeugung vieler Energiequellen im Vergleich zu der weniger Energiequellen über die Zeit ausgleicht. Im Umkehrschluss bedeutet das, dass sehr kleine Anlagen gegen Stromschwankungen voraussichtlich sehr stabile Schnellladespeicher wie beispielsweise Hochleistungskondensatoren benötigen.

Ergänzungen wie Dieselaggregate werden bedarfsabhängig zugeschaltet. Je nach Standort können diese Redundanzen bis zu hundertprozentige Versorgung sicherstellen. Ansonsten können sie je nach Bedarf im Teillastbereich oder auch unter Vollast betrieben werden. Entscheidend ist, dass die ergänzenden Aggregate immer nur so viel Strom produzieren, wie es dem Bedarf entspricht, um Kraftstoff zu sparen. Da ein Wellenkraftwerk seine Leistung dagegen unabhängig vom Bedarf zur Verfügung stellt, macht es keinen Unterschied, ob nur ein Teil abgefragt wird oder alles. Auch die Abnutzung der Technik und Mechanik wird sich durch die unterschiedliche Lastabfrage nicht wesentlich verändern. Entsprechend ist die maximale Nutzung der jeweils zur Verfügung stehenden Leistung sinnvoll, wenn diese irgendwie genutzt werden kann. Idealerweise wird in die Elektrik ein Spitzenlastpuffer wie etwa Batterien integriert. Auch ist vorstellbar alternative Verbraucher wie Süßwasseraufbereiter zuzuschalten.

Netzanbindung

Je nach Typ der Vernetzung kann das Kraftwerk auch auf zwei unterschiedliche Arten an den Verbraucher angeschlossen werden. Für den Fall, dass jedes Modul bereits netzsynchronen Strom produziert, kann die Landleine an jeder beliebigen Stelle des Stromnetzes im Kraftwerk angebunden werden und führt dann von dort direkt zum Verbraucher. Hier wäre keine weitere Leistungselektronik mehr vonnöten. Alternativ wird die Landleine an einer beliebigen Stelle des Gleichstromnetzes im Kraftwerk angeschlossen. Auf der Landseite wird dieser Gleichstrom dann in einem Generatorhaus für den Verbraucher synchronisiert und gerichtet. Dies ist der geplante Fall für die erste Generation des Wellenkraftwerks.

4.2.3 Komponenten

Auftriebskörper

Der Auftriebskörper vereint zwei Eigenschaften: Zum einen dient er dazu, seinen anteiligen Kraftwerksteil zu tragen; zum anderen baut er die Kraft auf, die bei der Auf- und Abbewegung des Wellenkraftwerks zur Stromgenerierung notwendig ist. Der Auftriebskörper sollte also aus einem Material aufgebaut sein, das einen möglichst hohen Auftrieb hat. Der Auftrieb und das Volumen müssen so gewählt werden, dass die anteilige Gewichtskraft des Kraftwerks und die maximale Kraft zum Hub bei der Stromgenerierung überwunden werden können.

Der Auftrieb soll jedoch auch nicht größer sein als nötig, da die zusätzliche Auftriebskraft auch bei den Festigkeitsanforderungen des Kraftwerks berücksichtigt werden muss: Der zusätzliche Auftrieb der Auftriebskörper steigert die maximale im normalen Betrieb auftretende Kraft auf die Struktur des Kraftwerks. Außerdem haben Auftriebskörper mit einem größeren Volumen auch eine größere Angriffsfläche, die jedoch so gering wie möglich gehalten werden sollte. Denn mehr noch als die Kraft über den Auftrieb kann die Kraft bei Impulsen durch Wellenschlag einem Wellenkraftwerk zum Verhängnis werden: Die Auftriebskörper verursachen hier wegen ihres großen Volumens die größte Krafteinleitung auf die Struktur des Kraftwerks, was in Sturmsituationen besonders relevant ist. Alle anderen Bauteile und Komponenten des Wellenkraftwerks bieten im Vergleich zum den Auftriebskörpern nur sehr geringe Angriffsflächen.

Zur Erzeugung von Strom ist es weiterhin wichtig, dass bei einer Niveauänderung des Wassers möglichst prompt die maximale Auftriebskraft zur Verfügung steht. Dies bedeutet, dass das Volumen des Auftriebskörpers zur Stromgenerierung ($V_{\text{Stromerzeugung}}$) an der Oberseite möglichst flächig ausgedehnt und dafür die Gesamthöhe möglichst niedrig sein sollte. Grundsätzlich muss das Kraftwerk neben der Auftriebskraft zur Stromerzeugung jedoch auch die Auftriebskraft zum Tragen der eigenen Gewichtskraft aufbringen ($V_{\text{GefederteGewichtskraft}}$). Auch diese sollte nach möglichst kurzem Hub auf beziehungsweise abgebaut sein. Auch das spricht für eine möglichst flächige Ausgedehnung der Auftriebskörper, da speziell in der Abwärtsbewegung der Hubelemente jeglicher Auftrieb der Stromgenerierung hinderlich ist. Die auf Basis dieser Anforderungen entstehende Form eines liegenden Geldstücks hätte den gewünschten Effekt, dass schon ein kleiner Wellenhub die volle Auftriebskraft erzeugt. Auch bei größerem Wellenhub geht bei einem derart flächig ausgedehnten Auftriebskörper nur ein kleiner Teil des Hubes durch Eintauchen verloren. Beispielhaft illustriert ist der aus Stromgewinnungssicht optimale Aufbau eines Auftriebskörpers in Abbildung 62 (S. 91). An der gestrichelten roten Linie links ist zu erkennen, dass der Auftrieb mit dem Wellenhub schnell ansteigt und bei Überschreiten der Zylinderhöhe konstant bleibt.

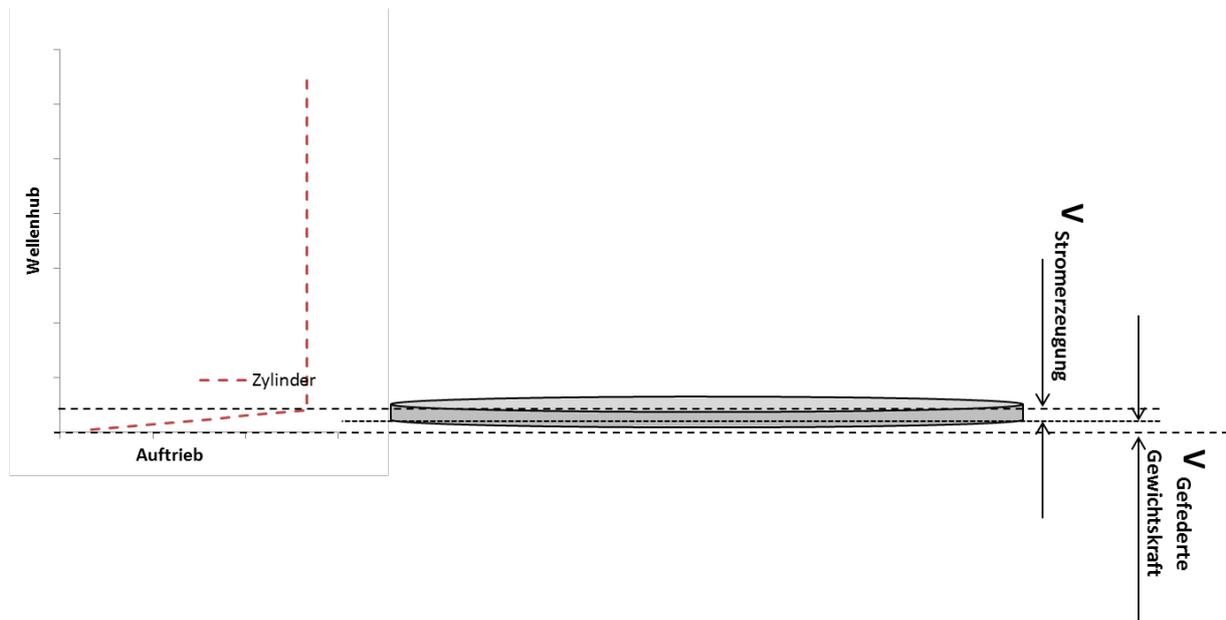


Abbildung 62: Auftriebskraft eines flachen Zylinders mit großem Durchmesser

Quelle: Eigene Darstellung.

Die flächig ausgedehnte Auftriebsgeometrie steht allerdings im Widerspruch zu einer für die Praxis optimierten Angriffsfläche. Vertikal von oben oder unten hat die Geldstückform im Falle eines Sturms eine extrem nachteilige Angriffsfläche, da die Krafrichtung in einer solchen Situation beliebig und nicht voraussagbar ist. Unter diesem Aspekt wiederum wäre bei gegebenen Volumen eine Kugel ein optimaler Auftriebskörper. Wie in Abbildung 63 (S. 92) zu sehen ist, hat die Kugel allerdings den Nachteil, dass der Auftrieb bei Eintauchtiefen über der Hälfte nur noch unterproportional steigt (blaue Linie). Umgekehrt steigt der Auftrieb überproportional mit Eintauchtiefen unter der Hälfte. Der untere Teil des Auftriebselements ist jedoch bei der Stromgewinnung weniger entscheidend, da dieser Teil größtenteils im Wasser untergetaucht bleibt und lediglich das anteilige Gewicht der gesamten Anlage ($V_{\text{GefederteGewichtskraft}}$) trägt.

Speziell der Anteil des Volumens über denjenigen zum Tragen der anteiligen gefederten Gewichtskraft hinaus ist jedoch entscheidend für die Stromgewinnung ($V_{\text{Stromerzeugung}}$). Hier soll wie oben beschrieben möglichst bei minimalem Wellenhub der gewünschte maximale Auftrieb erzielt werden. Der Auftrieb soll dann, um unnötige Krafteinwirkung auf die Struktur zu vermeiden, bei weiterem Wellenhub möglichst abrupt enden. Die optimale Lösung hierzu ist eine Halbkugel, die im Auftrieb dem des gefederten Gewichts entspricht, kombiniert mit einem oberhalb liegenden Zylinder, der dem Auftrieb zur Stromgewinnung dient und dessen Volumen der Auftriebskraft der ungefederten Masse zuzüglich der maximalen Generator-Federkraft entspricht. Wie an der rot gestrichelten Kurve zu sehen ist, bietet die Halbkugelform von unten und seitlich kommend eine optimierte Angriffsfläche, während der Auftrieb mit dem zylindrischen Oberbau linear ist und abrupt abbricht.

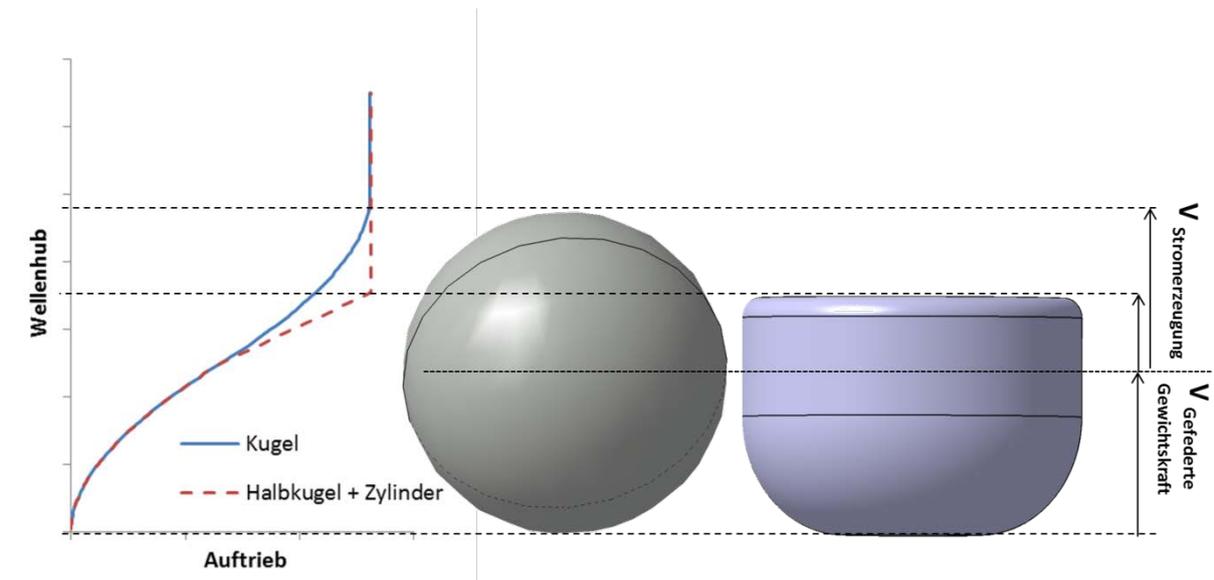


Abbildung 63: Auftriebskraft einer Kugel im Vergleich zu einer Halbkugel-Zylinder-Kombination
Quelle: Eigene Darstellung.

Für das Material des Auftriebskörpers kommen grundsätzlich diverse mehr oder weniger bekannte Volumenkörper in Frage. Die Möglichkeiten reichen von Zellstoffen wie Holz über synthetische Schaumstoffe bis hin zu hohlen Volumenkörpern. Der Vorteil von Holz oder Schaumstoffen ist, dass auch kleinere Beschädigungen keine wesentlichen Unterschiede im Auftrieb verursachen. Bei hohlen Volumenkörpern hingegen kann eine Beschädigung zum kompletten Auftriebsverlust führen, sobald durch das Loch Wasser eindringt.

Die angedachte Lösung ist dennoch ein aufgeblasener Volumenkörper, da diese Variante am einfachsten zu transportieren ist. Denn gegenüber Auftriebskörpern mit fixiertem Volumen beanspruchen aufblasbare Auftriebskörper nur einen Bruchteil des Transportraums des ISO-Containers. Der Aufbau derartiger Volumenkörper ähnelt dem von Raftingbooten, die aus geklebtem und genähtem, sehr strapazierfähigem Gummifaser-Kompositmaterial hergestellt sind. So sind die aufblasbaren Gummielemente kostengünstig herstellbar, vielseitig und robust. Der einzige Nachteil ist die genannte Verwundbarkeit gegenüber Lecks. Da allerdings jede Anlage von einer Vielzahl von Auftriebskörpern gleichzeitig getragen wird, führt die Beschädigung einer oder weniger Auftriebskörper nicht zum Kentern der Anlage und kann daher aufgrund der sonstigen Vorteile akzeptiert werden. Sollte im Einzelfall die Gefahr von Vandalismus bestehen, können die Auftriebselemente auch wie bereits erwähnt mit einem aushärtenden Schaum gefüllt werden.

Der Aufbau des Auftriebskörpers bringt neben der allgemeinen äußeren Form und dem Volumen noch die Herausforderung mit sich, sicher und Kraft übertragend mit der Hubstange verbunden werden zu können. Wieder gibt es eine Vielzahl an Möglichkeiten, das aufblasbare Gummielement mit einer Stange zu verbinden. Die geplante Lösung ist sehr einfach und bedient sich eines Tricks, der durch den aufgeblasenen Aufbau möglich wird: Und zwar bekommt der Auftriebskörper eine Tasche, die von der Ober- bis zur Unterseite des Auftriebskörpers reicht (Abbildung 64, S. 93). In diese Tasche wird in noch nicht aufgeblasenem Zustand die Hubstange gesteckt. Nach dem Aufblasen des Auftriebskörpers drückt die Tasche durch den Luftdruck an die Hubstange und stellt einen Reibschluss her. Des Weiteren ist sie in der Hauptkraftrichtung von unten kommend geschlossen, so dass der Formschluss die Verbindung zusätzlich stärkt. Für den Fall, dass die Tasche in der Praxis an der Unterseite nicht stark

genug sein sollte und Gefahr läuft, zu reißen, kann sie beispielsweise durch eine stabile Kunststoffplatte verstärkt werden, die in sie hineingelegt wird.



Abbildung 64: Auftriebskörper mit Tasche für Hubstange

Quelle: Eigene Darstellung.

Hubstange

Die Hubstange ist im Prinzip ein massives Rohr, das durch den Auftriebskörper angetrieben vertikal oszillierend ausgelenkt wird (Abbildung 65) und durch Rollen (Nabengeneratoren) linear gelagert ist. Die Rollen sind in die Trägerstruktur integriert und werden von der Hubstange angetrieben. Da die gesamte Kraft des Auftriebskörpers auf die Unterseite der Hubstange wirkt, muss sie so ausgelegt sein, dass sie nicht nur hohen Druck- und Zugkräften standhält. Denn vor allem in einem Sturm oder am Punkt der höchsten Auslegung im maximal ausgebildeten Wellental muss sie auch hohe Querbelastungen aushalten können (Salter, 1974, S. 723).



Abbildung 65: Einfaches Rohr als Hubstange

Quelle: Eigene Darstellung.

Des Weiteren muss die Hubstange relativ schwer sein. Denn da Strom sowohl in der Aufwärts- als auch in der Abwärtsbewegung der Wellen erzeugt werden soll, muss die dafür benötigte Kraft in der Abwärtsbewegung maßgeblich über die Gewichtskraft generiert werden. Je nach Auslegung kann entsprechend auf Vollmaterial gesetzt werden. Alternativ könnte das Rohr vor Ort mit Beton ausgegossen werden. Beide Maßnahmen würden der Biegesteifigkeit entgegenkommen. Das Rohr vor Ort mit Beton auszugießen hätte den Vorteil, dass beim Transport erheblich Gewicht gespart werden kann. Hinzu kommt, dass ein Betonkern günstiger ist als ein Metallkern.

Die Hubstange überträgt die vertikale Kraft aus dem Auftriebskörper über den Reibschluss auf den Lineargenerator. Entsprechend muss die Oberfläche der Hubstange glatt sein. Der Anpressdruck und die tangential Reibung entsprechen hierbei dem Funktionsprinzip von Metallreifen auf Eisenbahnschienen. Hierbei muss beachtet werden, dass das Material von Reifen und Hubstange so zusammengesetzt ist, dass es ausreichendem Anpressdruck standhält: Ziel ist, dass das maximale Drehmoment der Generatoren und damit die definierte maximale Tangentialkraft in jedem Fall übertragbar sind. Alternativ kann die Hubstange auch als Zahnstange konzipiert sein. Die verzahnte

Übertragung der Kraft auf die Generatoren findet nicht über Reibschluss, sondern über Normalkraft statt, die über die Zähne der Zahnstange und des Generators wirkt. Somit kann eine höhere Kraft pro Einheit übertragen werden.

Es muss außerdem beachtet werden, dass die Hubstange ungeschützt den Witterungen ausgesetzt ist: Sie ragt regelmäßig in das Wasser des Meeres, wird von Gischt umspült und von salzhaltiger Luft umströmt. Entsprechend muss sie auf die Witterung ausgelegt werden. Um die Hubstange vor Korrosion zu schützen, können diverse Ansätze aus der Metallwerkstofftechnik herangezogen werden (Gobrecht, 2009, S. 272-285):

- Das gegebene Material muss in seiner Komposition möglichst salzwasserbeständig gewählt werden, beachtet werden muss also die beanspruchungsgerechte Werkstoffwahl.
- Der Aufbau und die Konstruktion der Hubstange können unter Korrosionsschutzaspekten erfolgen. Beispielsweise kann ein Rohr an Ober- und Unterseite luftdicht verschlossen werden, so dass nur die Außenflächen des Rohrs den Witterungen ausgesetzt werden.
- Der Korrosionsschutz kann an nicht beanspruchten Oberflächen über spezielle Lacke und Versiegelungen erzielt werden. Dies können organische Überzüge wie Lacke sein, metallische Überzüge wie Galvanisierung oder auch anorganische Überzüge etwa mit Zement oder sonstigen dichten Ausfüllungen, um den Kontakt zum salzhaltigen Meerwasser auszuschließen.
- Es kann elektrisch in die Reaktion eingegriffen werden, etwa durch Opferanoden, bei der die Kathoden durch Fremdstromquellen und die Anode durch Passivierung geschützt werden. Der Kathodenschutz durch eine Fremdstromquelle könnte eine gut geeignete Korrosionsschutzmaßnahme für Wellenkraftwerke sein, da kleine Anteile des produzierten Stroms hierfür verwendet werden könnten. Dazu würde eine Gleichspannung aufgebaut und der Minuspol mit dem Kraftwerk verbunden. Den Pluspol bildet die Anode, die direkt im Meer positioniert wird.

Alternativ kann auch eine geregelte Korrosion in Kauf genommen werden: Wenn das Material entsprechend stark genug gewählt wird, kann trotz Rost eine lange Lebensdauer erzielt werden. Dies geschieht in der Praxis beispielsweise bei Bahnschwellen, die ebenfalls nicht gegen Korrosion geschützt werden, was jedoch in der Regel für die Dauerfestigkeit keine Rolle spielt (Köstermann et al., 2008, S. 32).

Je nach Durchmesser und Wandstärke, die wiederum abhängig von den Festigkeitsanforderungen sind, kann die Hubstange im einfachen Stranggussverfahren hergestellt werden. Eine Alternative ist die Herstellung aus gebogenem und geschweißtem Blech. Die sehr tolerante Lagerung der Hubstange in der Generatoreinheit bedeutet, dass keine aufwändigen und präzisen Herstellungsverfahren notwendig sind. Außer an den beiden Enden zur Abdichtung zwecks inneren Korrosionsschutzes, wird die Hubstange nur auf die gewünschte Länge zugeschnitten und nicht weiter bearbeitet.

Generatoreinheit

Die Generatoreinheit ist eine zum Patent angemeldete Komponente. Diese hat die Aufgabe, langsame lineare Bewegungen, wie sie beim vertikalen Hub von Meereswellen auftreten, direkt in Strom zu wandeln. Gleichzeitig dient sie der reibungsreduzierten Lagerung der Hubstange. Sie besteht aus der Generatorfeder, den Generatoren sowie der Leistungselektronik und Modulverkabelung. Die

Generatoren und Generatorfedern bilden eine Führungs- und Abtriebsbaugruppe (Abbildung 66, a.), S. 95). Mindestens zwei dieser Baugruppen kommen pro Modul zum Einsatz.

Speziell die Generatorfeder übernimmt gleichzeitig eine Vielzahl an Aufgaben, wie im Folgenden in Abbildung 66 b.) zu sehen ist: zunächst fasst sie die Achsen der Generatoren (51). Aber nicht nur die Achsen werden über die Generatorfeder getragen, sondern auch der Generator selbst (54). Dabei übt die Federung eine ins Zentrum gerichtete Kraft auf Achse und Generator aus. Wenn eine horizontale Gegenkraft auf die Generatoren aufgebaut wird, können diese ein kleines Stück gefedert mitgehen, bis der Weg durch einen Anschlag in der Konstruktion begrenzt ist (54*).

In Abbildung 67 c.) (S. 96) ist gut zu erkennen, wie die Generatoren die Hubstange vertikal lagern. Die Generatorfeder hat außerdem Generatoröffnungen (52). Diese Öffnungen erlauben die Verwendung von unterschiedlich großen Generatoren. Vor allem können so auch Nabengeneratoren verwendet werden, deren Durchmesser deutlich größer als die Achse ist, ohne dass dafür eine Generatorfeder mit besonders großem Umfang konstruiert und aufgebaut werden müsste. Über die Verbindungspunkte und entsprechende Blechformen (53, 53*, 53**) können beliebig viele Generatorfedern übereinander geschaltet werden (vgl. Abbildung 67 a.), S. 96).

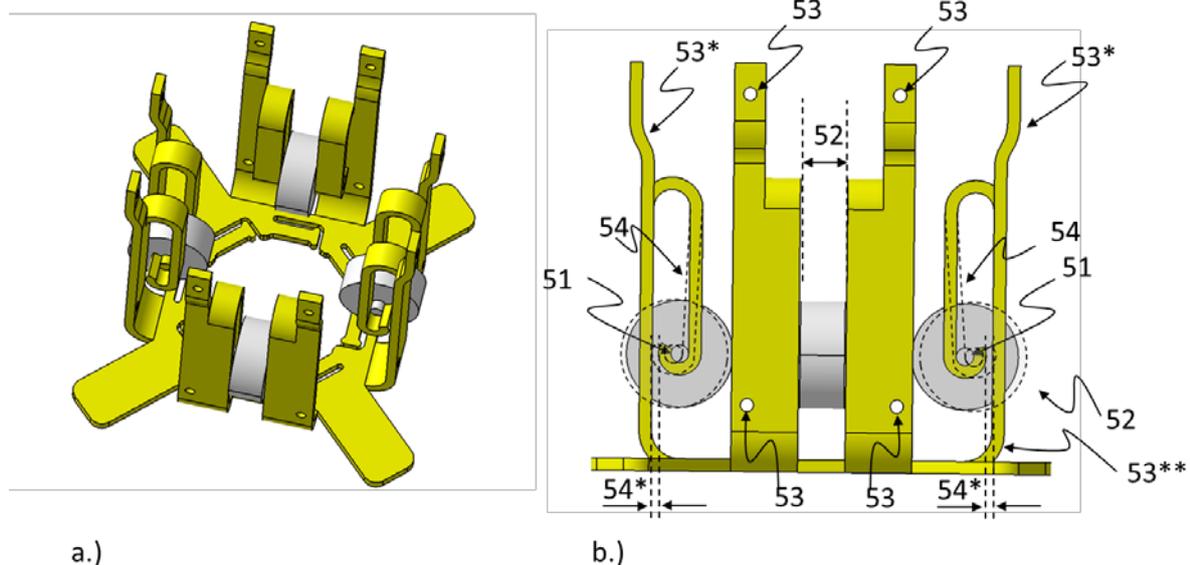


Abbildung 66: Führungs- und Abtriebsbaugruppe in verschiedenen Ansichten

Quelle: Eigene Darstellung. a.) 3D-Ansicht der Führungs- und Abtriebsbaugruppe mit Generatorfeder und Generatoren; b.) Seitenansicht der Führungs- und Abtriebsbaugruppe mit angedeutetem Federweg der Generatoren, 51) Generatorachsen; 52) Generatoröffnungen; 53), 53*), 53**) Verbindungspunkte/Blechformen; 54) Generatorfederung; 54*) Anschlag der Generatorfederung

Die Generatorfeder hat außerdem Halterungen für die Spanngurte (Abbildung 67 b., 56, S. 96). Über eine Öffnung dieser Halterung (56*) können Gurte mit vorkonfigurierten Schlaufen einfach eingefädelt werden. Eine kleine Wulst (56*) verhindert, dass sich die Gurte eigenständig ausfädeln. Über diese Halterungen werden die Module mittels der Gurte miteinander verspannt. Des Weiteren hat die Generatorfeder vier Stifte (55). Diese Stifte sind die Verbindungselemente zwischen der Generatorfeder des Moduls und den Verbindungsstangen. Ihre Breite (55*) entspricht knapp dem Innendurchmesser der Verbindungselemente. Entsprechend werden die Verbindungselemente einfach auf diese Stifte aufgesteckt. Über eine Verspannung wird verhindert, dass sie wieder herausrutschen. Wie in der 3D-Ansicht mit Hubstange (Abbildung 66 c.) und der Oberansicht mit

Hubstange (Abbildung 66 d.) zu erkennen ist, bildet die Führungs- und Abtriebseinheit die Führung für die Hubstange (40).

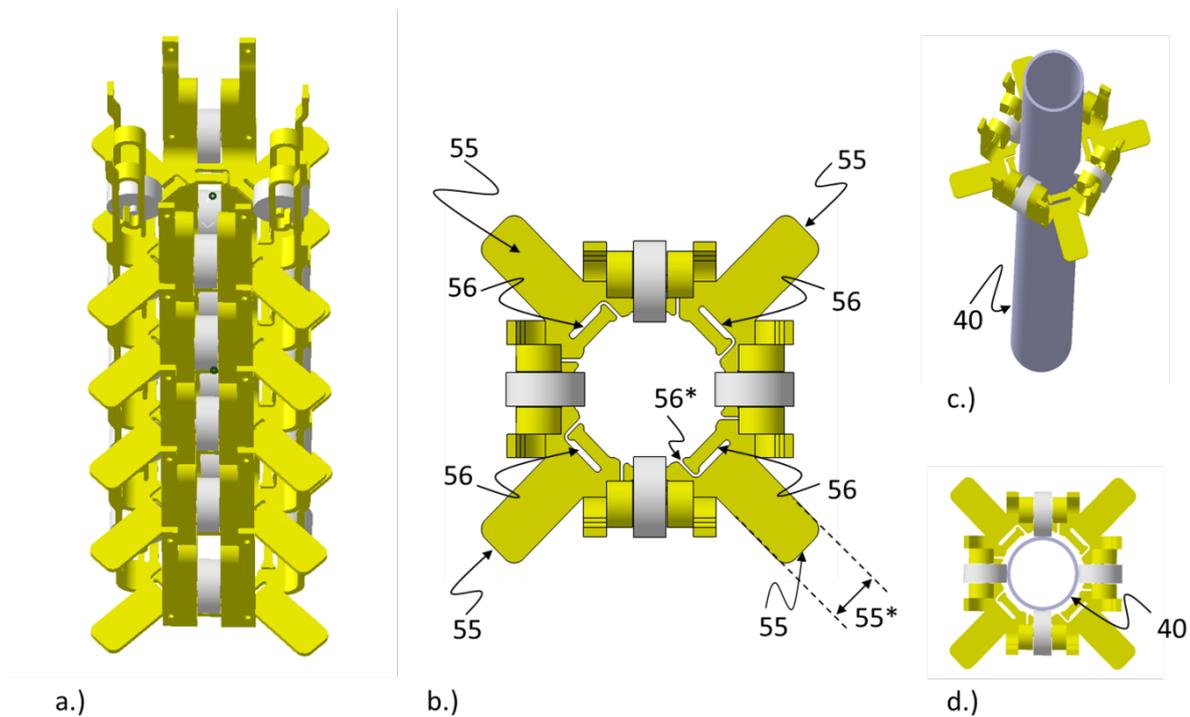


Abbildung 67: Generatoreinheit in verschiedenen Ansichten

Quelle: Eigene Darstellung. a.) Generatoreinheit aus fünf übereinander geschalteten Führungs- und Abtriebsbaugruppen; b.) Oberansicht; 55) Stifte als Verbindungselemente zwischen Generatorfeder und Verbindungsstangen; 56) Halterungen für Spanngurte; 56*) Öffnung mit Wulst für Spanngurthalterung; c.) 3D-Ansicht mit Hubstange; d.) Oberansicht mit Hubstange, Führungs- und Abtriebsbaugruppe

Die Generatorfeder besteht aus Federstahlblech. Dieses wird ausgeschnitten – gelasert oder gestanzt – und entsprechend der Darstellungen in Abbildung 66 (S. 95) und Abbildung 67 gebogen. Die Feder ist so konstruiert, dass sie jeweils aus einem einzigen geschnittenen und gebogenen Blech bestehen kann. Je nachdem, wie viel Kosten der Materialausschuss hätte und wie komplex und damit praktikabel die Umformung ist, kann die entsprechende Generatorfeder auch aus mehreren miteinander verschraubten Teilen zusammengesetzt werden. Dies wird im Laufe der Detaillierung entschieden und hängt von rein ökonomischen Abwägungen ab.

Zwar bietet Stahl die benötigte Elastizität, aber seine Seewasserbeständigkeit ist sehr begrenzt. In einem einzigen Material ist die Kombination von Seewasserbeständigkeit und sehr großem Elastizitätsmodul generell eine extrem seltene Paarung. Da die Kosten von edlen Stählen, die diese Materialeigenschaften haben, im Vergleich zu Standardstählen extrem variieren, kann die unbeanspruchte Oberfläche der Generatorfeder stattdessen beispielsweise lackiert werden, um Korrosion zu verhindern. Des Weiteren ist auch hierfür ein elektrischer Anodenschutz über eine Opferdiode oder gezielte Stromeinleitung vorstellbar.

Die Schnittstelle zwischen Generatorfeder und Generatoren über die Generatorachse (Abbildung 68, 51, S. 97) ist so ausgelegt, dass die Generatorfeder nicht nur die Achse fasst. Vielmehr ist hierbei auch zu berücksichtigen, dass die Generatorfeder an der Achse des Generators das Drehmoment aufnehmen kann. Damit die Generatorachse also nicht in der Feder mitdreht, ist diese zweiseitig

abgeflacht. Entsprechend muss die Generatorfeder schon bei der Herstellung mit dieser Abflachung umgeformt werden, damit sie die Generatorachse sicher fassen kann.

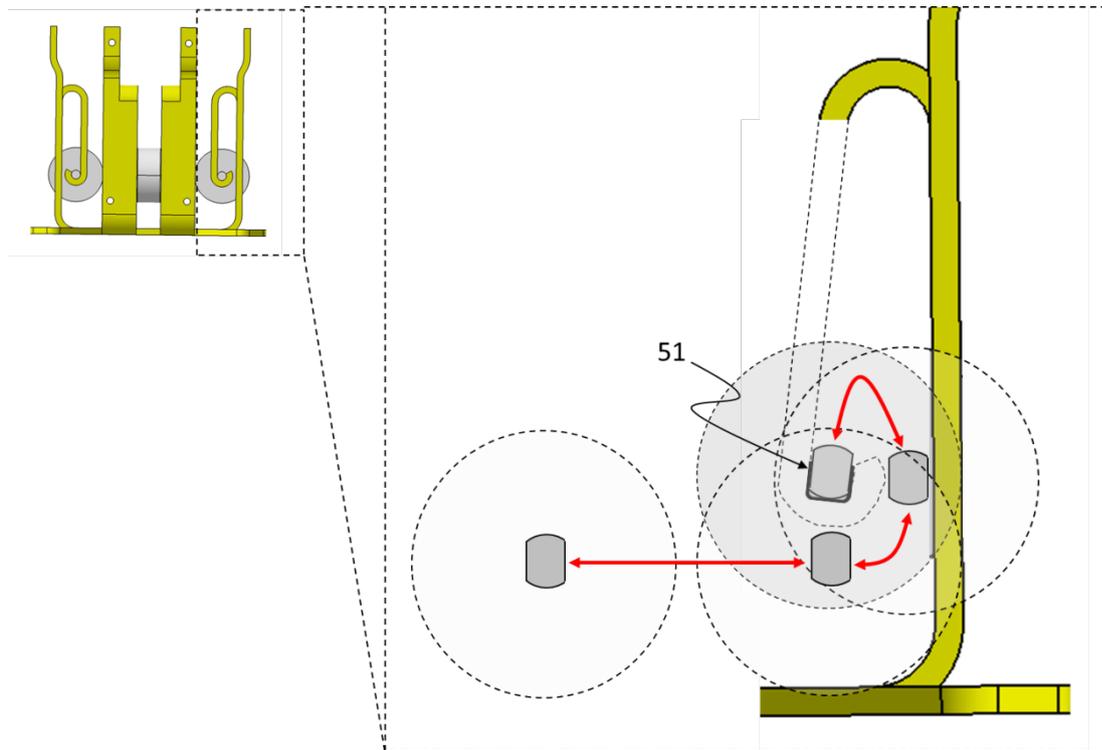


Abbildung 68: Detailansicht der Generatorfeder mit abgeflachter Generatorachse und Montageweg des Generators
Quelle: Eigene Darstellung. 51) Generatorachse

In Abbildung 68 dargestellt ist die abgeflachte Generatorachse (51) in einer Detailansicht mit dem angedeuteten Montageweg des Generators (rote Pfeile). Ihr Aufbau erlaubt also eine sehr einfache Montage der Generatoren im entspannten Zustand der Generatorfeder. Nach dem Einsetzen wird der Generator mit zwei Kappen, die auf beiden Seiten der Achse ihr Herausrutschen vertikal nach oben verhindern, und jeweils einer Mutter auf beiden Seiten der Achsanbindung fixiert.

Geplant ist der Einsatz von Nabengeneratoren bzw. Nabenmotoren, wie sie im E-Bike-Bereich bereits verwendet werden (Abbildung 69, S. 98). Für die Module des Wellenkraftwerks sollen extrem verschleißarme bürsten- und getriebelose Generatoren eingesetzt werden (Drew et al., 2009, S. 896). Grundsätzlich kommen dazu zwei Typen von Elektromaschinen in Frage: Drehstrom-Asynchronmaschinen und Drehstrom-Synchronmaschinen (Fuest & Döring, 2007, S. 80-125; Kremser, 1997). In beiden Fällen kommen neben der axialen Lagerung und der axialen Dichtung des Generators keine sich relativ zueinander bewegliche Teile zum Einsatz. Der Vorteil dieser Generatoren ist neben der guten Dauerfestigkeit ihr kompakter und im Außeneinsatz bereits vielfach erprobter Aufbau, der durch den Einsatz in Fahrrädern schon auf die hier benötigten, vergleichsweise sehr niedrigen Umdrehungsgeschwindigkeiten optimiert ist. Viele E-Bike-Nabenmotoren sind außerdem spritzwassergeschützt und erlauben sogar gewisse Tauchtiefen unter Wasser. Bereits heute werden Nabenmotoren für E-Bikes weltweit in unzähligen Firmen millionenfach massengefertigt.

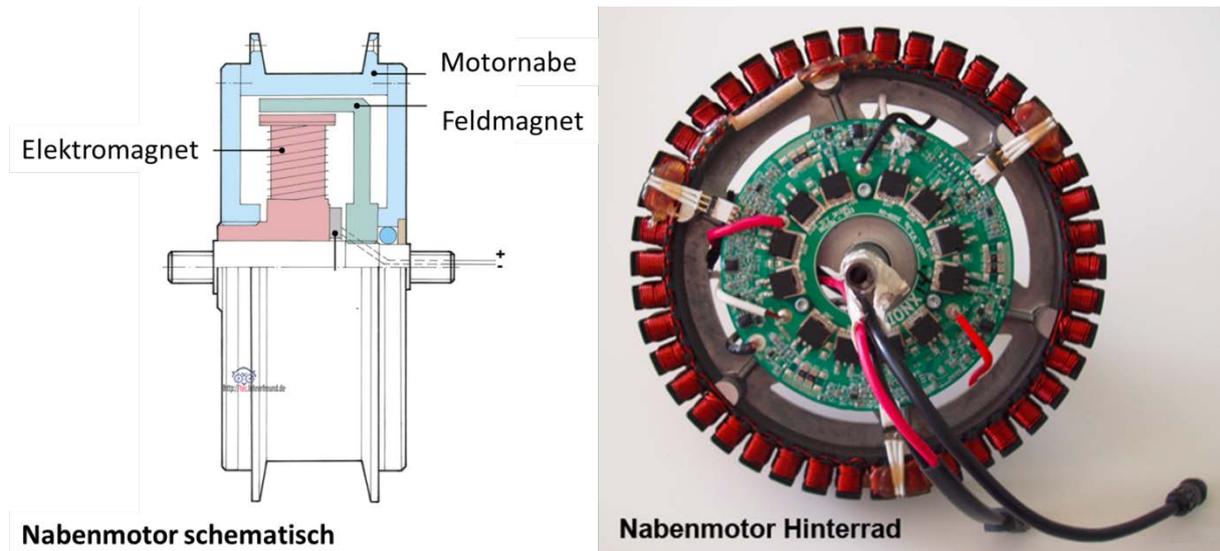


Abbildung 69: Schematische Darstellung und Fotografie eines bürstenlosen Nabenmotors aus dem E-Bike-Bereich
Quelle: Metz (2011).

Wie in Abbildung 69 dargestellt ist, enthalten Nabenmotoren im Inneren eine Elektro-nikeinheit. Dies ist notwendig, da die Motoren keinen mechanischen Wechsel mit Bürsten wie herkömmliche Elektromotoren besitzen. Vielmehr regelt die Leistungselektronik den nacheinander folgenden Antrieb der Statorspulen (Metz, 2011). Im Generatorbetrieb muss diese Anregung elektrisch umgekehrt geregelt werden, so dass ein nutzbarer Strom erzeugt wird. Zusätzlich muss eine Leistungselektronik in die Generatoren integriert werden, wie sie in Kapitel 4.2.2 beschrieben ist. Je nach Konzept wird der Generator auf spannungsgeregelten Gleichstrom oder netzsynchronen Wechselstrom sowie Reihen- oder Parallelschaltung im Modul ausgelegt.

4.2.4 Kraftübertragung

Wie in den Kapitel 4.1.1 zur Kraftausbeute und zur Anlagenpotentialermittlung beschrieben ist, wird der Auftriebskörper durch Wellengang vertikal angeregt und treibt dadurch eine Hubstange relativ zu einer gefederten Oberkonstruktion an. Die Oberkonstruktion kann hierbei vereinfacht als ortsfest und die vertikale Hubstange als relativ zur Oberkonstruktion variabel gesehen werden. Um diese lineare Hubbewegung möglichst effektiv in Strom umzuwandeln, bedient sich die Entwicklung eines Rad-Schiene-Systems wie dem einer Eisenbahn. Eine solche Verbindung ist robust und leichtläufig und sowohl formschlüssig als auch reibschlüssig (Gretzschel, 2003, S. 13f.).

In Abbildung 70 (S. 99) schematisch dargestellt ist der Aufbau zum Antrieb der Generatoren aus der Oberansicht. Um die Hubstange herum sind die Generatoren im Winkelabstand von 360° gleichmäßig auf einer vertikalen Ebene verteilt und fixiert. Bei vier Generatoren stehen diese wie im abgebildeten Beispiel im Winkel von 90° zueinander (α). Über die jeweilige Generatorachse (51) werden die Generatoren mittels der Spannkraft der Generatorfeder (F_{GF}) an die Hubstange gedrückt. Im Profil haben die Generatoren eine V-Nut mit der Winkelhalbierenden (ε). Somit hat jeder Generator zwei Berührungspunkte (60) auf der Hubstange. Gleichzeitig erlauben zwei Berührungspunkte einen größeren Anpressdruck für jeden Generator, da sich die Traglast auf zwei Punkte verteilt, wodurch sie die Hubstange zentrieren und stabilisieren.

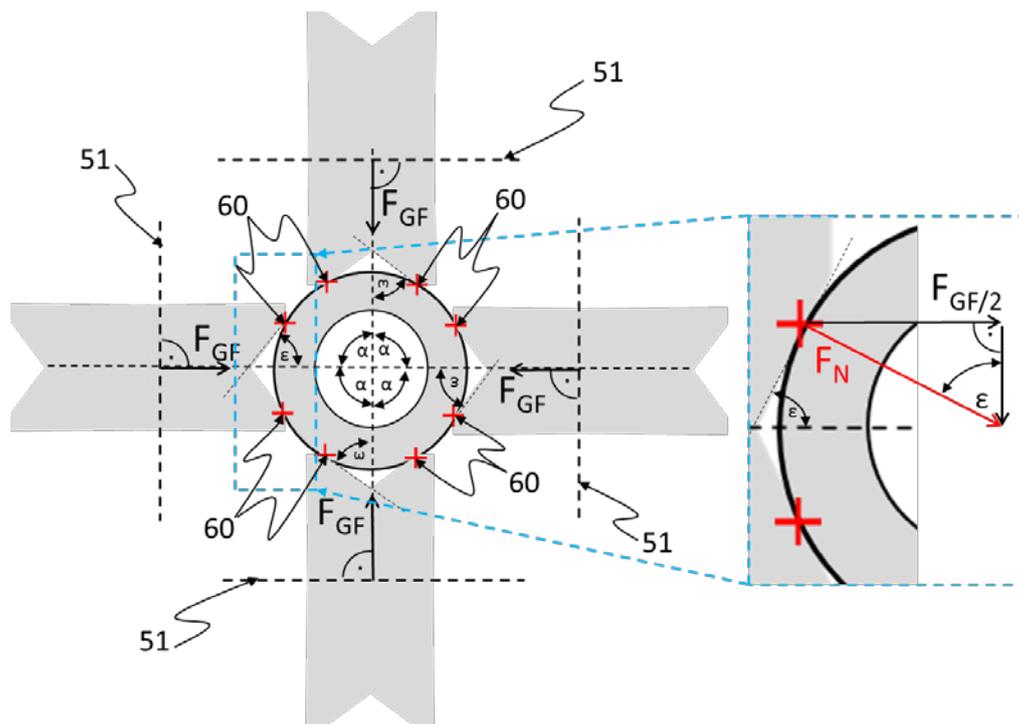


Abbildung 70: Kontaktreibung über Normalkraft (F_N) der Generatoren auf der Hubstange

Quelle: Eigene Darstellung. 51) Generatorachse; 60) Berührungspunkte der Generatoren mit der Hubstange

Über die Normalkraft F_N und die Materialkomposition kann später die maximale Tangentialkraft F_T berechnet werden, mit der die lineare Kraft auf die Generatoren übertragen wird. Die Anpresskraft F_N , die maßgeblich für die Rollreibung verantwortlich ist, berechnet sich über den Sinus der V-Nut (Formel 30).

$$F_N = \frac{(F_{GF}/2)}{\sin(\varepsilon)}$$

Formel 30: Normalkraft F_N

Quelle: Eigene Darstellung

Im Umkehrschluss ist die maximale Punktlast durch die materialspezifische Dehngrenze beschränkt, bis zu der die Oberfläche nicht zerstört wird. Die Spannkraft der Generatorfeder (F_{GF}) berechnet sich durch die Umstellung von Formel 30 in Formel 31. Formel 31)

$$F_{GF} = F_N \cdot \sin(\varepsilon) \cdot 2$$

Formel 31: Spannkraft der Generatorfeder F_{GF}

Quelle: Eigene Darstellung

Der Aufbau der Kraftübertragung ist so gewählt, dass viele Generatoren mit jeweils relativ kleinen Leistungen zu einem beliebig großen Leistungssystem gebündelt werden können. Die genaue Auslegung ist fallspezifisch und richtet sich unter anderem nach den im Markt verfügbaren Komponenten, wobei der Fokus auf einem guten Preis-Leistungs-Verhältnis liegt. Die entsprechenden Komponenten aus dem E-Bike-Bereich haben üblicherweise maximale Leistungen von 250 bis ca. 3000 Watt pro Nabenmotor bei voller Drehzahl. Eine genauere Bezifferung ist wegen des sich rasant ändernden Marktes und der Vielzahl an Herstellern nicht möglich. Was die Größe angeht, so haben Nabenmotoren meist einen Durchmesser unter 50 Zentimetern. In Abbildung 71 (S. 100) dargestellt ist die Leistungsmessung für einen beispielhaften handelsüblichen Pedelec-Nabenmotor mit ca. 12

Zentimetern Durchmesser für unterschiedliche Widerstände und einen Stromfluss von 4, 10 und 15 Ampere.

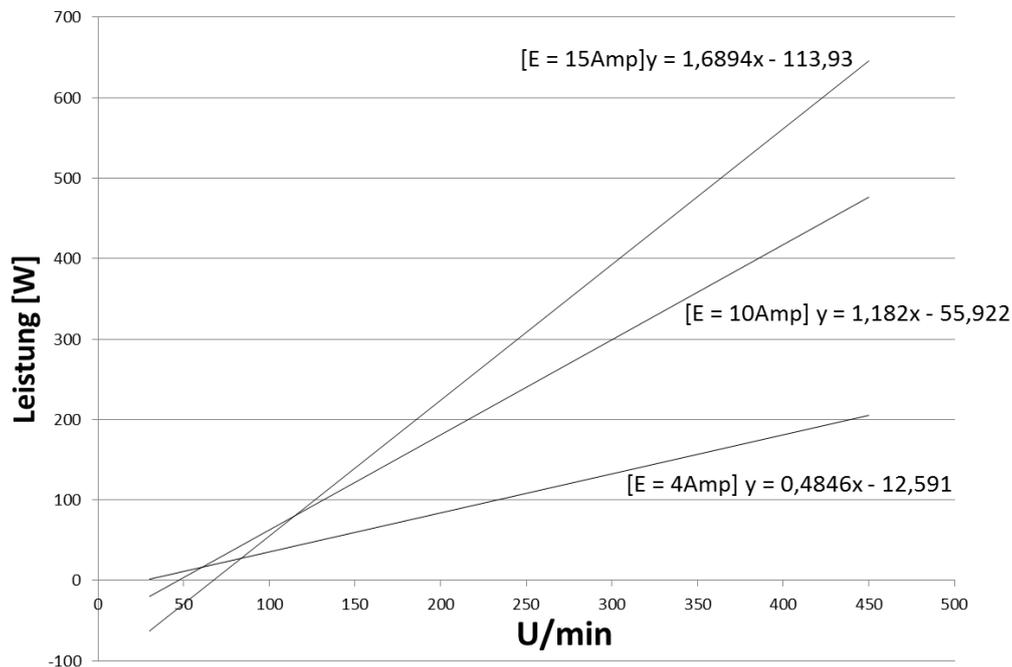


Abbildung 71: Leistungsmessung eines handelsüblichen Pedelec-Nabenmotors der Firma dmg-movement
Quelle: Eigene Darstellung mit Daten von dmg-movement (2013).

Geht man vereinfacht davon aus, dass die Punktaborber den gesamten Wellenhub mitgehen, kann aus einer typischen Wellenverteilung für das Beispiel der Nordsee abgelesen werden, dass die am häufigsten auftretende mittlere Wellengeschwindigkeit 0,9 Meter pro Sekunde ist. Geschwindigkeiten von 1,5 Metern pro Sekunde werden an diesem Standort so gut wie nie überschritten (Abbildung 72).

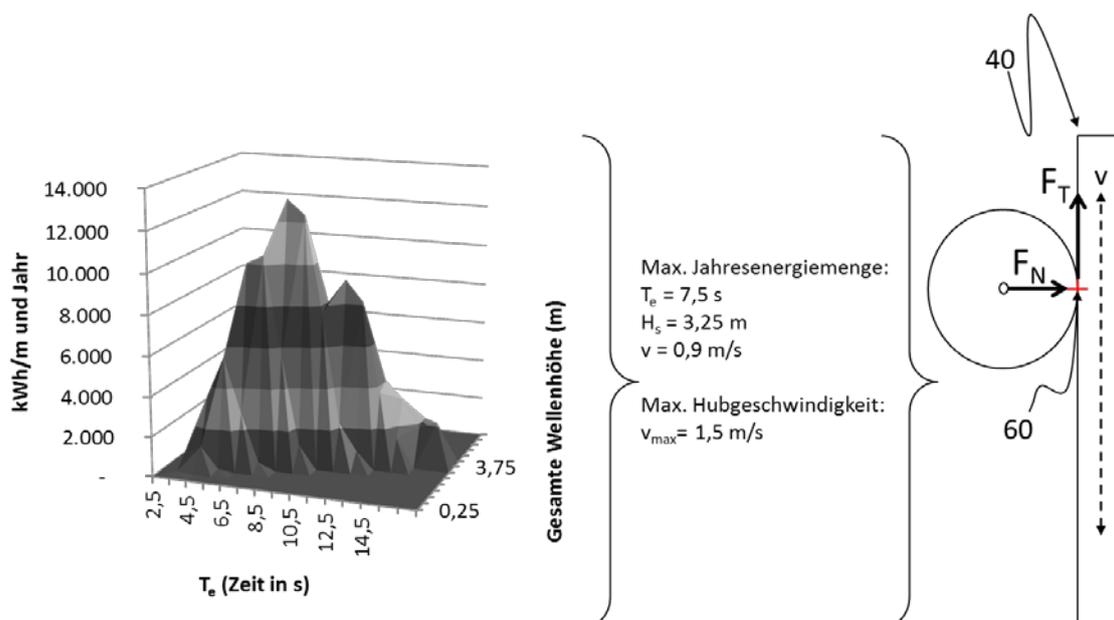


Abbildung 72: Typische Wellenverteilung in der Nordsee
Quelle: Eigene Darstellung mit Daten von Nielsen & Pontes (2010). 40) Hubstange; 60) Kontaktpunkt zwischen Hubstange und Generator

Um eine möglichst sichere mechanische Übertragung der Kraft von der Hubstange auf die Generatoren zu gewährleisten, sollte beim gegenwärtigen Stand der Technik pro Generator eine Leistung von 3000 Watt nicht überschritten werden. Des Weiteren wird im Beispiel der Nordsee als maximale Leistung im häufigsten Fall der durchschnittliche Hub von 0,9 Metern pro Sekunde angenommen. Diese Hubgeschwindigkeit variiert wegen der Sinusform der Welle, wodurch sich auch die Leistung des Generators proportional ändert (vgl. Abbildung 71, S. 100). Zusätzlich geht ein Sicherheitsfaktor von 1,5 in die Berechnungen ein, so dass die angenommenen Werte für die Berechnung der maximalen Auslegung des Anpressdrucks (F_{Tmax}) mehr als ausreichend sein sollten (Formel 32).

$$F_{Tmax} = \frac{1,5 \cdot 3000 \text{ W}}{0,9 \text{ m}} \sim 5 \text{ kN};$$

Formel 32: Tangentialkraft mit Sicherheitsfaktor F_{Tmax}

Quelle: Eigene Darstellung

Wie in Abbildung 70 (S. 99) dargestellt ist, hat jeder Generator wegen der V-Nut zwei Kontaktflächen, die die Tangentialkraft übertragen. Entsprechend können bei dieser Auslegung pro Kontaktpunkt und Generator maximal die Hälfte von 5 Kilonewton (vgl. Formel 32), also ca. 2,5 Kilonewton an Tangentialkraft übertragen werden. Im schlechtesten Fall kann für die Übertragung von Stahl auf Stahl eine Haftreibungszahl (μ_H) von 0,13 angenommen werden (Kuchling, 1986). Daraus ergibt sich für die Normalkraft F_N jedes Kontaktpunktes nach Formel 33 ein Wert von knapp 20 Kilonewton, was etwa 2.000 Kilogramm entspricht.

$$F_N = \frac{F_T}{\mu_H}$$

Formel 33: Normalkraft F_N berechnet aus Tangentialkraft und Haftreibungszahl für einen Kontaktpunkt

Quelle: Hammer & Hammer (1988, S. 7).

Angenommen, die V-Nut hat eine Winkelhalbierende (ε) von 60° , dann ergibt sich nach Formel 31 eine Anpresskraft über die Generatorfeder (F_{GF}) von maximal 33 Kilonewton, was etwa 3.400 Kilogramm entspricht, um eine Leistung von 3000 Watt pro Generator zu übertragen. Köstermann, Meißner und Saldeck beschreiben in ihrem „Handbuch der Schienentechnik“ eine Radlast von 125 Kilonewton als normal (Köstermann et al., 2008, S. 3). Claus untersucht in seiner „Dynamikanalyse eines Eisenbahnwagens mit radialelastischen Rädern“ typische Radlasten von mehr als 227 Kilonewton (Claus, 2004, S. 46, 129). Entsprechend ist davon auszugehen, dass die Kraftübertragung über ein Rad-Schiene-System zur Stromgenerierung im Wellenkraftwerk wegen des niedrigen Anpressdrucks mit sehr geringem Rollwiderstand und damit sehr geringem Verschleiß funktioniert.

Im Umkehrschluss könnten bei höheren Federkräften in der Größenordnung, dass diese dem konservativen Wert von Köstermann (125 Kilonewton Normalkraft) entsprechen, nach diesem Prinzip leicht Tangentialkräfte von mehr als 32 Kilonewton pro Generator übertragen werden (Formel 33 mal zwei Kontaktpunkte), also mehr als das Sechsfache der hier angenommenen maximalen Tangentialkraft von 5 Kilonewton (Formel 32). Da jeder Lineargenerator aus mindestens sechs, im Regelfall jedoch deutlich mehr Generatoren besteht, ist die übertragbare Hubkraft bzw. Tangentialkraft pro Modul mit diesem Faktor zu multiplizieren. Für den angenommenen Fall von Modulen mit 12 Generatoren könnte jedes Modul eine Hubkraft von mindestens 60 Kilonewton aufnehmen und entsprechend bei der gerade einmal auf 5 Kilonewton ausgelegten Tangentialkraft bis zu etwa 36 Kilowatt Nennleistung erbringen.

Die Anordnung der Generatoren in Abbildung 73 zeigt das Kräftegleichgewicht der Normalkräfte. Durch die radial gleichmäßige Verteilung der Generatoren (50_x) und den jeweils gleichen Anpressdruck gleichen sich die Kräfte auf die Hubstange (40) aus.

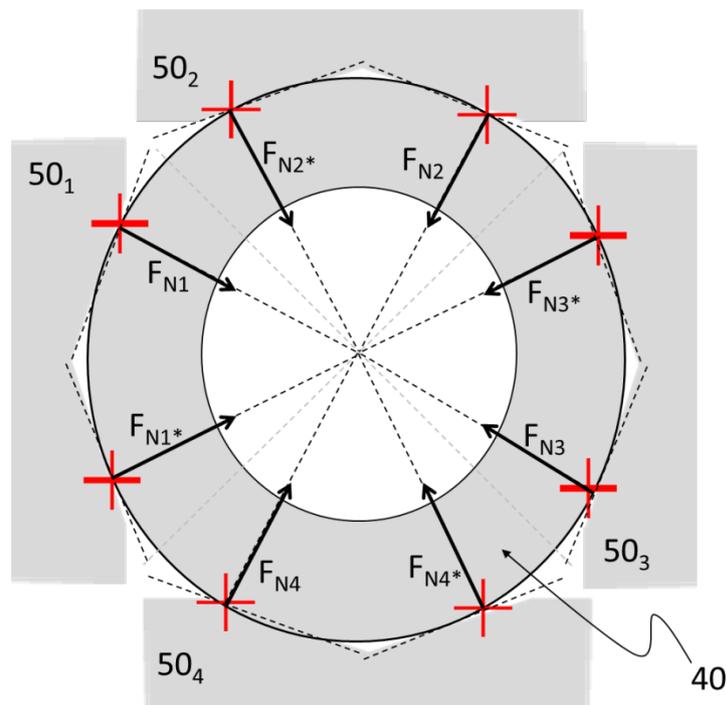


Abbildung 73: Aufhebung der Horizontalkräfte auf die Hubstange in der Beispielanordnung von vier Generatoren auf einer Ebene

Quelle: Eigene Darstellung. 40) Hubstange; 50_x) Generatoren 1-4

Mathematisch stellt sich diese Aufhebung der vom Betrag jeweils gleich großen Normalkräfte folgendermaßen dar:

$$F_{N1} = F_{N1*}; F_{N1*} = F_{N2}; F_{N2} = F_{N2*}; F_{N2*} = F_{N3}; F_{N3} = F_{N3*}; F_{N3*} = F_{N4}; F_{N4} = F_{N4*};$$

$$F_{N1} - F_{N3} = 0;$$

$$F_{N2*} - F_{N4*} = 0;$$

$$F_{N2} - F_{N4} = 0;$$

$$F_{N3*} - F_{N1*} = 0;$$

$$\vec{F}_{N1} + \vec{F}_{N1*} + \vec{F}_{N2} + \vec{F}_{N2*} + \vec{F}_{N3} + \vec{F}_{N3*} + \vec{F}_{N4} + \vec{F}_{N4*} = 0;$$

Formel 34: Aufhebung der Horizontalkräfte auf die Hubstange in der Beispielanordnung von vier Generatoren auf einer Ebene

Quelle: Eigene Darstellung.

Weil die Generatorfeder wie oben beschrieben einen Weg entlang der Federkraft F_{GF} (vgl. Abbildung 66, S. 95) zulässt, kann das System im begrenztem Maß auch Horizontalkräfte der Hubstange aufnehmen und dadurch die Last auf die Hubstange reduzieren. Gleichzeitig wirkt die Federung der Generatoren auf die Hubstange wie ein Nachstellmechanismus, wenn die Hubstange und die Laufflächen der Generatoren verschleifen.

Generator und Lagerung

Der Nabengenerator mit seiner axialen Lagerung bildet eine offene Schnittstelle zwischen der äußeren Umgebung und dem elektrischen Kreislauf. Speziell die sensible Elektronik des Generators und die dazu gehörende Leistungselektronik sollten nicht mit der salzhaltigen Umgebung des Meerwassers in Verbindung kommen. Entsprechend müssen das Generatorgehäuse und die Radiallagerung so ausgelegt werden, dass sie sowohl witterungsbeständig sind als auch einen Austausch zwischen ihrem Innenraum und der Umgebung verhindern. Der Generator muss insgesamt wartungsfrei und dauerhaft die vorgesehenen Lasten aufnehmen können. Diesen Anforderungen entsprechend kann der Aufbau des Generators in mehrere Spezifikationsebenen unterteilt werden.

Grundsätzlich gilt, dass das Gehäuse des Generators salzwasserfest und dicht sein muss. Üblicherweise besteht das Gehäuse von Nabengeneratoren aus einem zweischaligen Aluminiumguss. Prinzipiell ähnelt der Aufbau dem anderer Elektromotoren: Vereinfacht gesagt besteht er aus einem oben offenen Zylinder mit einem Deckel. Beide Teile werden entweder nur verklebt, sowohl verklebt und verschraubt oder mit einer dazwischen liegenden Dichtung verschraubt. Ein solcher Verbund beider Gehäusekörper und deren Abdichtung nach außen ist seit langem etabliert und wird hier nicht näher behandelt. Dennoch muss das Gehäuse mindestens äußerlich vor Korrosion geschützt sein. An nicht beanspruchten Stellen eignet sich hierfür eine Harteloxal-Beschichtung. Über die Anodisierung von Aluminium erzeugt dieses Verfahren über die zusätzliche Versiegelung einen höchst korrosionsfesten Oberflächenschutz von normalerweise 50 Mikrometern. Aluminiumlegierungen der 6000er-Reihe eignen sich für die Harteloxal-Behandlung am besten und sind danach gut geeignet für weitere Beschichtungen mit Lack, Teflon oder Ähnlichem. Gleichzeitig erzeugt die Eloxalschicht eine sehr gute elektrische Isolierung und hohe Oberflächenfestigkeit (Davis, 2001, S. 105f.).

Der Nabengenerator bildet als Komponente das Rad im Rad-Schienen-System, das durch die Hubstange angetrieben wird. Entsprechend muss der Zylindermantel mit einer V-Nut versehen und abrollfest aufgebaut sein. Die zwei möglichen Ansätze für die Herstellung des Mantels müssen in der Detaillierung im Hinblick auf Kosten und Qualität miteinander verglichen werden. Zum einen kann das zylindrische Aluminiumgehäuse aus einem Teil gegossen und mit entsprechenden Laufflächen versehen werden, was möglicherweise die kostengünstigere Variante ist. Gegebenenfalls hat der Aufbau als Ganzes auch den Vorteil, dass der Zylinder nach der einheitlichen Harteloxal-Behandlung korrosionsfester ist als die Alternative. Die Alternative ist ein mit V-Nut versehener Metallreif aus Edelstahl, der auf den Aluminiumzylinder des Generatorgehäuses aufgeschraubt wird und der wegen der Materialeigenschaften des Edelstahls sehr abriebfest ist. Hierbei können beliebige für den Einsatz in salzhaltiger Umgebung geeignete Stähle verwendet werden. Vorteilhaft an dieser Lösung ist, dass die Metallreifen bei Beschädigung oder Verschleiß leichter ausgewechselt werden können.

Grundsätzlich gilt, dass ausreichend viel Material auf den Rollflächen aufgetragen werden muss, so dass trotz Abrieb der Rollflächen eine lange Lebensdauer erreicht werden kann. Die jährliche Hubleistung von Wellen am Standort Nordsee summiert sich beispielsweise auf ca. 18.800 Kilometer (Nielsen & Pontes, 2010). Zwar entspricht dieser Wellenhub nicht der gesamten Laufleistung der Generatoren, da diese nur einen Teil der Hubstrecke mitmachen. Dennoch kann davon ausgegangen werden, dass jeder Generator eine Jahreslaufleistung von über 15.000 Kilometern bewerkstelligen muss. Für eine Lebensdauer von 15 Jahren müssten sowohl die Generatoren und deren Laufflächen als auch die Wandung der Hubstange auf eine Laufleistung von 225.000 Kilometern ausgelegt werden.

Ähnlich verhält es sich mit der Lagerung und der axialen Abdichtung der Generatoren, die ebenfalls auf entsprechend lange Laufleistungen ausgelegt sein müssen. Bei einem Generatordurchmesser von

15 Zentimetern ergibt eine Simulation ca. 250 Mio. Generatorumdrehungen pro Jahr am Standort Nordsee; in 15 Jahren sind es entsprechend 27,5 Mrd. Umdrehungen. Dieser Wert relativiert sich bei der Betrachtung der üblichen Lebensdauer von Axialagern, die unter Annahme einer Dauerfestigkeit von 90 Prozent zwischen 0,3 Mrd. Umdrehungen für Haushaltsgeräte und 60 bis 100 Mrd. Umdrehungen für industrielle Anwendungen wie Getrieben für Hochseeschiffe liegt (Haberhauer & Bodenstein, 2013, S. 368f.). Grund für die vergleichsweise niedrige Zahl an Umdrehungen sind die sehr langsamen Hubbewegungen von Wellen, die trotz der langen Laufzeit relativ wenige Umdrehungen erfordern.

Für nicht ölbeaufschlagte Dichtungsanwendungen wie die hier erforderliche Abdichtung gegen Salzwasser und Luft kommen vor allem Gleitringdichtungen in Frage, wie sie beispielsweise in Pumpen oder Rührwerken eingesetzt werden. Diese recht aufwändig aufgebauten Dichtungen (Abbildung 74) sind wartungsfrei, können je nach Bauform und Verwendung von Sperrflüssigkeit vollständig axial abdichten und sind für Nassanwendungen bis 200° Celsius gut geeignet (Haberhauer & Bodenstein, 2013, S. 271ff.).

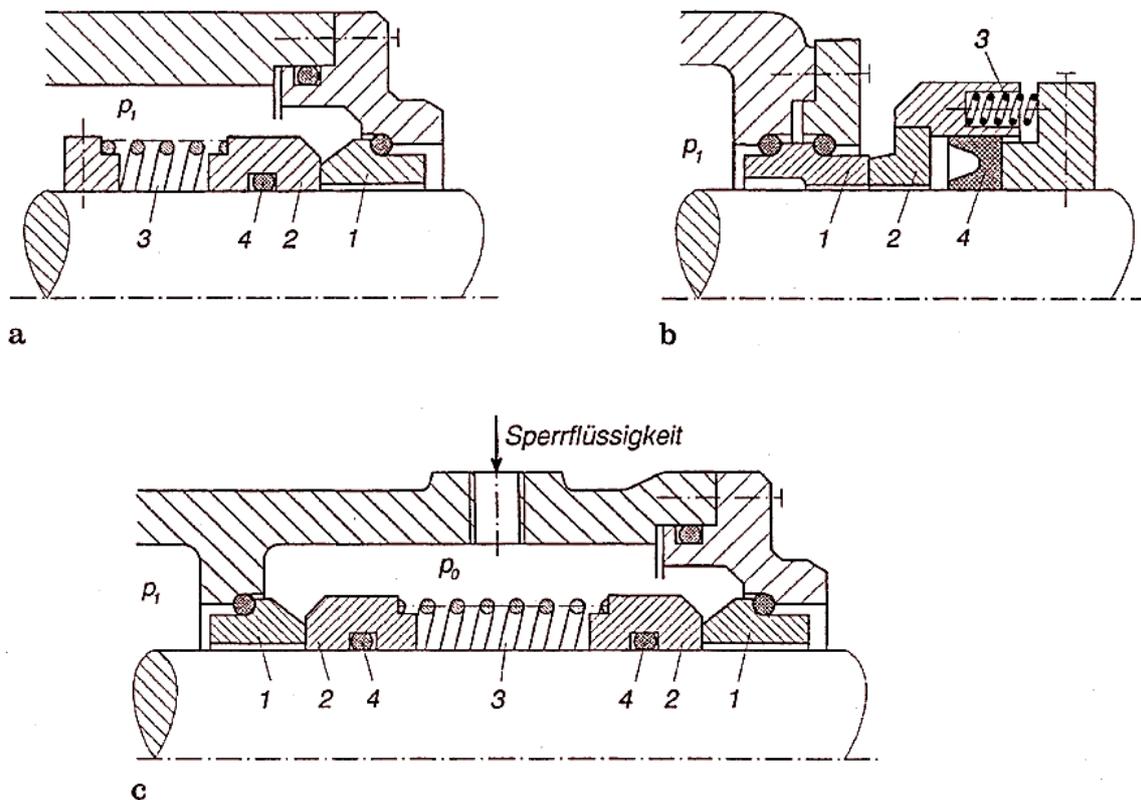


Abbildung 74: Gleitringdichtung

Quelle: Haberhauer & Bodenstein (2013, S. 272). a.) Innenanordnung, b.) Außenanordnung, c.) doppelte Gleitringdichtung mit Sperrflüssigkeit

Da die geplanten abgewandelten Nabengeneratoren ursprünglich aus dem doch sehr anderen Anwendungsbereich der E-Bikes stammen, muss zusätzlich besonders beachtet werden, dass ihre Nabe bzw. Achse auch den gänzlich anderen Anforderungen des Seewasserumfelds entspricht. Entsprechend müssen die Achsen durch Verwendung entsprechender Stähle auf die gesteigerten Anforderungen angepasst werden. Da die Achse der Nabengeneratoren außerdem typischerweise einseitig hohl ist, um hierüber die elektrische Anbindung zu gewährleisten, muss bei der Auslegung

auch auf die Abdichtung zur Tauchfestigkeit geachtet werden. Die technische Herausforderung ist hier jedoch sehr gering, da keine beweglichen Schnittstellen abgedichtet werden müssen.

4.2.5 Federung und Hubfeder

Wie in Kapitel 4.4.2 zur Anlagendimensionierung beschrieben ist, muss jedes Modul mit einer Federung ausgestattet werden, welche anteilig das Gewicht der gefederten Komponenten des Kraftwerks trägt. Mechanisch kann dies über Schraubenzug- oder Schraubendruckfedern erreicht werden. Solche mechanischen Federn können innerhalb ihres Aktionsbereichs vereinfacht durch eine lineare Kraftauslenkungskurve dargestellt werden, wobei Schraubendruckfedern über die Länge des Hubes den Nachteil haben, dass sie zum Teil geführt werden müssen, um nicht zu knicken (Haberhauer & Bodenstein, 2013, S. 243). Die Kraft der Feder ist abhängig von Drahtdurchmesser, dem mittleren Durchmesser der Windungen und federnden Windungen, dem Schubmodul, der Federkonstante, der Ruheausslenkung und der Grundlänge. Die Berechnungsgrundlage hierfür ist die DIN EN 13906 (Haberhauer & Bodenstein, 2013, S. 241).

Die Feder ist so zu wählen, dass sie im Ruhezustand die gefederten Komponenten auf einer mittleren Position trägt, so dass bei Wellengang die ungefederten Komponenten nach oben und unten ausgelenkt werden können. Gleichzeitig soll die Federkraft über die Auf- und Abbewegung möglichst konstant sein, die Federkennlinie sollte also möglichst flach oder gar horizontal sein. Eine horizontale Federkennlinie widerspricht zwar teilweise der Anforderung, dass die Federn die gefederte Masse im Ruhezustand auf eine mittlere Auslenkungsposition bringen, allerdings ist die mechanische Auslegung einer Schraubenfeder mit horizontaler Federkennlinie nicht möglich. In Abbildung 75 ist beispielhaft ein Vergleich dreier mechanischer Schraubenfedern mit unterschiedlichen Federkennlinien dargestellt. Für unterschiedliche Federauslegungen kann zwar der gleiche mittlere Ruhepunkt gefunden werden, dieser verschiebt sich jedoch bei einer sehr flachen Federkennlinie in der Praxis schon bei einer kleinen Variation des Gewichts stark. Im Hinblick auf die Toleranz gegenüber der Gewichtsvarianz und die einfache Einstellung auf den Ruhepunkt ist die steile Federkennlinie vorteilhafter. Wenn es allein darum geht, die Federkraftänderung gering zu halten und damit Verluste in der Stromgenerierung zu vermeiden, ist die flache Federkennlinie zu bevorzugen.

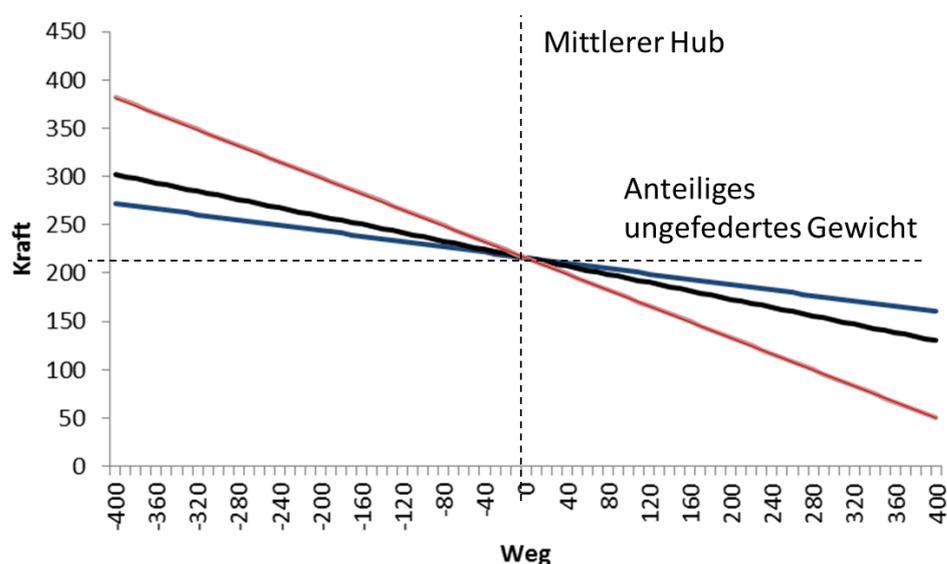


Abbildung 75: Drei beispielhafte Federkennlinien mit gleicher Vorspannkraft
Quelle: Eigene Darstellung.

Eine sehr steile Federkennlinie führt allerdings dazu, dass eine Auslenkung aus dem Ruhezustand nur bei stark zu- oder abnehmender Federkraft möglich ist. Bei dem hier beschriebenen Wellenkraftwerk ist dies kontraproduktiv, weil die Auftriebskörper im Kraftwerksbetrieb dadurch stärker ein- und auftauchen müssen, bevor überhaupt Energie entnommen werden kann. Der Auftriebskörper wirkt hier wie eine in Reihe geschaltete Feder mit einer Federkennlinie, die seinem verdrängten Volumen, also dem Auftrieb entspricht (vgl. Abbildung 34, S. 46). Entsprechend ist eine steile Federkennlinie unbedingt zu vermeiden.

Würde man eine horizontale Federkennlinie zum Tragen der gefederten Komponenten implementieren, würde diese eine konstante Kraft entsprechend der Gewichtskraft der gefederten Komponenten erzeugen. Dies würde bedeuten, dass das Wellenkraftwerk im Ruhezustand auf einem zufälligen Niveau stünde. Wie in Abbildung 76 für Kraftwerk 1 im Ruhezustand R1 und Kraftwerk 2 im Ruhezustand R2 dargestellt ist, läge der Ruhezustand auch nicht zwingend waagrecht zur Meeresoberfläche: Je nach ausgelegtem Modulhub des Kraftwerks und der flächigen Ausdehnung der gesamten Anlage kann sie im Ruhezustand eine nicht parallele Position zur Meeresoberfläche einnehmen. Im Beispiel in Abbildung 76 ist der Modulhub über den gestrichelten Kasten eingegrenzt.

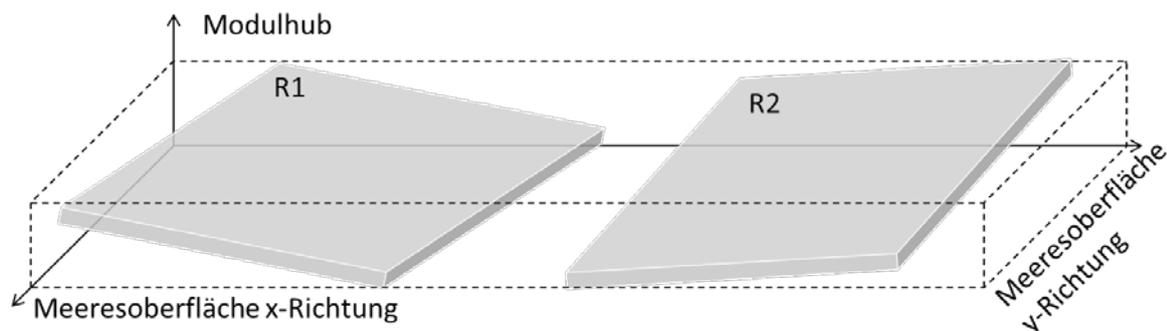


Abbildung 76: Beispielhafte Ruhepositionen der ungefederten Komponenten zweier Kraftwerke bei einer Hubfederauslegung mit horizontaler Federkennlinie

Quelle: Eigene Darstellung.

Für die Funktionalität ist eine ungeordnete Flächen- oder Ebenenbildung der gefederten Komponenten eines Kraftwerks im Ruhezustand, wie sie in Abbildung 76 zu sehen ist, nicht unbedingt nachteilig, da sie im Betriebszustand die möglichst hohe Relativbewegung der Hubstange zu der gefederten Ebene nicht beeinträchtigen muss. Während sich das Kraftwerk durch die Wellenbewegung aus dem Ruhezustand bewegt, führt die schräge Positionierung der Kraftwerksebene zwar zunächst dazu, dass einzelne Module nicht dem vollen Hub nachgehen können. Einzelne Module sind zu diesem Zeitpunkt voll ausgefahren, andere Module voll eingefahren. Dies bewirkt, dass eine Wellenbewegung über diese Anschläge hinaus keine weitere Relativbewegung an den Modulen erzeugt, sondern an den Stellen, an denen die Module bereits am oberen oder unteren Anschlag sind, Kraft nach oben oder nach unten auf die gefederte Struktur überträgt. Dies bewirkt, dass sich das Kraftwerk an der Amplitudenhöhe der anstehenden Wellen ausrichtet, wodurch es schließlich eine gerade, mittlere Position einnimmt (Abbildung 77, S. 107). Nach wenigen ähnlichen Wellen, wenn die ausrichtenden Kräfte (durch rote Kraftvektoren an den Ecken von R1 dargestellt) nicht mehr durch oberen oder unteren Anschlag der Module auf die Gesamtanlage wirken, ist die Betriebsposition erreicht (R1*).

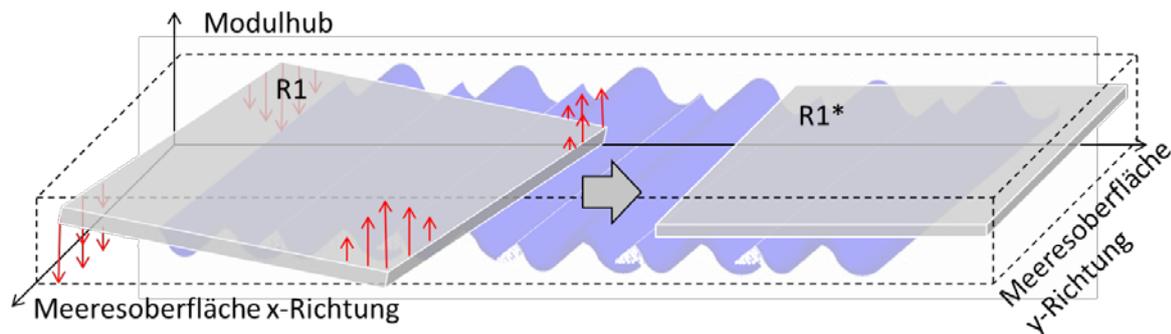


Abbildung 77: Kraft auf gefederte Oberstruktur eines Wellenkraftwerks im Ruhezustand unter einsetzendem Wellengang und Ausrichtung auf Wellenniveau

Quelle: Eigene Darstellung.

Es ist jedoch nur in der Theorie möglich, eine mechanische Schraubenfeder mit horizontaler Federkennlinie aufzubauen, die genau das gefederte Gewicht trägt. Eine solche Schraubenfeder, die immer genau im Ruhepunkt den Mittelpunkt der Hubbewegung trifft, ist nicht herstellbar, da eine genau auf die Gewichtskraft abgestimmte Federkraft mit sehr flacher Federkennlinie bei entsprechend hohem Gewicht mit relativ großen Federwegen in der Praxis kaum umsetzbar ist. Allein schon bauliche Abweichungen oder Witterungsverhältnisse können zu Gewichtsunterschieden führen, die im Vorhinein nicht auslegbar oder messbar sind.

In der Praxis kann in jedem Fall eine Feder mit sehr flacher Federkennlinie eingesetzt werden, welche kraftseitig leicht über- oder unterdimensioniert ist. Bei Wellengang würde sich auch eine Anlage mit einer solchen Feder, wie sie in Abbildung 77 beschrieben ist, in der Ausrichtung weitgehend dem anstehenden Wellenniveau anpassen. Dennoch gibt es einen wesentlichen Unterschied zwischen einer Über- und einer Unterdimensionierung der Federn: Während sich bei leichter Überdimensionierung der Federn ein Niveau einpendelt, welches hauptsächlich den unteren Anschlag des Modulhubes trifft, also die Module eher weiter ausfahren lässt, ist der Fall bei leichter Unterdimensionierung genau umgekehrt. Denn die gefederte Ebene fällt bei leichter Unterdimensionierung der Hubfedern auf ein mittleres unteres Niveau (Abbildung 78, R1) und wird durch den Wellengang auf ein Betriebsniveau angehoben (R1*). Für eine leicht überdimensionierte Federkraft geschieht dies genau umgekehrt: Hier werden die gefederten Komponenten mit Einsetzen der Wellen auf das Betriebsniveau heruntergezogen (R1** nach R1*).

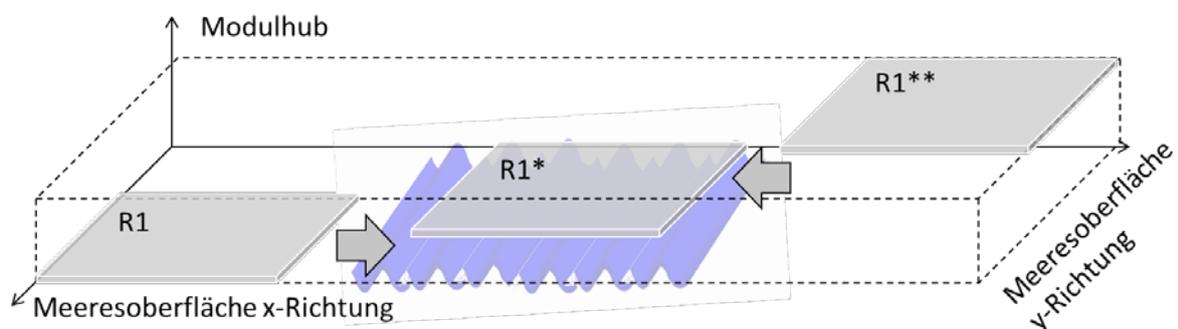


Abbildung 78: Wellenkraftwerk im Ruhezustand und im Wellenbetrieb für leicht unter- und leicht überdimensionierte Hubfeder mit sehr flacher Federkennlinie

Quelle: Eigene Darstellung.

Je nach Anwendungswunsch kann das Wellenkraftwerk auf eher höherem oder eher niedrigerem Niveau umgesetzt werden. Sinnvoll für den langlebigen Betrieb des Wellenkraftwerks ist eine Auslegung auf einem eher niedrigeren Niveau mit einer leicht unterdimensionierten Hubfeder. Dadurch sind die Module im Mittel mehr eingefedert. Quer- und damit Knickkräfte auf die Hubstange, aber auch auf die obere, gefederte Struktur und die Generatoren werden so verringert. Nur für den Fall, dass die obere, gefederte Struktur für synergetische Aufbauten dienen (vgl. 4.3.2) und daher möglichst weit oberhalb des Wassers getragen werden soll, ist eine leichte Überdimensionierung der Hubfedern sinnvoll.

Vorstellbar ist neben einer mechanischen Federung auch, dass die Lineargeneratoren durch eine elektrische Regelung angetrieben werden und im Betriebszustand eine konstante Vertikalkraft nach unten entsprechend der gefederten Masse aufbauen. Ein großer Vorteil dieser Lösung wäre, dass tatsächlich eine horizontale Federkennlinie erreicht und gegebenenfalls sogar präzise auf mittlerem Niveau eingestellt werden könnte. Außerdem könnten einige Bauteile bei der Feder und Federaufhängung eingespart werden. Voraussichtlich wäre eine elektrische Federung auch dauerfester, da die Begrenzung gegen Verdrehen der mechanischen Feder überflüssig wäre und der mechanische Gesamtaufbau des Kraftwerks vereinfacht würde. Des Weiteren könnte das Anlagen- und Modulniveau je nach Bedarf angepasst werden: Bei Sturm könnte die Anlage auf eine sicherere Niedrigstposition gebracht werden, bei der sich die Module am oberen Anschlag befinden. Einzelne Module könnten wiederum durch einfaches Anheben oder ihre vollständige Entlastung leichter gewartet werden.

Nachteile wären für den Wirkungsgrad des Kraftwerks zu erwarten, da die Generatoren für eine konstante Kraftbeaufschlagung auf jedes Modul Energie benötigen. Unklar ist, ob die erforderliche Energie durch eine Art Rekuperator reduziert werden kann und ob die Investitionskosten durch den Einsatz einer solchen Maßnahme steigen oder fallen. Fest steht, dass die elektrische Regelung an sich aufwändiger und damit teurer würde. Diesen Kosten stehen den potentiellen Einsparungen und Vorteile gegenüber, die durch den Wegfall der mechanischen Feder entstünden. Ziel ist es, beide Verfahren im geplanten Praxistest miteinander zu vergleichen. Dabei wird erwartet, dass die elektrisch geregelte Federung der mechanischen Federung gegenüber vorteilhafter ist.

4.2.6 Elektrik

Die Elektrik besteht aus vier Hauptbereichen: den Generatoren, der Modulelektronik, der Netzwerkelektronik und der Land- und Netzanbindung.

Generatoren: Alle Generatoren auf einem Modul werden zu einer Funktionseinheit zusammengefasst. Dabei können sie beliebig in Serie und oder Reihe geschaltet werden, so dass durch Variation der Anzahl an Generatoren pro Modul die Spannungen der Modulelektronik in einem ähnlichen Rahmen gehalten werden können.

Modulelektronik: Die Modulelektronik beinhaltet neben den Leistungskomponenten auch Regelungskomponenten. Voraussichtlich wird für jedes Modul ein Microcontroller eingesetzt. Auf jedem Modul wird der Strom für die geplante Netzwerkstrategie vorbereitet und entsprechend geregelt (vgl. Kapitel 4.1.1).

Netzwerkelektronik: Die Netzwerkelektronik ist einfach und sicher gestaltet und bietet die Möglichkeit, die Anzahl der Module im Netzwerkverbund innerhalb des Kraftwerks von der Mindestzahl von 9 bis hin zu deutlich mehr als 25 beliebig zu erweitern. Maßgeblich besteht sie aus den Steckern und

Leitungen zwischen den Modulen. Diese müssen gegen Spritzwasser gesichert und tauchfest sein. Noch offen ist, ob eine Kommunikations- oder Übertragungsleitung integriert wird. Diese Leitung würde zum einen eine netzwerkübergreifende Regelungsstrategie erlauben, wodurch gegebenenfalls der Ausnutzungsgrad des Kraftwerks weiter gesteigert werden könnte. Außerdem könnten über Kommunikations- und Übertragungsleitungen auch der Kraftwerksbetrieb, das Wellenaufkommen und sicherheitsrelevante Aspekte überwacht werden.

Land- und Netzanbindung: Das Kabel für die Land- und Netzanbindung ist ein handelsübliches Erdkabel bzw. Schutzkabel. Ausdrücklich wird mit dieser Lösung auf Offshore-Hochseeleitungen verzichtet. Außerdem wird das Kabel auch nicht im Meeresgrund vergraben werden, sondern einfach frei liegen. Erst beim Übergang zum Land wird das Kabel dann eingegraben geführt. Die Netzanbindung erfolgt über einen Standard-Wechselrichter wie beispielsweise den der SMA Solar Technology AG.

4.2.7 Verankerung

Das Wellenkraftwerk wird seinem rechteckigen Aufbau entsprechend an mindestens vier Ecken verankert. Bei sehr großen zusammenhängenden Kraftwerken können auch zusätzliche Verankerungen zum Einsatz kommen. Über eine dieser Verankerungen erfolgt die elektrische Landanbindung. Die vierfache Anbindung hat den Vorteil, dass sich die schwimmende Anlage nicht verdrehen kann und damit auch keine drehgelagerte Anbindung – vor allem keine elektrische – am Meeresgrund benötigt wird. Hinzu kommt, dass die Anlage über die redundante Anbindung noch stärker vor Ankerbruch und Abdriften geschützt ist: Jede der vier Verankerungen ist so ausgelegt, dass sie die gesamte Anlage auch bei Sturm alleine gegen Abdriften halten kann.

Die Verankerungen funktionieren im Prinzip wie diejenigen von Schiffen an Muringsteinen. Grundsätzlich sollte die Ankerlänge je nach Standort etwa dem Zehnfachen der Wassertiefe entsprechen (Schult, 1974). Wie in Abbildung 79 zu sehen ist, sollten die vier Ankerpunkte (30.x) entsprechend jeweils in einem Abstand von etwa neunfacher Wassertiefe entlang der Winkelhalbierenden (45°) an den Eckpunkten außerhalb des Kraftwerksrechtecks positioniert werden.

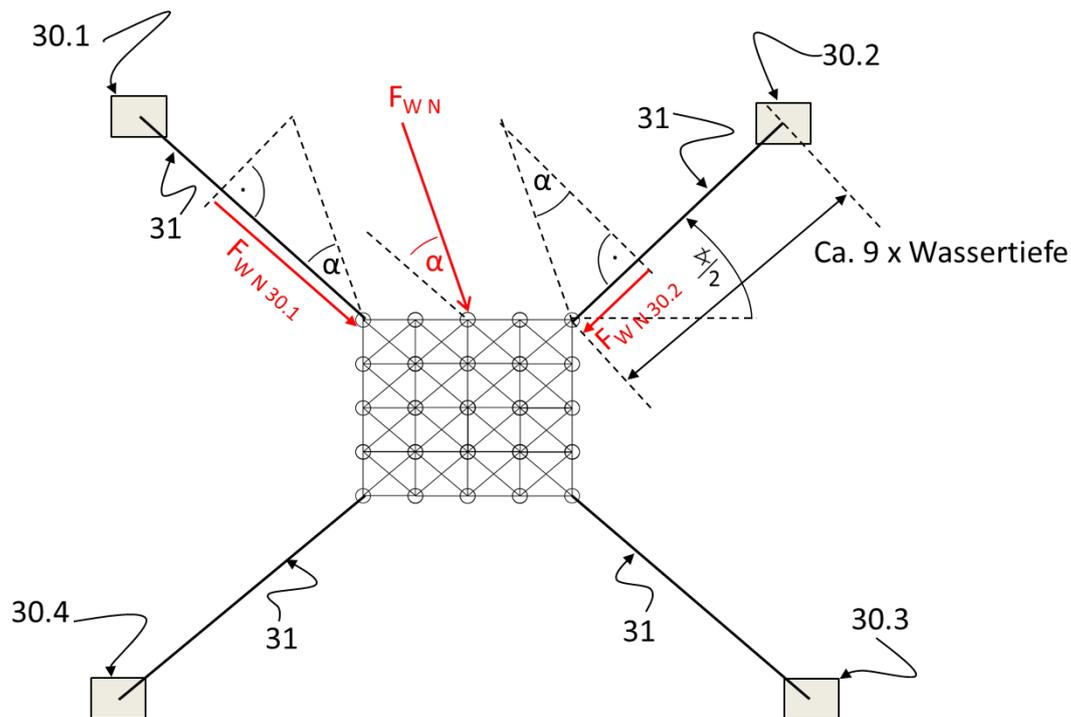


Abbildung 79: Vogelperspektive auf ein 5x5-Module-Wellenkraftwerks mit vier Ankerpunkten (Muringsteinen)
Quelle: Eigene Darstellung. 30.x) Ankerpunkte; 31) Ankerkette

Bei vierfacher, um 90° winkelversetzter Verankerung wirkt die Kraftübertragung beim geplanten Wellenkraftwerk etwas anders als bei einfach geankerten Booten. Denn Boote drehen sich immer in die Krafrichtung von Wind und Wellen, wodurch die Ankerleine (31) sich immer in normaler Richtung mit dieser Kraft befindet. Das Kraftwerk kann wegen der vierfachen Anbindung nur begrenzt mitgehen, wenn sich die Krafrichtung von Wind und Wellen ändert. In Abbildung 79 ist diese Kraft aus Wind und Wellen (F_{WN}) in einem Winkel α zur Ankerung 30.1 dargestellt. Die unteren Anker 30.3 und 30.4 sind bei dieser Krafrichtung unbelastet. Nur die Muringsteine und Ankerketten, zwischen denen die anstehende Krafrichtung herrscht, sind belastet. In Abbildung 79 teilen sich die oberen beiden Anker 30.1 und 30.2 die Abtriebskraft durch Wind und Wellen auf. Die Kraft auf die jeweiligen Muringsteine und Anker berechnet sich wie folgt:

$$F_{WN\ 30.1} = \frac{F_{WN}}{\cos \alpha}$$

$$F_{WN\ 30.2} = F_{WN} \cdot \sin \alpha$$

Formel 35: Ankerkraft zwei einzelner Anker und Muringsteine im Zusammenhang mit Wind- und Wellenkraft
Quelle: Eigene Darstellung.

Die Länge der Ankerketten zur Wassertiefe bewirkt, dass die Ketten zu großen Teilen am Meeresboden liegen. Nur das letzte Stück bis zur Wasseroberfläche hängt in einem Bogen im Wasser. Somit kann das schwimmende Kraftwerk leicht den Gezeitenhub mitgehen. Bei stampfenden Bewegungen durch Seegang oder Dünung, bei starkem Wind oder bei Meeresströmungen wird das Kraftwerk horizontal verschoben bzw. wirkt eine Horizontalkraft auf das Kraftwerk (vgl. Abbildung 79, F_{WN} , S. 110). Dies führt dazu, dass die in Zugrichtung belastete Kette vom Meeresgrund angehoben wird. Die Gewichtskraft der Kette über das durch die Bewegung angehobene Stück zieht das Kraftwerk an die Ausgangsposition zurück. Die Kette wirkt so wie ein großer horizontaler Dämpfer, der sowohl das

Kraftwerk als auch die Verankerung vor Bruch schützt und starke impulsartige Kräfte auf die Gesamtstruktur verringert.

In Abbildung 80 (S. 111) dargestellt ist oben der Zustand des Kraftwerks im Ruhezustand und unten der Zustand bei starker horizontaler Kraft auf die Anlage durch Wellen, Wind und/oder Meeresströmung. Die Ankerkette liegt im ruhenden Zustand zu großen Teilen am Meeresboden (33). Nur das letzte Stück (31) macht zur Überwindung der Wassertiefe einen Bogen zu dem Verankerungspunkt an der Wasseroberfläche und ist dort mit einer Schwimmboje (32) verankert. Von der Schwimmboje wird die Anbindung zum Kraftwerk hergestellt. Dies ist notwendig, damit sowohl die Gewichtskraft der Kette (31) als auch die Kombination der Gewichtskräfte aus Kette und der nach unten gerichteten Kraftvektoren im Fall einer Belastung (31*) nicht direkt auf das Kraftwerk wirken. Dadurch wird das Kraftwerk weitgehend von einer ankerungsbedingten Kraft nach unten entlastet.

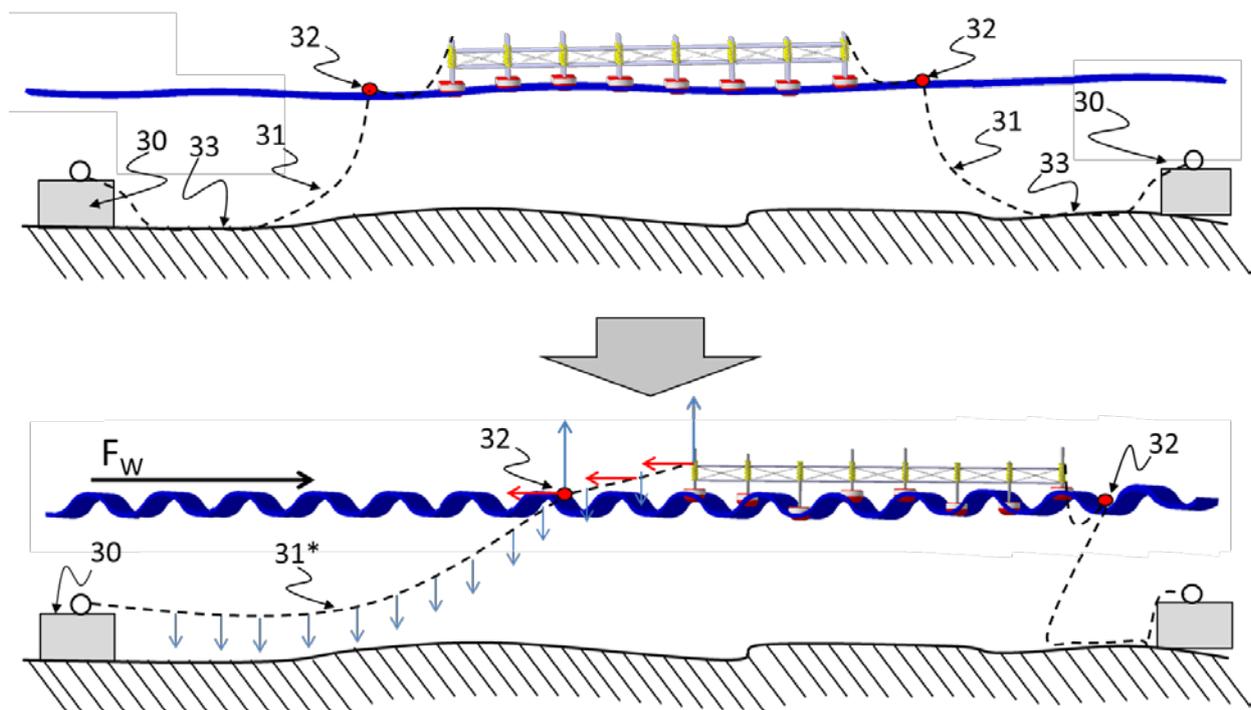


Abbildung 80: Horizontal unbelastetes Wellenkraftwerk und Wellenkraftwerk unter Einwirkung einer horizontalen Versatzkraft

Quelle: Eigene Darstellung. 30) Muringstein; 31) Ankerkette; 31*) belastete Ankerkette; 32) Schwimmboje; 33) Meeresboden

Die Muringsteine (30) sind einfache, sehr schwere Betonblöcke, die mit einer Metalleinlage verstärkt sind und die an der Oberseite eine Metallöse oder einen Metallring haben, an dem die Ankerkette befestigt wird. Für langfristige, schwimmende Verankerungen sind Muringsteine eine weit verbreitete, einfache und sichere Lösung gegen Abdriften. Wie die Ankerketten und die Betonblöcke dimensioniert werden sollten, ist abhängig vom Standort und der geplanten gesamten Anlagengröße: Durch eine ortsspezifische Simulation sollten dazu sowohl kontinuierliche als auch maximale Kräfte identifiziert werden, die dann die Auslegung bestimmen (Schult, 1974).

Die Länge und die Stärke der Ankerketten können je nach Bedarf dimensioniert und bestellt werden, da die Ketten Standardkomponenten sind. Für die Muringsteine gilt dies nicht: Sie werden normalerweise in der Nähe des Ortes der Verwendung hergestellt und dann mittels Lastschiff mit Kran am Ort der Verankerung versenkt. Wie in Kapitel 4.1.2 zur einfachen Vor-Ort-Montage bereits

beschrieben wurde, ist dieses umständliche Vorgehen für die Errichtung eines Wellenkraftwerks an abgelegenen Standorten ein Hindernis. Daher wurde eine neuartige Detaillösung entwickelt, die neben dem Gesamtpatent und dem Lineargenerator ebenfalls zum Patent angemeldet werden soll und im Folgenden detailliert beschrieben wird.

Die Grundfunktionalität des Muringsteins bleibt dabei bestehen; neu ist die Lösung zur Handhabung seines sehr großen Gewichts ohne Transportkran. Hierbei bedient sie sich des gleichen Prinzips wie die Auftriebskörper des Kraftwerks, die schwere Gewichte allein durch den Auftrieb im Wasser halten (vgl. Abbildung 81, S. 112): Auch die Muringsteine sollen mit Taschen, die an der Oberseite aufblasbar sind (30.12*), an der Wasseroberfläche zum Ort ihres Einsatzes geschleppt werden, um dort durch die Entleerung der Luft oder die Entkoppelung der aufblasbaren Auftriebskörper versenkt zu werden. Alternativ könnte auch der Boden einer Tasche geöffnet werden, so dass der Muringstein aus der Tasche rutscht und die aufblasbare Tasche wieder verwendet werden kann.

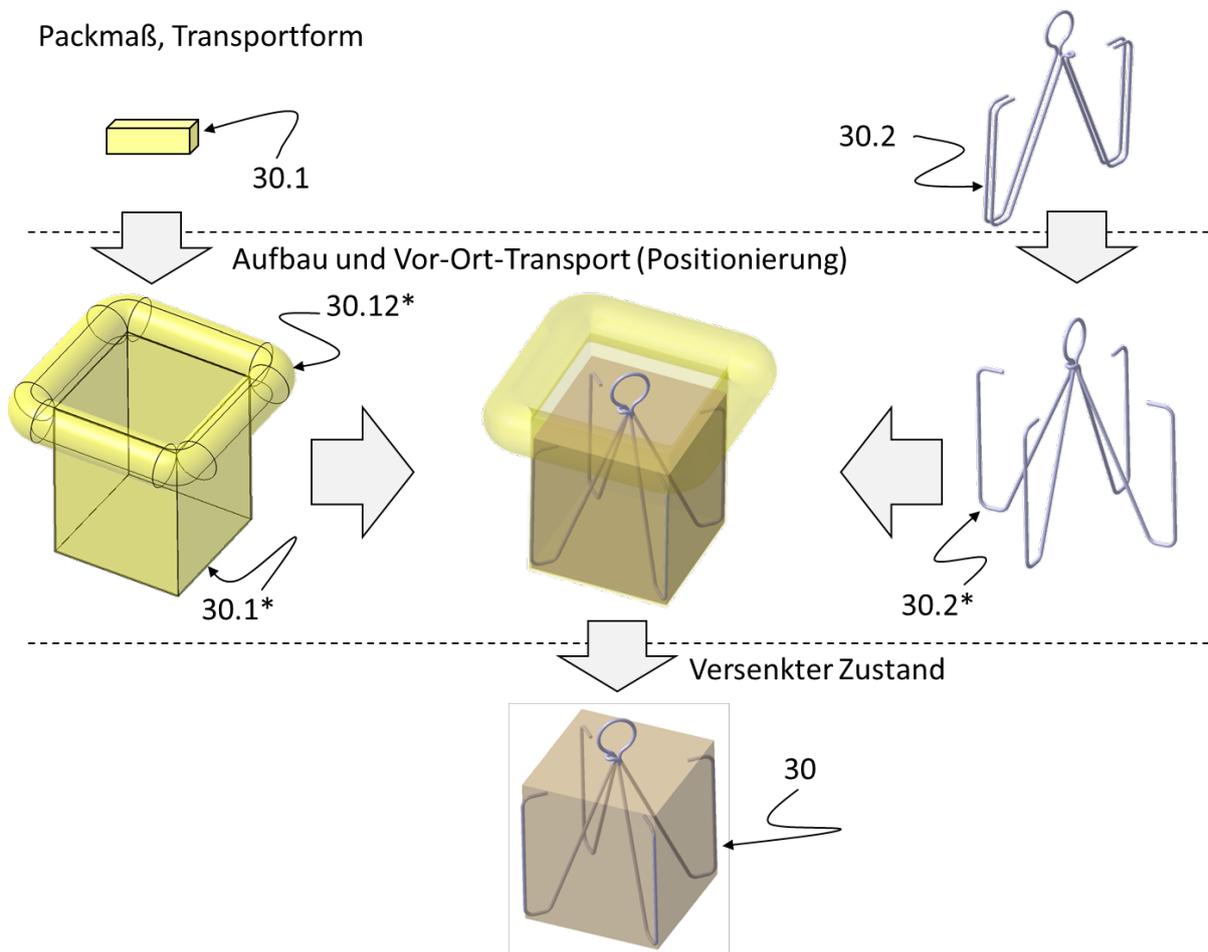


Abbildung 81: Transport, Herstellung und versenkter Zustand am Beispiel eines quadratischen Muringsteins
 Quelle: Eigene Darstellung. 30) Muringstein; 30.1) unaufgeblasene Tasche in Transportform; 30.1*) aufgeblasene Tasche; 30.12*) aufgeblasene Taschenoberseite; 30.2) Bewehrung

Für die Auslieferung kann die Tasche durch ihr geringes Gewicht und Volumen sehr leicht gepackt werden (30.1). Ebenfalls kann die Bewehrung je nach Auslegung sehr platzsparend transportiert werden (30.2). Die Muringsteine werden im Wasser in den bereits aufgeblasenen Taschen (30.1*) hergestellt. So muss ihr Gesamtgewicht zu keiner Zeit aus dem Wasser gehoben werden und sie können im Wasser leichter geschleppt werden. Für die Herstellung der Muringsteine wird die Bewehrung aufgeklappt (30.2*) und in die aufgeblasene Tasche eingesetzt. Beide Komponenten

stabilisieren sich dabei wechselseitig. Spätestens nach diesem Schritt muss der Aufbau ins Wasser gesetzt werden. Dies sollte an einem Peer oder von einem Boot aus geschehen und in einer Wassertiefe, die größer ist als die Taschentiefe. An der Wasseroberfläche schwimmend wird für den weiteren Aufbau flüssiger Beton in die Tasche eingebracht (30.3*). Nach der Aushärtung des Betons wird der schwimmende Aufbau gemeinsam mit der an ihm befestigten Ankerkette, Schwimmboje und gegebenenfalls elektrischen Anbindung an den genauen Ort der Verankerung geschleppt und versenkt (vgl. Kapitel 4.1.2). Dort erfüllt der versenkte Muringstein dann seine typische Verankerungsfunktion.

Die Tasche kann quadratisch, zylindrisch oder je nach Bedarf anderweitig geformt sein. Sie wird aus hochfestem Polymerfaserstoff oder ähnlichen Materialien hergestellt, wie sie beispielsweise bei Raftingbooten zum Einsatz kommen. Voraussichtlich ist der einfachste Aufbau eine schlauchförmige, sich nach unten leicht erweiternde Tasche, die an ihrer unteren Seite wie ein Wurstende zugeschnürt ist. Dieser Aufbau erscheint am kostengünstigsten und erlaubt es, den Muringstein einfach versenken zu können, ohne die Tasche zu verlieren.

4.3 Reengineering und Cost-Down

Dieses Kapitel stellt heraus, auf welche Weise das bereits bestehende Produkt „Wellenkraftwerk“ in der neuartigen Umsetzung optimiert wird. Grundsätzlich geschieht dies durch die zwei teilweise miteinander zusammenhängenden Maßnahmen Reengineering und Cost-Down.

Das Reengineering soll Funktionen verbessern, bestehende Auslegungen optimieren oder bestimmte Aufbauten durch besser geeignete ersetzen. Das Ziel sind bessere Wirkungsgrade, eine längere Haltbarkeit und Kostensenkungen. Im Idealfall wird eine Kombination aus allen drei Vorteilen erreicht. Wie der Name schon sagt, haben die hierunter gefassten Maßnahmen immer mit technischer (Neu-)Entwicklung zu tun.

Das Cost-Down betrifft dagegen rein finanzielle Aspekte und zielt meist auf die Reduzierung von Komponentenkosten ab. Klassischerweise geschieht dies hauptsächlich durch die Anpassung und Optimierung von Produktionsprozessen. Dennoch können auch Maßnahmen, die etwa den Aufbau oder die Austauschbarkeit von Komponenten verbessern, die Betriebskosten senken. Dies hat ebenfalls zur Folge, dass das Produkt für den Kunden attraktiver wird, wodurch ein ähnlicher Effekt erzielt wird wie durch günstigere Komponenten. Des Weiteren besteht speziell beim Einkauf in steigenden Stückzahlen und in der Entwicklung von Komponentenaufbauten, die von vielen unterschiedlichen Firmen hergestellt werden können, großes Potential für Cost-Down.

4.3.1 Realisierte und geplante Optimierung

Beim bisher realisierten Cost-Down handelt es sich um technische Änderungen oder verbesserte Lösungen, die die Kosten stark senken. Die Basis für die angenommene Kostenreduzierung ist der festgestellte Stand der Technik. Außerdem kann bereits heute ein Cost-Down gegenüber dem ersten selbst entwickelten Prototyp dargestellt werden. Maßgeblich ist jedoch das realisierte Cost-Down dem Stand der Technik gegenüber.

Zentrale Bausteine der Reengineering- und Cost-Down-Strategie

Da das Cost-Down der Unique Selling Point (USP) für die Stromgestehungskosten ist, stützt sich die Technologie auf vier Haupterrungenschaften, die teilweise im Einzelnen, teilweise aber auch in der Kombination neu sind und in Bezug auf die Kosten substantielle Vorteile mit sich bringen:

Flexible Dimensionierung: Dadurch, dass die Größe der Anlage flexibel dimensioniert werden kann, kann dem Kunden immer die optimale Größe für die gewünschte Versorgung zur Verfügung gestellt werden. So spart der Kunde die Kosten für zu große Anlagen, während gleichzeitig durch Anbau zusätzlicher Module jedem Anspruch an die gewünschte Versorgungsgröße nachgekommen werden kann.

Homogenisierte Stromproduktion durch Multi-Punktabsorber-Aufbau: Bei gegebenem Wellengang homogenisiert der Aufbau mit vielen einzelnen Punktabsorbern schon bei kleinen Kraftwerken stark die Stromerzeugung. Dies reduziert die benötigte Menge an Ersatzleistung beziehungsweise die Kosten für ansonsten erforderliche Stromspeicher.

Sehr geringe Transportkosten: Der modulare Aufbau erlaubt es, dass ausnahmslos alle Komponenten des Kraftwerks in ISO-Containern transportiert werden können und so unabhängig vom Ort ihrer Herstellung sind. Dieser Ansatz ist in dem Bereich der Wellenenergietechnik neu: Bislang ist keine derartige Technologie bekannt, die ebenso flexibel und günstig an beliebige Orte auf der Welt gebracht werden kann. Dieser Vorteil betrifft genauso die Ersatzteillieferung, die dadurch ebenfalls deutlich vereinfacht wird.

Sehr geringe Wartungskosten: Durch den modularen Aufbau ist auch der erwartete Wartungsaufwand vergleichsweise niedrig. Denn zum einen sind die einzelnen Komponenten wegen ihrer geringen Größe und ihrer vielfachen Verwendung in einem einzigen Kraftwerk relativ klein und günstig. Kraftwerksbetreiber können so ohne großen Kosten- und Lageraufwand von jeder Komponente mehrere Stück für Wartungsarbeiten vorhalten. Bei Komponentenversagen können sie dann vor Ort schnell reagieren und die defekten Komponenten austauschen oder gegebenenfalls nachbestellen. Gleichzeitig führt das Versagen von einzelnen Modulen durch den kleinteiligen Aufbau nicht zu einem Ausfall des Kraftwerks, sondern es reduziert sich nur die anteilig erzeugte Energiemenge des defekten Moduls. Zudem können die meisten Wartungen von Einzelkomponenten während des normalen Kraftwerksbetriebes geleistet werden. Zu guter Letzt sind alle Modul-Komponenten leicht zugänglich und können ohne den Einsatz größerer Maschinen ausgetauscht werden.

Stromerzeugung im Lineargenerator

Die Stromerzeugung im hierfür entwickelten Lineargenerator ist der wesentliche Treiber des Cost-Down im Vergleich zum Stand der Technik. Da es vielerlei Konzepte gibt, die eine sinusförmige, langsame Linearbewegung – vor und zurück – verstromen sollen, bedarf es einer Beschreibung der Alternativen, um die System- und Kostenvorteile des Lineargenerators zu erkennen. Die Konzepte zur Umwandlung teilen sich im Wesentlichen auf in zwei Ansätze.

Zum einen arbeiten einige der Technologien mittels hydraulischen Pumpen, die Hydraulikmotoren mit angeflanschem Generator antreiben. Dieses Konzept hat den Vorteil, dass es relativ günstig sowie langjährig erprobt ist und sehr große Kräfte aufnehmen kann. Hydrauliksysteme sind jedoch nicht dauerhaft gegen Lecks geschützt, was speziell bei maritimen Anwendungen hohe Kosten für Wartung und Absicherung mit sich bringt, die sogar das Aus für ein Projekt bedeuten können (Drew et al., 2009, S. 894f.).

Auch wenn Bagger eine gänzlich andere Anwendung eines hydraulischen Systems darstellen, können die Erfahrungen mit diesen Geräten als Vergleich herangezogen werden. So verliert ein großer Liebherr-Bagger mit ca. einem Kubikmeter Hydrauliköl in Langzeittests pro 1.000 Betriebsstunden ca. 50 Liter Öl (Theissen, 2007, S. 323). Von Wellenenergie-Experten wird Hydraulik daher als nicht

zukunftsträchtig angesehen. So ist Frank Neumann, stellvertretender Direktor des portugiesischen Wave Energy Center (WavEC), überzeugt, „dass Ölhydraulik tatsächlich keine Lösung ist, in der wir große Zukunftsfähigkeit sehen“ und berichtet: „Auf unserem eigenen ‚Kraftwerks-Fossil‘ auf Pico (Azoren) haben wir sehr schmerzhaft Erfahrungen mit Hydrauliksystemen gemacht, die laut ‚Experten‘ zwar immer hundertprozentig dicht sind, aber dann eben doch immer Öl verlieren“ (Neumann, 2009 [Rechtschreibung des Forumskommentars angepasst]).

Nachteilig ist außerdem der sehr geringe Gesamtwirkungsgrad der Hydraulikmotoren. Allein die zusätzlichen Verluste von Hydropumpe und Hydromotor addieren sich bei den typischen Komponenten von Mannesmann Rexroth, die auch heute noch Stand der Technik sind, auf 28 bis 36 Prozent, wobei hier große Rohrleitungsverluste noch gar nicht mit berücksichtigt sind (Hatami, 2000, S. 7). Andere Generatoren- und Elektroverluste, mechanische sowie hydrodynamische Verluste tragen darüber hinaus zum verringerten Wirkungsgrad bei. Dies macht hydraulische Systeme – neben den anderen substantiellen Nachteilen der Festigkeit und der Umweltsicherheit im Betrieb – sehr teuer.

Die Alternative ist das einfache Prinzip von Linearmotoren, die als Zylinderspule (Solenoid), in Einzelkamm- oder Doppelkamm-Bauform oder auch ummantelt und umgebaut als Generator dienen (Babiel, 2009; Schröder, 2009, S. 78f.). Forschende verfolgen diese konzeptionellen Ansätze an diversen Universitäten, etwa an der Politechnico Torino, wo induktive Lineargeneratoren entwickelt werden (Pirisi et al., 2009). Am Lehrstuhl für Verbrennungskraftmaschinen (VKA) an der RWTH Aachen wird sogar versucht, die Kraft der Welle über supraleitende Induktionsspulen bei Temperaturen nahe dem Nullpunkt in Strom zu wandeln (Keysan & Mueller, 2012).

Die in der vorliegenden Entwicklung angestrebte Lösung besticht gegenüber den beschriebenen Lösungen in vielerlei Hinsicht. Erstens kann das beschriebene Rollensystem die gesamte Linearführung übernehmen. Es wird keine weitere Lagerung oder Führung benötigt. Des Weiteren ist die Führung nicht gleitend, sondern rollend gelagert, was die Reibverluste minimiert, die Abnutzung stark senkt und so den Wirkungsgrad steigert. Die Rollenverbindung, die die Linearführung bildet, funktioniert nach dem Rad-Schiene-Prinzip, benötigt keine Schmierung und muss nicht gegen die Umgebung abgeschirmt werden, was Kosten senkt und die Langlebigkeit steigert. Die Rollen, über die die Linearführung erfolgt, sind Nabengeneratoren aus dem E-Bike-Bereich, die in sehr ähnlicher Form schon heute als Massenprodukt am Markt erhältlich sind. Die hier herrschende Anbietervielfalt und die großen Stückzahlen, die in bestehenden Maschinenparks verbaut sind, sprechen für sehr günstige Preise und die gute Versorgungssicherheit der Generatoren.

Aus dem ersten Prototyp abgeleitete Erfahrungen

Ein erster Prototyp, der im folgenden Kapitel 4.4 im Detail vorgestellt wird, wurde als Machbarkeitsnachweis bereits gebaut und getestet. Auch wenn dieser Prototyp eher als Funktionsmodell angesehen werden kann, konnten daraus einige wertvolle Erfahrungen gewonnen werden. Für die nächsten Prototyp konnten hieraus schon Änderungen vorgenommen werden, die entweder den Aufbau erleichtern oder vergünstigen, Komponenten vergünstigen oder beide Effekte kombinieren. Im Folgenden werden die direkten Optimierungen beschrieben, die sich aus der Entwicklungserfahrung aus dem ersten Prototyp ableiten.

Vereinfachte aufblasbare Auftriebskörper

Im Prototyp sind Autoreifen mit Felge mit der Hubstange über einen geschweißten Flansch verschraubt, wobei die Felge als Verbindung zum Auftriebskörper dient. Da sich der luftgefüllte

Auftriebskörper bewährt hat, ist für die kommende Kraftwerksgeneration ebenfalls ein aufblasbarer Auftriebskörper geplant. Dieser soll jedoch eine Tasche haben, in die die Hubstange gesteckt wird, so dass die Tasche allein durch den Druckaufbau des Auftriebskörpers beim Aufblasen mit der Stange verbunden wird. Es wird eine verbindende Felge oder Ähnliches eingespart, so dass der Auftriebskörper für den Transport noch einmal extrem verkleinert werden kann. Auch die Hubstange kann reines Stranggussmaterial sein, an das kein Flansch mehr geschweißt werden muss. So werden auch keine Kleinteile wie Schrauben oder sonstige Werkzeuge benötigt. Insgesamt werden durch diese Verbesserungen die Komponentenkosten deutlich vergünstigt und Transport, Montage, Aufbau und Wartung signifikant vereinfacht.

Rollende Lager statt Gleitlager

Die Hubstange wird im Prototyp noch durch ein Messing-Gleitlager geführt. Für die kommende Kraftwerksgeneration ist eine rollende Lagerung im Lineargenerator geplant, wodurch mindestens zwei Gleitlager kostensenkend eingespart werden können. Die rollende Lagerung mindert den Verschleiß und die mechanische Reibung, die bei den Gleitlagern beobachtet wurde, und steigert so den Wirkungsgrad der Anlage. Ein weiterer Vorteil der rollenden Lager ist, dass keine zusätzlichen Bearbeitungsschritte an Ober- und Unterseite der Generatoren benötigt werden, wie sie zur Fixierung von Gleitlagern erforderlich sind.

Zugfeder oder elektrische Federung statt Druckfeder

Im Prototyp ist eine Druckfeder auf die Hubstange aufgefädelt, die den Generator und die damit verbundenen gefederten Aufbauten gegenüber dem Auftriebskörper stützt. Da die Druckfeder bei voller Einfederung immer noch eine gewisse Länge – im Prototyp ca. 0,5 Meter – hat, muss die Hubstange mindestens um diesen Betrag länger ausgelegt werden. Des Weiteren windet sich die geführte Druckfeder an der Hubstange, was zu starker Reibung und Verschleiß beim Ein- und Ausfedern führt. Für die kommende Kraftwerksgeneration ist daher der Einbau einer Zugfeder seitlich der Generatoren geplant. Alternativ wird überlegt, ob der Lineargenerator gleichzeitig als elektrische Feder eingesetzt werden kann.

Die Zugfeder soll zwischen der Unterseite des Generators und der Oberseite der Hubstange eingesetzt werden, so dass sich die Hubstange vollständig entlang des Lineargenerators heben kann. Weil die Hubstange dadurch kürzer sein kann, werden Material und Kosten eingespart. Da die Zugfeder außerdem mit Vorspannung aufgehängt ist, läuft sie frei und reibt in der Auf- und Ab-Bewegung nirgends. Der Verschleiß sinkt dadurch deutlich und der Wirkungsgrad des Kraftwerks steigt.

Sollte eine elektrische Federung über die Generatoren möglich sein, könnten darüber hinaus mehrere entscheidende Vorteile erzielt werden: Da auf eine mechanische Feder vollends verzichtet werden könnte, müssten an keinem Bauteil der Hubstange oder des Lineargenerators Aufhängungspunkte für die Feder berücksichtigt werden. Gegebenenfalls könnten auch die oberen und unteren mechanischen Anschläge überflüssig werden, wenn diese elektrisch geregelt sind. Elektrische Federn ermüden nicht und sind per definitionem dauerfest. Durch eine elektrische Federung könnte zudem im Sturmfall die gesamte Anlage abgesenkt werden, so dass sie besser vor Sturmbeschädigungen geschützt wäre.

Wesentlicher Vorteil einer elektrischen Federung wäre, dass die Federkennlinie beliebig auf das vorliegende Wellenspektrum optimiert werden könnte: So könnte beispielsweise eine horizontale Federkennlinie erzeugt werden, so dass sich der Hubweg der Hubstange nicht durch die sich ändernde Federkraft verkürzt. Der Nutzungsgrad und Wirkungsgrad der Anlage könnten damit voraussichtlich

stark erhöht werden. Unklar ist noch, ob und zu welchen Kosten die elektrische Federung in der Praxis umsetzbar ist und ob sie etwa in der ohnehin geplanten Regelung über Microcontroller programmierbar ist. Zwar kann eine elektrische Federung nicht verlustfrei arbeiten, entscheidend ist jedoch für die Beurteilung des Erfolgs, ob die Verluste der elektrischen Federung durch zusätzliche Stromerlöse einer optimierten elektrischen Feder-Dämpfung im Kraftwerk kompensiert oder gar überkompensiert werden können.

Gesteckte statt verschweißte Verbindungsstangen

Im Prototyp sind die Verbindungsstangen zwischen den Modulen Aluminiumrohre, an deren Enden ein Flansch verschweißt ist. Die Verbindungsstangen werden mit dem Gegenflansch an den Generatoren verschraubt. Für die kommende Kraftwerksgeneration ist geplant, nur geschnittene Rohre als Verbindungsstangen zu verwenden und auf angeschweißte Flansche zu verzichten. Die Verbindungsrohre werden dazu auf einen Dorn an den Generatoren aufgesteckt. Sie arbeiten nur auf Basis von Druck und dienen nicht der Zugstabilität, die stattdessen durch Seilverspannungen zwischen den Modulen erreicht wird: Sie hindern die Verbindungsrohre daran, aus dem Dorn abzurutschen. Die so geänderte Anbindung reduziert die Kosten für die im Kraftwerk verwendeten Verbindungsstangen stark, denn sowohl auf der Generatorseite als auch auf der Stangenseite kann auf angeschweißte Flansche verzichtet werden. Pro Rohr werden so vier Flansche eingespart, pro Modul 16 Flansche. Auch der Aufbau des Kraftwerks wird durch diese Maßnahme deutlich vereinfacht, da keine Bolzen oder Schrauben mehr benötigt werden, um die Verbindungsstangen zu montieren.

Spanngurte statt Stahlseile

Die Verbindungsseile des ersten Prototyps sind aus Edelstahl und bestehen aus dem Seil, den Umlenkgliedern, zwei Schäkeln, einem Seilspanner und mehreren Seilklemmen. Der Aufbau der Stahlseile ist entsprechend aufwändig und teuer. Für die kommende Kraftwerksgeneration werden die Verbindungsseile daher durch Gurte ersetzt. Dazu werden beide Enden eines überlangen Gurts zu einer Schlaufe umgenäht. Die Generatorfedern an den Generatoren bekommen Ausschnitte, in die die Schlaufen der Gurte eingehängt werden. Um die haltende Spannung zwischen den Modulverbindungen aufzubauen, werden die Gurte über einen aufgesetzten Gurtspanner gespannt, wie er von handelsüblichen Spanngurten bekannt ist. Zu jedem Modul werden in der Regel 16 Verbindungsseile geführt. Gegenüber Stahlseilen sind diese Spanngurte um ein Vielfaches günstiger und deutlich leichter aufzubauen, da sie nur eingehängt werden müssen. Das Gurtmaterial ist Kunststoff, wodurch der Gurt sehr witterungsbeständig ausgelegt sein kann. Die deutlich günstigeren Kosten der Gurte und die längere Lebensdauer senken somit die Investitions- und Wartungskosten deutlich.

4.3.2 Potentielle weitere Optimierung

Wie im vorangegangenen Kapitel 4.3.1 beschrieben wurde, können die Kosten eines Kraftwerks mit steigenden Stückzahlen deutlich gesenkt werden. Der Grundstein der Massenfertigbarkeit ist durch die Konzipierung des Kraftwerks bereits gelegt und deshalb dem realisierten Cost-Down zugeordnet. Downsizing und Simplification sind jedoch auch für die Zukunft im Hinblick auf Massenfertigbarkeit maßgebende Ziele: Denn je mehr potentielle Lieferanten eine Komponente herstellen können, desto besser und einfacher können Kosten und Lieferbedingungen, aber auch Qualitätsmerkmale der Komponenten optimiert werden. Des Weiteren steigt die Unternehmenssicherheit, wenn die Lieferanten austauschbar sind. Um das große Cost-Down- und Optimierungspotential so weit wie möglich zu heben, soll grundsätzlich auch in Zukunft versucht werden, Komponenten konstruktiv zu

vereinfachen, Materialien unter Kosteneinsparung auszutauschen oder die Wirtschaftlichkeit des Kraftwerks durch funktionelle Änderungen zu optimieren. Ausgenommen hiervon ist die allgemeine Dimensionierung, die für unterschiedliche Anwendungsfälle grundsätzlich ein unterschiedliches Optimum hat.

Große Potentiale für weiteres Reengineering und Cost-Down ist die synergetische Nutzung des Kraftwerks mit anderen Funktionseinheiten. Als Erstes steht hier die synergetische Nutzung im Verbund mit Offshore-Windkraftanlagen. Schon heute ist die Integration von Wellenkraftanlagen in Offshore-Windparks geplant (vgl. Kapitel 3.2.3 zu NEMOS). Genauso könnte ein Wellenkraftwerk jedoch auch als Fundament für Offshore-Windkraftanlagen dienen: Die Trägerstruktur eignet sich wegen ihrer Wankdämpfung ideal für synergetische Aufbauten und kann als Plattform oder Insel eingesetzt werden, die gleichzeitig Energie produziert. Ähnlich wie die Fundamente von Windkraftanlagen könnte das Kraftwerk in umströmten Gebieten auch zusätzlich mit Strömungsturbinen ausgestattet werden, die unter der Wasseroberfläche angebracht werden. Auf der Kraftwerksplattform könnten wiederum Fisch- oder Muschelfarmen, wissenschaftliche Arbeitsplattformen oder auch Gebäude aufgebaut werden.

Eine grundsätzlich zu meisternde Herausforderung bei der Optimierung von Wellenkraftwerken ist – wie auch bei Wind- und Sonnenkraftwerken – die von den natürlichen Bedingungen abhängige wechselnde Verfügbarkeit von Strom, denn optimalerweise stellt ein Kraftwerk bedarfsgerecht Strom oder Leistung bereit. Für die ineffiziente Produktion von überschüssigem Strom ist ein Lösungsansatz beispielsweise, die Energie zur Wasseraufbereitung bzw. Meerwasserentsalzung zu nutzen (Serna & Tadeo, 2013). Genauso könnten elektrische Systeme eingesetzt werden, die überschüssige Energie für spätere Verwendung speichern. Indem etwa jedes Modul mit einer Schwungscheibe ausgestattet würde, könnten die kurzfristigen Stromschwankungen durch die Wellen verkleinert werden. Alternativ könnten auf hoher See große Gewichte über eine Seilwinde an ein Kraftwerk gehängt werden, die durch überschüssige Energie angehoben werden und die dadurch aufgenommene Energie später durch Absenken wieder abgeben können. Ähnliche Ideen wurden schon mit verschiedenen Patenten gewürdigt, unter anderem für ein „Mechanisches Hubspeicherkraftwerk“ (Mathieu, 2000).

Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass bei erfolgreicher Einführung des Kraftwerks nach dem heutigen Prinzip ein vielfältiges Variationspotential entsteht, durch das weitere Optimierungen und Möglichkeiten für synergetische Anwendungen entwickelt werden können. Die Vorteile der Kombination mit anderen Nutzungsformen können dabei in beide Richtungen wirken: Eine aufgesetzte Muschelfarm könnte das Kraftwerk beispielsweise nutzen, um auch in Gebieten mit höherem Wellenaufkommen Muscheln züchten zu können. Gleichzeitig könnten die ins Wasser reichenden Muschelstränge die Oberkonstruktion des Kraftwerks zusätzlich dämpfen und damit eine höhere Relativbewegung gegenüber den Punktabsobern erzeugen.

4.4 Technische Weiterentwicklung des neuartigen Wellenkraftwerks

4.4.1 Erster Prototyp

Der erste Prototyp der neuartigen Wellenkraftanlage dient vor allem der Veranschaulichung des Vorhabens, da das Prinzip bisher in der Praxis noch unbekannt ist. Das Modell stellt auf einfache Weise den grundsätzlichen Aufbau dar und beweist das Funktionsprinzip im Versuch. Der 3x3-Module-Aufbau bildet die theoretisch kleinste mögliche Anlage, die jedoch für einen späteren wirtschaftlichen Betrieb noch zu klein ist.

Bei dem ersten Prototyp des Wellenkraftwerks (Abbildung 82) handelt es sich um einen Aufbau im Maßstab von etwa 1:4 bis 1:2 im Vergleich zu zukünftigen Anlagen für Schwachwellengebiete wie der Nordsee. Für Starkwellengebiete wie die Küsten Portugals oder die Westküsten Irlands werden größere Anlagen benötigt, so dass der Prototyp in Bezug darauf voraussichtlich einen Maßstab von etwa 1:6 bis 1:10 hat.

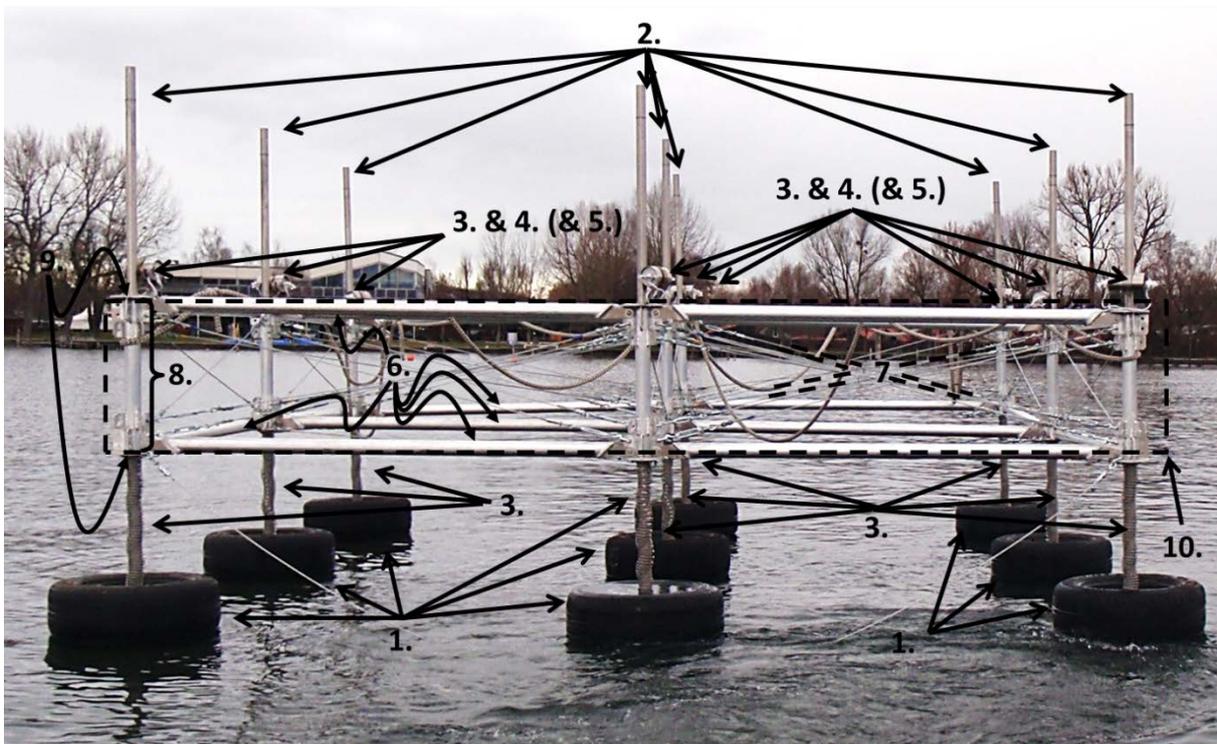


Abbildung 82: Erster Prototyp schwimmend im Starnberger See am 23.12.2011

Quelle: Eigenes Foto und Darstellung. 1.) Auftriebskörper, 2.) Hubstangen, 3.) Generatorfeder, 4.) Generator und Demonstrationslämpchen, 5.) Regelungs- und Leistungselemente (nicht im Prototyp verbaut), 6.) Querstangen und Verbindungsstangen, 7.) Verbindungsseile, 8.) Modulkörper, 9.) ungefederte Oberkonstruktion, 10.) gefederte Oberkonstruktion

Die Entwicklung des Prototyps erfolgte mit einfachsten Mitteln in der privaten Garage. Die einzelnen Komponenten wurden in einem CAD-Programm aufgebaut, dann in Zeichnungen abgeleitet und schließlich entweder eigengefertigt oder in Fertigung gegeben. Schon der erste Prototyp wurde stets unter Berücksichtigung der späteren wirtschaftlichen Kommerzialisierung entworfen und aufgebaut. Außer zur Stromerzeugung wurde er dazu hinsichtlich der in Kapitel 4.1.2 genannten Kriterien wie beispielsweise einfachem Aufbau sowie kostengünstiger, robuster und einfach zu wartender und zu transportierender Komponenten optimiert. Im Folgenden werden die einzelnen Aspekte und Komponenten des ersten Prototyps beschrieben und dargestellt.

Beim Aufbau wurden nur Gleichteile verwendet, jedes Modul kommt also mit den gleichen Komponenten aus. Weiterhin wurde darauf geachtet, dass die Einzelteile, wenn möglich, einfach beziehbare Normteile sind, um die Anlage auf Massenfertigbarkeit zu optimieren.

Insgesamt hat das Modell folgende Hauptkomponenten, die auch in Abbildung 82 (S. 119) zu sehen sind:

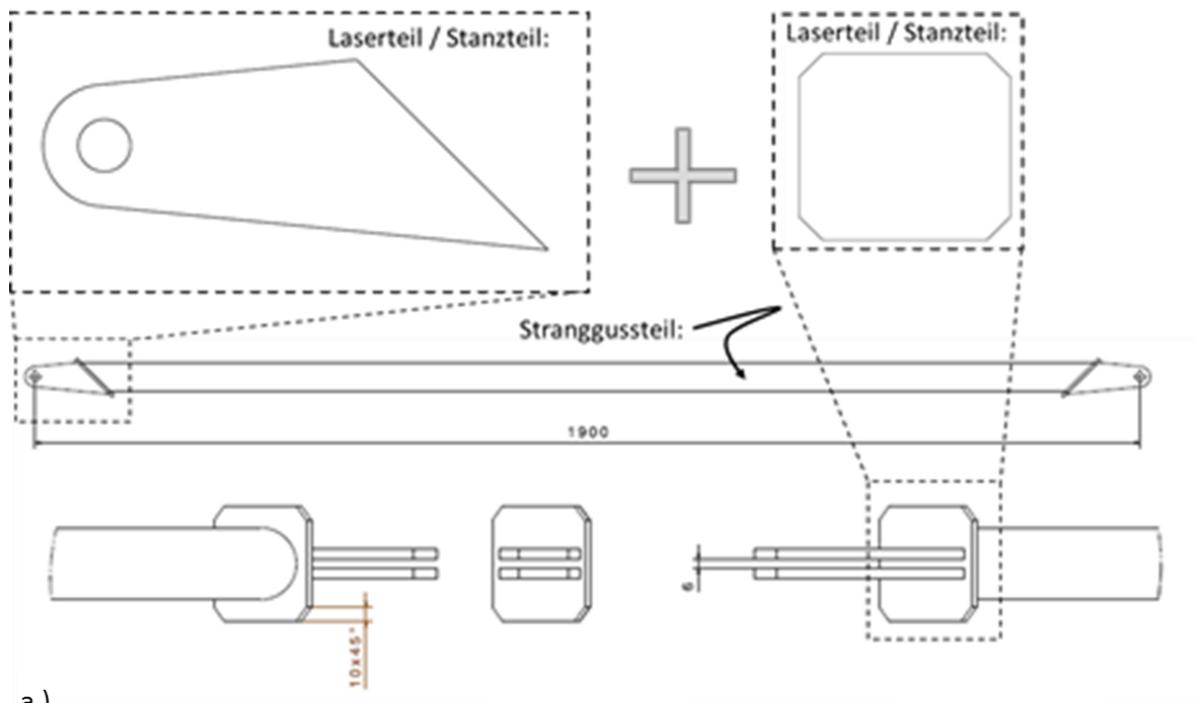
- Modul
 - Führung (9)
 - Federelement (3)
 - Generator mit Demonstrationslämpchen (4)
 - Modulkörper (8)
 - Gleitlager (9)
- Auftriebselement
 - Ausgeschäumte, verbundene Zwillingsreifen (1)
 - Hubstange mit Reifenaufnahme (2)
 - Hauptfeder (3)
- Verbindungselemente
 - Verbindungsstangen (6)
 - Verbindungsseile aus Draht (7)
- Kleinteile (nicht dargestellt)
 - Schrauben
 - Muttern
 - Schäkel
 - Seilklemmen
 - Kauschen

Standardteile wie Rohre, Stahlseile, Reifen, Federn etc. konnten im technischen Einkauf erworben werden. Teilweise wurden jedoch auch mehrere Arbeitsschritte vorgenommen, um die Komponenten selbst herzustellen.

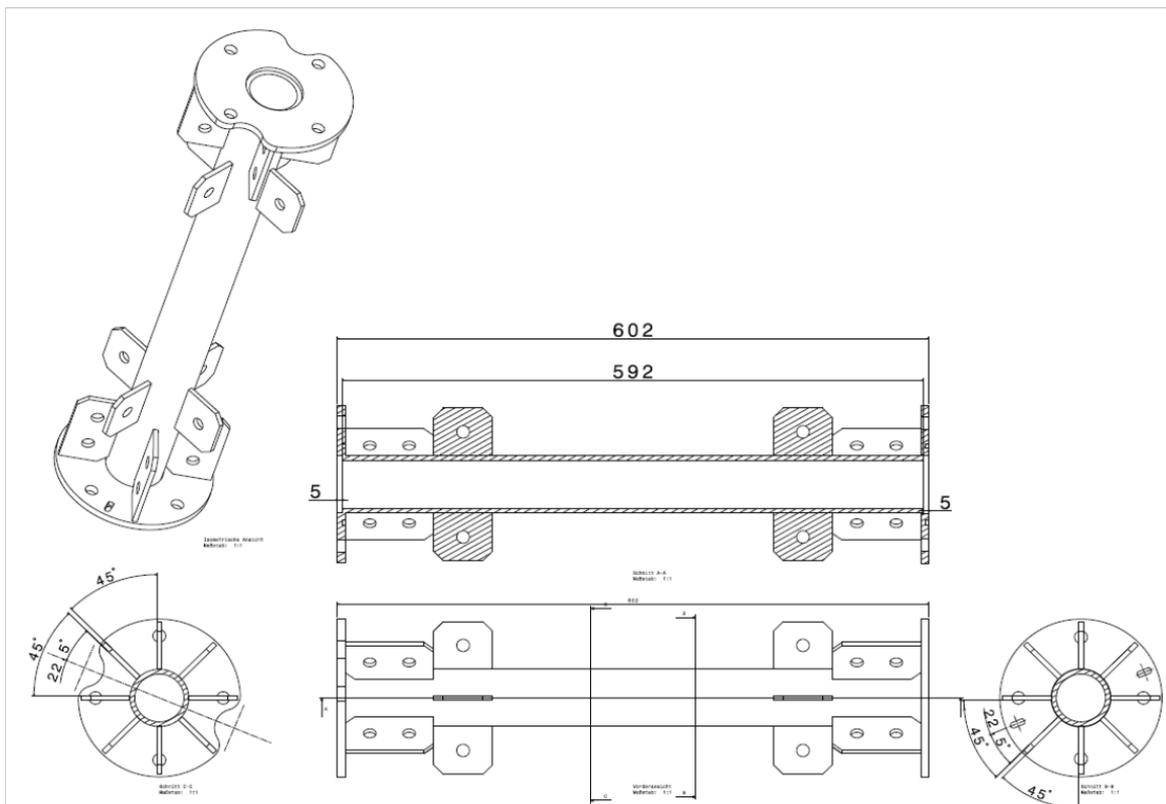
Zugeschnittene und geschweißte Komponenten

Die Modulkörper, Verbindungsstangen und Auftriebselemente wurden so entwickelt, dass sie für automatisierte Schweißanlagen geeignet sind. Sie bestehen jeweils aus Stranggussrohren mit einfach angeschweißten Formteilen aus lasergeschnittenem Metallblech. Für die Massenproduktion sind diese Metallblechteile auch leicht in einen Stanzprozess integrierbar.

Beispielhaft in Abbildung 83 (S. 121) dargestellt ist die Verbindungsstange (a.) des Prototyps und der Modulkörper (b.). Je zwei benachbarte Module im Prototyp wurden mit zwei Verbindungsstangen oben und unten beabstandet gehalten und über den Modulkörper fixiert. Quer verstrebt Seile (vgl. Abbildung 84, S. 122) erzeugen dabei eine stabile Verbindung. Die hier beispielhaft dargestellten Verbindungsstangen bestehen aus drei verschweißten Teilen, dem Stranggussteil (Rohr) und zwei unterschiedlichen Laser- bzw. Stanzteilen.



a.)



b.)

Abbildung 83: Zugeschnittene und geschweißte Komponenten des Prototypen

Quelle: Eigene Darstellung. a.) Verbindungsstange zwischen zwei Modulen für Ober- und Unterseite; b.) Modulkörper als zentrales Bauteil zum Anbau der Komponenten im Modul

Auch die Hubstange hat an der Unterseite einen angeschweißten ‚Teller‘ mit einem Fünfer-Lochkreis. Sie dient als Verbindungsflansch zu den Autoreifen, die im Prototyp die Auftriebskörper bilden.

Drahtseile

Die Drahtseile, die den Verwindungszug im Kraftwerks-Prototyp aufbringen, sind Standardkomponenten. Es gibt grundsätzlich zwei Arten von Drahtseilen, die sich nur in ihrer Länge unterscheiden (Abbildung 84): Die kürzeren Drahtseile verspannen zwei Module miteinander, um vertikale Niveausteifigkeit zu erreichen (I.). Die längeren Drahtseile verspannen ein Karree aus vier Modulen miteinander, so dass horizontale Anordnungssteifigkeit erreicht wird (II.).

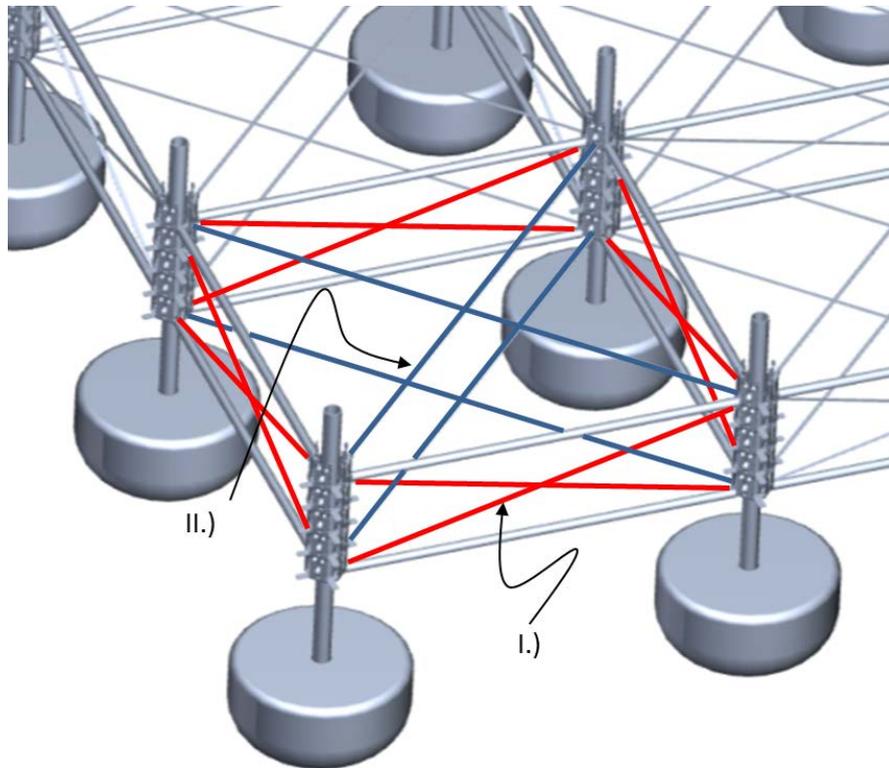


Abbildung 84: Drahtseile zur Stabilisierung der Verwindungssteifigkeit des Prototyps

Quelle: Eigene Darstellung. I.) vertikal stabilisierende Drahtseile; II.) horizontal stabilisierende Drahtseile

Werden die Drahtseile als eine einzige Komponente gesehen, muss jedes aus folgenden Teilen aufgebaut werden (Abbildung 85, S. 122): a.) ein Seil, b.) zwei Kauschen, c.) zwei Schäkkel, d.) ca. vier Drahtseilklemmen, e.) ein Seilspanner. Alle diese Teile sind Massenware und können problemlos und kostengünstig bezogen werden. Dennoch machte die recht hohe Anzahl an Einzelteilen pro Drahtseil die Seilkomponente zu einem aufwändigen Bestandteil des Kraftwerks-Prototyps.



Abbildung 85: Einzelteile der Spannseile des Prototyps

Quelle: Eigene Darstellung. a.) Drahtseil; b.) Seilkausche; c.) Schäkkel; d.) Drahtklemme; e.) Seilspanner

Auftriebskörper

Als Auftriebskörper wurden für den ersten Prototyp gebrauchte Autoreifen verwendet. Um die Auftriebskörper optimal zu dimensionieren, wurde zunächst das Gewicht berechnet, das sie anteilig tragen müssen. Bei einem Gewicht des Wellenkraftanlagen-Prototyps von 531 Kilogramm betrug der anteilige notwendige Modulauftrieb 59 Kilogramm. Die Daten von handelsüblichen Autoreifen ergaben, dass Reifen der Größe 205/65 R15 bei ausgeschäumtem Bremsattelraum etwa 66 Kilogramm Auftrieb haben. Davon wurde eine Sicherheit von 15% abgezogen, was 9 Kilogramm entspricht. Ein so ausgeschäumter Reifen kann insgesamt also ca. 57 Kilogramm im Wasser tragen. Für die Arbeit, die das Kraftwerk verrichten soll, benötigt es jedoch zusätzlichen Auftrieb. Entsprechend wurden weitere Reifen ergänzt, so dass die Auftriebskörper schließlich aus ausgeschäumten Zwillingsreifen aufgebaut waren. Ihr gesamter Auftrieb ergab somit ca. 114 Kilogramm, wovon anteilig etwa die Hälfte zur Stromgewinnung bei Wellengang vorgehalten werden kann (vgl. Tabelle 4).

Gefederte Massen	Gewicht [kg]		
Module (komplett)	53		
Querstangen (komplett)	112		
Seil (horizontal diagonal)	13		
Seil (vertikal diagonal)	10		
Seil (diagonal diagonal)	10		
Auftrieb für gefedertes Gewicht			
gesamt (9 Module)	197 (215 N)		
pro Modul	22		
Ungefederte Massen	Gewicht [kg]		
Hubstangen	59		
Federn	5		
Schwimmer	270		
Auftrieb für oszillierendes Gewicht			
gesamt (9 Module)	334 (364 N)		
pro Modul	37		
Benötigter Auftrieb	Gewicht [kg]		
gesamt (9 Module)	531 (579 N)		
pro Modul	59		

Auftriebskörper (Reifen 205/65 R15 mit ausgeschäumter Felge)	
Durchmesser [m]	0,64
Höhe [m]	0,21
Volumen [m ³]	0,066
Sicherheitsspielraum (15%) [kg]	-9

Auftrieb der Auftriebskörper	Gewicht [kg]
einfach	57
zweifach	114

Tabelle 4: Berechnung zum Gewicht des Prototyps und zur Auslegung der Auftriebskörper

Quelle: Eigene Darstellung.

Im Umkehrschluss kann die Differenz von knapp 540 Newton zwischen Gesamtauftrieb der Zwillingsreifen pro Modul (114 Kilogramm) und dem anteiligen Gewicht (59 Kilogramm) die maximale Kraft sein, die die Dämpfung und die Federkraft dem Auftrieb bei einer Aufwärtsbewegung entgegensetzen. Eine größere Kombination aus Dämpfung und Federkraft führt dazu, dass der Auftriebskörper nicht mehr mit der Wellenbewegung mitgeht und stattdessen in die Welle eintaucht. Insgesamt wirkt an der Position der Zwillingsreifen maximal eine auftriebsbedingte Kraft von ca. 682 Newton.

Biegeteile

Die Nabengeneratoren im Kraftwerks-Prototyp funktionieren bereits nach dem gleichen Prinzip wie im später geplanten kommerziellen Kraftwerk: Sie sind mit dem Modulkörper verbunden und werden gefedert an die Hubstange gedrückt. Hierfür dient beim Prototyp eine Generatorfeder aus Blech, die aus Federstahl lasergeschnitten wurde (Abbildung 86). Das Blech wurde dann kaltverformt, so dass es auf der einen Seite eine Flanschfläche mit Lochbild (18.1) bildet, die an den Modulkörper passt. Auf der anderen Seite hat es Haltetaschen (18.2) für die Generatoren, die gegenüber der Flanschfläche

gefedert gelagert sind und deren Federweg in Abbildung 86 gestrichelt angedeutet ist. In der Mitte befindet sich ein Durchlass (18.3) für die Hubstange.

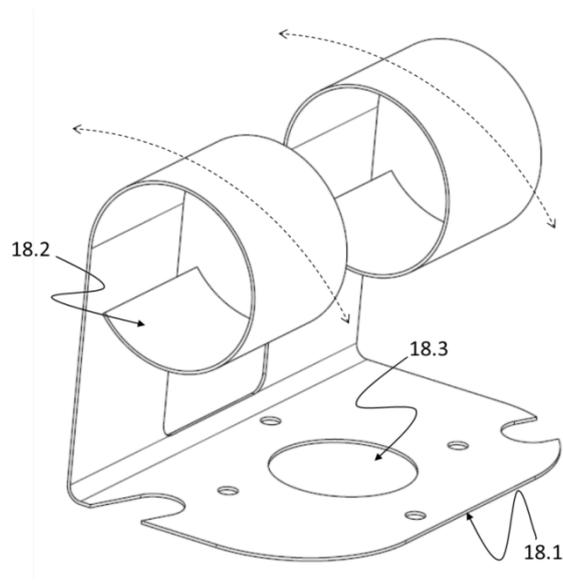


Abbildung 86: Kaltgeformtes Federelement zur gefederten Lagerung der Generatoren im Prototyp
 Quelle: Eigene Darstellung. 18.1) Flanschfläche mit Lochbild; 18.2) Haltetaschen für Generatoren; 18.3) Durchlass für die Hubstange

Das Federelement wird aus einem Stück hergestellt, ist mechanisch-funktional sehr einfach aufgebaut und damit sowohl robust als auch kostengünstig.

Gleitlager

Im ersten Prototyp des Wellenkraftwerks ist die Hubstange noch nicht rollend gelagert. Eine lineare Rollenlagerung zu finden, die für Außeneinsätze geeignet ist, ist nicht trivial: Im Handel sind Linearkugellager zwar erhältlich, sie sind jedoch entweder ungeeignet für den Außeneinsatz oder müssen extrem gut abgedichtet werden, was für den beabsichtigten Zweck nicht praktikabel wäre. Denn normalerweise werden rollende Linearführungen nur in vergleichsweise aufwändig zu errichtenden Achterbahnen auf Jahrmärkten oder für die lineare Rollenführung der Drahtseile von Skiliften verwendet. Für einen dauernden Einsatz in feuchter oder gar salzhaltiger Umgebung sind die Rollenlagerungen nicht optimiert. Entsprechend wurde die lineare Führung im Wellenkraftwerk über simple Messinggleitlager gelöst (Abbildung 87, S. 124). Gleitlager sind sehr robust, kostengünstig und massenfertigbar, müssen nicht unbedingt geschmiert werden und sind äußeren Einflüssen gegenüber unempfindlich. Nachteilig ist dennoch die erhöhte Reibung und der dadurch reduzierte Wirkungsgrad im Vergleich zu potentiell rollend gelagerten Linearführungen. Sie führt auch zu vergleichsweise hohem Abrieb und damit geringer Dauerfestigkeit der Reibflächen.

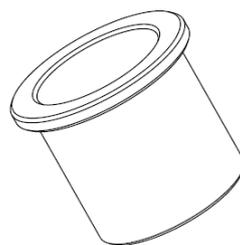


Abbildung 87: Gleitlager des Prototyps
 Quelle: Eigene Darstellung.

Nabengeneratoren

Die für das Modell eingesetzten Generatoren sind handelsübliche Nabengeneratoren für Fahrräder von Shimano (VR-Nabendynamo DH-3N20 Silber 6V/3W) mit aufgeschrumpften Edelstahl-Radreifen. Die Leistung der kugelgelagerten und spritzwassergeschützten Generatoren mit Aluminiumgehäuse wird vom Hersteller mit 3 Watt angegeben (vgl. Abbildung 88).

Um sie im Prototyp des Wellenkraftwerks einzusetzen, wurden ihre Speichenkränze zunächst auf einer Drehbank abgedreht und die Oberfläche mit einer einseitigen Stufe plan gezogen (18.5). So wurde ein zylindrischer Körper mit einseitigem Anschlag hergestellt. In einem parallelen Arbeitsschritt wurde ein Edelstahlrohr mit großer Wandstärke in kurze Ringe geschnitten. Die Innenseite der Ringe wurde ebenfalls auf einer Drehbank leicht untermaßig zum zylindrischen Körper des Generator-Aluminiumgehäuses plan gezogen. Die Außenseite wurde auf der Drehbank mit einer V-Nut versehen (18.6). Der Ring wurde schließlich heiß auf den Zylinder aufgeschrumpft. Für Demonstrationszwecke wurden dann aus Fimo-Modelliermasse und kleinen Lampenfassungen je zehn LED-Lämpchen am Generator angebracht (18.7). In der Obensicht auf das montierte Modul in Abbildung 88 sind außerdem noch die Haltetaschen des Federelements (18.2) zu sehen, die die Achsen der Generatoren halten (vgl. Abbildung 86, S. 124).

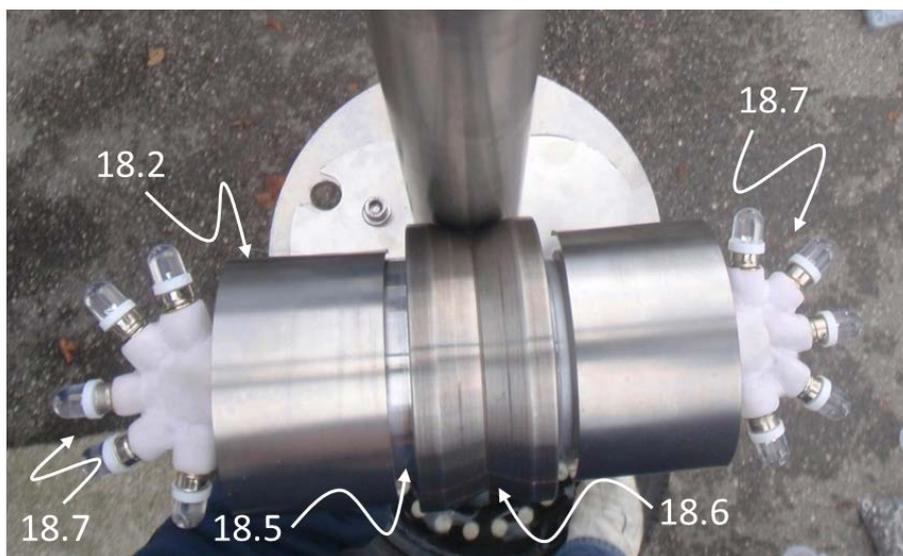


Abbildung 88: Obensicht des montierten Moduls mit Generatorfeder, Nabengenerator, Radreifen und Leuchtmittelkranz
Quelle: Eigenes Foto und Darstellung. 18.2) Haltetaschen des Federelements; 18.5) Speichenkränze; 18.6) V-Nut; 18.7) LED-Lämpchen

In der Prototyp-Ausführung ist der beschriebene Generatoren Aufbau noch recht aufwändig. Prinzipiell sind die Komponenten jedoch leicht massenfertigbar: Das Generatorgehäuse mit Radreifen kann später beispielsweise aus einem Stück hergestellt werden. Die Leuchtmittel wurden allein für Demonstrationszwecke an den Prototyp gebaut und werden in späteren Kraftwerksaufbauten durch die angestrebte Vernetzung im elektronischen Verbund ersetzt.

Der zu Beginn des Kapitels in Abbildung 82 (S. 119) dargestellte Prototyp beschreibt den Entwicklungsstand aus dem Jahr 2011. Alle Kernkomponenten wurden seither überarbeitet und wie teilweise beschrieben ausgetauscht. Es konnten durch Veränderungen der Verbindungstechnik der Trägerstruktur, der Auftriebselemente, der Verankerung und nicht zuletzt des Generators erhebliche Kostensenkungen von teilweise mehr als 90 Prozent erzielt werden.

4.4.2 Simulation und Validierung der technischen Auslegung

Excel-Simulation und MSC Adams-Mehrkörpersimulation

Im Folgenden dargestellt sind erste Berechnungen zur Kräftebemessung und Kraftausbeute des geplanten Wellenkraftwerks. Dazu wurden zunächst Simulationen zum Lastgang und zur potentiellen Kraftausbeute über Microsoft Excel durchgeführt. In einer späteren Simulation wurden die gleichen Eingabeparameter durch Dipl.-Ing. Mathias Schumacher vom Institut für Getriebetechnik und Maschinendynamik (IGM) der RWTH Aachen mittels MSC Adams-Mehrkörpersimulationsmodell validiert.

Die Wellenleistung richtet sich bei Simulationen nach dem ortsspezifischen Diagramm der Wellenhöhe (H_s) und Wellenfrequenz (T_e). Die Leistung für die primäre anströmende Welle wird über Formel 36 berechnet:

$$P_{[kW/m]} = \frac{pg^2}{64\pi} \cdot T \cdot H_s^2 \approx 0,49085 \cdot T \cdot H_s^2$$

Formel 36: Leistung der Welle

Quelle: Nielsen & Pontes (2010, S. 11).

Für die Leistung der Wasserwellen wurde beispielhaft das Messspektrum des Nordseestandortes 56,23° N, 2,03° E verwendet. Nach Formel 36 wurden die Leistungen aller möglichen dort vorkommenden Wellenarten mit Hilfe von H_s und T_e berechnet. Diese wurden mit der gemessenen Auftrittswahrscheinlichkeit auf Jahresstundenbasis multipliziert. Darüber wurde eine Matrix aufgebaut, die für diesen Standort zu jeder Welle die durchschnittliche Energiemenge über das Jahr verteilt wiedergibt.

Abbildung 89 (S. 127) zeigt die entstehende Matrix-Darstellung von Wellenleistung, Auftrittshäufigkeit und Energiemengen, die aus den Messdaten dieses Standorts berechnet wurde. Die erste Zeile der Matrix beschreibt immer die Wellenfrequenz in Sekunden. Die erste Spalte der Matrix beschreibt wiederum die Wellenhöhe. Die Zellenwerte in der Matrix sind die berechneten oder gemessenen Ergebnisse aus der Standortmessung.

Wellenleistung [kW/m]

H ₁ V _r [Power kW/m]	2,5	3,5	4,5	5,5	6,5	7,5	8,5	9,5	10,5	11,5	12,5	13,5	14,5	15,5
0,25	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5
0,75	0,7	1,0	1,2	1,5	1,8	2,1	2,3	2,6	2,9	3,2	3,5	3,7	4,0	4,3
1,25	1,9	2,7	3,5	4,2	5,0	5,8	6,5	7,3	8,1	8,8	9,6	10,4	11,1	11,9
1,75	3,8	5,3	6,8	8,3	9,8	11,3	12,8	14,3	15,8	17,3	18,8	20,3	21,8	23,3
2,25	6,2	8,7	11,2	13,7	16,2	18,6	21,1	23,6	26,1	28,6	31,1	33,5	36,0	38,5
2,75	9,3	13,0	16,7	20,4	24,1	27,8	31,5	35,2	38,9	42,6	46,3	50,1	53,8	57,5
3,25	13,0	18,1	23,3	28,5	33,7	38,9	44,1	49,3	54,5	59,6	64,8	70,0	75,2	80,4
3,75	17,3	24,2	31,1	38,0	44,9	51,8	58,7	65,6	72,5	79,4	86,3	93,2	100,1	107,0
4,25	22,2	31,0	39,9	48,8	57,6	66,5	75,4	84,2	93,1	102,0	110,9	119,8	128,7	137,6
4,75	27,7	38,8	49,8	60,9	72,0	83,1	94,2	105,2	116,3	127,4	138,5	149,6	160,7	171,8
5,25	33,8	47,4	60,9	74,4	87,9	101,5	115,0	128,5	142,1	155,6	169,2	182,7	196,3	209,8
5,75	40,6	56,8	73,0	89,3	105,5	121,7	137,9	154,2	170,4	186,6	202,9	219,1	235,4	251,6
6,25	47,9	67,1	88,3	106,5	124,6	142,8	160,9	179,1	197,2	215,4	233,5	251,6	269,8	287,9
6,75	55,9	78,3	105,5	123,0	145,4	167,7	190,1	212,5	234,8	257,2	279,6	301,9	324,3	346,6
7,25	64,5	90,2	123,7	141,9	167,7	193,5	219,3	245,1	270,9	296,7	322,5	348,3	374,1	399,9
7,75	73,7	103,2	137,7	162,1	191,6	221,1	250,6	280,1	309,6	339,0	368,5	398,0	427,5	457,0

P Welle = 234,8 kW / m

T_e = 10,5 m

Auftrittshäufigkeit [%·Jahresstunden]

H ₁ V _r [Auslastung/Jahr]	2,5	3,5	4,5	5,5	6,5	7,5	8,5	9,5	10,5	11,5	12,5	13,5	14,5	15,5
0,25	0,00%	0,40%	1,41%	3,71%	6,40%	9,20%	12,1%	15,0%	17,9%	20,8%	23,7%	26,6%	29,5%	32,4%
0,75	0,00%	0,40%	1,41%	3,71%	6,40%	9,20%	12,1%	15,0%	17,9%	20,8%	23,7%	26,6%	29,5%	32,4%
1,25	0,00%	0,40%	1,41%	3,71%	6,40%	9,20%	12,1%	15,0%	17,9%	20,8%	23,7%	26,6%	29,5%	32,4%
1,75	0,00%	0,40%	1,41%	3,71%	6,40%	9,20%	12,1%	15,0%	17,9%	20,8%	23,7%	26,6%	29,5%	32,4%
2,25	0,00%	0,40%	1,41%	3,71%	6,40%	9,20%	12,1%	15,0%	17,9%	20,8%	23,7%	26,6%	29,5%	32,4%
2,75	0,00%	0,40%	1,41%	3,71%	6,40%	9,20%	12,1%	15,0%	17,9%	20,8%	23,7%	26,6%	29,5%	32,4%
3,25	0,00%	0,40%	1,41%	3,71%	6,40%	9,20%	12,1%	15,0%	17,9%	20,8%	23,7%	26,6%	29,5%	32,4%
3,75	0,00%	0,40%	1,41%	3,71%	6,40%	9,20%	12,1%	15,0%	17,9%	20,8%	23,7%	26,6%	29,5%	32,4%
4,25	0,00%	0,40%	1,41%	3,71%	6,40%	9,20%	12,1%	15,0%	17,9%	20,8%	23,7%	26,6%	29,5%	32,4%
4,75	0,00%	0,40%	1,41%	3,71%	6,40%	9,20%	12,1%	15,0%	17,9%	20,8%	23,7%	26,6%	29,5%	32,4%
5,25	0,00%	0,40%	1,41%	3,71%	6,40%	9,20%	12,1%	15,0%	17,9%	20,8%	23,7%	26,6%	29,5%	32,4%
5,75	0,00%	0,40%	1,41%	3,71%	6,40%	9,20%	12,1%	15,0%	17,9%	20,8%	23,7%	26,6%	29,5%	32,4%
6,25	0,00%	0,40%	1,41%	3,71%	6,40%	9,20%	12,1%	15,0%	17,9%	20,8%	23,7%	26,6%	29,5%	32,4%
6,75	0,00%	0,40%	1,41%	3,71%	6,40%	9,20%	12,1%	15,0%	17,9%	20,8%	23,7%	26,6%	29,5%	32,4%
7,25	0,00%	0,40%	1,41%	3,71%	6,40%	9,20%	12,1%	15,0%	17,9%	20,8%	23,7%	26,6%	29,5%	32,4%
7,75	0,00%	0,40%	1,41%	3,71%	6,40%	9,20%	12,1%	15,0%	17,9%	20,8%	23,7%	26,6%	29,5%	32,4%

T_e = 5,5 s

H_s = 1,25 m

% = 9,39 % / Jahr

&

Wellenenergie [kWh/m und Jahr]

Calculated Average kW/m	20,5	30,5	40,5	50,5	60,5	70,5	80,5	90,5	100,5	110,5	120,5	130,5	140,5	150,5
H ₁ V _r [kWh/Jahr]	20,5	30,5	40,5	50,5	60,5	70,5	80,5	90,5	100,5	110,5	120,5	130,5	140,5	150,5
0,25	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
0,75	704	704	704	704	704	704	704	704	704	704	704	704	704	704
1,25	1.160	1.160	1.160	1.160	1.160	1.160	1.160	1.160	1.160	1.160	1.160	1.160	1.160	1.160
1,75	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
2,25	2.781	2.781	2.781	2.781	2.781	2.781	2.781	2.781	2.781	2.781	2.781	2.781	2.781	2.781
2,75	381	381	381	381	381	381	381	381	381	381	381	381	381	381
3,25	13.075	13.075	13.075	13.075	13.075	13.075	13.075	13.075	13.075	13.075	13.075	13.075	13.075	13.075
3,75	12.368	12.368	12.368	12.368	12.368	12.368	12.368	12.368	12.368	12.368	12.368	12.368	12.368	12.368
4,25	7.649	7.649	7.649	7.649	7.649	7.649	7.649	7.649	7.649	7.649	7.649	7.649	7.649	7.649
4,75	2.205	2.205	2.205	2.205	2.205	2.205	2.205	2.205	2.205	2.205	2.205	2.205	2.205	2.205
5,25	8.140	8.140	8.140	8.140	8.140	8.140	8.140	8.140	8.140	8.140	8.140	8.140	8.140	8.140
5,75	3.412	3.412	3.412	3.412	3.412	3.412	3.412	3.412	3.412	3.412	3.412	3.412	3.412	3.412
6,25	1.442	1.442	1.442	1.442	1.442	1.442	1.442	1.442	1.442	1.442	1.442	1.442	1.442	1.442
6,75	1.880	1.880	1.880	1.880	1.880	1.880	1.880	1.880	1.880	1.880	1.880	1.880	1.880	1.880
7,25	2.169	2.169	2.169	2.169	2.169	2.169	2.169	2.169	2.169	2.169	2.169	2.169	2.169	2.169
7,75	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

T_e = 7,5 m

H_s = 3,25 m

E_{Max} = 13.075 kWh/m und Jahr

P_{av} = 20,5 kW

Abbildung 89: Wellenaufkommen am Nordseestandort 56,23° N, 2,03° E nach Leistung, Auftrittshäufigkeit und Energiemenge
Quelle: Eigene Darstellung.

Aus der errechneten Energiemenge wurde eine Jahresdurchschnittsleistung von 20,5 Kilowatt pro Meter Wasserwelle ermittelt. Dieser aus der Messverteilung errechnete Wert entspricht den Literaturangaben der durchschnittlichen Standortleistung und ist damit validiert. An diesem Standort hat die Wellenart, die mit 13 Megawattstunden pro Meter und Jahr die höchste Energiemenge liefert, eine Wellenhöhe von 3,25 Metern und eine Frequenz von 7,5 Sekunden. Mit knapp 10 Prozent der Zeit tritt dagegen die Welle mit einer Wellenhöhe von 1,25 Metern und einer Frequenz von 5,5 Sekunden am häufigsten auf. Die an diesem Standort stärkste Welle hat eine Leistung von 234,8 Kilowatt pro Meter bei einer Wellenhöhe von 6,75 Metern und einer Frequenz von 10,5 Sekunden.

Für einen robusten, dauerfesten Betrieb ist vor allem die Häufigkeit von mechanischen Wiederholungen belasteter Teile entscheidend. Aus diesem Grund wurde für die Simulation eine Frequenz von 5,5 Sekunden veranschlagt, was bei einem Jahresmittel von 20,5 Kilowatt pro Meter eine Wellenhöhe von 2,75 Metern ergibt. Des Weiteren wird für die erste Simulation eine frei gewählte Wellenlänge von 15 Metern angenommen.

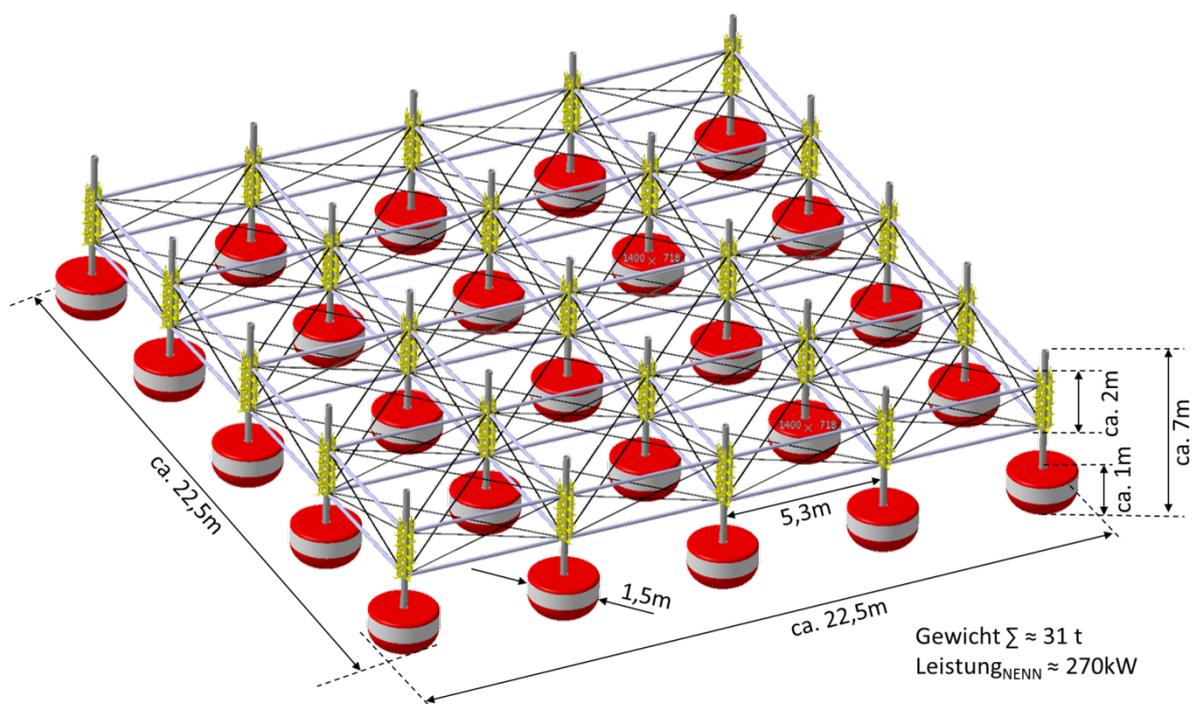


Abbildung 90: Auslegung und Maße des simulierten 25-Module-Wellenkraftwerks

Quelle: Eigene Darstellung.

Das in Abbildung 90 dargestellte Kraftwerk entspricht dem angestrebten ersten seriennahen Prototyp und dient daher als Simulationsgrundlage. Es überspannt eine quadratische Wasserfläche von 22,5 Metern Seitenlänge und ist ca. 7 Meter hoch, wovon 4 Meter die maximal verwertbare Hubhöhe sind. Die Auftriebselemente haben einen zylindrischen Durchmesser von ca. 1,5 Metern und sind ca. 1 Meter hoch. In Summe wiegt das simulierte Kraftwerk ca. 31 Tonnen, wobei die den Hub durchlaufenden Massen pro Modul ca. 1 Tonne wiegen. In jedem Modul sind 12 Nabengeneratoren aus dem E-Bike-Bereich verbaut, die ebenfalls bei der Simulation berücksichtigt werden.

Im Folgenden werden das Vorgehen und die Ergebnisse der Simulationen getrennt für Excel und MSC Adams erläutert und verglichen.

Excel-Simulation

Für die Excel-Simulation wurden zunächst diejenigen Anlagenbestandteile bestimmt, die für die Stromgewinnung relevant sind. Aus den zuvor ermittelten Daten zu den Wellenkräften wurden Rückschlüsse auf die Lastanforderungen innerhalb des Wellenkraftwerkes gezogen. Der Modellierungsansatz basiert auf dem einfachen Zusammenspiel zwischen den Auftriebskräften, die durch die vertikale Auslenkung einer Sinuswelle auf einen Auftriebskörper entstehen, und den Tragfederkräften der Hubfeder, die die Oberkonstruktion trägt. Da die Oberkonstruktion als fest stehend angenommen wird, wurden in der Excel-Simulation keine Gewichtskräfte berücksichtigt. Die Vorspannkraft der Hubfeder wurde simulativ entsprechend hoch gewählt, damit sie bei der Abwärtsbewegung die Kraft zum Generatorenantrieb leisten kann. Für die Dämpfungskräfte wurden Messungen von Generatorentests der zu verwendenden Nabengeneratoren aus dem E-Bike-Bereich zugrunde gelegt (vgl. Abbildung 71, S. 100). Unbeachtet in dieser Simulation bleiben Horizontalkräfte durch rollende Strömungen innerhalb der Meereswellen, denn sie sind nicht für die Stromproduktion relevant, sondern müssen zu einem späteren Zeitpunkt bei der Festigkeitsauslegung berücksichtigt werden. In der Excel-Simulation wurden auch keine Schwankungen der Oberkonstruktion berücksichtigt. Vielmehr wurde bei der ersten Kraftsimulation davon ausgegangen, dass die Oberkonstruktion ortsfest in der Ruheposition über dem Wasser stehen bleibt.

Für die Vereinfachung der Berechnungen wurde nur die erste Reihe bzw. ein Modul aus dieser Reihe betrachtet und über das Feder-Dämpfer-System (vgl. Abbildung 34, S. 46) berechnet. Als Eingabewerte dienten die Berechnungen nach Formel 16 bis Formel 18 (S. 46f.). Für weitere Module quer zur Wellenrichtung wurden identische Werte angenommen. Bei der Berechnung der Leistung der in Wellenrichtung weiter hinten liegenden Module wurde von der Wellenleistung die in den vorangegangenen Modulen entnommene Leistung abgezogen. Denn die Wellenleistung und damit die Welle, werden mit zunehmenden Modulreihen in Wellenrichtung immer stärker gedämpft und konvergieren für unendlich viele Modulreihen gegen Null. Vereinfacht wurde angenommen, dass die Leistungsentnahme aus der Welle für die nachfolgenden Modulreihen anteilig proportional zu der Energieentnahme des ersten Moduls erfolgt.

Die Kraft, die in der Anlage durch ein Modul aus der Welle entnommen wird, ist bei konstantem Widerstand abhängig von der Hubgeschwindigkeit. Damit ist sie, wie in Abbildung 91 dargestellt, ist um -180° phasenversetzt: Wenn die Welle ein Maximum erreicht, ist die Generatorkraft minimal, da die vertikale Geschwindigkeitsänderung hier am kleinsten ist. Die Federkraft wirkt wegen der nicht horizontalen Federkennlinie proportional zur Wellenauslenkung. Diese steigt mit einem Wellenberg und fällt mit dem Absenken der Hubstange in ein Wellental wieder ab.



Abbildung 91: Excel-Simulation des Wellenhubes, der Federkräfte und der Generatorkräfte
Quelle: Eigene Darstellung.

In Abbildung 92 ist die Summe der Kräfte von Federkraft und Generatorkraft auf die obere Konstruktion dargestellt. Wie zuvor erwähnt wird die obere Konstruktion in der Excel-Simulation als fixiert angenommen und hat deshalb für diese Energiesimulation keine weitere Relevanz. Wichtig für die weitere Entwicklung ist allerdings der qualitative Betrag der Gesamtkraft, der vertikal nach oben bis knapp 12 Kilonewton pro Modul beträgt. Außerdem ist zu erkennen, dass die Vertikalkraft nach unten wegen des dämpfenden Effekts der Generatoren auch negativ werden kann. Dies bedeutet, dass auch eine Zugkraft nach unten auf die Oberkonstruktion des Kraftwerks wirken kann.

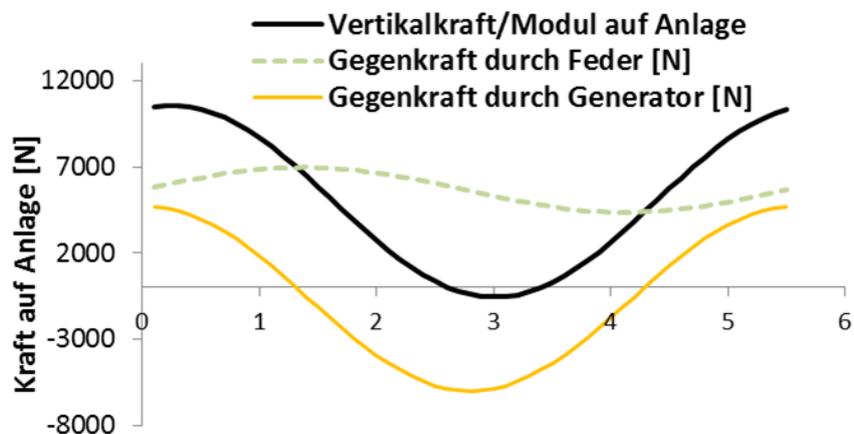


Abbildung 92: Excel-Simulation der Feder- und Generatorkräfte sowie der auf die Struktur wirkenden Gesamtkraft
Quelle: Eigene Darstellung.

Wie in Abbildung 93 zu erkennen ist, folgt die Auslenkung der Hubstange ungefähr dem vertikalen Wellenhub. Bei genauer Betrachtung ist zu erkennen, dass sie der Welle in der Aufwärtsbewegung und Abwärtsbewegung leicht hinterherläuft. Diese Differenz zwischen der Wellenbewegung und der Hubstange entsteht durch die Gegenkraft der Generatoren und die dadurch erzeugte Kraft auf den Auftriebskörper. Durch diese Gegenkraft taucht er zunächst in die Aufwärtsbewegung der Welle ein bzw. wieder aus ihr heraus, sobald umgekehrt der Scheitel der Welle erreicht ist und sie anfängt, wieder abzufallen. Erst wenn die vertikale Auftriebs- bzw. Gewichtskraft des Auftriebskörpers kleiner bzw. größer ist als die Dämpfungskraft der Generatoren zusammen mit der Federkraft und der Gewichtskraft des Hubelements, folgt die Hubstange der Welle. Durch das Ein- und Austauchen des

Auftriebselements nach der Umkehrung des Wellenhubes entsteht das graphische Plateau an den Maxima und Minima der Hubstangen-Auslenkungskurve.

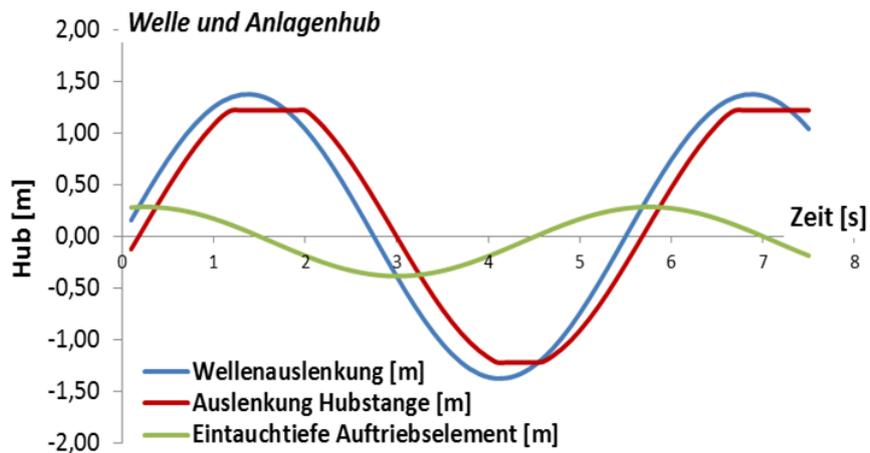


Abbildung 93: Excel-Simulation der Eintauchtiefe des Auftriebselements und der vertikalen Auslenkung der Hubstange durch Wellenhub

Quelle: Eigene Darstellung.

Die logische Ableitung dieses Bewegungsrhythmus, also des Wechsels von der Vorwärtsbewegung zur Rückwärtsbewegung und des Stillstands nach der Hubumkehrung, ist die Drehzahl der Generatoren (Abbildung 94). Die Umdrehungen pro Minute pendeln bei dieser Wellenbewegung ungefähr zwischen -300 und 300. Die abgeleitete Generatorleistung nach Formel 17 (S. 47) bei 10 Ampere internem Widerstand und dem angegebenen Rotationsprofil ist in Abbildung 94 ebenfalls dargestellt. Pro Modul, was in dieser Auslegung jeweils 12 Generatoren entspricht, wird durch die Wellenbewegung eine elektrische Leistung zwischen 0 und etwa 4000 Watt erzeugt.

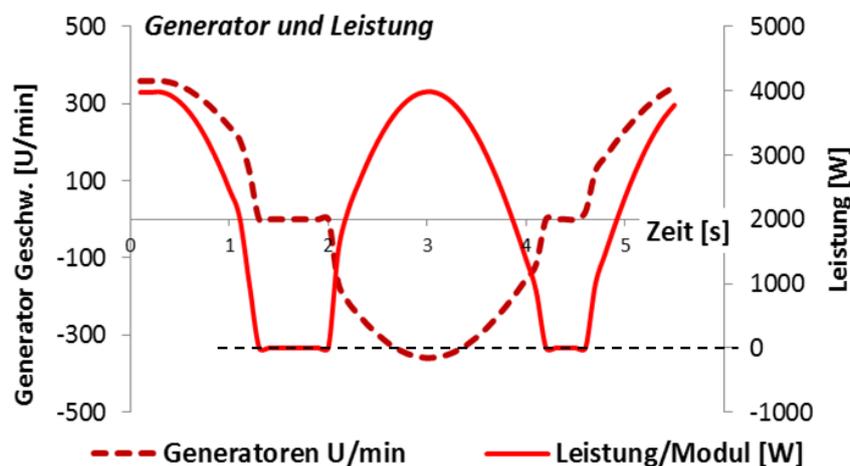


Abbildung 94: Excel-Simulation von Drehzahl und Leistung der Generatoren durch Wellenhub

Quelle: Eigene Darstellung.

Wie in Abbildung 90 (S. 128) dargestellt ist, haben die Modulreihen in Wellenrichtung untereinander einen Abstand von 5,3 Metern. Bei der angenommenen Wellenlänge von 15 Metern und der Wellenfrequenz von 5,5 Sekunden breitet sich die Welle innerhalb von 1,94 Sekunden zwischen zwei benachbarten Reihen aus. Gleichzeitig verliert sie wie zuvor beschrieben von Reihe zu Reihe an Energie.

In Abbildung 95 ist die elektrische Leistungsabgabe des simulierten 5x5-Module-Kraftwerks dargestellt. Jede Farbe repräsentiert dabei eine Modulreihe: Die untersten Ausschläge (braune Kurve)

bilden die erste Reihe, die obersten Ausschläge die letzte (orangene Kurve). Angenommen ist, dass der Wellengang erst zum Nullpunkt startet. Zu erkennen ist, dass anfangs nur die erste Reihe eine Leistung abgibt. Mit verstreichender Zeit kommen die nachfolgenden Reihen dazu, bis nach 7,7 Sekunden die fünfte Reihe von den Wellen erfasst wird. Ab da ist das Profil der Leistungsabgabe im Wellenkraftwerk – bei gleich bleibenden Wellen – konstant.

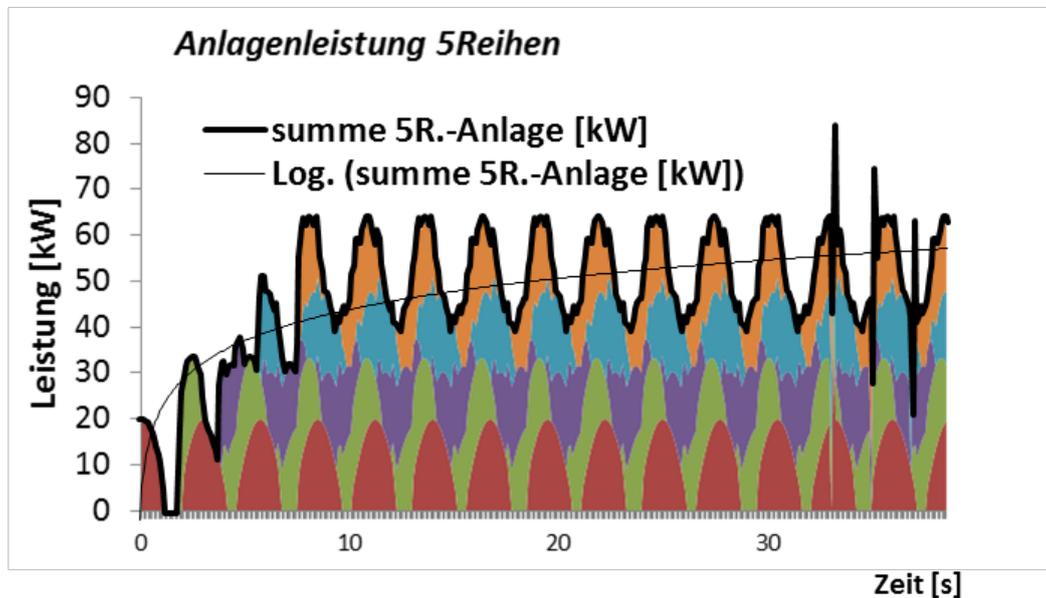


Abbildung 95: Excel-Simulation der Anlagenleistung eines 5x5-Module-Kraftwerks

Quelle: Eigene Darstellung.

Nachdem sich alle Reihen im simulierten Wellenkraftwerk eingependelt haben, beträgt die mittlere Leistungsabgabe bei der angenommenen 2,75 Meter hohen Welle mit einer Frequenz von 5,5 Sekunden und einer Länge von 15 Metern 48 Kilowatt. Diese per Excel-Simulation ermittelte elektrische Durchschnittsleistung wird als erster Anhaltspunkt für die mögliche Leistung eines 5x5-Module-Kraftwerks der beschriebenen Auslegung an einem realen Standort genommen.

MSC Adams-Simulation durch Dipl.-Ing. Mathias Schumacher

Die Kraftwerksauslegung bei der MSC Adams-Simulation basierte in den Abmessungen und dem Gewicht auf den obigen Angaben (vgl. Abbildung 90, S. 128). Schumacher verwendete für die Simulation ebenfalls einen zylindrischen Körper und 12 Generatoren pro Modul. Im Gegensatz zur Excel-Simulation konnte Schumacher in MSC Adams jedoch die Gewichtskräfte der Anlage und deren Trägheitsauswirkungen mit berücksichtigen.

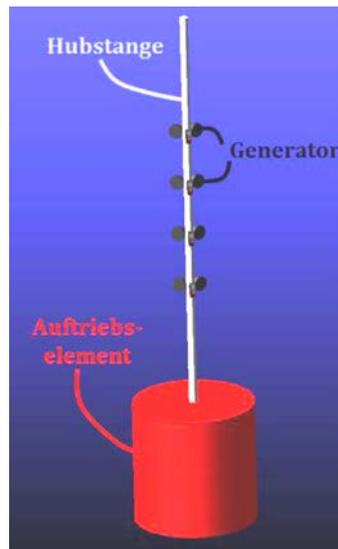


Abbildung 96: Graphischer Aufbau eines Moduls in MSC Adams

Quelle: Schumacher (2014, S. 6).

In Abbildung 96 ist der graphische Aufbau eines Moduls in MSC Adams/View dargestellt. Im ersten Schritt der Simulation bestimmte Schumacher die Eintauchtiefe $h_{eintauch,st}$ (Formel 37) und die Auftriebskraft $F_{eintauch,st}$ (Formel 38, S. 133) im statischen Zustand des Kraftwerks. Dabei gelten:

Masse		Anzahl			
m_{AE}	Auftriebs-element	Anz_G	Generatoren pro Modul	r_{AE}	Radius des Auftriebs-elementes
m_G	Generator	Anz_x	Module in Wellenrichtung	ρ_W	Dichte von Wasser
m_{GH}	Generatorhalter	Anz_y	Module quer zur Wellenrichtung	g	Erdbeschleunigung
m_{HS}	Hubstange				
m_{TS}	Tragstruktur				

Tabelle 5: Formelzeichen für MSC Adams-Simulation

Quelle: Modifizierte Darstellung nach Schumacher (2014); vgl. auch das Formelzeichenverzeichnis (S. 222).

$$h_{eintauch,st} = \frac{m_{AE} + m_{HS} + \frac{m_{TS}}{Anz_x + Anz_y} + (m_G + m_{GH}) \cdot Anz_G}{\pi \cdot r_{AE}^2 \cdot \rho_W};$$

Formel 37: In MSC Adams simulierte statische Eintauchtiefe

Quelle: Schumacher (2014, S. 7).

$$F_{eintauch,st} = \left(m_{AE} + m_{HS} + \frac{m_{TS}}{Anz_x + Anz_y} + (m_G \cdot m_{GH}) \cdot Anz_G \right) \cdot g;$$

Formel 38: In MSC Adams simulierte statische Auftriebskraft

Quelle: Schumacher (2014, S. 7).

Die simulierte Wellenbewegung sollte in der Amplitude (amp_W), der Frequenz (f_W) und der Wellenlänge (s_W) variiert werden können, so dass die Auswirkungen beliebiger Wellenprofile auf das Kraftwerk simuliert werden können (Schumacher, 2014, S. 7). Für diese Simulation wurde durch die Lund University die frei verfügbare MATLAB-Toolbox WAFO (Wave Analysis for Fatigue and Oceanography) zur Verfügung gestellt. Die in MSC Adams hinterlegte Wellenbewegung einer normalen Sinuswelle ist wie folgt:

$$h_{Welle}(t) = amp_W \cdot \sin\left(f_W \cdot 2 \cdot \pi \cdot (t - T_{M,i})\right) + h_{eintauch,st};$$

Formel 39: In MSC Adams simulierte Wellenbewegung

Quelle: Schumacher (2014, S. 7).

Der Zeitverzug (TM,i) am Modul i wurde mit Hilfe des Abstands zwischen den Modulen (s_x) wie folgt berechnet:

$$T_{M,i} = (i - 1) \cdot \frac{s_x}{s_W \cdot f_W};$$

Formel 40: In MSC Adams simulierter Zeitverzug der Welle

Quelle: Schumacher (2014, S. 7).

Die Eintauchtiefe bzw. der Wasserstand relativ zum Auftriebselement ($h_{rel}(t)$) wurde im Simulationsmodell über den Schwerpunkt bestimmt. Des Weiteren wurde die maximale Auftriebskraft über die Höhe des Auftriebselements definiert, da die wellenbedingte Auftriebskraft diese Kraft im Normalfall nicht übersteigen kann, weil der Auftriebskörper dann von den Wellen überspült wird. Die maximale Auftriebskraft ($F_{A,max}$) wurde wie folgt hinterlegt:

$$F_{A,max} = (h_{AE} - h_{eintauch,st}) \cdot \pi \cdot r_{AE}^2 \cdot \rho_W \cdot g + F_{eintauch,st};$$

Formel 41: In MSC Adams simulierte maximale Eintauchtiefe

Quelle: Schumacher (2014, S. 8).

Eine negative Auftriebskraft wurde ausgeschlossen, da dann das Auftriebselement aus dem Wasser herausragen und schweben würde. Die Auftriebskraft wurde in Abhängigkeit der Eintauchtiefe wie folgt bestimmt:

$$F_{A,unkorr}(t) = h_{rel}(t) \cdot \pi \cdot r_{AE}^2 \cdot \rho_W \cdot g + F_{eintauch,st};$$

Formel 42: In MSC Adams simulierte Auftriebskraft in Abhängigkeit der Eintauchtiefe

Quelle: Schumacher (2014, S. 8).

Aus der Minimalfunktion und der Maximalfunktion wurde in MSC Adams/View die resultierende Auftriebskraft (F_A) für die Simulation berechnet.

Die Dämpfung bzw. Kraftentnahme der Generatoren wurde in dieser Simulation vereinfacht als konstant angenommen, da in späteren Kraftwerksmodellen die Dämpfung der Generatoren geregelt werden soll (vgl. Kapitel 4.1.1).

In der Simulation über MSC Adams wurde durch Schumacher für die zuvor beschriebene Welle von 15 Metern Länge, einer Frequenz von 5,5 Sekunden und einer Wellenhöhe von 2,75 Metern eine mittlere elektrische Leistung von 55 Kilowatt ermittelt (Schumacher, 2014, S. 8). Diese Zahl ist ein zweiter Anhaltspunkt für die aus der beispielhaften Kraftwerksdimensionierung generierbare Leistung. Bestätigend wirkt hier, dass die detailliertere MSC Adams-Simulation nur um 7 Kilowatt und damit weniger als 15 Prozent von der Excel-Simulation abweicht.

Aus einer weiteren simulierten Meereswelle von 1,25 Metern Höhe bei gleicher Frequenz und Länge, deren Leistung nur bei ca. 20 Prozent der ersten Welle liegt, konnte in der Simulation immerhin noch mehr als 40 Prozent der elektrischen Energie aus der ersten simulierten Welle gewonnen werden. Die Kraftausbeute im Modul hängt offenbar vor allem von der Frequenz und Wellenlänge, jedoch weniger von der Amplitudenhöhe ab.

Mit weiteren Simulationen und Tests können die Leistungsergebnisse und die Energieerzeugung immer sicherer bestimmt werden. Die in der Praxis tatsächlich erzielbare Leistung und Energiemenge

beim jeweiligen Wellengang kann jedoch erst durch Messdaten von realen Anwendungen im Meer endgültig bestimmt werden.

Vorgehen bei der technischen Auslegung und Optimierung

Die technische Auslegung hängt sowohl von den funktionalen als auch von den ökonomischen Anforderungen an das Wellenkraftwerk ab: Das eine kann nicht ohne das andere berücksichtigt werden. Allerdings werden sich die Schwerpunkte im Laufe der Zeit verschieben: Während sich in der frühen Entwicklungsphase das Augenmerk vor allem auf Technik und Haltbarkeit des Wellenkraftwerks richten wird, rücken in späteren Entwicklungsphasen zunehmend Kostenfaktoren und weitere ökonomische Aspekte in den Vordergrund. Dies bedeutet nicht, dass ab dann die Technik in den Hintergrund tritt. Im Zusammenspiel beider Faktoren muss erst eine technisch funktionelle und robuste Lösung gefunden werden, die grundsätzlich Kostengesichtspunkte berücksichtigt. Ist ein technisches Ergebnis gefunden, das kostenseitig grundsätzlich mit den wirtschaftlichen Zielwerten vereinbar ist, muss die Anlage wiederum stärker auf Marktreife getrimmt werden.

Die Auslegung des in dieser Arbeit beschriebenen Wellenkraftwerks wird nach den gleichen Kriterien optimiert wie die einzelnen verwendeten Technologien, allen voran Einfachheit und Robustheit. Hierbei wird angenommen, dass neben der einfachen Technologie speziell die in Anhang A1.2d, Seite 279 erläuterte Strategie des Markteintritts mit Kleinanlagen einen entscheidenden Vorteil bringt: Durch den Marktausbau reift auch die Technologie, was den Entwicklungsaufwand vor dem ersten Markteintritt deutlich reduziert. Denn mit den auf dem 1. Zielmarkt gewonnenen Erfahrungen kann die Technologie für einen großformatigen Einsatz ertüchtigt werden. Im Folgenden werden die grundsätzlich geplanten Schritte zur technischen Auslegung und Optimierung dargestellt:

Simulation 1 (Funktionsprinzip, Bruchfestigkeit, Dauerbelastbarkeit)

In der ersten Simulation muss vor allem die Funktion und die Haltbarkeit des Kraftwerks abgeprüft werden. Dabei müssen alle grundsätzlich auf die Komponenten des Kraftwerks wirkenden Kräfte ermittelt werden. Diese Kräfte können aus realen Messdaten abgeleitet werden. Die Lasten müssen dann auf die Einzelkomponenten-Ebene übertragen und mittels FEM-Analyse für alle Komponenten validiert werden. Dadurch werden Maximallasten bestimmt und die Bruchfestigkeit der Komponenten sichergestellt. Außerdem müssen alle belasteten Komponenten mittels der entsprechenden FEM-Software hinsichtlich ihrer Dauerfestigkeit geprüft werden.

Erste Modelloptimierung

Die Ergebnisse aus den FEM-Analysen müssen für die Überarbeitung und Optimierung der Einzelkomponenten heran gezogen werden. Die Komponenten müssen so lange ertüchtigt und mittels weiteren FEM-Analysen geprüft werden, bis sie in der Einzelvalidierung die Lastanforderungen bestehen.

Simulation 2 (Wirkungsgrad, Bruchfestigkeit, Dauerbelastbarkeit)

Nach der Änderung und Anpassungen aller Komponenten hinsichtlich der Lastanforderungen aus der ersten Simulation hat sich voraussichtlich auch die Auslegung des gesamten Kraftwerks leicht verändert: Sowohl die Dimensionen und Abmessungen als auch die Massenverteilungen werden nun andere sein. Dies führt selbstverständlich zu einer Änderung des Kraftwerksverhaltens im Betrieb. Entsprechend muss die zweite Simulation analog zur ersten Simulation wiederholt werden. Grundsätzlich kann und sollte die Simulation, wenn sie einmal aufgebaut ist, auch in Zwischenstufen

parallel zur Abänderung der einzelnen Komponenten erfolgen. Der Prozess der technischen Anpassung, Simulation und erneuten Anpassung auf der Komponentenebene wiederholt sich auf diese Weise, bis zufriedenstellende Ergebnisse erzielt werden.

Gleichrichtung Netzaufbau

Beim Aufbau des elektrischen Netzes in und zwischen den Modulen gibt es diverse Kombinationsmöglichkeiten (vgl. Kapitel 4.1.1). Wieder soll hier im ersten Schritt zunächst der schlankeste Weg gefunden werden, also mit Blick auf die recht einfachen Anforderungen des 1. Zielmarktes eine einfache und günstige Strategie zur elektrischen Vernetzung innerhalb des Kraftwerks. Für spätere Anwendungen und parallel zum Aufbau des 1. Zielmarktes soll das elektrische Netz zunehmend raffinierter gestaltet werden. Eine beispielhafte Idee wäre hier etwa die Nutzung der Verbindungsstangen zwischen den Modulen zum Aufbau des Stromnetzes innerhalb des Kraftwerks.

Zweite Modelloptimierung und Detaillierung

Alle Entwicklungsergebnisse müssen in einem realen Kraftwerk, das für den Einsatz in offenen Gewässern geeignet ist, umgesetzt werden. Darum ist entscheidend, dass sämtliche Eventualitäten in die Optimierung und anschließende Detaillierung einbezogen werden. Diese Optimierungsstufe geht über die technische Funktionalität unter Normalbedingungen hinaus. Vielmehr müssen in diesem Schritt auch externe Faktoren berücksichtigt werden, die nicht nur mit den natürlichen Bedingungen wie etwa dem Seegang zusammenhängen. Beispielsweise muss abgewogen werden, ob die aufblasbaren Auftriebselemente ausgeschäumt werden sollen, um Vandalismus vorzubeugen. Nicht nur alle Einzelkomponenten, sondern das geplante Kraftwerk insgesamt muss hierbei erneut genau hinterfragt werden. Die Komponenten müssen dann final ausgelegt und detailliert werden.

Simulation 3 (Wirkungsgrad, Bruchfestigkeit, Dauerbelastbarkeit)

Vor einer Umsetzung des Kraftwerks müssen für den Zielort allumfängliche Seegangsszenarien simuliert werden. Sind die Ergebnisse nach Berücksichtigung von Sicherheitsaufschlägen zufriedenstellend, kann das Kraftwerk an einem ersten Zielstandort – möglichst im Kundenauftrag – aufgebaut werden.

Auch seitens maritimer Verbände gibt es bereits Vorgehensvorschläge zu Entwicklung, Test und Implementierung von Wellenkraftwerken. Beispielsweise schlägt die Initiative Ocean Energy Systems in ihrem Annex II Report einen fünfstufigen Plan bis zur Serienreife vor, der folgende Stufen beinhaltet: 1.) Konzeptvalidierung; 2.) Konstruktionsvalidierung; 3.) Systemvalidierung; 4.) Anlagensvalidierung; 5.) Ökonomische Validierung (Holmes & Nielsen, 2010). Bis zum Erreichen der fünften Stufe sollen mindestens drei Prototypen aufgebaut und getestet werden. Genau hier unterscheidet sich das herkömmliche Vorgehen von der hier vorgesehenen Planung: Der 1. Zielmarkt soll neben den ersten Einnahmen auch als technischer Entwicklungsmarkt für den Großindustriellen Einsatz von Wellenkraftwerken dienen. Denn es wird angenommen, dass bereits nach intensiven Simulationen und begrenztem Aufwand im Wellenkanal die ersten seetauglichen Kraftwerke bei einem Kunden eingesetzt werden können.

Vorgehen bei der Kombination wirtschaftlicher und technischer Faktoren in der finalen Auslegung

Die finale Auslegung eines Wellenkraftwerks auf einen bestimmten Standort hängt von mehreren Faktoren ab und ist kein triviales Unterfangen. Für gewöhnlich werden Wellenkraftwerke auf eine oder wenige unterschiedliche Größen ausgelegt, so dass die Anlagen für eine große Bandbreite von Wellen

einsetzbar sein müssen. Es liegt nahe, dass der Einsatz ein und desselben Wellenkraftwerks für unterschiedlichste Wellen meist keinen optimalen Betriebszustand herstellen kann.

Auch das hier beschriebene neuartige Wellenkraftwerk muss auf ein breites Spektrum an Meereswellen ausgelegt werden. Dennoch hat es einen entscheidenden Vorteil gegenüber den meisten anderen Ansätzen für Wellenkraftwerke: Es kann sehr flexibel angepasst und so optimal auf die Verteilung der Wellen am Bestimmungsort ausgelegt werden. Zwar wird das Kraftwerk auch dort teilweise von Wellen angeregt werden, die nicht dem Optimum entsprechen. Statistisch gesehen wird die Auslegung dennoch für den Zielstandort und den gewünschten Bedarf optimal Strom generieren. Denn je nach Standort ist die Verteilung von Wellenlänge, -größe und -geschwindigkeit zwar sehr unterschiedlich, für den einzelnen Standort hat sie jedoch typische, wiederkehrende Charakteristika, die durch die Anpassung des Kraftwerks optimal genutzt werden können.

Das Wellenkraftwerk hat mehrere einfach anpassbare Parameter, über die es jeweils für einen Zielstandort optimiert werden kann. Diese sind:

- Abstand zwischen Modulen (zur Anpassung an Wellenlängen)
- Länge der Hubstange (zur Anpassung an die Höhe des Wellenhubs)
- Anzahl der Generatoren pro Modul (zur Anpassung der Leistung eines Moduls)
- Anzahl und Aufbau der Module in Länge und Breite (zur Anpassung an den Kundenbedarf)

Auch wenn der Aufbau des Wellenkraftwerks und die verwendeten Komponenten sehr einfach sind, gilt dies nicht für seine Auslegung und Optimierung. Durch eine Simulation muss zunächst ermittelt werden, welcher Aufbau für einen bestimmten Standort optimal ist. Die grundlegende Größe für die Simulation ist die Anregung, für deren Berechnung die statistische Verteilung von Wellenhub (H), Wellenfrequenz (T) und Wellenlänge (L) herangezogen werden. Im Simulationstool MSC Adams wird dann eine Variante des Kraftwerks aufgebaut, bei der alle Abmessungen, Materialeigenschaften und Freiheitsgrade der Komponenten und mögliche Veränderungen der Komponenten hinterlegt werden müssen.

Um die optimale Konfiguration und den idealen Aufbau eines Kraftwerks zu bestimmen, müssen die Anregungen aller statistisch möglichen Meereswellen vor Ort simuliert werden. Dazu gehören insbesondere die Maximallasten für diesen Standort, denen das Kraftwerk in jedem Fall standhalten muss, ohne dass Belastungsgrenzwerte überschritten werden, die zu einer Havarie des Kraftwerks führen könnten. In dieser Simulation muss ein individuell zu definierender Sicherheitsaufschlag berücksichtigt werden. Des Weiteren werden die Verteilung der Leistungen und erwirtschaftbare Energiemengen über ein Jahr simuliert und gespeichert. Die Ergebnisse für die Leistungs- und die Generationssimulation werden schließlich geordnet und verknüpft, so dass das erste Zwischenergebnis der simulierten Auslegung die zeitliche Leistungs- und Energieverteilung des Kraftwerks für einen bestimmten Standort über ein Jahr ist.

Parallel dazu werden die auslegungsrelevanten Kosten des Kraftwerks bestimmt und gespeichert. Sie ändern sich je nach Art der Komponente oder nach den verwendeten Stückzahlen. So führt eine Änderung der Modulabstände im Wellenkraftwerk beispielsweise zu einer starken Änderung der in Summe benötigten Längen an Verbindungsstangen und Verbindungsseilen. Ein weiteres Beispiel sind die Modulreihen in typischer Wellenrichtung: Jede weitere Modulreihe in Wellenrichtung steigert zwar den Gesamtwirkungsgrad der Anlage, da zusätzliche Energie aus einer bestehenden Welle entnommen wird, die Welle wird allerdings kleiner, während sie das Wellenkraftwerk durchläuft. Genauso führen

zusätzliche Module in Wellenrichtung zwar dazu, dass die gesamte Anlage weniger nickt und schwankt, was den Wirkungsgrad aller Module im Kraftwerk steigert. Trotzdem fällt die Leistung der gleichen Module für weiter hinter liegende Reihen ab, während die Kosten relativ proportional mit jeder zusätzlichen Reihe steigen. Aus diesen Parametern berechnet sich das Optimum an Modulen in Wellenrichtung.

Die Kosten einer bestimmten Anlagenauslegung werden daraufhin mit den Simulationsergebnissen zur Stromgenerierung verknüpft. Zudem wird eine Anlagenlaufzeit bestimmt und die Abschreibungskosten über die Laufzeit werden ermittelt. Ebenso werden die zu erwartenden Betriebskosten ermittelt. Durch die Gegenüberstellung dieser Kosten mit den simulierten Energiemengen des Kraftwerks über ein Jahr werden die Stromgestehungskosten der gewählten standortspezifischen Anlagenauslegung ermittelt.

Der Vorgang wird für den gleichen Standort für andere Auslegungen wiederholt, die nach den oben beschriebenen Parametern verändert wurden. Bei der Beurteilung werden Auslegungsvarianten mit Ergebnissen bevorzugt, die in Richtung der gewünschten Zielszenarien liegen. Die Parameter werden so weit angepasst, bis das gewünschte Optimum für den Standort ermittelt ist. Um die gigantisch große Zahl an Kombinationsmöglichkeiten von Kraftwerksauslegungen und daraus erfolgenden Simulationen zu verringern, sollte die Simulation in selbst lernenden Schleifen programmiert werden. Die Zielszenarien, an denen sich die Simulation ausrichtet, können hierbei beispielsweise folgende sein:

- Möglichst konstante Stromversorgung an einem Standort
- Möglichst niedrige Stromgestehungskosten an einen Standort
- Maximale Energieausnutzung einer bestimmten Flächenabdeckung an einem Standort

4.4.3 Rahmenbedingungen der Entwicklung

Technische Dokumentation

Nicht nur aus rechtlichen Gründen ist es wichtig, sämtliche Änderungen, Verbesserungen oder synergetische Verwendungen des Kraftwerks genau zu dokumentieren (Kothes, 2011, S. 1). Immer dann, wenn externe Parteien wie Investoren oder strategische Partner an einer Entwicklung beteiligt werden sollen, ist eine Dokumentation sehr wichtig und vorteilhaft: Sie schafft Vertrauen in den Erfolg der Entwicklung und beweist im Idealfall die Konsistenz und Zielstrebigkeit der daraus folgenden Unternehmung. Da Technologieentwicklungen wie das hier vorgestellte neuartige Wellenkraftwerk relativ großer Anfangsinvestitionen bedürfen, können sie nur durch die transparente Dokumentation der Technik und ihrer Key Performance Indicators (KPIs) nachhaltig ihre Sponsoren überzeugen.

Entscheidend bei der Technischen Dokumentation ist auch, dass dadurch personengebundenenes Know-how übertragen werden kann. Denn ohne eine gute Technische Dokumentation sind Innovationen und technische Kernkompetenzen oft sehr stark an eine Person geknüpft. Der Wert und Erfolg der Technologie ist ohne die Schlüsselfigur dann nur schwer übertragbar. Auch wenn innovative Technologien immer zu einem gewissen Grad an Personen gebunden sind, hilft die Technische Dokumentation dabei, auch beim Ausfall einzelner Personen die Forschung und Entwicklung und die Unternehmung als Ganzes weiter zu treiben. Der Wert der Unternehmung für Dritte wie strategische Partner oder Konzerne, die an der Technologie interessiert sind, steigt mit der Technischen Dokumentation deutlich.

Aber nicht nur um Erfolge weiterzugeben ist eine gute Dokumentation wichtig. Denn aus unterschiedlichen Gründen werden technische Nischenentwicklungen und Strategien oft verworfen, nicht zum Ende geführt oder führen in Sackgassen. Eine Dokumentation auch solcher Erfahrungen kann vermeiden, dass bereits gescheiterte Ansätze in Vergessenheit geraten und zu einem späteren Zeitpunkt erneut schief gehen oder im Sande verlaufen. Außerdem können gegebenenfalls alte Entwicklungsstände aufgegriffen werden und mit neuen Erkenntnissen doch noch umgesetzt werden. Denn es können sich auch die äußeren Bedingungen verändern, so dass es sich lohnt, zuvor verworfene Technologieansätze wieder aufzugreifen.

Die Technische Dokumentation unterscheidet sich grundsätzlich in die interne und die externe Technische Dokumentation. Die interne Technische Dokumentation erfüllt unter anderem den zuvor angesprochenen Zweck, das jeweilige Produkt durch Technische Zeichnungen, Stücklisten, Arbeitspläne, Arbeitsanweisungen etc. zu beschreiben. Dazu gehören auch Dokumentationen der Produkteigenschaften wie beispielsweise die Risikobeurteilung, Werkstoffzeugnisse und Prüfberichte. Die externe Technische Dokumentation dagegen dient vor allem dem Nutzer und Kunden des Produkts, indem sie wichtige Hinweise zu Verwendung, Aufbau, Ersatzteilbeschaffung und Sicherheit des Produkts liefert (Kothes, 2011, S. 2f.).

Zwingend notwendig wird die Technische Dokumentation bei der Vermarktung von technischen Produkten. Nicht nur Normen wie DIN, ISO, EN und VDI werden in der Technischen Dokumentation festgehalten. Vielmehr greifen hier gesetzliche Bestimmungen, ohne die beispielsweise in der Europäischen Union (EU) oder den USA keine technischen Produkte auf den Markt gebracht werden dürfen. In der EU gelten hier die Konformitätsbewertungsverfahren, die nach den zugehörigen EU-Richtlinien durchgeführt werden. Vorausgesetzt, das jeweilige Produkt unterliegt keiner besonders hohen Gefährungskategorie, kann es das Unternehmen einem passenden Verfahren zuordnen und die Technische Dokumentation entsprechend der Richtlinien nach dem Konformitätsverfahren durchführen. Mit der abschließenden Konformitätserklärung bestätigt der Hersteller die Sicherheit nach den Standards seines Produkts und kann es dann mit dem CE-Zeichen labeln und am europäischen Markt oder an Kunden, die diese Qualifikation des Produkts fordern, vertreiben (Kothes, 2011, S. 5ff.).

Für das in dieser Arbeit beschriebene Produkt „Wellenkraftwerk“ sind drei EU-Richtlinien relevant. Übergeordnet gilt in jedem Fall das Geräte- und Produktsicherheitsgesetz (GPSG) nach der EG-Richtlinie 2001/95/EG über die allgemeine Produktsicherheit und der Maschinenrichtlinie 2006/42/EG. Da für die Definition der elektrischen Strategie des Kraftwerks noch weiterführende Tests und Berechnungen erforderlich sind, steht noch nicht eindeutig fest, ob nur Teile oder das gesamte Kraftwerk unter die Niederspannungsrichtlinie nach 2006/95/EG zu „elektrische[n] Betriebsmittel[n] zur Verwendung innerhalb bestimmter Spannungsgrenzen“ fallen werden (Kiefer & Krefter, 2008). Klar ist, dass spätestens die Komponenten zur Netzkonformität unter diese Niederspannungsrichtlinie fallen werden. Hingegen ist von technischer Seite noch offen, ob der auf dem Wasser schwimmende Kraftwerksteil auf Spannungsniveaus unterhalb von 50 Volt Wechselspannung oder 75 Volt Gleichspannung betrieben werden soll und kann. Damit würde dieser größte Teil des Kraftwerks nicht unter die Niederspannungsrichtlinie fallen. Dies hätte diverse Vorteile nicht nur bei der Zulassung, sondern vor allem bei der elektrischen Isolierung der Komponenten. Denn gegebenenfalls würde diese Strategie erlauben, die Verbindungsrohre nicht nur für statischen Zwecke, sondern auch als Stromnetz zu verwenden (vgl. das folgende Kapitel 4.3) (Kothes, 2011, S. 11f.).

Schutz geistigen Eigentums

Geistiges Eigentum oder englisch Intellectual Property (IP) ist für Start-Ups extrem wichtig. Ohne den Schutz des geistigen Eigentums in den entsprechenden Zielmärkten sind neue Technologien mächtiger und gut organisierter Konkurrenz schutzlos ausgeliefert. Gerade Technologien wie das in dieser Arbeit vorgestellte neuartige Wellenkraftwerk sind ein leicht zu imitierendes Produkt, wenn es technisch erfolgreich ist. Der Wert der Technologie ergibt sich für ein Unternehmen neben Faktoren wie einem geeigneten Team und Handwerkszeug zur Umsetzung sowie den technischen Erfolgen und der Belegbarkeit der Funktion und Wirtschaftlichkeit vor allem aus dem Schutz der Technologie. Die Vermarktung und der Vertrieb des Produkts werden für diese Arte von Technologie ebenso wie die langfristige Absicherung des Marktes maßgeblich über den Schutz von IP gesichert (González & von Welser, 2007).

Aus der IP-Perspektive sind die Art und der Aufbau des Wellenkraftwerks einzigartig und neu. Durch die Absicherung der Grundidee beim Europäischen Patentamt (EPA) besteht bereits ein sehr guter Schutz, da in den geschützten Ländern ohne explizite Erlaubnis Anlagen weder von anderen Anbietern gebaut noch vertrieben oder betrieben werden dürfen. Der Lineargenerator als eine Schlüsselkomponente des Kraftwerks befindet sich ebenfalls in der Patentanmeldung und wurde Anfang 2014 rückwirkend zu Januar 2013 für einen weltweiten Schutz unter dem Patent Cooperation Treaty (PTC) angemeldet.

Den Schutz des geistigen Eigentums durch den Aufbau und die Erweiterung eines IP-Portfolios für das Wellenkraftwerk weiter auszubauen, wird als eine entscheidende und kontinuierliche Aufgabe für die erfolgreiche Umsetzung und Vermarktung der neuartigen Technologie gesehen. Speziell dadurch, dass der Markt noch unerschlossen ist und die dazugehörigen Technologien im Wellenkraftwerksbereich noch neu sind, wird angenommen, dass das Projekt eine Vielzahl an patentfähigen Neuerungen mit sich bringen wird, sollte es erfolgreich fortgeführt werden können.

Die Forschungen und Entwicklungen an dem Kraftwerk haben bereits in der Vergangenheit immer wieder neue Möglichkeiten aufgezeigt, wie Teile der Technologie auch anderweitig eingesetzt werden können. Daher ist zu erwarten, dass auch in Zukunft weitere Richtungen und Ansätze aufgedeckt werden, für die sich ein IP-Schutz lohnt. Beispielsweise ist es vorstellbar, dass der einfache Aufbau der Trägerstruktur, die nur gesteckt und mit vorkonfigurierten Seilen verspannt wird, auch anderweitig eingesetzt werden könnte, so dass die Anmeldung zum Patent Sinn machen würde. Genauso wird darüber nachgedacht, die Verbindungsstangen zwischen den Modulen in ein oberes und ein unteres Stromnetz zu teilen. Unter Umständen könnte so das Stromnetz zwischen den Modulen im Kraftwerk über diese ohnehin schon vorhandene metallische Struktur aufgebaut werden, was sämtliche zwischen den Modulen verlaufende Verkabelung einsparen würde. Diverse weitere Ideen wie parallele Anwendungen, Energiespeichermechanismen und mehr sind vorstellbar, weshalb der Schutz geistigen Eigentums auch für die Zukunft wichtig sein wird.

5 Identifikation eines Modellstandorts für das neuartige Wellenkraftwerk

In Kapitel 4 dieser Arbeit wurde ein Wellenkraftwerk konzipiert, das das hohe Energiepotenzial der Wellen auf neuartige Weise nutzen kann. Unter anderem durch seine Einfachheit und die günstige Bauweise ist das Wellenkraftwerk bereits für den dezentralen Einsatz optimiert. Um die zweite Fragestellung dieser Arbeit zu beantworten, wie das neuartige Wellenkraftwerks-Konzept im Vergleich zu bestehenden alternativen Versorgungsmöglichkeiten abschneidet, wird im Folgenden zunächst der ausgewählte Zielmarkt näher definiert, bevor dann Vergleichskriterien aufgestellt und für jede Technologie einzeln evaluiert werden.

5.1 Eingrenzung eines Zielmarkts

Es gibt diverse Arten von Stromnetzen. Diese unterscheiden sich rein technisch, etwa im Spannungsniveau und der Leistung, aber auch allgemein in Faktoren wie der Frage, ob sie an ein öffentliches Stromnetz angebunden sind, wie große und wie viele Verbraucher sie zu versorgen haben, und in dem Muster des vorhandenen Stromangebots und dessen Nachfrage. Bevor im Folgenden begonnen werden kann, die verschiedenen Technologie-Alternativen daraufhin zu vergleichen, wie gut sie für die Stromversorgung geeignet sind, muss zunächst der Markt eingeschränkt werden, in dem sie überhaupt konkurrieren sollen. Dieser Zielmarkt richtet sich notwendigerweise nach den Voraussetzungen für den wirtschaftlichen Betrieb des in Kapitel 4 konzipierten Wellenkraftwerks, dessen Konkurrenzfähigkeit in diesem Teil der Arbeit überprüft werden soll.

Dabei nicht auszuschließen ist, dass der Radius des Einsatzes des konzipierten Wellenkraftwerks nach einer erfolgreichen Markteinführung in einer vorteilhaften Nische erweitert werden kann. Der größtmögliche vorstellbare Radius wäre hierbei die Integration des geplanten Wellenkraftwerkkonzepts in ein öffentliches Stromnetz, beispielsweise in Deutschland an einem Standort in der Nordsee oder im französischen Stromnetz an den atlantischen Westküsten. Vorerst soll der zentrale Fokus jedoch darauf liegen, den Nischenmarkt der Technologie nach dem vorliegenden Konzept zu identifizieren und deren Abschneiden im weiteren Verlauf gegenüber den Alternativen zu vergleichen.

5.1.1 Mini-Grids statt große Stromnetze

Für die Wahl eines geeigneten Zielmarkts ist das allgemeine Kostenniveau des Stroms für den Endverbraucher ein zentrales Kriterium. Global betrachtet ist die Größe des Stromnetzes dabei die zunächst wichtigste Einflussgröße: In großen Stromnetzen ist Energie in den meisten Fällen deutlich günstiger. Ein solches über Landesgrenzen hinweg gespanntes Stromnetz versorgt beispielsweise Europa mit Strom. Zwar sind die Landesgrenzen formal auch die Kostengrenzen dieses Stromnetzes, es besteht jedoch technisch die Möglichkeit, Strom über die Landesgrenzen hinweg zu leiten. Damit ist Strom ein Gut, welches nach Angebot und Nachfrage gehandelt werden kann insbesondere nach mehreren Binnenmarktreflexen der EU.

In vielen Teilen der Welt gibt es vergleichbar große Stromnetze. Diese Stromnetze mit einer Vielzahl an redundanten Leitungen und Stromquellen sowie Verbrauchern unterschiedlichster Art sind lang gewachsene, meist sehr stabile und effektive Systeme. In Deutschland und vielen vergleichbaren Ländern ist die sichere Versorgung mit günstigem Strom bereits eine Art ‚gefühltes Grundrecht‘. Diese empfundene Selbstverständlichkeit spiegelt sich auch in den niedrigen Strompreisen wider: In Europa lag beispielsweise im Jahr 2013 der durchschnittliche Preis für Großverbraucher bei 0,09 Euro pro Kilowattstunde, wobei das Minimum 0,06 Euro in Bulgarien und das Maximum 0,18 Euro in Zypern

betrug. Im gleichen Jahr lag der Mittelwert für Haushaltsstrom in Europa bei 0,20 Euro pro Kilowattstunde; das Minimum waren erneut 0,09 Euro für Bulgarien und das Maximum 0,33 Euro für Dänemark (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2014).

Diese Werte sind bereits der Endkundenpreis inklusive Steuern, Anschluss- und Leitungskosten. Wie ein Auszug aus den Daten der Leipziger Strombörse von 2005 bis 2013 illustriert, liegt der Börsenpreis für Strom, der vergleichbar mit den reinen Stromgestehungskosten ist, in großen Verbundnetzen wie Deutschland noch deutlich unter diesem Endkundenpreis: In dem genannten Zeitraum in Deutschland betrug er zwischen 0,04 und 0,07 Euro pro Kilowattstunde. Sogar inklusive EEG-Umlage in Deutschland erreichen die Strompreise an der Börse nicht mehr als 0,10 Euro pro Kilowattstunde (vgl. Abbildung 97).

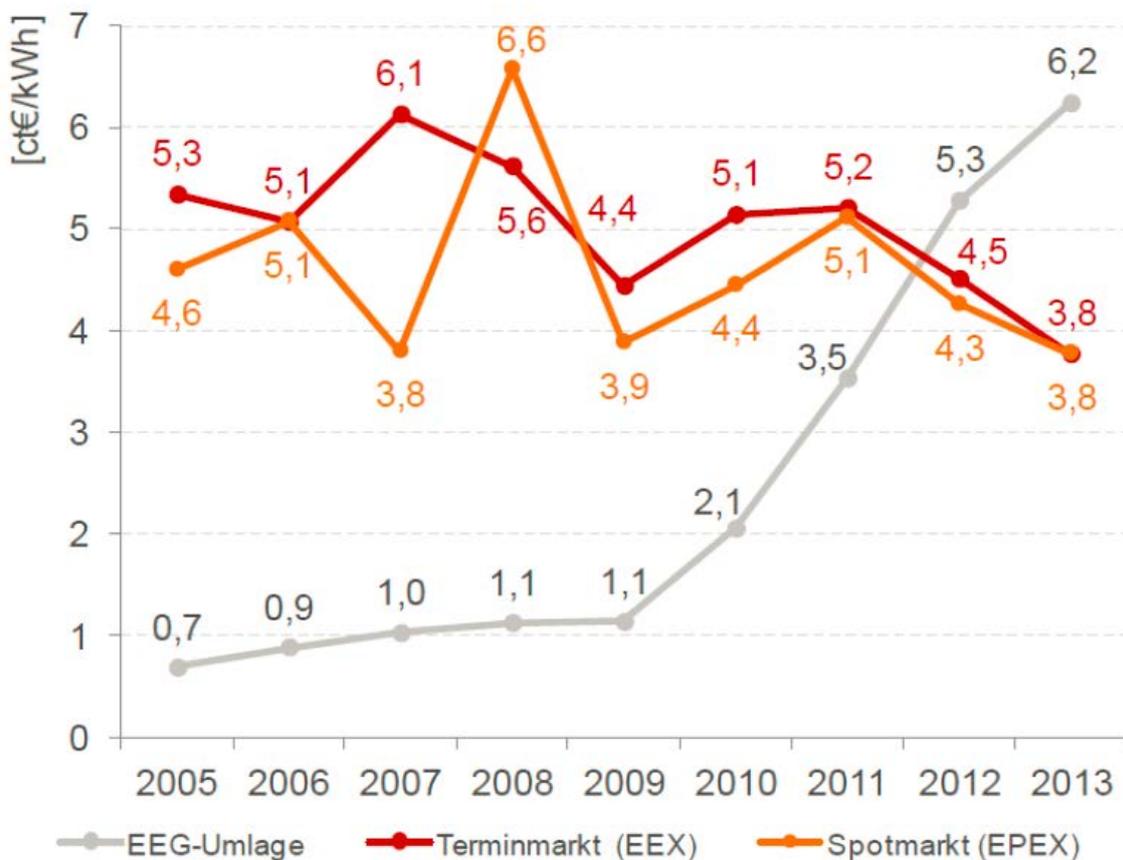


Abbildung 97: Strompreis an der Leipziger Strombörse
Quelle: Wirth (2015)

Gleichzeitig sind große Stromnetze in der Regel durch die zahlreichen Ausgleichs- und Regelungsmöglichkeiten in Angebot und Nachfrage auch sehr stabil. Im Niederspannungsbereich und damit beim Endverbraucher lag die Nichtverfügbarkeit von Strom in Deutschland bei gerade einmal 2,47 Minuten im Jahr 2013. Dies entspricht einer Versorgungssicherheit von 99,95 Prozent (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2014). Ähnlich hohe und stabile Werte gelten auch für die anderen europäischen Länder und ähnliche Strom-Verbundnetze. Damit ist Strom in großen Stromnetzen nicht nur vergleichsweise günstig, sondern zugleich auch sehr stabil verfügbar.

Was den Nutzern Komfort und wirtschaftliche Vorteile bringt, ist gleichzeitig ein limitierender Faktor für die Wahl eines Zielmarktes des neuartigen Wellenkraftwerks. Denn dieses bietet in diesem Umfeld

nicht unmittelbar klare Vorteile im Preis oder der Versorgungssicherheit. In dieser Hinsicht bestehen bessere Marktchancen in Ländern mit noch nicht flächendeckendem Stromnetz. Hier kann die Stromversorgung über kleinere, dezentrale Stromnetze organisiert werden. Gemeint sind hiermit kleine Kraftwerke, die ein eigenes Stromnetz versorgen, das mit Verbrauchern verbunden ist. Die Größe solcher Verbundnetze kann dabei von einzelnen Verbrauchern bis zu der Versorgung ganzer Ortschaften stark variieren.

Unter den verschiedenen Begriffen, die eine dezentrale Stromversorgung beschreiben, ist der des Mini-Grid am geläufigsten. Dieser Begriff beschreibt sehr allgemein ein für sich eigenständiges Stromsystem mit Stromquelle und Verteilernetz, das der Stromversorgung eines bis einer Vielzahl an Stromverbrauchern dient. Meist kommen Mini-Grids an entlegenen Orten ohne Anschluss an das öffentliche Stromnetz zum Einsatz. Daneben gibt es noch spezielle Arten von dezentralen Stromversorgungssystemen, die der IED-Report wie in Tabelle 6 zu kategorisieren versucht und deren Definitionen sich teilweise mit denen des Mini-Grids überschneiden (IED Innovation Energie Développement, 2013, S. 18).

Name	Leistung	Definition
On-Grid/Grid-Tied System	Beliebig	Alle Stromnetze, die an das öffentliche Stromnetz angeschlossen sind.
Off-Grid System	0 Kilowatt bis wenige Megawatt	Alle Stromnetze, die isoliert vom öffentlichen Stromnetz versorgt und betrieben werden.
Mini-Grid System (MG)	10 Kilowatt bis wenige Megawatt	Ein System, in dem ein Teil des Stroms oder der gesamte Strom in einem kleinen Verteilernetz im Nieder- oder Mittelspannungsbereich fließen und hier eine Vielzahl an Endverbrauchern versorgen. Dabei kann ein Mini-Grid von einem öffentlichen Stromnetz isoliert oder an dieses angeschlossen sein. Es wird jedoch von einer dritten Partei betrieben und dient im Falle eines Anschlusses an das öffentliche Netz vornehmlich der Energieeinspeisung überschüssiger Energie.
Green Mini-Grid (GMG)	10 Kilowatt bis wenige Megawatt	Ein Mini-Grid nach obiger Beschreibung, das entweder durch regenerative Versorger ergänzt (Hybridlösung) oder durch diese vollumfänglich versorgt wird.
Micro-Grid (μG)	1 bis 10 Kilowatt	Ein kleines Stromnetz im Niederspannungsbereich mit normalerweise weniger als 10 Kilowatt Leistung der Stromquelle, das zur Versorgung von Verbrauchern dient. Das System kann auch an ein öffentliches Stromnetz angeschlossen sein.
Stand-Alone System (SA)	Bis zu 5 Kilowatt	Ein eigenständiges Energiesystem, das normalerweise nur einen Verbraucher versorgt. In der Regel existiert daher auch kein weiteres Stromnetz.
Smart Grid	Beliebig	Ein Stromnetz, in dem Strombedarf und -angebot überwacht und intelligent gesteuert werden, so dass das Stromangebot die Strombedarfe abdeckt.
Hybrid System	Beliebig	Ein Stromsystem mit mehreren Stromquellen, das typischerweise aus einem mit einer regenerativen Energiequelle kombinierten Motoraggregat besteht. Dieses Stromsystem kann isoliert oder an ein öffentliches Netz angeschlossen sein.

Tabelle 6: Typologie dezentraler Stromnetze

Quelle: Eigene Übersetzung von IED Innovation Energie Développement (2013)

Da es zusammengefasst sinnvoller ist, Märkte mit kleineren, dezentralen Netzen anzustreben, in denen das Wellenkraftwerk einen klaren Zusatznutzen bieten kann, werden Mini-Grids hiermit als erster Bestandteil eines einzugrenzenden Zielmarkts festgehalten.

5.1.2 Versorgung durch Motoraggregate

Wie aus den verschiedenen Definitionen teilweise schon hervorgeht, gibt es im Mini-Grid diverse mögliche Arten der Stromproduktion: von Motoraggregaten (englisch: „engine-generator sets“ oder „gen-sets“) über kleine Flusskraftwerke, Photovoltaik- und Windkraftanlagen zu diversen weiteren. Gesetzt den Fall, dass Kapital für die notwendige Investition in Energieinfrastruktur überhaupt vorhanden ist, spielen die geographische Lage, die Erreichbarkeit und die allgemeine Infrastruktur einer Region bei der Wahl der Stromquelle und damit des Zielmarktes für das neuartige Wellenkraftwerk eine entscheidende Rolle. Alle diese Faktoren spiegeln sich in den Stromgestehungskosten im Mini-Grid wieder, die es zu ermitteln und zu unterbieten gilt, soll das neuartige Wellenkraftwerk im Vergleich erfolgreich sein.

Werden die Investitionskosten in einem globalen Vergleich bereits zusammenfassend auf die Stromgestehungskosten über das gesamte Kraftwerksleben (englisch: „levelized cost of electricity“, LCOE) umgelegt, fallen die Ergebnisse für die verschiedenen Anlagen sehr unterschiedlich aus. Die Stromgestehungskosten betragen dann je nach Standort und Versorgungstyp für kleine Kraftwerke im Mini-Grid laut IED-Studie zwischen 0,1 und 1 US-Dollar pro Kilowattstunde. Dies berücksichtigt noch nicht die Kosten für Stromleitung und -netz zur Anbindung von Personenhaushalten oder anderen Verbrauchern.

Die International Renewable Energy Agency (IRENA) kommt in ihren Studien auf eine noch größere Varianz der Stromgestehungskosten weltweit. Nach ihren Erhebungen variieren die Kosten für eine Kilowattstunde Strom im Mini-Grid je nach Standort und Art der Versorgung und ohne das notwendige Stromnetz zwischen 0,02 US-Dollar pro Kilowattstunde für kleine Wasserkraftwerke und 1,70 US-Dollar pro Kilowattstunde für dezentrale Solarkraftwerke auf kleinen Inseln. Als zusätzliche Stromgestehungskosten für die Mini-Grid-Netzanbindung nimmt IRENA hierbei 0,05 bis 0,15 US-Dollar pro Kilowattstunde an. Damit wären die Minimalkosten für Strom im Mini-Grid unter idealen Voraussetzungen nach dieser Erhebung 0,07 US-Dollar pro Kilowattstunde. Die Obergrenze liegt laut IRENA im ungünstigsten Fall bei 1,85 US-Dollar pro Kilowattstunde (International Renewable Energy Agency (IRENA), 2013).

Laut Siemens werden Mini-Grids in den meisten Fällen durch Motoraggregate mit einer Nennleistung von bis zu 20 Megawatt versorgt (Siemens AG (2012)). Die Versorgungsleistung von Mini-Grids über Motoraggregate wird auf 44,8 Gigawatt installierter Nennleistung weltweit berechnet. Die Hälfte hiervon, 22,4 Gigawatt installierter Nennleistung, entfällt auf küstennahe Mini-Grids (vgl. Anhang A3.2, S. 276 ff.). Die Kosten für diesen Strom schwanken stark. Neben dem genannten Faktor der Treibstoff-Transportkosten hängen auch lokale Kosten für Wartung und Reparatur von der Erreichbarkeit und Zugänglichkeit des Standortes ab.

Die engste Korrelation mit Stromkosten von Motoraggregaten besteht mit den Brennstoffkosten. Da die Motoraggregate meist mit Diesel betrieben werden, besteht ein linearer Zusammenhang zwischen Dieselpreisen und den Stromkosten (vgl. Abbildung 98, Seite 145). Des Weiteren wird auf Basis der Interpolation von dieser Graphik auf einen Dieselpreis von 0 Euro angenommen, dass die Kosten für den Betrieb eines Motoraggregats zusätzlich zu den Treibstoffkosten einen Grundkostenaufwand von

circa 0,06 Euro pro Kilowattstunde Strom verursacht. Aus Berechnungen aus den Daten von Siemens AG (2012) wird abgeleitet, dass diese Grundkosten für Aggregate mit einer Nennleistung von 1,43 Megawatt noch deutlich höher sind, da der relative Aufwand pro erzeugter Energiemenge für Wartung und Betrieb dieser Aggregate deutlich steigt. Da aus der Studie hervorgeht, dass weltweit circa 40.000 Motoraggregate von insgesamt circa 53.000 weniger als 1,43 Megawatt Nennleistung haben, liegt in mehr als 75 Prozent der Mini-Grids der Strompreis mit hoher Wahrscheinlichkeit höher als der in Abbildung 98 skizzierte Preisverlauf. Der hier dargestellte Preis stellt damit eine Untergrenze der Stromkosten von Mini-Grids versorgt durch Dieselaggregate dar.

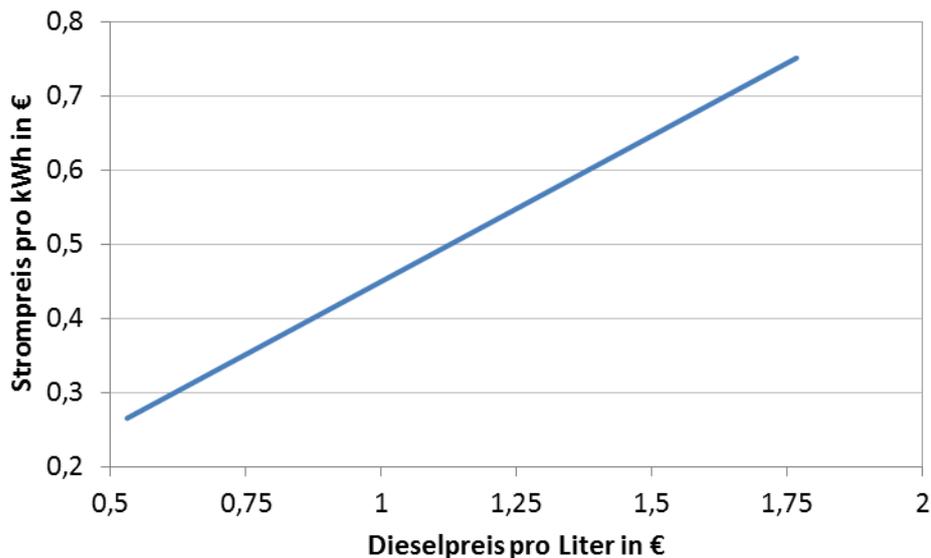


Abbildung 98: Stromkosten im Mini-Grid in Abhängigkeit vom Dieselpreis

Quelle: Eigene Darstellung ermittelt aus Daten Siemens AG (2012), Euro zu Dollar Wechselkurs vom 08.02.2015

Da die meisten Mini-Grids heute noch mit Motoraggregaten versorgt werden, werden im Folgenden deren Stromgestehungskosten als Benchmark für Stromkosten im Mini-Grid angenommen, die es durch alternative Lösungen zu unterbieten gilt. Bei einem weltweiten Durchschnittspreis für Dieselkraftstoff von 0,97 Euro pro Liter betragen die errechneten Stromgestehungskosten 0,44 Euro pro Kilowattstunde Strom (eigene Berechnung aus Blanke & Chiesa (2014, S. 439)). Wie beschrieben ist davon auszugehen, dass dieser Preis für kleinere Motoraggregate mit einer Nennleistung von weniger als 1,43 Megawatt und in schwer erreichbareren Gegenden noch deutlich nach oben abweichen kann.

Motoraggregate spielen im Zielmarkt der Mini-Grids auch deswegen eine große Rolle, weil sie hier als Absicherung der Stromversorgung dienen können. Denn je kleiner die Netzwerke sind, desto höher ist das Ausfallrisiko. Motoraggregate können innerhalb eines gewissen Spektrums die Energie entsprechend der Bedarfskurve steuern. Die autarke Versorgung über Solarkraft oder Windkraft ist dagegen angebotsgetrieben, was ohne Absicherung bedeuten würde, dass der Stromkonsum sich nach der momentanen Bereitstellung richten müsste. Die Notwendigkeit redundanter Systeme bei Wind- oder Solaranlagen ist offensichtlich: Die Primärenergie steht nicht kontinuierlich und nach Bedarf zur Verfügung, sondern hängt von der vorherrschenden Wetterlage ab.

Üblich ist in entsprechenden Fällen daher der Einsatz von Speichersystemen wie Batterien oder der Aufbau redundanter Hybridsysteme. Diese sind durchaus kostenrelevant: Für Speichersysteme von Strom werden zusätzliche Stromgestehungskosten von 0,2 bis 0,5 Dollar pro vorgehaltener

Kilowattstunde angenommen (IED Innovation Energie Développement, 2013, S. 25). Je nach Speichermenge kann dies im autarken Mini-Grid zu einer enormen Erhöhung der effektiven Stromkosten führen. Ähnlich ist die Situation im hybriden System: Hier wird typischerweise ein Motoraggregat mit einer regenerativen Stromquelle kombiniert. Das Motoraggregat substituiert die Stromversorgung, wenn kein oder zu wenig regenerativer Strom zur Verfügung steht. Redundante Anlagen verschlechtern oft die Rentabilität vor allem wegen der zusätzlichen Investitionen, die hier notwendig sind. Dennoch ist es unumgänglich, gewisse Redundanzen in Stand-Alone-Systemen aufzubauen, da die meisten Einzelversorgungslösungen bei der Wartung oder dem Ausfall der Anlage auch zum Ausfall der Stromversorgung führen würden.

Der Benchmarkpreis muss daher noch den Aspekt der Versorgungssicherheit berücksichtigen. Denn wenn über Motoraggregate eine vollumfängliche elektrische Absicherung erfolgen soll, müssen doppelte oder dreifache Redundanzen vorgehalten werden. Pro Mini-Grid müssen also zwei bis drei gleich starke Motoraggregate zur Verfügung stehen, wobei immer nur eines davon in Betrieb ist und die anderen für Ausfälle bereitgehalten werden. Diese redundante Absicherung verursacht nach dem Prinzip der oben beschriebenen Grundkosten Zusatzkosten von 0,06 bis 0,12 Euro pro Kilowattstunde, je nachdem, ob doppelte oder dreifache Redundanz vorgehalten wird.

Damit kann im Durchschnitt in über Motoraggregate versorgten Mini-Grids bei einfacher Redundanz von einem Strompreis von mindestens 0,50 Euro pro Kilowattstunde ausgegangen werden (Errechnet aus 0,974€ pro Liter Diesel und Grundkosten pro kWh_{el} angenommen zu 0,06€). Dies schränkt den Zielmarkt insofern weiter ein auf Standorte, in denen der Strompreis auf oder über diesem Niveau liegt.

5.1.3 Geringer Leistungsbereich und küstennaher Standort der Mini-Grids

Das konzipierte Wellenkraftwerk soll zunächst einen eher kleineren Leistungsbereich von durchschnittlich circa 50 bis 200 Kilowatt abdecken. Dies limitiert zum einen die Anzahl beziehungsweise die Größe der Verbraucher, aber im Weiteren auch die Distanz zwischen der Energiequelle und dem Verbraucher.

Der Grund hierfür liegt in den Energieverlusten, die durch den Transport des Stroms über lange Strecken entstehen. Die Maßnahmen, um die Spannung zu erhöhen und damit den Transportverlusten entgegenzuwirken, wirken sich unmittelbar auf die Kosten des Stroms aus und können mögliche Effizienzgewinne bei der Übertragung schlechtestenfalls aufheben. Der IED-Report illustriert dies (IED Innovation Energie Développement, 2013, S. 26): Demnach betragen Stromleitungskosten im Niederspannungsbereich (bis zu 230 Volt Wechselstrom oder bis 400 Volt Dreiphasenstrom/Drehstrom) 5.000 bis 8.000 US-Dollar pro Kilometer. Im Mittelspannungsbereich (11.000 Volt bis 33.000 Volt) steigen die Kosten für die Stromanbindung auf 13.000 bis 15.000 US-Dollar pro Kilometer. Die Entfernung zwischen der Stromquelle und dem Verbraucher, bei dem die Stromleitung noch wirtschaftlich ist, beträgt laut IED-Report für den Niederspannungsbereich bis zu einem Kilometer. Für den Mittelspannungsbereich können Entfernungen bis zu zehn Kilometern wirtschaftlich realisiert werden.

Da Meereswellenkraftwerke per definitionem nicht im Landesinneren installiert werden können und der Transport von Energie über weite Distanzen bei der gegebenen Leistung aus den beschriebenen Gründen nicht wirtschaftlich ist, wird als letztes Kriterium für die Eingrenzung eines Zielmarkts für den

Vergleich die Nähe zum Meer festgehalten, die als Abstand von maximal zehn Kilometern zur Küste definiert wird.

Der somit abschließend definierte Zielmarkt richtet sich nach den aussichtsreichsten Gegebenheiten für Wellenkraftwerke. Um den geplanten Vergleich mit alternativen Energieversorgungsmöglichkeiten durchführen zu können, soll er im Folgenden auf der Basis der definierten Kriterien auf einen geeigneten Modellstandort untersucht werden. Beispiele für passende Ziele in diesem Zusammenhang wären kleine bewohnte Inseln oder allein stehende Wirtschaftseinheiten sowie Privatanwesen an Küsten ohne Anschluss an ein öffentliches Stromnetz. An den entsprechenden Orten gäbe es die Möglichkeit, ein Mini-Grid auf Basis eines Wellenkraftwerks neu zu errichten oder es synergetisch oder als Ersatz zu einer alternativen Stromquelle in eine bestehende Mini-Grid-Infrastruktur einzugliedern.

Die Einschränkungen und Bewertungen für Zielmärkte sollen im Folgenden auf einer Weltkarte wie der in Abbildung 99 in der Rohversion dargestellten farblich markiert werden. Dazu werden die möglichen Standorte auf Länderebene einzeln eingefärbt oder – im Falle der nicht an Küsten liegenden Länder – aus der Darstellung entfernt.

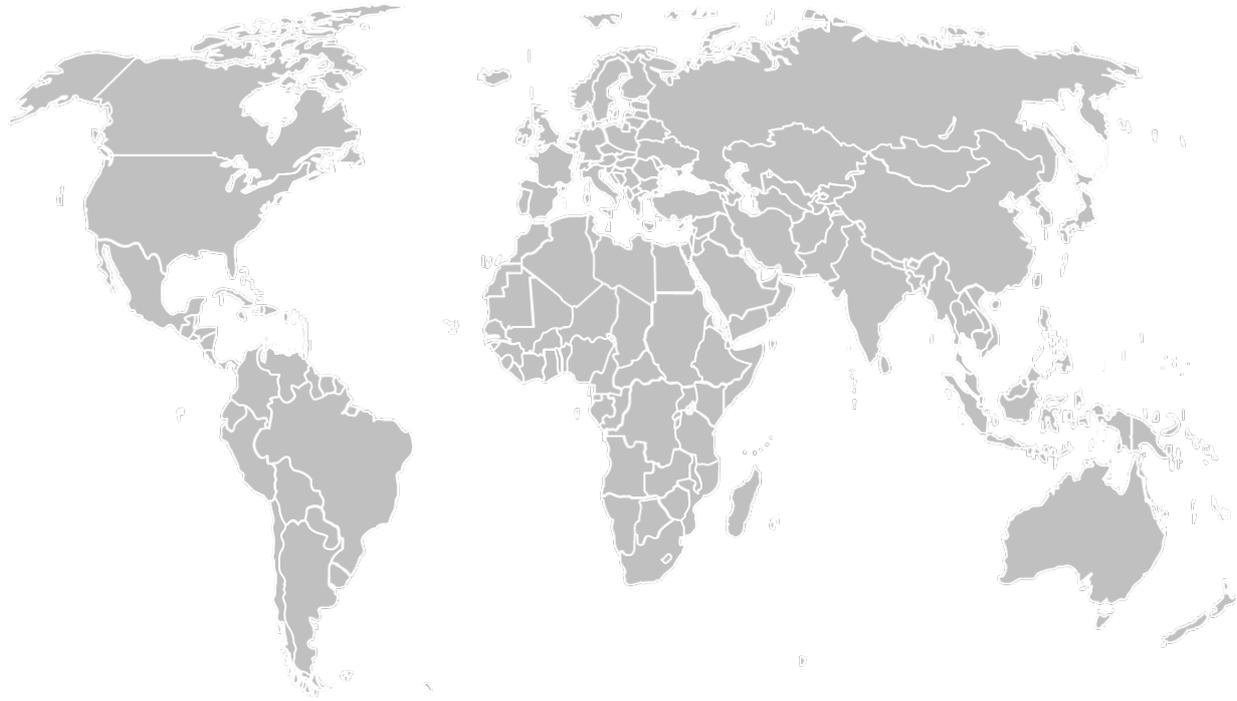


Abbildung 99: Weltkarte für die Markierung der Zielmärkte des konzipierten Wellenkraftwerks (Softonic, 2015)

5.2 Identifikation eines Standorts

Nachdem der Zielmarkt im vorangegangenen Kapitel bereits grob eingeschränkt wurde, gilt es nun, innerhalb dieses Zielmarkts anhand von weiteren spezifischen Kriterien einen idealen Standort für den Betrieb eines Wellenkraftwerks nach dem in Kapitel 4 entwickelten Konzept zu identifizieren. Zu den rein wellenbezogenen Kriterien einer hohen Wellenleistung und gleichzeitig großen Wellenkontinuität kommen bei diesem Auswahlprozess geographische Aspekte: Sie bestimmen das Aufkommen verschiedener erneuerbarer Energieformen, was für die Evaluation der Opportunitätskosten durch konkurrierende alternative Technologien eine entscheidende Rolle spielt. Die einzelnen Aspekte werden im Folgenden vorgestellt und dazu genutzt, eine Auswertung mittels der Vergabe von Standortnoten durchzuführen. Das Vorgehen bei der Standortidentifikation stellt also eine Art Zielmarktanalyse dar.

Im ersten Schritt werden die ihrem Wellenklima nach vorteilhaftesten Regionen für Meeresenergien identifiziert. Die Ergebnisse dieser Standortauswertung werden in einer Weltkarte als Standortnote I dargestellt. Darauf folgend wird die Verfügbarkeit von alternativen Versorgungsmöglichkeiten und damit den Opportunitätskosten für die Bereitstellung von Energie in den Zielmarktreionen analysiert. Dabei werden die Regionen besser bewertet, in denen die Opportunitätskosten für Alternativen höher sind. Beispielsweise werden Regionen besser bewertet, wenn die Sonneneinstrahlung niedriger und deshalb der Betrieb von Photovoltaikanlagen unrentabler ist. Diese geographische Auswertung wird in der Standortnote II auf einer zweiten Weltkarte visualisiert.

Zusammengefasst werden die Standortnoten I und II in Weltkarten mit farblich markierten Küsten dargestellt. Dabei wurden die Länder aus der Weltkarte entfernt, welche nach den im vorangegangenen Kapitel definierten Kriterien als Zielmarkt für den Einsatz des in Kapitel 4 beschriebenen Wellenkraftwerks momentan nicht geeignet erachtet werden. Die übrigen Küstenabschnitte wurden je nach Bewertung farblich entweder orange (ausreichend), gelb (gut) oder grün (sehr gut) gekennzeichnet. Diese Kennzeichnung ist als relative Aussage zu verstehen und kennzeichnet demnach, ob der entsprechende Küstenstreifen hinsichtlich eines Kriterium oder einer Auswertung mehrerer Kriterien besser oder schlechter für einen wirtschaftlichen Betrieb des Wellenkraftwerks geeignet ist.

Der weltweite Vergleich und die dazugehörige visuelle Auswertung wird dazu genutzt, einen anhand der beiden übergeordneten Kriterien möglichst optimalen Standort für die Wellenkraftwerkstechnologie zu identifizieren. Aus den besten Regionen wird schließlich im letzten Schritt ein Modellstandort gewählt, für das verschiedene Versorgungsmöglichkeiten konkret miteinander verglichen werden.

5.2.1 Wellenklima

Wie in Kapitel 2 beschrieben können Meereswellen an Küsten in sehr unterschiedlichen Leistungsdichten von durchschnittlich 0 bis über 100 Kilowatt pro Meter im Jahresmittel auftreten. Je höher die durchschnittliche Leistungsdichte ist, desto größer ist das Potenzial für die energetische Nutzung der Meereswellen durch Wellenkraftwerke.

Zunächst werden daher Regionen mit mittlerer Wellenleistung von unter 10 Kilowatt pro Meter aus der Betrachtung entnommen und nicht weiter berücksichtigt, da diese Wellenleistung zu gering für eine wirtschaftliche Nutzung der Energie ist. 10 bis 30 Kilowatt pro Meter werden als ausreichend angenommen, um Wellenkraftwerke einzusetzen. Zwischen 31 und 60 Kilowatt Leistung pro Meter wird erwartet, dass Wellenkraftwerke sehr wirtschaftlich arbeiten könnten. Leistungsdichten an Küsten ab 61 Kilowatt pro Meter im Jahresmittel sind weltweit in der Minderheit. Diese hohen Leistungsdurchschnitte sind zudem auch häufig dort zu finden, wo die Leistung beispielsweise jahreszeitlich bedingt sehr stark schwankt.

Hohe Leistungsdurchschnitte müssen damit immer auch in Relation zur Kontinuität der Wellen betrachtet werden. Dies ist die zweite und hinsichtlich der Nutzung von Meereswellen für die Stromerzeugung mindestens ebenso wichtige Kenngröße. Eine hohe Kontinuität von Meereswellen legt nahe, dass die Stromerzeugung aus Meereswellen deutlich besser planbar ist und damit eher eine Grundversorgung erreicht werden kann als in Regionen mit sehr stark variierenden Meereswellen. Eine höhere Kontinuität von Meereswellen wird grundsätzlich als vorteilhafter eingestuft als eine niedrige Kontinuität. Als Indikator für die Kontinuität wird das Verhältnis der mittleren Monatsleistung im

schwächsten Monat zu der mittleren Wellenleistung über das Jahr angenommen, wobei eine höhere Prozentzahl für eine höhere Kontinuität steht.

Eine möglichst hohe Kontinuität ist gerade in der geplanten Mini-Grid-Versorgung sehr wichtig. Daher soll die Bewertung der Kontinuität der Meereswellen dreimal so stark in die Standortauswertung einfließen wie die Leistung der Meereswellen. Auch die Gebietsausschlusskriterien werden entsprechend angesetzt: Alle Gebiete mit weniger als 40 Prozent Kontinuität fallen aus der weiteren Betrachtung heraus. Als ausreichend werden Gebiete mit einer Wellenkonginuität zwischen 40 und 60 Prozent erachtet. Küsten mit Kontinuität zwischen 61 und 80 Prozent sind für eine Grundversorgung bereits gut geeignet. Regionen mit Wellenkonginuitäten ab 81 Prozent bieten optimale Bedingungen für den Einsatz von Wellenkraftwerken.

Für die Auswertung werden die Regionen des Zielmarkts nach den oben genannten und in Tabelle 7 zusammengefassten Kriterien kategorisiert und mit Punktzahlen versehen. Für die Regionen, die wegen ihrer ungeeigneten Leistung oder mangelnder Kontinuität im Wellenklima aus der Betrachtung fallen, wird die Punktzahl 0 vergeben. Entsprechend den vergebenen Kriterien erhalten alle anderen Standorte für Wellenleistung und Wellenkonginuität jeweils eine Punktzahl zwischen 1 (ausreichend), 2 (gut) oder 3 (sehr gut).

Wellenleistung [kW/m]	Punktzahl [0 = Ausschlusskriterium, 1 = ausreichend, 2 = gut, 3 = sehr gut]	Gewichtung
< 10	0	
10 – 30	1	1
31 – 60	2	
> 60	3	
Wellenkonginuität [% der durchschnittlichen Monatsleistung von der Jahresleistung]	Punktzahl [0 = Ausschlusskriterium, 1 = ausreichend, 2 = gut, 3 = sehr gut]	
< 40%	0	
40% - 60%	1	3
61% - 80%	2	
> 80%	3	

Tabelle 7: Auswertungskriterien für die Berechnung der Standortnote I (Wellenklima)

Quelle: Eigene Darstellung.

Für alle Regionen des im vorangegangenen Kapitel identifizierten Zielmarkts werden Auswertungen nach Tabelle 7 vorgenommen. Dazu werden die Punktzahlen für Wellenleistung und Wellenkonginuität separat mit der jeweiligen Gewichtung multipliziert und danach addiert, wodurch die Gesamt-Standortnote für die Eignung einer bestimmten Küstenregion ermittelt wird (Formel 43).

Standortnote I

$$= \text{Punktzahl}_{\text{Wellenleistung}} \cdot \text{Gewichtung}_{\text{Wellenleistung}} \\ + \text{Punktzahl}_{\text{Wellenkonginuität}} \cdot \text{Gewichtung}_{\text{Wellenkonginuität}}$$

Formel 43: Berechnung der Standortnote I (Wellenklima)

Quelle: Eigene Darstellung.

Für alle Kombinationen von Punktzahlen an einem Küstenabschnitt wird der Wert nach der oben stehenden Formel berechnet und farblich entsprechend der Tabelle 8 orange, gelb oder grün markiert. Hat eine der Regionen entweder für Wellenleistung oder Wellenkonginuität ein Ausschlusskriterium

erfüllt, ergibt die Multiplikation das Ergebnis 0 und wird farblos dargestellt. Das Ergebnis dieser ersten Auswertung ist in Tabelle 8 dargestellt.

Punktzahl	0	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Farbcode (Bedeutung)	Farblos (Ausschlusskriterium)	Orange (Ausreichend)			Gelb (Gut)			Grün (Sehr gut)		
Standortnote I	0	1			2			3		

Tabelle 8: Schlüssel zur Auswertung der Standortnote I (Wellenklima)

Quelle: Eigene Darstellung.

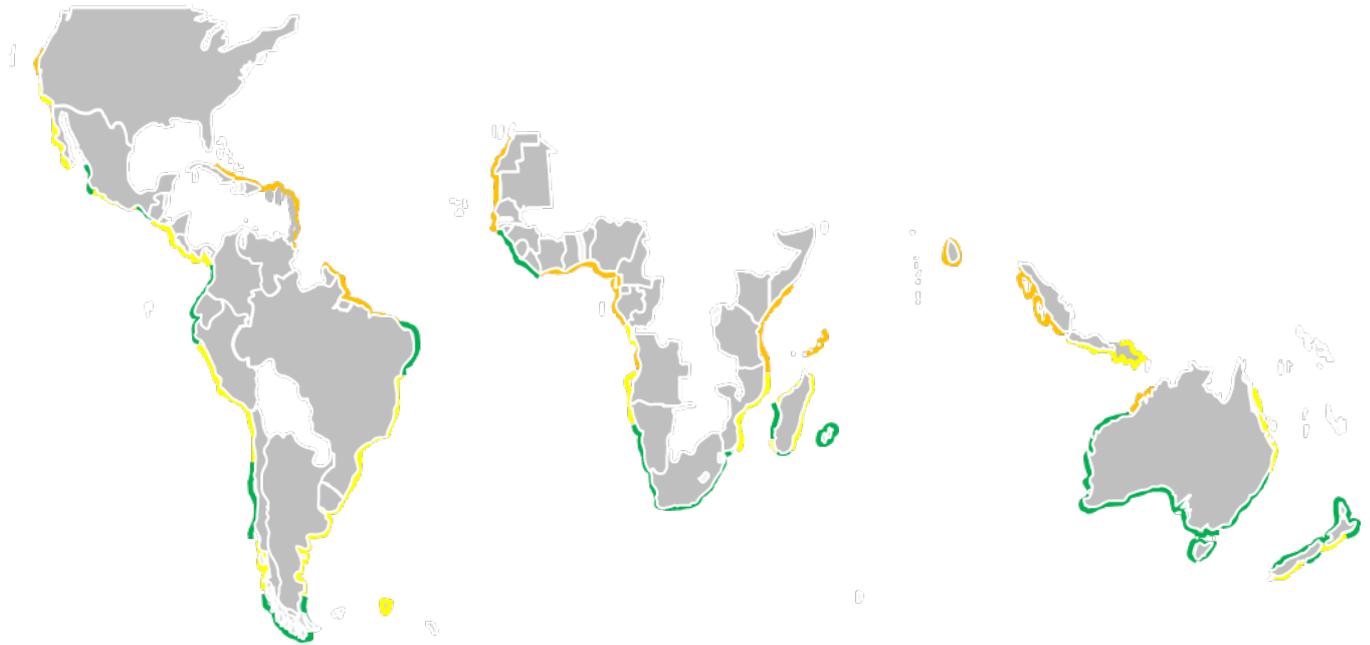


Abbildung 100: Standortnote I (Wellenklima)

Quelle: Eigene Darstellung mit Daten aus Boud (2003, S. 18), Huckerby et al. (2011, S. 5) und Boud (2003, S. 18), Huckerby et al. (2011, S. 5).

Da bei dieser Auswertung hohes Gewicht auf die Kontinuität der Wellen und weniger auf deren Leistung gelegt wurde, fallen typischerweise mit Wellenkraft assoziierte Standorte in Europa wie Schottland oder Portugal trotz ihrer hohen durchschnittlichen Wellenleistungen aufgrund der starken Schwankungen aus der Betrachtung heraus. Dagegen ist auffällig, dass – wie auch schon in Kapitel 2 angedeutet – Orte in der Passatwindzone gute Noten erhalten. Positiv schneiden vor allem Gebiete auf der Südhalbkugel ab. Die meisten großen Kontinentalplatten, die jeweils von großen Ozeanen umgeben sind, weisen statistische Werte der Wellenkraft auf, die für die technische Nutzung zur Stromproduktion gut oder sehr gut geeignet sind. Dies betrifft vor allem Südamerika sowie den Süden Afrikas und Australiens. Für die zwei weiteren Auswertungen zur Eingrenzung des möglichen Standorts für das konzipierte Wellenkraftwerk werden nur noch die in Abbildung 100 dargestellten Länder und deren Küsten berücksichtigt.

Bis auf Australien und Neuseeland liegen die meisten gut oder sehr gut geeigneten Gebiete für Wellenkraftwerke in Regionen mit einem höheren Anteil an Entwicklungsländern. Welchen Einfluss dies auf die Eignung als Zielstandort für das konzipierte Wellenkraftwerk hat, kann kontrovers diskutiert werden. Eine klare Bewertung auf Basis der allgemeinen sozialen und wirtschaftlichen Faktoren in einem Land ist nicht übergreifend möglich: So können an sich für die Vermarktung negative

Faktoren wie niedrige Kaufkraft durch ein niedriges Pro-Kopf-Einkommen etwa durch Entwicklungsförderung oder einzelne wohlhabende Individuen in dem jeweiligen Land ins Gegenteil verkehrt werden und einen Standort für die Markterschließung sehr interessant machen. Sozioökonomische Faktoren sollen daher für die Standortauswahl nicht global berücksichtigt werden.

Aus ingenieurwissenschaftlicher Sicht sind klarere Argumente für oder gegen einen Standort die Vorkommen von alternativen Primärenergiequellen, da sich damit auch die Kosten für konkurrierende Energien ändern. Dies betrifft im Zielmarkt die Primärenergie Wind, die Primärenergie Sonneneinstrahlung, aber auch die Kosten der Primärenergie Dieselkraftstoff an den jeweiligen Zielstandorten. Diese Faktoren sollen im weiteren Schritt ausgewertet werden und in einer zweiten Weltkarte graphisch zusammengefasst werden.

5.2.2 Opportunitätskosten

Die zweite globale Auswertung zur Eingrenzung eines Zielstandortes für das konzipierte Wellenkraftwerk basiert auf einer Angebotsübersicht von Dieselpreis, Sonneneinstrahlung und Windenergie in den aus der vorherigen Auswertung verbliebenen Gebieten. Diese Energiequellen sind die Hauptkonkurrenten der Wellenkraft im Mini-Grid.

Die Zusammenhänge zur Berechnung einer Standortnote für die Opportunitätskosten sind relativ simpel: Ein höherer Dieselpreis führt zu höheren Stromkosten für Motoraggregate, höhere Sonneneinstrahlung führt zu einer Besserstellung von Solarkraftwerken und höhere Windgeschwindigkeiten zu einer besseren Ausgangsposition für Windstrom. Das Argument lautet entsprechend, dass beispielsweise in Regionen mit einer erhöhten Sonneneinstrahlung pro Jahr Solarkraftwerke wirtschaftlicher betrieben werden können als in Gegenden mit wenig Sonneneinstrahlung. Der daraus folgende Bewertungsschlüssel für die Auswertung nach Opportunitätskosten ist in Tabelle 10 dargestellt. Die gewählten Grenzwerte orientieren sich hierbei an den weltweiten Durchschnittswerten. Regionen, die mit „Gut“ bewertet sind, eignen sich wegen der schlechten Eignung für alternative Energien sehr gut für den wirtschaftlichen Einsatz des Wellenkraftwerks. Diese Beurteilung berücksichtigt selbstverständlich nicht das lokale Wellenaufkommen. Weiterhin wird in „Mittlere“ und „Schlechte“ Standorte unterschieden. Ausgeschlossen wird in diesem Schritt kein Standort, da selbst bei hohen Opportunitätskosten bei den ansonsten guten Voraussetzungen aus den Standortnoten I und II immer noch die Chance zur wirtschaftlichen Konkurrenzfähigkeit gegeben ist – die Konkurrenz ist nur härter.

Sonneneinstrahlung [W/m ² und Jahresdurchschnitt]	Bewertung
< 190	Gut
190 – 210	Mittel
> 210	Schlecht
Windgeschwindigkeit [m/s im Jahresdurchschnitt]	Bewertung
< 6	Gut
6 – 8	Mittel
> 8	Schlecht
Dieselpreis [€/Liter]	Bewertung
< 0,95	Schlecht

0,95 – 1,3	Mittel
> 1,3	Gut

Tabelle 9: Auswertungskriterien für die Berechnung der Standortnote II (Opportunitätskosten)

Quelle: Eigene Darstellung.

Die Opportunitätskosten verstärken sich durch die unterschiedlichen Rahmenbedingungen der konkurrierenden Technologien nicht wechselseitig, ein Gebiet mit hoher Sonneneinstrahlung und viel Wind ist also nicht doppelt so nachteilig für die Wellenkraft wie ein Gebiet mit viel Sonneneinstrahlung oder mit viel Wind. Aus diesem Grund muss die Auswertung der Kriterien nicht addiert werden. Stattdessen wird die Auswertung in dieser Opportunitätsbetrachtung wie in der folgenden Formel 44 (S. 152) zu sehen in der Vereinigungsmenge dargestellt. Vereinfacht gesagt ist der beste Standort derjenige, an dem gleichzeitig ein hoher Dieselpreis vorherrscht, die Sonneneinstrahlung niedrig ist und an dem außerdem kaum Wind bläst. Umgekehrt ist an einem ungeeigneten Standort entweder der Dieselpreis sehr niedrig und/oder die Sonneneinstrahlung sehr hoch und/oder der Wind kontinuierlich und stark.

$$\text{Standortnote} = [\text{Bewertung}_{\text{Solar}} \cup \text{Bewertung}_{\text{Wind}} \cup \text{Bewertung}_{\text{Diesel}}]$$

Formel 44: Berechnung der Standortnote II (Opportunitätskosten)

Quelle: Eigene Darstellung.

Aus der beschriebenen Methodik leiten sich folgende Farbcodes für die Standortnote II ab (Tabelle 10). Dabei prägen immer zwei zutreffende Ereignisse das Ergebnis.

Kriterien	Mindestens ein Kriterium „Schlecht“	Zwei von drei Kriterien „Mittel“	Zwei von drei Kriterien „Gut“
Farbcode (Bedeutung)	Farblos (Ausschlusskriterium)	Gelb (Gut)	Grün (Sehr gut)
Standortnote I	0	2	3

Tabelle 10: Schlüssel zur Auswertung der Standortnote II (Opportunitätskosten)

Quelle: Eigene Darstellung.

Die Auswertung nach Opportunitätskosten ergibt visuell dargestellt folgendes Ergebnis (Abbildung 101).

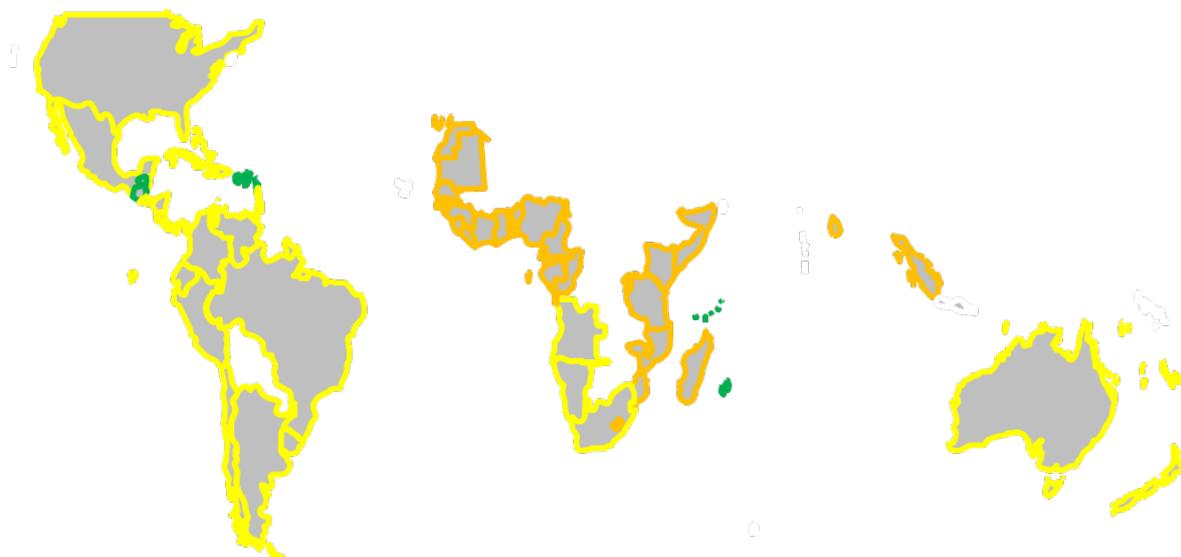


Abbildung 101: Standortnote II: Opportunitätskosten

Quelle: 3TIER, 2011 a, 3TIER, 2011 b und WEF_TT_Competitiveness_Report_2013(1)

5.2.3 Zusammenfassende Auswertung

Um zusammenfassend auf der Basis der beiden Einzel-Standortnoten einen möglichst guten Standort für das neu konzipierte Wellenkraftwerk zu bestimmen, muss im finalen Schritt noch eine gesamtheitliche Auswertung durchgeführt werden. Dabei sollen die zwei vorherigen Auswertungen gemeinsam berücksichtigt werden. In Abbildung 102 (S. 153) sind die Auswertungen für beide Standortnoten dementsprechend dargestellt.

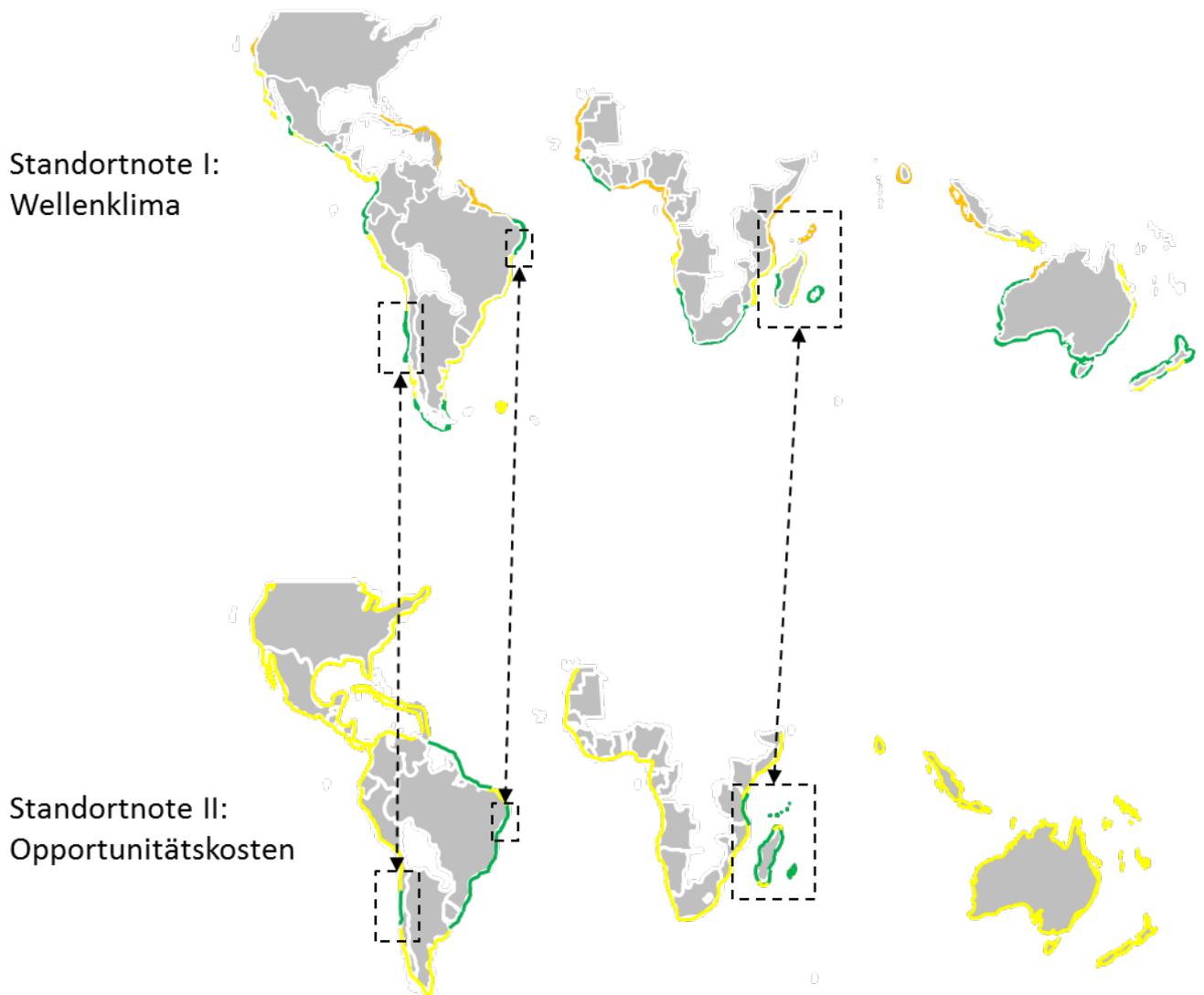


Abbildung 102: Gemeinsame Darstellung der Auswertung nach Standortnoten I und II

Quelle: Eigene Darstellung. Markierungen kennzeichnen die sich überschneidenden geeigneten Zielgebiete.

Zwischen beiden Auswertungen gibt es mehrere Überschneidungen, in denen die Standortnoten I und II sehr gut (grün) ausfallen (vgl. Abbildung 102). Dies betrifft Landabschnitte im mittleren Bereich von Chile, Teile der Westküste von Madagaskar sowie die benachbarten Inseln Mauritius und Réunion.

Südamerika hat unter den identifizierten geeigneten Standorten das größte Potenzial für einen Massenmarkt. Denn hier gibt es sowohl an der West- als auch an der Ostküste große Gebiete mit hervorragendem Wellenklima. Gleichzeitig schneiden hier die Alternativen schlecht ab, so dass deren Opportunitätskosten hoch sind.

Die nach den Standortnoten recht positive Bewertung Australiens hält einer qualitativen Betrachtung nicht Stand. Denn die am besten bewerteten Regionen fallen in den Süd- bzw. Südwestbereich des riesigen Landes, die praktisch unbewohnt sind. Es könnten in diesen guten Wellenregionen Australiens zwar einzelne Leuchtturmprojekte für dezentrale Wellenkraftwerke im Mini-Grid errichtet werden, es ist jedoch nicht zu erwarten, dass hier ein größeres Marktpotenzial besteht.

Die zentrale Frage an diesen Standorten ist die nach der Finanzierung von Kraftwerksprojekten. Wird ein Wellenkraftwerksprojekt durch regionale Aufbauförderungen oder als Projekt in der Entwicklungszusammenarbeit finanziert, bestünde der Vorteil einer derartigen Vermarktung aus wirtschaftlicher Sicht in dem dann entstehenden Großkunden in Person der Förderinstitution. Speziell Madagaskar und Tansania könnten dann gerade wegen der ansonsten fehlenden Konkurrenten in einer entsprechenden Zusammenarbeit zu interessanten Zielregionen werden.

Die der afrikanischen Ostküste vorgelagerten Inseln Mauritius und Réunion sind dagegen bekannt für ihre luxuriösen Resorts. Hier stellt die Finanzierung der Energieversorgung ein geringeres Problem dar. Daher sind die beiden Inseln im Indischen Ozean die Favoriten für einen ersten Eintrittsmarkt für das neu konzipierte Wellenkraftwerk. Für den in diesem Teil der Arbeit durchzuführenden Vergleich an einem Modellstandort wird daher ein Standort in einem solchen Resort auf Mauritius gewählt, der im nächsten Kapitel genauer beschrieben wird.

5.3 Beschreibung des Modellstandorts

Aus der Analyse im vorangegangenen Kapitel geht hervor, dass sich die Inseln im indischen Ozean Réunion und Mauritius ideal eignen, um mittels Meereswellenenergie im Mini-Grid versorgt zu werden. Der praktische Vergleich an einem Modellbeispiel soll nun überprüfen, ob die Wellenenergie im Vergleich zu alternativen Versorgungsformen tatsächlich besser oder schlechter abschneidet. Dafür wird für eine der Inseln, Mauritius, ein Modell eines kleinen dezentralen Mini-Grids in Küstennähe konzipiert, das als repräsentativ für einen Vergleich der Optionen für die Stromversorgung angesehen wird. Entsprechend des Idealszenarios eines Luxusresorts als erstem Zielkunden wird auf Mauritius das real existierende Le Touessrok Golf-Resort an der Ostküste als Modellstandort gewählt. Dessen Charakteristika werden im Folgenden beschrieben.

Geographie

Das Le Touessrok Golf-Resort befindet sich auf einer unmittelbar der Küste vorgelagerten Insel von Mauritius und liegt noch innerhalb des Flachwasserbereichs der Insel (vgl. Abbildung 103). Ganz Mauritius liegt bereits in einer geeigneten Wellenregion, und da zusätzlich circa 80 Prozent der Wellen aus nord- bis südöstlicher Richtung kommen (Agulhas and Somali Current Large Marine Ecosystems Project (ASCLME), 2012), treffen sie diesen Punkt geographisch ideal. Die kleine Insel ist circa einen Kilometer in Ost-West-Richtung breit und ihre Nord-Süd-Ausdehnung erstreckt sich auf etwa zweieinhalb Kilometer. Auf der Insel befindet sich ein vollwertiger Golfplatz, der zu dem Luxushotel Le Touessrok gehört.

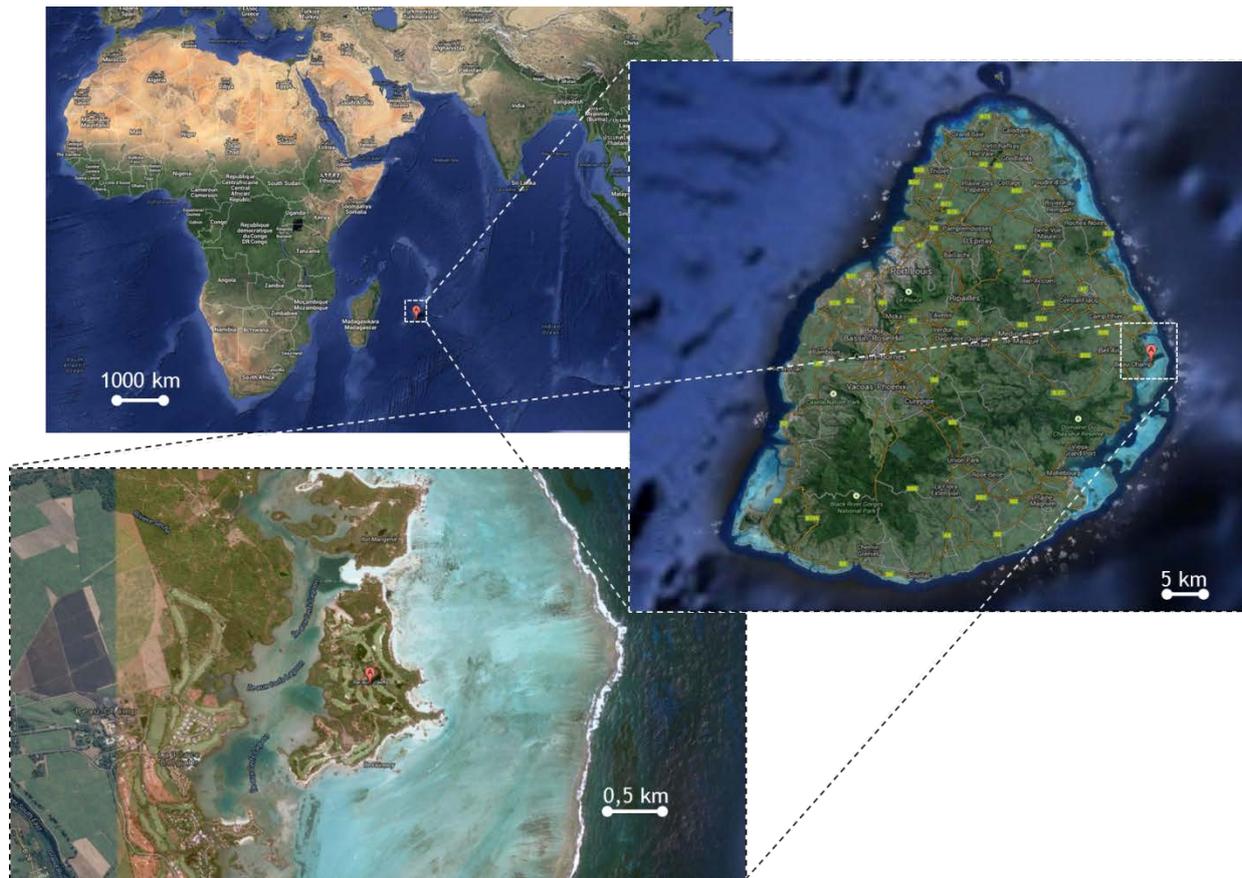


Abbildung 103: Lage des Le Touessrok Golf-Resorts auf Mauritius
 Quelle: Google Maps (2015)

Von der Mitte der Insel bis zum offenen Meer (erkennbar an der deutlich dunkleren Wasserfarbe) sind es circa zwei Kilometer in Richtung Osten. Ein mögliches Wellenkraftwerk müsste außerhalb dieser Riffzone, vor der sich die Wellen brechen, positioniert werden. Aus der Satellitenaufnahme ist zu erkennen, dass nahe der westlichen Küste auf der Hauptinsel, etwa zwei Kilometer vom Inselzentrum entfernt, größere Flächen an Bewirtschaftungsgrund bestehen. Diese Flächen könnten wiederum für größere Photovoltaikanlagen oder Windkraftanlagen genutzt werden.

Lage und Charakteristika der Verbraucher

Der Website des Resorts (Le Touessrok, 2015) und den über Google Maps zu findenden Satellitenaufnahmen ist zu entnehmen, dass sich auf der Insel drei hauptsächliche Gebäudekomplexe befinden. Für die modellhafte Analyse des Standorts werden über deren Lage und Funktion an dieser Stelle vereinfacht Annahmen getroffen.

Das Zentrum der Insel und gleichzeitig das Hauptgebäude befindet sich im linken unteren Teil der Insel (vgl. Abbildung 103, S. 155, rote Markierung). Weitere Wirtschaftsgebäude befinden sich etwa 500 Meter weiter im Norden der Insel. Es wird angenommen, dass es sich bei einem der Gebäude um das Hauptgebäude mit Restaurant und Aufenthaltsräumen handelt, bei einem weiteren Nebengebäuden um die Wachstube mit dem bestehenden Versorgungstrakt und bei dem dritten um eine Bar. Diese drei Gebäude ziehen sich von der Mitte (Hauptgebäude) nach Norden über die Versorgungsgebäude weiter an die Nordspitze der Insel zu dem Nebengebäude. Alle Gebäude sind in dem Modell über ein Mini-Grid verbunden, welches nicht an ein öffentliches Stromnetz angebunden ist. Die angenommene Lagen der drei Gebäude und die verbindende Stromtrasse (schwarz-weiße Linie) sind in Abbildung 104

dargestellt. Die Stromtrasse über die Insel hat circa einen Kilometer Länge, wobei die modellhafte Versorgung von den Versorgungsgebäuden in der Mitte aus erfolgt. Da alle drei Gebäude an demselben Mini-Grid angeschlossen sind, kann deren Stromverbrauch als eine Einheit gesehen werden.



Abbildung 104: Modelliertes Mini-Grid des Le Touessrok Golf-Resorts auf Mauritius

Quelle: Google Maps (2015)

Typische Lastkurve

Je nach Verbrauchertyp (industriell oder privat) gibt es diverse Lastkurven. Diese können im Falle einer 24-Stunden-Produktion einer Fabrik sehr kontinuierlich sein, häufiger treten jedoch sich täglich ähnlich wiederholende Lastkurven nach einem bestimmten vom Tagesrhythmus abhängenden Muster auf. Für die Modellierung der Lastkurve des Golf-Resorts Le Touessrok auf Mauritius wird ein gemittelttes Lastprofil von privaten Haushalten verwendet wie es Abbildung 105, Seite 157 zeigt. Dieses qualitative Profil entspricht dem gemittelten Nachfrageprofil eines Netzbetreibers über viele tausend Stromkonsumenten. Es ist für den hier angestrebten Modellvergleich angemessen, da es den typischen Strombedarf in einem nicht industriellen Tagesablauf von Menschen darstellt (Stadtwerke Unna GmbH, 2015). Dabei ist der Strombedarf in der Nacht besonders niedrig. Es gibt über den Tag verteilt drei Peaks: Einen kleinen Peak morgens, einen zur Mittagzeit und dann den höchsten Peak abends, wenn Abendessen und Freizeitaktivitäten stattfinden.

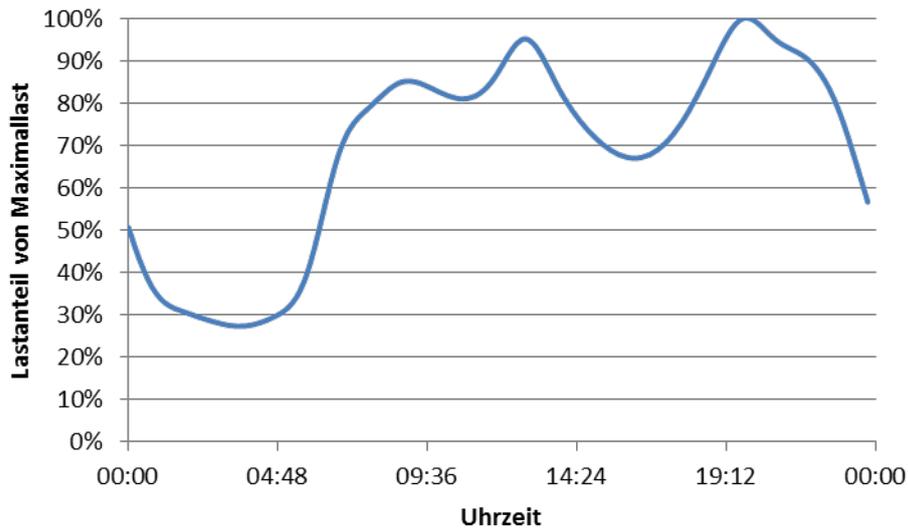


Abbildung 105: Typische Lastkurve für private Haushalte

Quelle: Eigene Darstellung nach Daten der Unna GmbH. Die Lastkurve ist dimensionslos.

Die Strombedarfsprofile sind selbstverständlich kein fixer Wert, sondern variieren in der Realität leicht von Tag zu Tag. Die genauen Bedarfe können jedoch nie exakt für die Zukunft bestimmt werden, da dies von dem spontanen Nutzungsverhalten vor Ort abhängt. Ein typisches Bedarfsprofil ist jedoch repräsentativ für eine Auslegung und den Vergleich im Modell. Eine reale Auslegung für ein Mini-Grid würde entsprechend der Strombedarfsprofile aus der Vergangenheit auf die Zukunft approximiert. Für die Praxisanwendung empfiehlt sich daher eine Langzeitmessung, um etwaige Abweichungen zur Norm festzustellen.

Für den Lastverlauf wird in der Modellberechnung auf Basis der Annahmen über die Verbraucher vor Ort ein Nachfragepeak von 70 Kilowatt angenommen. Der sich ergebende mittlere Leistungsbedarf über einen Tag entspricht 48,1 Kilowatt. Für den Modellvergleich sollen aus diesem Grund die verschiedenen Kraftwerkstypen eine mittlere Leistung von ungefähr 50 Kilowatt erbringen.

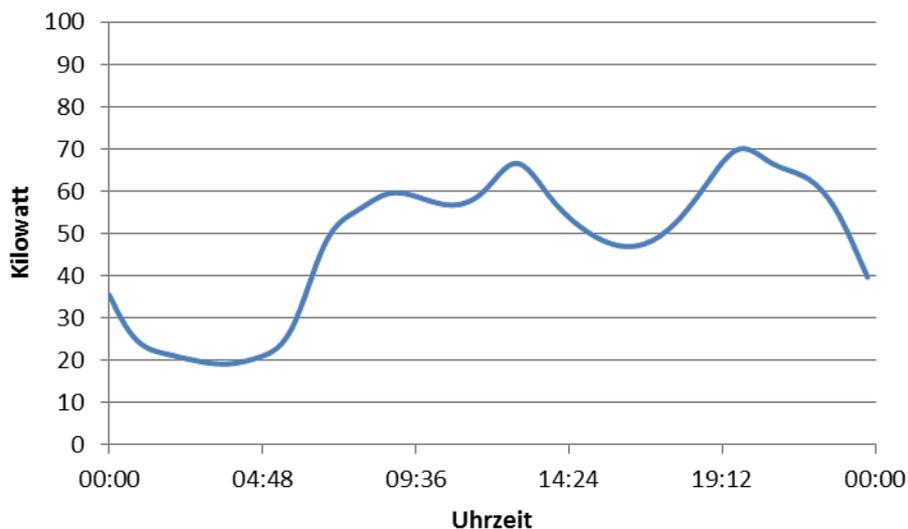


Abbildung 106: Modellierte Lastkurve des Le Touessrok Golf-Resorts auf Mauritius

Quelle: Eigene Darstellung.

Verfügbarkeit von redundantem Dieselgenerator

Bei dem ausgewählten Modellstandort, dem Le Touessrok Golf-Resort, handelt es sich um ein extrem luxuriöses Anwesen. Es ist davon auszugehen, dass die Betreiber und die Gäste hohen Wert auf eine hundertprozentig sichere Stromversorgung legen. Aus diesem Grund wird für den Modellstandort die Existenz eines redundanten Motoraggregats, das den kompletten Strombedarf abdecken kann, vorausgesetzt. Da die Grundversorgung durch dieses Aggregat gesichert ist, können die im Folgenden zu vergleichenden Technologien zur Kostenreduktion und zur zusätzlichen Absicherung der Stromversorgung eingesetzt werden, müssen jedoch als Betriebskosten berücksichtigt werden. Nach dem letzten Stand (2013) betragen die Dieselskosten auf Mauritius 1,23 US-Dollar pro Liter Diesel (Blanke & Chiesa, 2014, S. 439). Basierend auf den Berechnungen in Kapitel 5.1.2 (S. 144, Abbildung 98) ergibt sich in Mauritius ein Diesel-Strompreis von circa 0,53 US-Dollar pro Kilowattstunde.

Hohe Ansprüche der Anwohner und Gäste

Neben den technischen Eigenschaften des zu untersuchenden küstennahen Mini-Grids sind auch die eher weichen Kriterien für oder gegen eine bestimmte Technologie relevant. Dazu gehören Umwelteinflüsse, visuelle Beeinträchtigungen durch Inanspruchnahme der Landfläche oder ähnliches. Aufgrund der hohen Ansprüche der Touristen, die einen hohen Standard erwarten, spielen Geräusch, Geruch, Optik und Image (Umweltfreundlichkeit) der Stromversorgungslösung am Modellstandort eine wichtige Rolle.

Aufbauend auf dieser Beschreibung des Modellstandorts werden im folgenden Kapitel die Kriterien für den Vergleich verschiedener Versorgungsalternativen erarbeitet. Ziel ist es, die Voraussetzungen zu bestimmen, die die jeweilige Stromquelle bei der Versorgung des Mini-Grids erfüllen soll. Auf deren Basis findet dann im späteren Verlauf der Vergleich statt.

6 Vergleichskriterien

Für den in dieser Arbeit geplanten Vergleich des Wellenkraftwerks mit existierenden Versorgungsmöglichkeiten für den im vorhergehenden Kapitel beschriebenen Modellstandort müssen zunächst Kriterien festgelegt werden, anhand derer die verschiedenen Technologien bewertet werden.

Für die Beurteilung einer Alternative gilt es zunächst, die ‚harten‘ Fakten, also Nennleistung und Durchschnittsleistung sowie Versorgungsgrad zu vergleichen. Dies klingt einfacher, als es ist, da die verschiedenen Technologien in unterschiedlichen Größen und Auslegungen verfügbar sind und deren Stromleistung zumindest bei den erneuerbaren Energieformen von der Verfügbarkeit der lokalen Primärenergievorkommnisse abhängt. Es muss daher eine Methode gefunden werden, die Auslegung und Anzahl an Kraftwerken, deren Abmessungen und andere spezifische Parameter zu beschreiben. Aus diesen leiten sich dann die Kosten für die Investition und die Stromgestehungskosten allgemein ab.

Bei einem Vergleich der verschiedenen Versorgungsmöglichkeiten für das Mini-Grid am ausgewählten Modellstandort stellt es sich jedoch weiterhin schnell heraus, dass es nicht ausreicht, diese ‚harten‘ Fakten aufzulisten und zu vergleichen. Dies liegt nicht nur darin begründet, dass vor allem das Wellenkraftwerk, das im ersten Teil dieser Arbeit beschrieben wird, bisher nur als Konzept auf dem Papier besteht und noch keinen Praxistests unterzogen werden konnte. Hier würde ein zu detaillierter Vergleich von technischen Fakten nur zu einer ‚genauen Berechnung mit ungenauen Zahlen‘ führen.

Selbst wenn jedoch alle technischen Fakten bekannt wären, ist ein Vergleich nicht ohne weiteres möglich. Der Grund hierfür kann am Beispiel des Automobilkaufs gut dargestellt werden. Sucht man ein Auto für vier Personen, sind die Auswahlmöglichkeiten gigantisch. Ein Vergleich anhand von verschiedenen Kriterien ist jedoch erst dann möglich, wenn man sich über die Anforderungen an das Gefährt klar ist. ‚Harte‘ Fakten wie Kosten, PS-Zahl und Ausstattung sind hier nur eine Möglichkeit des Vergleichs – mindestens genauso wichtig sind jedoch ‚weiche‘ Faktoren wie Markenvorlieben und Fahrgefühl. Erst die explizite Formulierung und Gewichtung der unterschiedlichen Parameter nach den Bedürfnissen und Wünschen des Beurteilenden ermöglicht einen erfolgreichen Vergleich mit eindeutigen Ergebnissen.

Klar ist, dass auch die Gewichtung von Kriterien untereinander die Ergebnisse des Vergleichs von Energieversorgungsmöglichkeiten beeinflussen können. So würde beispielsweise eine hohe negative Gewichtung für versiegelte Flächen eine negative Tendenz bei der Photovoltaik bedeuten, da hier der Flächenbedarf sehr groß ist, während Wellenkraft in dieser Kategorie den vollen Vorteil erlangen würde. Um dieses Problem einer zu starren Bewertungsmatrix zu vermeiden, werden im Folgenden drei übergeordnete Vergleichskategorien aufgestellt, die sowohl harte als auch weiche Faktoren beschreiben. Für diese Kategorien werden jeweils mehrere Indikatoren aufgestellt, die es für das jeweilige Kraftwerk zu beurteilen gilt. Auf der Basis der Beurteilung dieser Indikatoren wird im letzten Schritt schließlich ein argumentativ begründeter, qualitativer Vergleich durchgeführt.

6.1 Kosten

Nicht überraschen wird, dass ein zentraler Aspekt des Vergleichs die Kosten der verschiedenen Versorgungsmöglichkeiten sind. Ist eine Lösung zu teuer, wird sie kaum Befürworter oder gar Käufer finden, die sich für sie entscheiden. Die Kosten, die sich durch die in der Simulation bestimmte Auslegung ergeben, können wiederum beliebig weit aufgeteilt werden, etwa in Material-, Transport- und Wartungskosten. Diese Überlegung wird an dieser Stelle insofern vereinfacht, als dass sie alle in einer zentralen Kennzahl zusammengefasst werden: den Stromgestehungskosten. Diese fassen alle Kostentreiber einer Versorgungstechnologie über den Lebenszyklus des Systems in den Kosten einer erzeugten Kilowattstunde zusammen, ganz gleich, durch welche Ursachen diese Kosten entstanden sind.

Um letztendlich zu praxisrelevanten Schlüssen hinsichtlich der Kosten einer bestimmten Versorgungslösung zu kommen, werden die Stromgestehungskosten nicht nur aus dem Verhältnis zwischen den durch das Kraftwerk verursachten Kosten und den insgesamt erzeugten Energiemengen berechnet. Dieser Ansatz ist zwar nicht grundsätzlich falsch und zeigt auch die Potentiale aus einer Energiequelle. Für den praktischen Nutzen der Versorgungsalternative für ein Stromnetz, vor allem für ein Mini-Grid wie an dem Modellstandort, sind die direkt verwendbaren Energiemengen entscheidender.

Ein plakativer Vergleich illustriert die Problematik der Stromgestehungskosten als Ergebnis aus einer solchen Berechnung: Würde man an einem Standort mit sehr häufig auftretenden Gewittern eine Metallstange aufstellen und diese an ein Stromnetz anschließen, könnten die regelmäßigen Blitzeinschläge rein rechnerisch über das Jahr gemittelt eine moderate Energieversorgung sicherstellen. Auch die Investition in die benötigte Metallstange wäre sehr gering. Wird aus diesen Fakten ein Wert für die Stromgestehungskosten berechnet, wäre diese Art der Stromgewinnung sehr günstig, obwohl sich von selbst versteht, dass diese Lösung zum Stand der Technik keinesfalls eine praktikable Stromversorgung sicherstellen würde.

Um also tiefergehende Erkenntnisse über die Vor- und Nachteile der Stromerzeugungsalternativen zu gewinnen, wird bei der Ermittlung der Stromgestehungskosten ein schrittweises Verfahren in drei Stufen angewandt. Bei allen Berechnungen sollen die Finanzierungskosten nicht berücksichtigt werden, da diese weder eindeutig beziffert werden können und außerdem von Fall zu Fall sehr unterschiedlich wären. Im ersten Schritt werden die Stromgestehungskosten anhand der oben beschriebenen Methodik der Gestehungskosten im Verhältnis zu der erzeugten Energiemenge berechnet. Da dieser Wert noch nicht die Verwertbarkeit und Auftritthomogenität des regenerativen Stroms einbezieht, werden diese Faktoren im zweiten Schritt einbezogen. Dies bedeutet, dass Strom, der den Bedarf überschreitet, etwa weil er außerhalb der Hauptlastzeiten erzeugt wird, nicht in die Berechnung einbezogen wird. Der dritte und für den Kunden relevanteste Schritt ist die gesamtheitliche Darstellung, also die Ermittlung der Stromgestehungskosten als Kombination aus den Kosten für die alternative Stromquelle und den Kosten für die Ergänzung durch Motoraggregate in den Zeiträumen, in denen die alternative Erzeugung die Last nicht deckt. Werden hierbei Einsparungen erzielt, spricht dies für eine vorteilhafte Versorgungsalternative am Zielstandort.

Um die Kosten einer Alternative zu ermitteln, ist es wie zuvor angedeutet notwendig, das jeweilige Modellkraftwerk nach einer vergleichbaren Systematik für den im vorherigen Kapitel beschriebenen Modellstandort auszulegen. Das Vorgehen ist dabei wie folgt: Jede Anlage wird so ausgelegt, dass sie dem mittleren beschriebenen Leistungsbedarf vor Ort entspricht. Unter dem Einbezug der lokalen regenerativen Primärenergievorkommnisse werden Simulationen der verschiedenen Systeme zu der in Kapitel 5.3 definierten Strombedarfskurve am Modellstandort durchgeführt. Dabei wird ermittelt, wie viel Strom die jeweilige Anlage zur Erfüllung des Strombedarfs beitragen kann. Das Ergebnis sind der täglich durchschnittliche zu erwartende Versorgungsgrad über die Zeit und die Energiemenge, die das System über ein Jahr zu der Mini-Grid-Versorgung beiträgt. Aus diesem Ergebnis leitet sich dann sowohl der Bedarf an Versorgungsergänzung ab, die im Modellbeispiel durch Motoraggregate geleistet wird, als auch das Auftreten von ungenutzten Stromüberschüssen.

Obwohl er in den Stromgestehungskosten enthalten ist, wird ein einzelner Kennwert im Vergleich der Kosten zusätzlich separat betrachtet, und zwar die Kosten für die initiale Investition. Denn auch wenn sich eine Investition über Jahre amortisieren kann, beeinflusst ihre Höhe die Entscheidung für oder wider eine Lösung. Sie hat starken Einfluss auf die Risikobewertung eines Projekts; außerdem hängt die Finanzierbarkeit der Investition von der Liquidität des Kunden ab. Wie hoch die notwendige Investition im konkreten Modellbeispiel ist, wird nach der Auslegungsgröße bestimmt, die sich aus der Simulation ergibt. Die Investition ergibt sich dann aus den Kosten für eine Anlage oder einen Anlagenkomplex, die eine gewisse durchschnittliche Jahresenergiemenge erzeugt. Die dafür benötigten Anlagen reflektieren also nicht die Kosten für einen theoretischen Nennwert unter Laborbedingungen, sondern die Kosten unter den Bedingungen der jeweiligen Primärenergievorkommnisse vor Ort. Die Summe der Investitionskosten, die sich dann für die jeweilige Anlagengröße ergeben, wird separat verglichen.

Die Vergleichskriterien in der Kategorie „Kosten“ sind demnach zusammengefasst wie folgt. Die Logik ist dabei immer die Gleiche: Höhere Kosten ergeben eine schlechtere Bewertung.

- Technische Stromgestehungskosten
- Stromgestehungskosten des im Mini-Grid verwertbaren Stroms
- Stromgestehungskosten inklusive Ergänzungsstrom aus Dieselaggregaten
- Investitionskosten für die Versorgungstechnologie am Modellstandort

6.2 Praktikabilität

Für die Entscheidung für oder gegen eine Versorgungsalternative an einem Zielstandort spielen, wie zuvor erwähnt, nicht nur harte Fakten wie die Kosten einer Lösung eine Rolle, sondern auch die Einfachheit oder der Komfort in dessen Gebrauch. Als zweite Vergleichskategorie werden daher Faktoren der Praktikabilität des Einsatzes der Versorgungsalternativen untersucht.

Der erste Indikator für die Praktikabilität der unterschiedlichen Vergleichslösungen bezieht sich auf Logistik und Installation. Denn bevor ein Kraftwerk überhaupt in Betrieb genommen und in das Mini-Grid eingegliedert werden kann, müssen seine Komponenten erst einmal an den Zielort transportiert und dort aufgebaut werden.

Für die Logistik ist zunächst die Größe der Bauteile und deren Transportaufbau von entscheidender Bedeutung. Fällt diese in das Boxmaß von ISO-Containern, ist ein standardisierter Transport möglich, es kann also auf weltweit verfügbare Transportsysteme zurückgegriffen werden. Alle Anlagenkomponenten, die diesen Rahmen sprengen, müssen als Sondertransport behandelt werden, was nicht nur kostenaufwändig ist, sondern auch mühselig in der Handhabung. Die Beurteilung richtet sich also klar nach den Standards im Transportwesen, den ISO-Containern: Wenn alle Komponenten des Kraftwerks in Standardcontainer-Boxmaße passen, ist dies am vorteilhaftesten. Weniger gut ist es, wenn die größten Komponenten zwar größer sind, aber immer noch in High Cube-Container passen. Für noch größere Komponenten ist der Transport am unpraktischsten, weshalb hier die schlechteste Bewertung vergeben wird.

Wie leicht oder schwierig die ebenfalls für die Praktikabilität einer Technologie relevante Installation ausfällt, hängt auch am Komponentengewicht. Denn wenn die schwersten Bauteile eines Kraftwerks immer noch ohne teure oder schwer zu bedienende technische Hilfsmittel bewegt und montiert werden können, ist dies ein großer Vorteil in der dezentralen Nutzung, wo es oft an speziellen Maschinen und der notwendigen Infrastruktur zu deren Nutzung mangelt. Die Grenze wird hier bei 500 Kilogramm gezogen. Dieses Gewicht kann noch mit einfachen Hilfsmitteln und durch Zusammenarbeit mehrerer Menschen bewegt werden. Über diesem Gewicht wird es ohne Maschinen schwer, den Transport und Aufbau von Anlagen zu bewerkstelligen. Die nächsthöhere Grenze wird dort gezogen, wo Komponenten des Kraftwerks nicht mehr mit normalen Maschinen und Lastwagen transportiert werden können. Dieses Maß ist bei 40 Tonnen erreicht, dem maximalen Gesamtgewicht eines LKWs in Deutschland, das generell noch als sicher gilt. Wenn für eine Zugmaschine samt Anhänger zehn Tonnen Eigengewicht angenommen werden, bleiben noch dreißig Tonnen verfügbare Zuladung übrig. Diese Gewichtsgrenze wird als zwar nicht optimal, aber noch als gut handhabbar gesehen. Sollten einzelne Komponenten eines Kraftwerks deutlich mehr als 30 Tonnen wiegen, wird die Installation sehr aufwändig, jedoch nicht vollkommen unmöglich.

Die bis hierhin beschriebenen Aspekte beziehen sich vornehmlich auf die Zeit vor der Installation eines Kraftwerkstyps. Praktikabilität spielt jedoch auch während des Betriebs der Kraftwerkslösungen eine Rolle. Teilweise überschneidet sich hier die Argumentation: So kann davon ausgegangen werden, dass die Wartung von Anlagen ab einer gewissen Größe der Einzelkomponenten höher ist; allerdings muss dies differenzierter betrachtet werden, da auch Komplexität der Bauteile und Kleinteiligkeit der Komponenten den Wartungsaufwand erhöhen können. Des Weiteren hat es einen Einfluss auf die Praktikabilität des Einsatzes der Technologie, ob für die Wartung Spezialmaschinen oder Fachpersonal benötigt werden: Dies erhöht ebenfalls den Aufwand und fließt negativ in die Bewertung ein. Positiv wirkt sich aus, wenn das Kraftwerk ohne zyklische Standardwartung auskommt oder, wenn diese doch

notwendig sein sollte, dass sie so selten wie möglich erfolgt. Ein einfacher Komponententausch wäre ideal, um Ausfallzeiten und Bedienerfreundlichkeit zu optimieren. Dabei ist es außerdem relevant, ob während der Wartungsarbeiten, das Gesamtkraftwerk vom Netz genommen werden müsste.

Die Vergleichskriterien der Kategorie „Praktikabilität“ sind daher wie folgt. Auch hier gilt, dass größere Werte eine schlechtere Bewertung nach sich ziehen.

- Dimensionierung der Einzelkomponenten
- Gewicht der Einzelkomponenten
- Wartungsaufwand

6.3 Umweltauswirkungen

Gerade die Energieerzeugung aus fossilen Quellen ist in den letzten Jahren im Zusammenhang mit der immer drängenderen Problematik des Klimawandels in die Kritik geraten, da die durch sie verursachten CO₂-Emissionen mit verantwortlich für die Entstehung des Treibhauseffekts sind. Eine Reduktion des Verbrauchs von fossilen Treibstoffen ist daher ein starker Pluspunkt für jede im Vergleich stehende Technologie. Auch wenn die Versorgung nicht zu 100 Prozent regenerativ geleistet werden kann, kann proportional zur höheren erneuerbaren Versorgungsquote des Mini-Grid die Betriebszeit eines ergänzenden Motoraggregats gesenkt werden.

In die Kategorie Umweltauswirkungen fallen zudem Aspekte, die über den konkreten Umgang mit der Technologie hinaus den Komfort der Nutzer am Modellstandort beeinflussen. Am vorteilhaftesten gilt dabei eine Technologie, die ihr Umfeld möglichst wenig beeinflusst – sei es visuell durch auffällige Aufbauten oder große Flächenversiegelungen, akustisch durch Geräuschemissionen oder Lärm, oder durch sonstige Emissionen wie Gerüche oder austretende Flüssigkeiten und Gase.

Zusammengefasst werden unter den Umweltauswirkungen folgende Aspekte bewertet. Im Gegensatz zu den vorherigen Kategorien gilt hier, dass ein geringerer Wert eine positivere Bewertung nach sich zieht.

- CO₂-Emissionen
- Visuelle Beeinträchtigungen
- Akustische Beeinträchtigungen
- Sonstige Emissionen

7 Im Zielmarkt existierende Stromversorgungsmöglichkeiten

Bevor das im Kapitel 4 dieser Arbeit konzipierte Wellenkraftwerk in ausgewählten Zielregionen mit möglichen Alternativen verglichen werden kann, müssen die relevanten Technologien innerhalb der allgemein bestehenden Stromversorgungstechnologien zunächst einmal eingegrenzt und bestimmt werden.

Dies geschieht in dieser Arbeit nach Marktanteil, da dies den realistischsten Vergleich ermöglicht: Schließlich wird das neu konzipierte Wellenkraftwerk hauptsächlich im Wettbewerb zu den heute etabliertesten und ausgereiftesten Versorgungsmöglichkeiten in Mini-Grids stehen. Im Folgenden werden daher die drei Technologien beschrieben, die in der Praxis meistens als Versorger für die beschriebenen Mini-Grids in Frage kommen: Dieselbetriebene Motoraggregate, Photovoltaikanlagen und Windkraftanlagen. Nicht in den Vergleich aufgenommen werden aufgrund der geringen

Praxisrelevanz ‚Exoten‘ wie beispielsweise Stirling-Generatoren oder neuere, ebenso wenig verbreitete Technologien.

7.1 Dieselbetriebene Motoraggregate

Motoraggregate sind weltweit vermutlich neben der Versorgung durch große Dampfturbinen oder Gasturbinenkraftwerke die verbreitetste Art der Stromversorgung. Ein Verbrennungsmotor – oder auch Kolbenmotor – treibt einen Generator an. Dieser Generator produziert Strom zur Stromversorgung. Motoraggregate gibt es in verschiedensten Baugrößen von kleinen Einzylindermaschinen mit geringem Hubraum und Leistungen unter einem Kilowatt bis zu großen vielzylindrigen Motoren. Diese werden beispielsweise in Schiffen verwendet und können Leistungen bis zu 100 Megawatt erbringen. Dabei gibt es für alle möglichen flüssigen und gasförmigen Brennstoffe Motorenausführungen. Allseits bekannt für Motoraggregate im Mini-Grid-Bereich sind Dieselaggregate, weshalb sich die Ausführungen im Folgenden auf diesen Typus beschränken. Es gibt aber auch Motoraggregate, die mit Gas befeuert werden.

In Abbildung 107 ist die installierte Leistung von Motoraggregaten weltweit nach Regionen dargestellt. In Summe beläuft sich ihr Nennwert auf ca. 55 Gigawatt. Werden die Zahlen für Europa, Nordamerika sowie die GUS-Länder davon abgezogen, da diese nicht im Zielmarkt liegen, verbleiben noch 44,8 Gigawatt installierte Leistung an Motoraggregaten zur Stromversorgung weltweit.



Abbildung 107: Verteilung der ca. 12.000 weltweit existierenden Motoraggregate nach Regionen
Quelle: Eigene Darstellung nach Siemens AG (2012).

Wird zugrunde gelegt, dass die Mehrheit von etwa 60 Prozent der Weltbevölkerung an Küsten wohnt (Glaeser, 2000, S. 171) und weiterhin angenommen, dass Menschen im Mittel die gleiche Menge an Energie benötigen, kann davon ausgegangen werden, dass auch mindestens 50 Prozent der Motoraggregate in Küstennähe installiert sein müssen. Dies entspräche dann 22,4 Gigawatt bei installierten Motoraggregaten weltweit in Küstennähe.

Oftmals sieht man Motoraggregate auch in großen Stromnetzen als dezentrale Lösung. Die Idee ist hier, weg von großen Einzelkraftwerken hin zu kleineren Versorgungseinheiten zu gehen und diese als Blockheizkraftwerk zu nutzen. Bei dieser Anwendung ist der wesentliche Gewinn die zielgerichtete Nutzung der Abwärme der Verbrennungsmotoren, die bei deren Betrieb unweigerlich anfällt. Für das ‚traditionelle‘ Mini-Grid eignen sich Motoraggregate vor allem deshalb, weil sie einfach und schnell

regelbar sind und so eine sichere und gleichmäßige Stromversorgung ermöglichen. Dabei gibt es nur einen kleinen Wermutstropfen: Sehr kleine Leistungen können nicht oder nur unter großen Wirkungsgradverlusten erzielt werden, denn ein Verbrennungsmotor hat immer eine Minimal- oder auch Leerlaufdrehzahl. Auch für diesen Minimalbetrieb wird Kraftstoff benötigt, was bei sehr großen Verbrennungsmotoren sehr viel sein kann. Abgesehen davon können Motoraggregate jedoch entsprechend einer beliebigen Nachfragekurve innerhalb ihres Leistungsbereichs arbeiten. Üblicherweise kann so ein Aggregat den gesamten Bedarf eines Standortes abdecken. Redundanzen werden daher nur zur Ausfallsicherung vorgehalten.

Die Energiespeicherung in Form von Flüssig- oder Gasbrennstoffen ist der zweite große Vorteil insbesondere gegenüber vielen regenerativen Alternativen. Der Diesel als Brennstoff kann als Energieträger einfach und kostengünstig in großen Mengen in Tanks gespeichert werden, ohne sich dabei zu entladen oder abzunutzen. Damit ist das Motoraggregat aus technischer Sicht ideal geeignet, um in einem Mini-Grid dezentral und autark als Stromversorgung zu dienen.

Ein zentraler Nachteil der dieselbetriebenen Motoraggregate ist jedoch auch gerade diese Versorgung durch fossile Primärenergie. Dieser Typ Kraftwerk trägt zur CO₂-Belastung bei und verstärkt den Klimawandel. Zudem geht ein großer Teil der verbrannten Energie verloren, denn auch beste Aggregate mit Aufladung, Wärmerückgewinnung und sonstigen Optimierungsmaßnahmen erreichen bescheidene Wirkungsgrade von bekanntlich nicht mehr als 50 Prozent. In entsprechendem Fall gingen mindestens 50 Prozent der Energie als Abwärme verloren. Auch wenn in Blockheizkraftwerken versucht wird, Teile dieser verlorenen Wärme zu nutzen, ist dies nicht für alle Nutzungszwecke sinnvoll. Wird keine Wärme benötigt oder fehlt die Infrastruktur zu deren Nutzung, geht diese ungenutzt verloren.

Motoraggregate sind nach ihrer über hundertjährigen Entwicklungszeit zwar sehr ausgeklügelte, ausgereifte und damit sichere Systeme. Trotz oder gerade wegen ihrer ausgereiften Technologie sind sie heute auch unglaublich vierteilig: Die Motoren bestehen aus zahlreichen Kleinteilen, von denen viele zusätzlich in ständiger Bewegung sind. Dies wirkt der Langlebigkeit der Maschinen entgegen und macht sie anfällig für Pannen und Ausfälle. Tritt eine solche Panne ein, ist deren Ursache dann oft nicht einfach zu entdecken. So werden dann Spezialisten benötigt, die sie untersuchen und wieder beheben können. Hierzu sind Spezialwerkzeug und oft auch Spezialbauteile nötig. Fehlen diese, kann dies in einem Mini-Grid weit weg von Versorgungspunkten einen wochenlangen Ausfall des Motoraggregats und damit schlimmstenfalls der Stromversorgung bedeuten. Um das Risiko zu minimieren, ist die Vorhaltung von Ersatzteillagern oder gar ganzen Motoren in Kombination mit einer schnell verfügbaren Fachkraft erforderlich.

Nicht zu unterschätzen ist außerdem der im dauerhaften Betrieb erzeugte hohe Verschleiß. Der Vergleich mit einem Automotor – ebenfalls ein Kolben-Verbrennungsmotor – illustriert, welcher Dauerbelastung ein Motoraggregat ausgesetzt ist: 300.000 Kilometer Strecke bei einer angenommenen Durchschnittsgeschwindigkeit von 50 Kilometern pro Stunde entspricht einer Laufleistung von 6.000 Stunden. Ein Motoraggregat erreicht dieselbe Laufleistung leicht in den 8760 Stunden eines Jahres.

Selbstverständlich werden Motoren für den Generatorantrieb hinsichtlich ihrer Langlebigkeit optimiert. Dennoch ist es selbst bei guter Pflege, etwa eines regelmäßigen Ölwechsels für einen langjährigen Betrieb unvermeidbar, einen hohen Wartungs- und Reparaturaufwand anzusetzen. Speziell das regelmäßige Auswechseln des Motorenöls fällt dabei ins Gewicht. Erneut kann dies an dem

Vergleich mit einem PKW illustriert werden. Dazu wird angenommen, dass ein Verbrennungsmotor pro 100 Kilowatt Nennleistung fünf Liter Vorrat an Motorenöl benötigt. Bei PKWs soll normalerweise alle 10.000 Kilometer ein Ölwechsel vorgenommen werden, wobei für sehr hochwertige Öle auch Intervalle um etwa 30.000 Kilometer ausreichend sein können; viel längere Intervalle sind problematisch für Öl und Ölfilterung. Umgerechnet auf eine Durchschnittsgeschwindigkeit des PKW von 50 Kilometern pro Stunde und einer Nutzungsdauer von 30.000 PKW-Kilometern entspräche dies einem Ölwechsel etwa alle 600 Stunden – dies entspricht bei 100 Kilowatt Dauerbetrieb im Jahr über 14 Ölwechseln und 73 Litern Altöl. Motoraggregate erfordern also im Prinzip ständige Wartung und erzeugen gleichzeitig hohe Mengen an Altöl als Sondermüll.

Problematisch für die Umwelt ist außerdem der Ausstoß von Abgasen und klimaschädlichen Treibhausgasen. Bei der Verbrennung flüssiger Kraftstoffe entstehen unter anderem Ruß, Stickoxide, Kohlenmonoxide, Kohlenwasserstoffe und Kohlendioxide (CO₂). Gerade letzteres Gas wird in großen Mengen ausgestoßen: Pro verbranntem Liter Kraftstoff entstehen über drei Kilogramm Kohlendioxid (Geringer & Tober, 2010), was bei Normaldruck unter idealen Voraussetzungen circa 70 Mol und 1530 Liter Kohlendioxid pro Liter Kraftstoff entspricht. Die Molmasse von Kohlendioxid beträgt 44.01 Gramm pro Mol (Chemie.de, 2015a). Bei zehn Kilowattstunden pro Liter Kraftstoff beträgt der gerundete Kohlendioxidausstoß pro verbrannter Kilowattstunde 153 Liter. Bei einem Motoraggregat mit einem Gesamtwirkungsgrad von deutlich unter 50 Prozent bei der Umwandlung des Kraftstoffs in Strom bedeutet dies, dass pro Kilowattstunde generiertem Strom deutlich über 300 Liter Kohlendioxid in die Atmosphäre abgegeben werden, was circa 14 Mol Kohlenstoffdioxid entspricht oder circa 0,6 Kilogramm Kohlenstoffdioxid pro Kilowattstunde Strom über Motoraggregate. Zum Vergleich: Ein erwachsener Mensch erzeugt durch seine Atmung circa 15 Liter Kohlendioxid pro Stunde (Merkel & Hoyer, o.J.).

Zuletzt verursachen Motoraggregate beim Betrieb auch Geräuschemissionen und Vibrationen. Je nach Einsatzort muss die Lärmemission deshalb gedämmt werden, was die Kosten des Gesamtsystems steigert.

7.2 Photovoltaikanlagen

Unter den Begriff „Solarkraftwerk“ fällt eine Vielzahl von bekannten und weniger bekannten Kraftwerkstypen. Ebenso wie bei den bestehenden Wellenkraftwerkstechnologien handelt es sich hierbei um einen Oberbegriff, der vor der weiteren Diskussion zunächst einmal differenziert werden muss, um die Technologie zu beschreiben, die später den Vergleich gegen das neuartige Wellenkraftwerk antreten muss.

Nicht betrachtet werden sollen demnach Solarkollektoren. Diese dienen zur Warmwasserproduktion und können – müssen aber nicht zwingend – in dieser Funktion auch zu einem Kraftwerk erweitert werden. In diesem Fall treiben durch Sonneneinstrahlung erhitzte Medien einen Kraftwerksprozess an, in der Regel einen Clausius-Rankine-Kreisprozess (Dampfkraftprozess). Auch darüber hinaus gibt es diverse Ideen und Ansätze, durch Sonnenkraft erhitzte Medien in einen Kraftwerksprozess zu bringen. Eine bekannte Bauart dieser Technologie ist die Concentrated Solar Power oder CSP-Anlage, bei der über gekrümmte Spiegel ein im Brennpunkt fließendes Öl hoch erhitzt wird und als thermische Quelle für einen Dampfkraftprozess dient. Für größere Anlagen und gute Sonnenregionen können sich CSP-Anlagen durchaus zur Versorgung eignen, da Hitze relativ gut gespeichert werden kann und CSP-Anlagen über Hitzespeicher ihre Versorgung zeitlich recht gut in die Nacht übertragen können. Dennoch soll der CSP-Kraftwerkstyp nicht weiter betrachtet werden, da diese Form der Kraftwerke fast

ausschließlich großindustrielle Maßstäbe annimmt und eher ungeeignet für eine Mini-Grid-Versorgung im unteren Kilowattbereich ist.

Im Zentrum dieses Vergleichs soll stattdessen die Photovoltaik stehen. Die Entdeckung des photoelektrischen Effekts durch Alexandre Edmond Becquerel im Jahr 1939 setzte den Grundstein für die heutigen Photovoltaikmodule (P. MOLITOR, 2009). Anfangs ein teures Nischenprodukt, das hauptsächlich in der Raumfahrt zum Einsatz kam, wird Photovoltaik heute in vielen Varianten und unter unterschiedlichsten Anforderungen verwendet. Unter den photoelektrischen Umwandlungsformen gibt es heute drei Typen: monokristalline, polykristalline und Dünnschicht-Module.

Monokristalline Module können an den typischen, meist runden Platten auf der flachen Oberfläche erkannt werden. Diese „Waver“ genannten Platten werden aus einem Silizium-Einkristall in Scheiben abgeschnitten. Sehr abstrahiert ähnelt dies einer in Scheiben geschnittenen Salami: Hierbei entspricht das gesamte Stück dem Einkristall aus Silizium und die abgeschnittenen Scheiben den Wavern, die den photoelektrischen Effekt erzeugen: Bei Sonneneinstrahlung entsteht in ihnen eine elektrische Ladung zwischen Vorder- und Rückseite, die über feine Metalldrähte zusammen- und als Strom abgeführt wird (HJ Lewerenz, H Jungblut - 2013).

Dieses Prinzip des photoelektrischen Effekts ist bei polykristallinen Modulen und Dünnschicht-Modulen dasselbe. Der Aufbau ist jedoch etwas unterschiedlich: Polykristalline Module werden aus polykristallinen Siliziumblöcken gefertigt. Bei Dünnschicht-Modulen wird eine Art Farbe mit hohem Siliziumanteil beispielsweise auf eine Glasplatte aufgebracht. Der Herstellungsaufwand und damit die Kosten für die Module sinken von monokristallinen über polykristalline hin zu Dünnschicht-Modulen. Gleichzeitig sinkt jedoch auch der Wirkungsgrad in der gleichen Reihenfolge (HJ Lewerenz, H Jungblut - 2013). Dazu gibt es noch diverse andere Unterschiede durch die unterschiedliche Bauweise: Neben unterschiedlichem Gewicht und durchschnittlicher Störanfälligkeit sind die photoelektrischen Prozesse bei den unterschiedlichen Bauweisen auch unterschiedlich temperaturabhängig. Generell mindern vor allem hohe Temperaturen den Wirkungsgrad, wobei Dünnschicht-Module für diesen Nachteil weniger anfällig sind als mono- und polykristalline Anlagen. Gerade in der Nutzung zu Photovoltaik ist die Wärmetoleranz von Vorteil, denn die erwünschte hohe Sonneneinstrahlung bringt wiederum höhere Umgebungstemperaturen mit sich. Weiterhin positiv anzumerken ist für Dünnschicht-Module auch, dass bei ihnen Schwachlicht und diffuses Licht weniger negative Auswirkungen haben als bei den Alternativen. Die folgende Tabelle fasst die Vor- und Nachteile der verschiedenen photoelektrischen Lösungen noch einmal zusammen.

	Monokristallin	Polykristallin	Dünnschicht
Wirkungsgrad	14 - 20 %	12 - 16 %	6 - 10 %
Schwachlichtverhalten	Einbußen bei diffusem Licht	Einbußen bei diffusem Licht	Nur geringe Einbußen
Wärmeverhalten	Einbußen bei hohen Temperaturen	Einbußen bei hohen Temperaturen	Nur geringe Einbußen

Kosten	Teurer als Polykristallin und Dünnschicht	Günstiger als Monokristallin	Günstiger als Monokristallin und Polykristallin
Langzeittest	Sehr hohe Leistung, stabil, hohe Lebensdauer	Hohe Leistung, stabil, hohe Lebensdauer	Mittlere Leistung, etwas geringere Lebensdauer
Gewicht pro Quadratmeter	Höher	Höher	Niedriger
Störanfälligkeit	Sehr gering	Sehr gering	Gering

Tabelle 11: Vergleich von photoelektrischen monokristallinen, polykristallinen und Dünnschicht-Modulen
Quelle: solarladen.de (2015)

Um mittels Solarmodulen in ein Mini-Grid Strom einspeisen zu können, bedarf es zusätzlich zu dem Photovoltaikmodul selbst noch weiterer Komponenten. Für die Aufständigung gibt es sowohl fixe als auch nachgeführte Systeme, die über eine oder sogar zwei Schwenkachsen die Module so bewegen, dass die Sonne immer im rechten Winkel auf die Solarmodule scheint. Die fixe Montage ist gegenüber einer nachgeführten Variante deutlich günstiger und dauerfester, weshalb diese trotz der Wirkungsgradverluste häufiger verwendet wird. Die Module müssen außerdem elektrisch verbunden werden. Hierzu ist es üblich, eine gewisse Anzahl an Modulen in Reihe und die Reihen dann parallel zu schalten. Dabei ist bei diesen Anordnungen zu beachten, dass das Verschattungsverhalten von Modulen, die in Reihe geschaltet werden, untereinander ähnlich ist. Denn das schwächste Modul bestimmt den Stromfluss, ist also ein Modul einer Reihe verschattet, liefert die ganze Reihe so wenig Strom, als wäre diese komplett verschattet (HJ Lewerenz, H Jungblut - 2013). Vor der elektrischen Einspeisung ist noch die Umwandlung des Gleichstroms aus Reihen und Parallelschaltungen der einzelnen Module in einen brauchbaren, netzsynchronen Wechselstrom mit konstantem Spannungsniveau notwendig. Dies geschieht in einem Wechselrichter.

Die massenhafte Wiederverwendung der Einzelkomponenten in Photovoltaikanlagen, die durch die skalierbare Modularität möglich wird, macht die Technologie zu einem absoluten Volumenprodukt. Dies ermöglicht die Herstellung in Massenfertigung mit den entsprechenden Kostenvorteilen dieser Produktionsform. So sind, wie Abbildung 108 darstellt, seit 1980 bis 2012 die installierten Leistungen von Photovoltaik von weniger als 10 Megawatt auf über 100 Gigawatt und damit um das 10.000-fache weltweit gestiegen. Im gleichen Zeitraum sind die Kosten von über 20 Euro pro Watt Nennleistung auf unter einen Euro pro Watt Nennleistung gesunken. Heute ist Photovoltaik eine etablierte und im großen Maßstab hergestellte Technologie, die weltweit in der Stromversorgung zum Einsatz kommt.

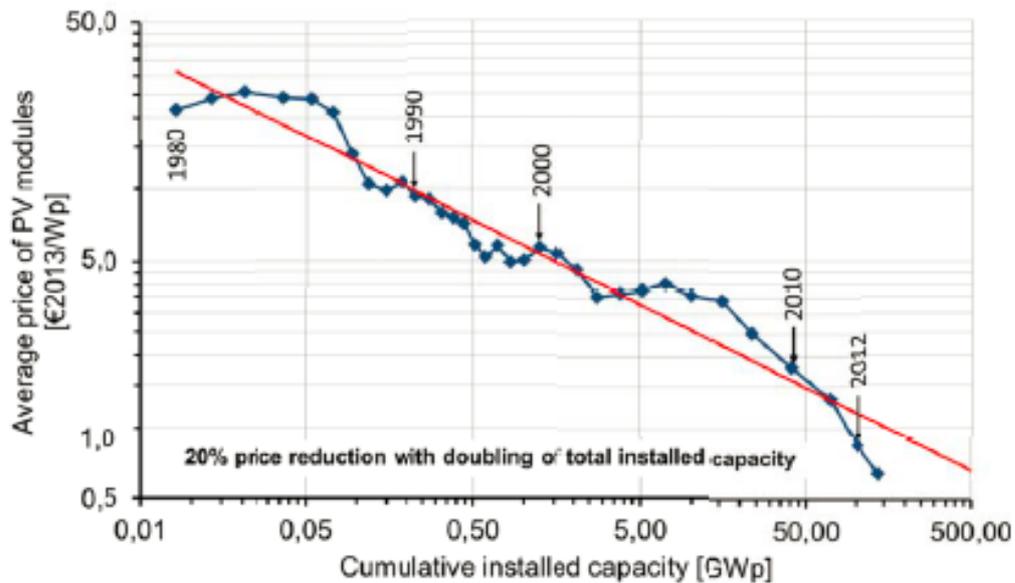


Abbildung 108: Kumulierte Leistung und Kostenreduktion von Photovoltaikmodulen
Quelle: Strategies Unlimited/Navigant Consulting/EuPD (150107 Fakten zur PV)

Der Hauptnachteil an Photovoltaik ist, dass mittels Solarkraft wegen der Sonnenzyklen auf der Erde nur während des Tages Strom produziert werden kann, die Nacht hindurch jedoch nicht. Die Tag-Nacht-Problematik verschärft sich im Winter, wenn die Tage kürzer werden und das Sonnenlicht diffuser. Wie oben beschrieben führt dies nicht nur zu kürzeren Zeitperioden in der Solarstromversorgung durch Photovoltaik-Anlagen, sondern auch technisch bedingt zu geringeren Leistungen. Wolkenbildung hat ebenfalls einen starken Effekt auf die Leistungsabgabe einer Photovoltaikanlage. Selbst mitten am Tag können Wolken dazu führen, dass Solarkraftwerke so gut wie keinen Strom produzieren.

In Abbildung 109 (S. 169) gut zu erkennen, schwankt die Tagesproduktion von Photovoltaik zwischen Sommer (Mai, gelb dargestellt) und Winter (Januar, hellorange) um circa den Faktor fünf. Der Charakter der Stromerzeugung spiegelt die Sonneneinstrahlung über die Tagesstunden wider: Diese ist zur Mittagszeit am höchsten und in den Stunden davor und danach deutlich niedriger. Auch wenn der ebenfalls abgebildete Lastverlauf (graue Linie) im Wesentlichen durch den Tagesrhythmus dem der Sonne folgt, ist gut zu erkennen, dass die Verlaufskurve auch bei unterschiedlichen Skalierungen von Angebot und Nachfrage nicht alleine für die typische Nachfrage an Strom genügt. Aus diesen Gründen müssen bei Solarlösungen immer Speicher oder regelbare Redundanzen wie Motoraggregate zum Einsatz kommen.

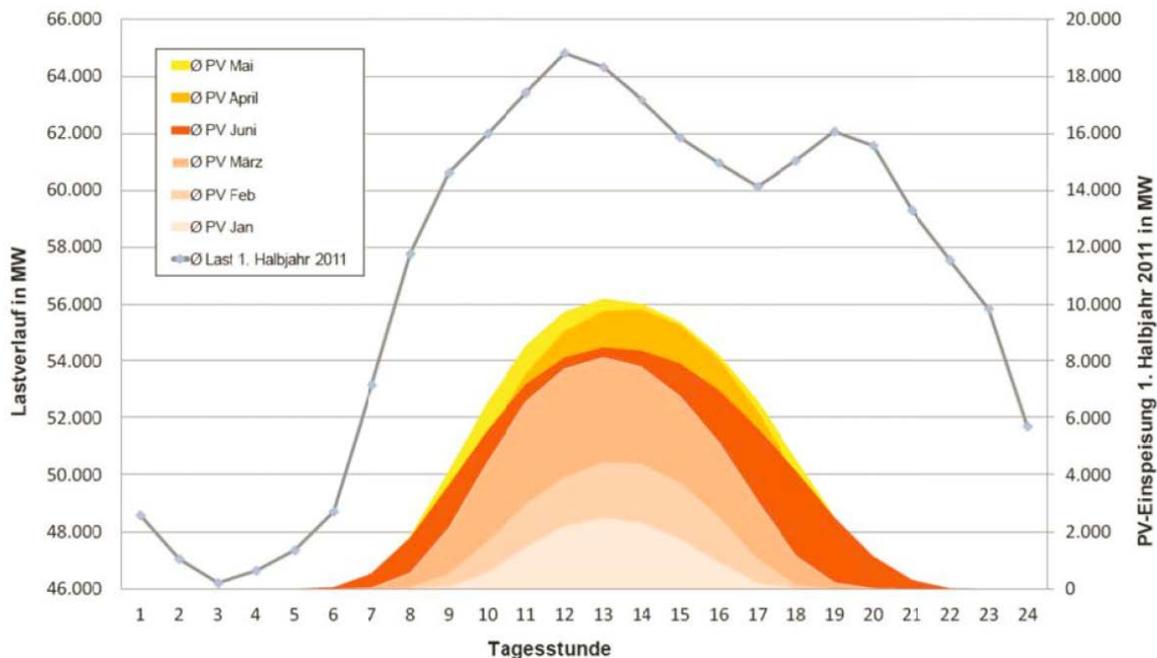


Abbildung 109: Typisches Strom-Bedarfsprofil (Last 1. Halbjahr 2011) und Strom-Angebot durch Photovoltaik
 Quelle: (H Wirth, K Schneider - Fraunhofer ISE, 2012, S. 64)

Auch wenn die Sonnenenergie letztlich alles Leben auf der Erde speist, ist ihre Leistungsdichte in Form der Primärenergie nicht sehr hoch. Am Rande der Erdatmosphäre beträgt die Leistungsdichte, die Solarkonstante, 1367 Watt pro Quadratmeter. Hierzu kommen Abweichungen je nach Sonnennähe zur Erdoberfläche von etwa 3,5 Prozent nach oben und unten. Bei klarem Wetter kommen davon im mittleren Idealfall bei senkrechter Sonneneinstrahlung auf die Erdoberfläche 78 Prozent, also 1066 Watt pro Quadratmeter auf der Oberfläche an (Wagemann & Eschrich, 1994). Dieser Wert ist jedoch eher theoretischer Natur, bedeutet also einen nur sehr selten und kurz eintretenden Höchstwert bei bestimmtem Wetter, Zeitpunkt und Uhrzeit im Jahr. Gleichzeitig muss der Ort innerhalb des Wendekreises der Sonne liegen weil er sonst außerhalb der senkrechten Bestrahlung durch die Sonne läge. Im Mittel ist es deutlich weniger Energie, die die Erde erreicht: Von mittleren 340 Watt pro Quadratmeter Einstrahlung an der äußeren Atmosphäre kommen an der Oberfläche gerade mal 160 Watt pro Quadratmeter an (Kiehl & Trenberth, 1997). In intensiven Sonnengebieten kann die mittlere Jahresstrahlung über 300 Watt pro Quadratmeter erreichen, sie liegt jedoch nirgends deutlich höher.

Zu der geringen Leistungsdichte kommt noch, dass die photooptische Umsetzung von Licht in Strom nur recht kleine Wirkungsgrade hat. Auch wenn unter Laborbedingungen Werte um die 40 Prozent erreicht werden können, sind in der Praxis Wirkungsgrade von 15 Prozent realistischer (HJ Lewerenz, H Jungblut - 2013). Für Dünnschichtmodule werden regelmäßig Wirkungsgrade unter 10 Prozent erreicht. Dies betrifft nur die Module und berücksichtigt noch nicht die Leitungs- und Leistungselektronikverluste im Mini-Grid-Aufbau. Mit Vorsicht betrachtet werden müssen dabei die Kennzahlen, mit denen die Leistungsfähigkeit von Photovoltaikmodulen beschrieben wird. Denn in der Photovoltaik ist die Kategorisierung der Module nach der in „Kilowatt Peak“ gemessenen Nennleistung üblich. Dabei handelt es sich um ein Vergleichsmaß der Leistungsabgabe unter Standard-Testbedingungen von Temperatur, Strahlungsenergie und -form. Da diese Standard-Testbedingungen jedoch in der Praxis normalerweise nie gleichzeitig gegeben sind, weicht der tatsächliche Wirkungsgrad von dem in der Nennleistung angegebenen meist nach unten ab.

7.3 Windkraftanlagen

Windkraft ist neben Wasserkraft eine der am längsten von den Menschen genutzten Formen der mechanischen Kraftgewinnung und heute präsenter denn je. Jeder kennt die holländischen Windmühlen und schon im 17. Jahrhundert hat Don Quijote auf seinen Abenteuern gegen Windmühlen gekämpft. Ähnlich wie bei Wassermühlen war die Hauptaufgabe dieser regenerativ erzeugten Drehbewegung das Mahlen von Getreide. Die Art der Energiewandlung von Wind in eine Drehbewegung ist auch heute noch sehr ähnlich zu der damaligen. Bei den traditionellen Windmühlen gibt es einen hohen Turm, an dessen Oberseite sich eine horizontal um 360° drehbare Gondel befindet. An dieser Gondel ist ein in sich mehrflügliger Windflügel angebracht. Selbstverständlich ist technisch gesehen ein modernes Windkraftwerk nicht zu vergleichen mit den alten Windmühlen – das Prinzip hat jedoch nach wie vor Bestand.

Für die meisten Menschen in Europa und anderen Teilen dieser Welt ist der Anblick von großen Windparks mit teilweise Hunderten Windkraftanlagen heute ein bekanntes Bild. Von Bildern und aus der Presse sind auch die ambitionierten Vorhaben der großen Energieversorger zum Aufbau von Offshore-Windparks im Meer bekannt. Da die Windkraft inzwischen unter den erneuerbaren Energien mit am weitesten entwickelt ist, versuchen Deutschland und andere Staaten mit ihrer Hilfe in ein neues Zeitalter der Stromgewinnung zu gelangen.

Neben dem oben beschriebenen Grundprinzip, das von den alten Windmühlen bekannt ist, gibt es inzwischen auch diverse alternative Ansätze zur Wandlung von Wind in Strom. Allein unter den Rotorkonzepten gibt es von ein- bis vielflügligen Windrädern diverse Bauarten in allen erdenklichen Größen. Außerdem existieren Prototypen von anderen Konzepten, wie beispielsweise großen Drachen, ähnlich denen aus dem Kite-Surf-Bereich, welche die erzeugte Zugkraft zur Stromproduktion nutzen (NTS Energie- und Transportsysteme GmbH, 2015). Diese befinden sich jedoch noch nicht im kommerziellen Einsatz. Zu erwähnen sind weiterhin noch der Darrieusrotor und der diesem ähnliche H-Rotor, die ohne Anpassungen an die Windrichtung auskommen (Hau, 2014, S. 68). Diese Windturbinen mit vertikaler Achse haben allerdings die Schwäche, dass sie einen Initialanschub benötigen (Hau, 2014, S. 68). Ohne diesen Anschub können sie die Windströmung nicht in eine Rotation und damit in Strom wandeln.

Kommerziell und technisch am weitesten entwickelt ist jedoch der Anlagenturm mit Generatorgondel und Windrad, der daher auch in dieser Arbeit als Vergleichstechnologie dienen soll. Dabei gibt es mehrere erwähnenswerte Trends in den Ausführungsformen. Zum einen geht der aktuelle Trend in der Windkraftbranche hin zu immer größeren Einzelkraftwerken. Die Durchmesser der Windkrafträder reichen dabei schon regelmäßig über die 120 Meter Marke. Die größte Anlage bisher ist von der Firma seebaWIND, steht in Magdeburg und hat eine Nabenhöhe von 160 Metern (Hau, 2014, S. 518). Es ist damit zu rechnen, dass die Einzelkraftwerksleistung für Windkrafträder die 10 Megawatt-Marke bald erreicht (Hau, 2014, S. 518). Die steigende Größe birgt trotz der Effizienzgewinne den Nachteil, dass Aufbau und größere Wartungsarbeiten immer schwieriger werden: Sehr große Anlagen sind ohne spezielle Lastkräne nicht mehr handhabbar und müssen mit Schwerlast- und Sondertransporten an ihren Einsatzort gebracht und aufgebaut werden. Um den Wartungsaufwand generell zu verringern, wird heute möglichst auf Getriebe verzichtet und mit bürstenlosen Generatoren gearbeitet, was die Langlebigkeit der Anlagen steigert (Quilter, 2014).

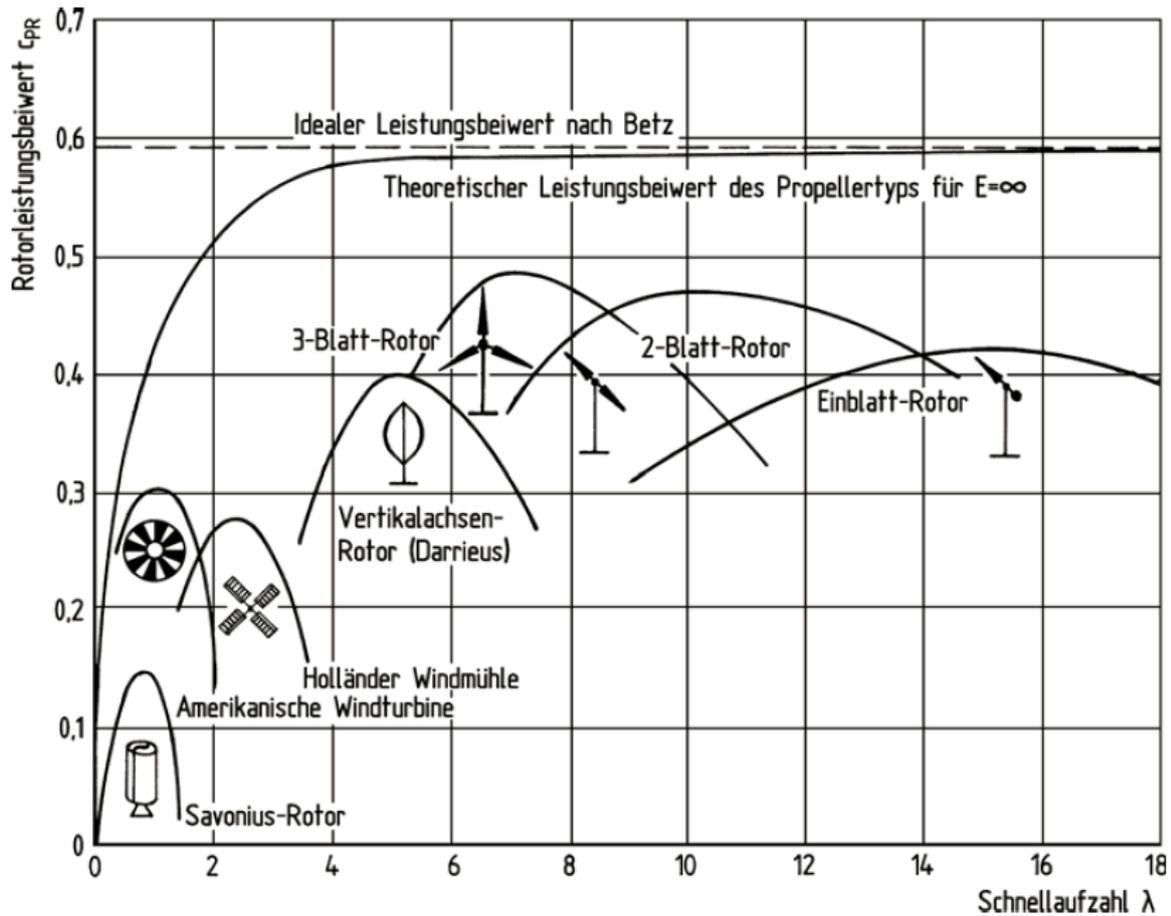


Abbildung 110: Rotorleistungsbeiwerte von Windrotoren unterschiedlicher Bauart
Quelle: Hau, S. 127

Die diversen Bauarten von Windkraftanlagen unterscheiden sich nicht nur optisch, sondern auch in ihrer idealen Schnellaufzahl. Dies ist das Verhältnis zwischen Umlaufgeschwindigkeit und Windgeschwindigkeit, das den Rotorleistungsbeiwert, also den Wirkungsgrad der Windumwandlung in mechanische Energie, entscheidend beeinflusst (vgl. Abbildung 110). Denn jedes Windkraftrad hat zumindest theoretisch zu jeder Windgeschwindigkeit eine optimale Drehzahl. Hat ein Dreiblattrotor beispielsweise sein Optimum bei einer Schnellaufzahl von 7, bedeutet dies, dass die äußeren Spitzen siebenmal so schnell sein müssen wie die Windgeschwindigkeit, um die Energie aus der Luft optimal in Strom umzuwandeln. Bei einer Windgeschwindigkeit von 10 Metern pro Sekunde entspräche dies einer Umlaufgeschwindigkeit von 70 Metern pro Sekunde (oder 252 km/h) und bei einem Durchmesser des Rotors von 31,83 Metern (Umfang = 100 Meter) einem Optimum bei 42 Umdrehungen pro Minute. Der strömungsdynamische Wirkungsgrad in diesem Optimum läge für einen Dreiblattrotor, wie in Abbildung 110 dargestellt, bei circa 48 Prozent. Wie der Darstellung zu entnehmen ist, ist dies der maximale Wirkungsgrad, der mit den bekannten Windkraftanlagen-Technologien umgesetzt werden kann. Ein theoretisches Maximum ist nach Albert Betz schon 1920 nachgewiesen worden: Es liegt bei 59,3 Prozent möglicher Energieentnahme aus der Luft (Betz, 1920).

Die Primärleistung in Wind ist proportional zu der Fläche quer zur Windrichtung und der Dichte der Luft sowie überproportional zur Windgeschwindigkeit. Die Windgeschwindigkeit geht in der dritten Potenz in die Leistung der Windkraft ein, wie die folgende Formel 45 illustriert:

$$P_{Wind} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v^3 \cdot A;$$

Formel 45: Windleistung

Quelle: Hau, S. 542

Dabei ist ρ die Dichte der Luft, die im Normalfall mit 1,23 Kilogramm pro Kubikmeter angenommen wird. v ist die Windgeschwindigkeit in Metern pro Sekunde und A ist die Fläche quer zur Windrichtung in Quadratmetern. Bei einer Windgeschwindigkeit von fünf Metern pro Sekunde ergäbe sich unter Normaldruck eine theoretische Leistung von circa 77 Watt pro Quadratmeter. Bei zehn Metern pro Sekunde Windgeschwindigkeit sind dies schon 615 Watt auf der gleichen Fläche. Wegen dieser starken Geschwindigkeitsabhängigkeit ist damit zu rechnen, dass Windkraftanlagen bei Wirbelstürmen, Taifunen oder Orkanen schwere Schäden nehmen, obwohl Windkraftanlagen einer hohen Sicherheitsklasse I für Windgeschwindigkeiten bis 216 Kilometer pro Stunde zugelassen sind (Hau, S. 839).

Im dezentralen Mini-Grid-Bereich sind Windkraftwerke oft viel kleiner als diejenigen in hiesigen Windparks. Oft werden in kleinen Mini-Grids nicht mehrere Megawatt an Leistung benötigt, sondern nur Leistungen im zwei- bis dreistelligen Kilowattbereich. Hier gibt es praktisch für jeden Anwendungsfall die passende Windkraftanlage. Die kleinsten Windräder findet man beispielsweise in der Bordversorgung auf Segelbooten: Sie liefern einige Watt Strom, laden typischerweise die Bordbatterien und erlauben auch längere Entkopplungen von einer Netzstromquelle. Diese Mikroturbinen können genauso gut in kleinen Gebäuden verwendet werden, den Anforderungen eines in dieser Arbeit beschriebenen Mini-Grids genügen sie jedoch nicht. Mögliche und sinnvolle Größen für dezentrale Mini-Grid-Kraftwerke, speziell im hier angepeilten Zielmarkt, sollten im mittleren Kilowattbereich liegen. Eine diese Maßgabe erfüllende typische Kleinwindkraftanlage mit einem Leistungsbereich von 30 bis 50 Kilowatt Nennleistung und einem Rotordurchmesser von 15 bis 16 Metern ist in Abbildung 111 (S. 173) dargestellt.



Abbildung 111: Beispielhafte Kleinwindkraftanlage für den Einsatz im Mini-Grid

Quelle: Hau, S. 57

Bereits in Kapitel 2.4 (Abbildung 11, S. 20) ist eine Weltkarte mit der durchschnittlichen Windverteilung dargestellt. Deren Skala reicht von drei bis neun Metern pro Sekunde. Dabei ist klar, dass Wind ähnlich wie Meereswellen nicht gleichmäßig auftritt. Zwar gibt es Windregionen wie die in Kapitel 2.3 beschriebene Westwindzone und die Passatwindzone, in denen Wind in jahreszeitlich wiederkehrenden typischen Zyklen auftritt. Grundsätzlich gilt jedoch, dass die Intensität der Primärenergie Wind immer einer Frage der statistischen Wahrscheinlichkeit ist: Über ein Jahr gesehen kann der Wind für Regionen gut ermittelt und für die Zukunft prognostiziert werden, eine tagesaktuelle Planung kann jedoch nur auf Basis der statistischen Auftretswahrscheinlichkeit des Winds vorgenommen werden. Diese sind durch Erfahrungswerte und wissenschaftliche Berechnungsmethoden, die etwa typische thermische Windphänomene einbeziehen wie auflandigen Wind am Tag und ablandigen Wind in der Nacht, inzwischen recht ausgefeilt. Der Einsatz im Mini-Grid erlaubt bei Windkraftanlagen letzten Endes dennoch keine exklusive Versorgung, sollte die Stromversorgung zu 100 Prozent sichergestellt werden müssen.

8 Vergleich der Stromversorgungsmöglichkeiten am Modellstandort

In diesem Kapitel wird anhand der in Kapitel 6 aufgestellten Kriterien verglichen, wie das in Kapitel 4 beschriebene neuartige Wellenkraftwerk und die in Kapitel 7 beschriebenen Technologien bei der Versorgung des zuvor in Kapitel 5 identifizierten Modellstandorts, des Le Touessrok Golf-Resorts auf Mauritius, abschneiden. Am Ende des Kapitels werden die Ergebnisse des Vergleichs zusammenfassend diskutiert.

8.1 Dieselbetriebene Motoraggregate

8.1.1 Auslegung

Bei der Untersuchung und der Modellauslegung im dezentralen Mini-Grid unterscheidet sich der Vergleich und die Darstellung des dieselbetriebenen Motoraggregats maßgeblich von den Alternativen. Das Dieselaggregat läuft wie in Kapitel 5 beschrieben als Stand-Alone-Versorger, was bedeutet, dass die komplette Stromnachfrage am Modellstandort mit einem solchen Aggregat abgedeckt werden kann. Zudem kann das Motoraggregat nachfrageorientiert geregelt werden, so dass keine Überschüsse in der Stromproduktion entstehen. Einzig die für den Anwendungsfall des Motorenaggregats geforderte Maximalleistung muss hoch genug gewählt werden. Eine deutlich zu große Dimensionierung ist dabei jedoch auch unvorteilhaft, da diese vor allem die Investitionen, aber auch den Betrieb des Systems unnötig verteuern würde.

Diese Vorteile in der Anwendung gelten selbstverständlich nur im Normalfall. Auch Motorenaggregate können ausfallen und müssen vor allem auch regelmäßig gewartet werden, um den ungeplanten Ausfall zu verhindern. In diesen Situationen muss die Stromversorgung durch ein redundantes Motoraggregat gesichert werden. Da Redundanzen für den in dieser Arbeit angestrebten Vergleich, egal ob über Stromspeicher oder zusätzliche Aggregate, für alle Lösungen in gleichem Maße notwendig sind, müssen diese für das Motoraggregat nicht separat berücksichtigt werden.

Ein Motorenaggregat in einem küstennahen, dezentralen Mini-Grid anhand einer durchschnittlichen Lastkurve auslegen zu wollen, würde zu einer unterdimensionierten Auslegung führen. Um das Mini-Grid vollumfänglich mit Strom versorgen zu können, muss die Nennleistung des Aggregats und damit die tatsächliche Maximalleistung höher ausgelegt sein als der im Normalfall maximal auftretende Bedarf. Im Modell liegt dieser bei 70 Kilowatt. Um eine gewisse Sicherheit in der Versorgung auch bei Abweichungen von dieser normalen Nachfrage zu gewinnen, soll das Modellaggregat deshalb beispielsweise 100 Kilowatt maximaler Stromleistung bereitstellen können. Damit könnte es wie in Abbildung 112 (S. 175) dargestellt die gesamte Stromnachfrage eines Tages im Mini-Grid abdecken und dabei über den Tag hinweg 1.154 Kilowattstunden Strom bereitstellen. Innerhalb eines Jahres würden so rechnerisch circa 420 Megawattstunden über das Dieselaggregat erzeugt werden.

Wie auch in den anderen Simulationen bleiben hierbei eventuelle Ausfallzeiten unberücksichtigt. Daher werden auch die in diesem Zusammenhang anfallenden Kosten für Redundanzen nicht einbezogen. Es wird stattdessen vereinfacht davon ausgegangen, dass das Dieselaggregat in dem Modell die Stromversorgung vollständig abdecken kann. Diskutiert werden jedoch in der weiteren Untersuchung der praktische Aufwand für die Wartung und den Betrieb des Motoraggregats innerhalb des Betriebszeitraums.

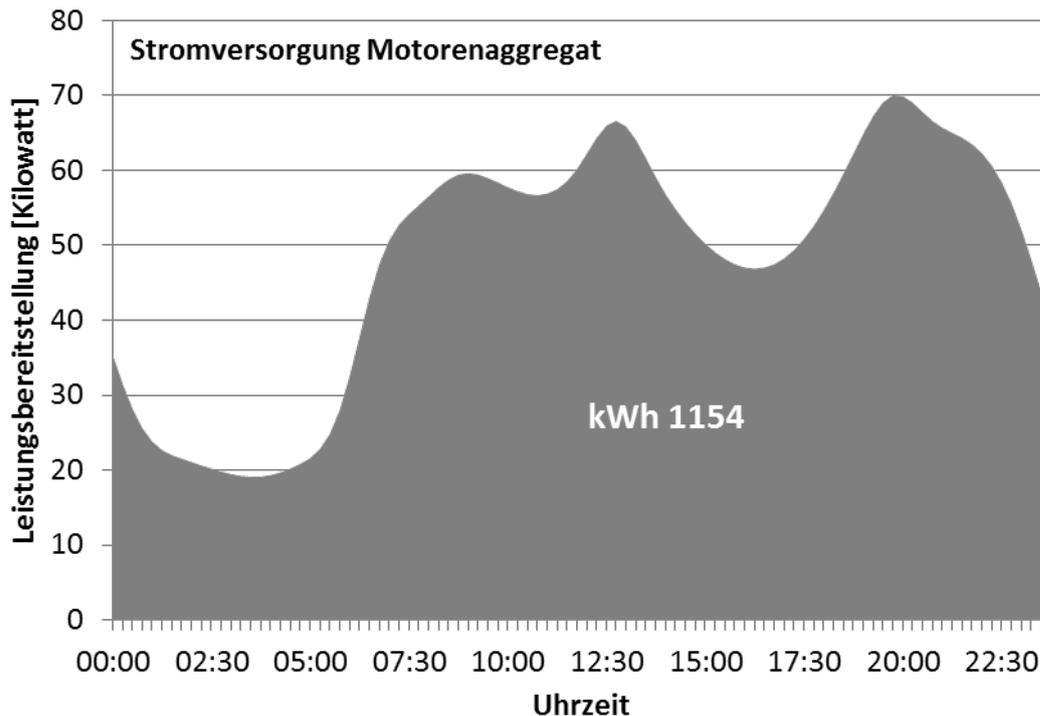


Abbildung 112: Stromversorgung durch Motorenaggregat am Modellstandort
Quelle: Eigene Darstellung.

8.1.2 Kosten

Bei den Berechnungen der Kosten für die Bereitstellung des Stroms aus Dieselaggregaten kann auf die Differenzierung in „Technische Stromgestehungskosten“, „Stromgestehungskosten des im Mini Grid verwendbaren Stroms“ und „Stromgestehungskosten inklusive Ergänzungsstrom aus Dieselaggregaten“ verzichtet werden: Das Motorenaggregat ermöglicht in der Simulation die vollumfängliche Stromversorgung des Mini-Grids. Damit gibt es keine Differenzierung in die unterschiedlichen Kategorien.

In Kapitel 5.1.2 wurde sehr detailliert die Herleitung der Stromkosten im Mini Grid mittels Dieselaggregaten beschrieben. Für das beschriebene Zielgebiet in Mauritius ergeben sich Stromgestehungskosten für jede erzeugte Kilowattstunde von 0,53 US-Dollar (vgl. Kapitel 5.3). Damit belaufen sich die Kosten für Strom im modellhaften Mini-Grid des Le Touessrok Golf-Resorts auf 223.000 US-Dollar pro Jahr. Überschuss wird hierbei nicht produziert.

Die Investition für ein 100-Kilowatt-Stromaggregat ist in dem Preis der Stromgestehungskosten bereits enthalten. Die Kosten hierfür können stark variieren. Dabei kommt es im Detail auf den Hersteller, aber auch die räumliche Einbettung, Schallisolation, Rauchgasnachbehandlung und so weiter an. Da das Dieselaggregat im Modellvergleich als Bestand angenommen werden soll, hat es in dem Vergleich zusätzlicher Versorgungsalternativen auch keine Relevanz hinsichtlich der Investitionskosten.

8.1.3 Praktikabilität

Die Abmessungen eines beispielhaften Dieselaggregats mit 100 Kilowatt Nennleistung könnten 4,15 Meter Länge x 2,14 Meter Breite x 2,25 Meter Höhe betragen. Diese Abmessungen können von Hersteller zu Hersteller abweichen. Dennoch kann davon ausgegangen werden, dass die Größenunterschiede in ähnlichen Leistungsbereichen recht gering sind. Es ist deshalb damit zu rechnen, dass ein entsprechendes Dieselaggregat problemlos in einen Standard-ISO-Container passt.

Unberücksichtigt ist bei dieser Abmessung noch die Peripherie für Schallschutz und Rauchgasnachbehandlung.

Ähnlich verhält es sich mit dem Gewicht. Dieses beträgt für das beispielhafte Dieselaggregat circa 3.000 Kilogramm. Damit ist das Dieselaggregat zwar zu schwer, um es ohne Maschinen zu bewegen. Gleichzeitig ist es jedoch leicht genug, dass es mit relativ einfachen Maschinen und über Standard-Transportmöglichkeiten transportiert werden kann.

Im Modell wird davon ausgegangen, dass die bestehende Infrastruktur bereits die Versorgung mittels Dieselaggregat und notwendigen Redundanzen beinhaltet. Damit spielen Abmessungen und Gewicht für die Betrachtung eine untergeordnete Rolle. Die Transportierbarkeit und der Aufbau sind in der Modellbetrachtung bereits gedanklich beschrieben. Für eine Neuinstallation hingegen wäre vor allem das Gewicht ein planerisch zu berücksichtigender Aspekt am Zielort.

Sehr relevant in der Betrachtung zur Praktikabilität der Stromversorgung über ein Dieselaggregat ist hingegen die Wartung. Wie bereits in Kapitel 7.1 beschrieben wurde, ist damit zu rechnen, dass Motoraggregate erheblichen Wartungsaufwand benötigen. Dabei gilt grundsätzlich, dass während der Wartung der Betrieb dieses Aggregats unterbrochen werden muss. Die Wartung vor allem der Motoren der Dieselaggregate bedarf fachkundiger Mechaniker. Somit ist der Betrieb von Stromaggregaten zwingend an Fachpersonal mit entsprechendem Werkzeug gebunden. Daneben muss vor allem für standardisierte Wartungen wie Ölwechsel und Ölfilterwechsel eine kontinuierliche Versorgungskette von Beschaffung und Entsorgung aufgebaut werden.

8.1.4 Umweltauswirkungen

In Kapitel 7.1 wurden grobe Werte für den CO₂-Ausstoß abhängig von der erzeugten Kilowattstunde Strom im Dieselaggregat hergeleitet. Demnach werden pro Kilowattstunde circa 0,3 Kubikmeter Kohlenstoffdioxid erzeugt. Im Modellbeispiel produziert das Dieselaggregat pro Jahr circa 420 Megawattstunden Strom. Damit beläuft sich der jährliche Kohlendioxidausstoß in diesem Mini-Grid bei Verwendung des modellierten Motorenaggregats auf 126.000 Kubikmeter oder aber 252 Tonnen Kohlenstoffdioxid.

Im dezentralen Bereich stellt das Motoraggregat vermutlich eine der kompaktesten Möglichkeiten dar, Strom zu produzieren. Für seine Einhausung reicht ein kleines Gebäude aus. Genauso könnte auch der Transportcontainer als Behausung und Versorgungsstation dienen. In jedem Fall ist der Platz und Flächenbedarf bei Einsatz von Motoraggregaten vergleichsweise gering. Theoretisch kann ein Motorenaggregat sogar unterirdisch eingesetzt werden, womit die visuelle und akustische Beeinträchtigung durch seinen Einsatz auf ein nicht weiter auffallendes Minimum reduziert würde. Zu berücksichtigen wäre in jedem Fall jedoch die Zugänglichkeit für Wartungszwecke und Reparaturen. Außerdem müssten die Versorgungsströme für Kraftstoff, Luft, Rauchgas, Wärme und Strom abgesichert sein.

Dieselmotoren arbeiten über die Expansionskraft von Gas bei der Explosion. Explosionen sind grundsätzlich mit einem sehr hohen Geräuschpegel verbunden. Doch die intuitive Annahme, dass Motoraggregate automatisch zu einem sehr hohen Geräuschpegel führen müssen, ist nicht automatisch wahr. Es gibt Lösungen, die mit Zuluft und Rauchgas-Schalldämpfern in einen Schallschutzraum integriert sind. Damit kann der Lärmpegel von Motorenaggregaten dramatisch gesenkt werden. Eine komplette Unterdrückung der Geräusche für eine Platzierung außerhalb des geschützten Bereichs ist jedoch nicht möglich. So ist festzuhalten, dass Motoraggregate zwar immer

Lärm produzieren, dieser jedoch durch eine geschickte Lärmdämpfung und Platzierung des Aggregatstandortes in der Regel so stark reduziert werden kann, dass es zu keiner wahrnehmbaren Störung kommt.

Nicht vermieden kann jedoch, dass die Dieselaggregate Emissionen und Abfallprodukte produzieren. Lokal gesehen haben vor allem Feinstaub (Ruß) sowie Stickoxide und Kohlenmonoxide nachteiligen Einfluss auf die Umwelt haben. Der direkte Effekt vor Ort wird jedoch als für den Mensch und die Natur als erträglich eingeschätzt. In dezentralen Regionen mit wenig Verkehr ist die Rauchgasbelastung eines modernen und intakten Dieselaggregats etwa im Vergleich zu der Belastung durch Heizung und Verkehr in Städten sehr gering. Dennoch bleibt der Umwelteffekt durch Dieselaggregate klar negativ. Vor allem das Kohlenstoffdioxid wirkt sich sehr ungünstig auf die globale Umweltbilanz aus.

Die regelmäßige Wartung in Form von Ölwechseln wirkt sich negativ auf die Umweltbilanz aus. Das entstehende Altöl ist ein sehr umweltschädliches Abfallprodukt, das einer besonderen Entsorgung bedarf. Zwar kann das Mineralöl aufbereitet und wiederverwendet werden, es ist jedoch angereichert mit Asche, Ruß, sonstigen Schmierstoffen und Metallresten, die im Motor entstehen, ein hoch giftiger Cocktail, der gerade an entlegenen Küstengebieten ein Problem darstellen kann. Damit zusammen hängt die Gefahr einer unsachgemäßen Entsorgung von Altöl und der damit verbundenen Umweltrisiken. Aber auch eine fachgerechte Entsorgung von Altöl birgt Risiken. Das aus Rohöl hergestellte Produkt ist daher auch in der besten Eingliederung von Beschaffung und Entsorgung ein erheblich negativer Umweltaspekt.

8.2 Photovoltaikanlagen

8.2.1 Auslegung

Um den Vergleich möglichst konservativ zu rechnen, wird als Photovoltaikanlagen-Modell für den Vergleich eine Anlage ausgewählt, die aktuell am oberen Ende der Leistungsfähigkeit liegt. So kann ihre Leistung wegen der sich stetig verbessernden Ergebnisse in der Solarbranche als Richtwert für zukünftige Planungen angenommen werden. Nach dieser Maßgabe ausgewählt wird die Solaranlage von Sun Power. Diese monokristalline Anlage hat einen Modulwirkungsgrad von $22,4 \pm 0,6$ Prozent unter Normbedingungen (Swanson, 2012). Ein Modul hat eine Waverfläche von insgesamt 1,58 Quadratmetern und einen Abdeckungsgrad von 81 Prozent der Modulfläche. Dies bedeutet, dass die benötigte funktionale Modulfläche um circa 23 Prozent höher ausfällt als die Fläche eines einzelnen Moduls (Green et al., 2015). Außerdem haben die Module eine Nennspannung von 69,57 Volt bei einer Nennstromstärke von 6,34 Ampere, was einer Peakleistung von 441,3 Watt pro Modul entspricht. Dementsprechend müssen für ein Kilowatt Peakleistung dieser Anlage 4,4 Quadratmeter Modulfläche installiert werden.

Die Auslegung der Solaranlage nach der benötigten Leistung erfolgt über eine Freeware des Joint Research Centre (JRC) der Europäischen Kommission (Joint Research Centre (JRC), 2015). Diese erlaubt die punktgenaue Ertragssimulation und Auslegung von Photovoltaikanlagen anhand von Längen- und Breitengraden. Der hier zugrunde liegende Simulationsort liegt bei $20^{\circ}16'5''$ südlichem Breitengrad und $57^{\circ}47'16''$ östlichem Längengrad auf einer Höhe von 14 Metern über Normalnull (vgl. Anlage A3.1, Seite 274). Die Solarmodule werden im Modell wegen ihrer geographischen Nähe zum Äquator flach, also ohne Neigungswinkel aufgestellt.

Laut Berechnung produzieren kristalline Solarmodule unter Berücksichtigung der äußeren Einflüsse bei einer Peakleistung von 280 Kilowatt eine Energiemenge von 442.000 Kilowattstunden Strom pro Jahr. Dies entspricht einer durchschnittlichen Leistung von 50,4 Kilowatt. Dieses Ergebnis berücksichtigt neben den Modulwirkungsgradverlusten noch einen simulierten Systemverlust von 25,2 Prozent (Joint Research Centre (JRC), 2012). Dies sind Leistungsverluste durch diffuses Licht, Temperatur, Stromleitungen und Leistungselektronik. Damit liefert die definierte Photovoltaikanlage im Schnitt circa 100 Prozent der benötigten Leistung an dem Standort in Mauritius.

Um die 280 Kilowatt Peakleistung der Photovoltaikanlage erreichen zu können, werden bei dem genannten Anlagentyp 635 Module benötigt. Der Flächenbedarf der Anlage hängt neben der reinen Modulfläche, die für die angestrebte Leistung 1.236 Quadratmeter beträgt, auch von der Anordnung der Module ab. Denn für den Aufbau, aber auch für die Reinigung und Wartung größerer Solaranlagen wie dieser müssen Fahrwege zwischen den Modulreihen eingeplant werden. Im Modell wird angenommen, dass immer zwei Module quer miteinander verbunden werden. Damit ergibt sich eine Reihenbreite von zwei Metern. Zwischen zwei Reihen muss ein Fahrweg von circa 2,5 Metern für Fahrzeuge bestehen bleiben. Nach diesen Maßgaben umfasst die Auslegung des Kraftwerks neun Doppelmodulreihen mit jeweils 32 x 2 Modulen in Längsrichtung und einer achten Doppelmodulreihe mit 29,5 x 2 Modulen in Längsrichtung. Das sich bildende Rechteck ist 42,5 x 62,3 Meter groß. Abbildung 113 (S. 178) zeigt diese mögliche Anordnung der Anlage schematisch aus der Vogelperspektive.

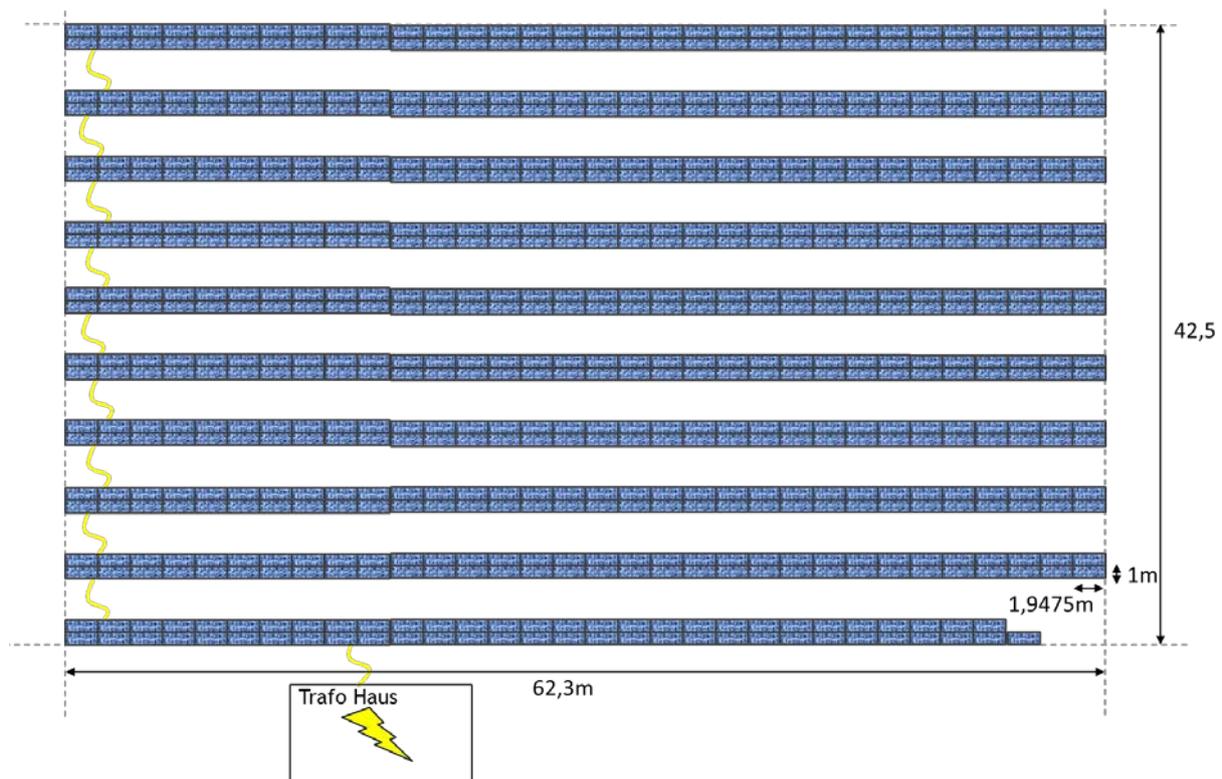


Abbildung 113: Schematische Darstellung der modellhaften Photovoltaikanlage am Modellstandort
Quelle: Eigene Darstellung.

Die Sonnenstunden und auch die Solareinstrahlung am Modellstandort ändern sich über das Jahr gesehen deutlich weniger als in Deutschland, da Mauritius nahe am Äquator liegt. Am Modellstandort

variiert die Tagesdauer nur zwischen 11 und 14 Sonnenstunden. Dabei kann von einer mittleren Sonneneinstrahlung wie in Abbildung 114 (S. 179) zu sehen ausgegangen werden.

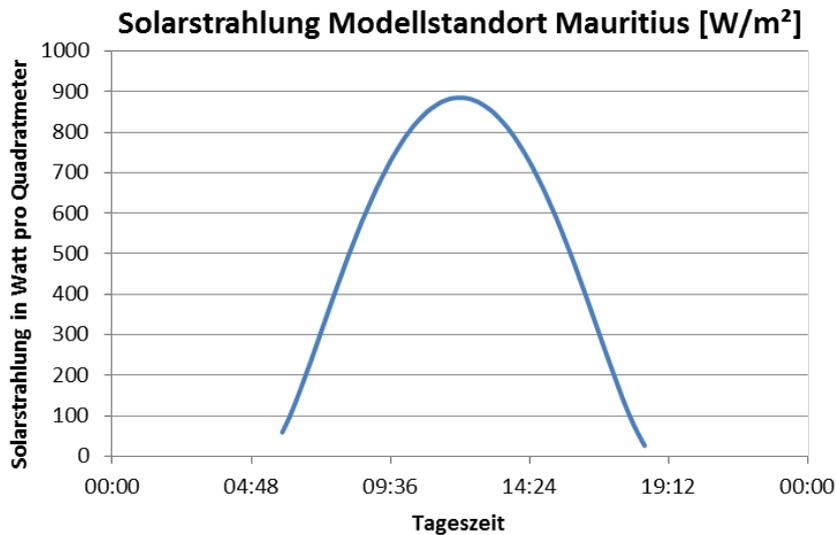


Abbildung 114: Solarstrahlungssimulation am Modellstandort auf Mauritius
Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Daten des JRC-Tools (Joint Research Centre (JRC), 2015).

Zu erkennen ist in Abbildung 114 auch der steile Anstieg mit Maximum zur Mittagszeit und der danach rasante Abfall der Sonneneinstrahlung. Zum Mittagspeak erreicht die Sonneneinstrahlung in Mauritius im Mittel knapp 900 Watt pro Quadratmeter, was schon nahe an den Normwerten von 1.000 Watt pro Quadratmeter liegt, mit denen die Maximalleistung der Solarkraftanlagen ermittelt wird. In der Simulation leistet die Solaranlage zu diesem Zeitpunkt von den 280 Kilowatt der installierten Leistung noch 152 Kilowatt. Die Tagesverlaufskurve für die Stromerzeugung der geplanten Solaranlage ist nicht extra aufgeführt. Diese folgt qualitativ der Solarstrahlungskurve vor Ort.

In Abbildung 115 (S. 180) ist die Abdeckung der Stromnachfrage am Modellstandort durch die Photovoltaikanlage dargestellt (hellgrauer Bereich). Der dunkelgraue Bereich ist der Teil der Nachfrage, der ergänzend durch ein Motoraggregat versorgt werden muss. Gut zu erkennen ist, dass in der simulierten Auslegung im Mittel über die Hälfte der Stromversorgung oder 626 Kilowattstunden am Standort Mauritius durch die Photovoltaikanlage abgedeckt werden kann. Die Betriebszeit des als bestehend angenommenen Motoraggregats könnte im Betrieb auf unter die Hälfte reduziert werden und müsste nur noch 528 Kilowattstunden pro Tag leisten. Da die höchste Nachfrage nach Strom von 70 Kilowatt zur Abendzeit nach Sonnenuntergang besteht, kann jedoch kein weniger leistungsfähiges Motoraggregat eingesetzt werden, das grundsätzlich weniger Energie verbraucht, da es während dieser Zeit den gesamten Strombedarf abdecken muss. Auf ein Jahr gerechnet kann die simulierte Photovoltaikanlage auf Mauritius circa 440.000 Kilowattstunden Strom produzieren, wovon nur 228.000 Kilowattstunden sofort im laufenden Betrieb benötigt werden. Etwa 193.000 Kilowattstunden müssen über das bestehende Motoraggregat zur Stromversorgung beigetragen werden.

Umgekehrt können mangels Nachfrage circa 48 Prozent des durch Sonnenenergie erzeugten Stroms nicht abgerufen werden oder müssen anderweitig, beispielweise zur Erzeugung von Süßwasser, verwendet werden. Würden die 212.000 Kilowattstunden für die Süßwasserherstellung mittels Umkehr-osmose verwendet, ergäbe dies bei einem Stromverbrauch von 4 Kilowattstunden pro Kubikmeter Süßwasser (Chemie.de, 2015b) 53.000 Kubikmeter Süßwasser im Jahr. Diese Menge an

Wasser könnte einen großen Beitrag zur Versorgung der Resortgäste und anderen Zwecken wie der Bewässerung des Golfplatzes beitragen.

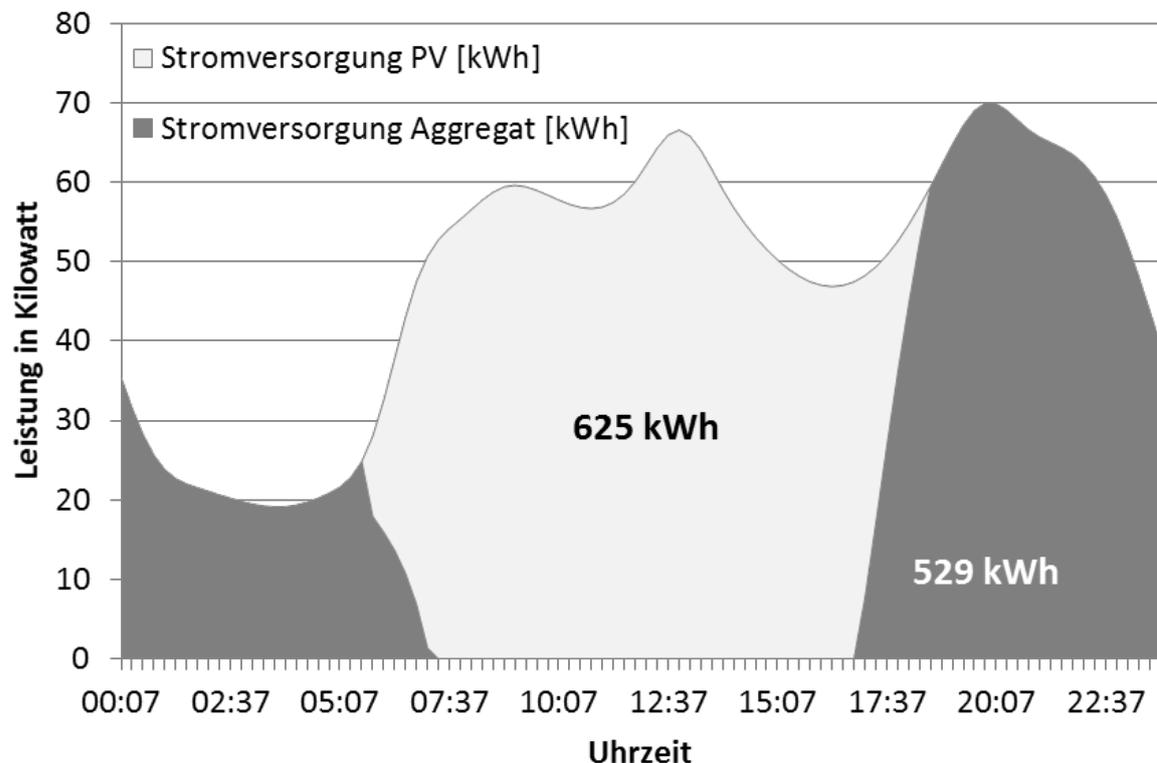


Abbildung 115: Simulierte durchschnittliche Stromversorgung durch Photovoltaikanlage und ergänzendes Motorenaggregat am Modellstandort über ein Jahr
Quelle: Eigene Darstellung.

8.2.2 Kosten

Da die Kosten für Solarmodule trotz ihrer relativ hohen Standardisierung stets von individuellen Verhandlungsprozessen zwischen Hersteller, Händler und Käufer abhängen, können die Kosten für das Sun Power Modul nicht genau ermittelt werden. Daher wird ein Näherungswert aufgrund der technischen Spezifikationen nach den aktuellsten Daten für vergleichbare Module angenommen. Dieser liegt nach einer Studie aus dem vierten Quartal 2013 für Photovoltaikanlagen mit mehr als 200 Kilowatt Peakleistung bei aktuell 2,26 Euro (2,54 US-Dollar) pro Watt Peakleistung (Feldman et al., 2014). Dieser Preis wird auch für die Modellierung der Kraftwerkskosten am Modellstandort angenommen, wo er einen guten Näherungswert darstellt: Denn einerseits sind monokristalline Photovoltaik-Anlagen die teuersten Solaranlagen, so dass andere Anlagenmodelle eher günstiger wären; andererseits ist ein möglicher Kostenaufschlag für die Lieferung an den dezentralen Modellstandort nicht berücksichtigt, der die Anlage eher verteuern würde. Unter diesen Annahmen betragen die Kosten für das Gesamtsystem bei 280 Kilowatt Peakleistung circa 632.000 Euro.

Bei einer Verteilung der Kosten der Photovoltaikanlage auf eine für alle Technologien im Vergleich angenommene Zeit von zehn Jahren kostet das Kraftwerk ohne Berücksichtigung von Kapitalkosten für die Installation der Anlage und das als Bestand angenommene Mini-Grid mit Motoraggregat anteilig 63.200 Euro pro Jahr. Wird des Weiteren angenommen, dass drei Prozent der Investitionssumme der Anlage pro Jahr an Wartungskosten anfallen, belaufen sich die gesamten Kosten für die Photovoltaikanlage jährlich auf 82.160 Euro. Wird nur die direkt durch die Nachfrage verwendbare

Strommenge (circa 228.000 Kilowattstunden im Jahr) betrachtet, betragen die Stromgestehungskosten der Photovoltaikanlage 0,36 Euro pro Kilowattstunde. Würde die komplette solar erzeugte Energiemenge von circa 440.000 Kilowattstunden pro Jahr beispielsweise für die Süßwassergewinnung verwendet, läge der Stromgestehungspreis für die Photovoltaikanlage bei gerade einmal bei 0,19 Euro pro Kilowattstunde.

Da die Solaranlage im Modell allerdings wie gezeigt nicht die gesamte Nachfrage nach Strom abdecken kann, müssen auch die Kosten für die Versorgung des restlichen Bedarfs durch Dieselaggregate in die Gesamt-Gestehungskosten des Mini-Grid-Systems einbezogen werden. Das Dieselaggregat muss in dem beschriebenen Solar-Hybrid-System zusätzlich circa 193.000 Kilowattstunden Strom bereitstellen. Mit den hierfür ermittelten 0,53 US-Dollar pro Kilowattstunde (vgl. Kapitel 5.3) ergeben sich daraus zusätzlich zu den knapp 82.160 US-Dollar für den Solarstrom noch einmal circa 102.300 Euro pro Jahr für Strom aus der Versorgung über Dieselaggregate. Überschlüssig kostet die gesamte Stromversorgung des modellhaften Solar-Hybrid-Systems auf Le Touessrok so knapp 185.000 Euro im Jahr, was in der Gesamtkalkulation Stromgestehungskosten von 0,44 Euro pro Kilowattstunde erzeugtem Strom ergibt.

8.2.3 Praktikabilität

In Bezug auf die Praktikabilität punktet die Photovoltaikanlage vor allem mit ihrer einfachen Handhabung: Da sowohl die Technologie selbst als auch die Zusatzausstattung wie die Leistungselektronik oder die Aufständigung modular ist und aus stets gleichen Bauteilen besteht, sind die Komponenten sehr gut etwa mittels ISO-Containern zum Einsatzort transportierbar.

Photovoltaik kann, ist die Technik sorgfältig und solide aufgebaut, sehr lange und robust laufen. Nicht ohne Grund fand die Solartechnik in der Raumfahrt Verwendung, wo Reparaturen und Wartung im Nachhinein faktisch unmöglich sind. Vorteilhaft ist in diesem Zusammenhang, dass Photovoltaik als eine der wenigen etablierten Stromversorgungslösungen – neben noch prototypischen Nischenlösungen wie Osmosekraftwerken oder Brennstoffzellen – ohne bewegliche Teile auskommt. Auch wenn auf der Erde die Situation weniger idealtypisch ist, da günstigere und weniger hochwertige Materialien verwendet werden, Staub und sonstige Witterungseinflüsse die Anlage verschmutzen und UV-Strahlung und Korrosion die verwendeten Materialien abnutzen können, ist die Wartung vergleichsweise unproblematisch.

Da an einem Standort wie Mauritius nicht mit Schneefall gerechnet werden muss, der die Leistungsfähigkeit am stärksten beeinträchtigt und manuell entfernt werden muss, ist der Wartungsaufwand aufgrund der Witterungsverhältnisse hier ebenfalls kein Hinderungsgrund für den Einsatz der Anlage. Da die Photovoltaikanlage im Modell außerdem ohne bewegliche Teile auskommt, kann auch ohne großen Wartungsaufwand mit einer langen Lebensdauer gerechnet werden. Nicht zu vermeiden ist allerdings, dass die Photovoltaikanlage in regelmäßigen Abständen gereinigt werden muss.

Die Wartung von Photovoltaikkraftwerken ist eben deswegen sehr einfach, weil sie grundsätzlich modular aufgebaut sind. Defekte Komponenten können je nach Art einfach ausgetauscht werden, teilweise sogar, ohne dass das Kraftwerk dafür aus dem Gesamtbetrieb genommen werden müsste. Während dieses Ausfalls liefert nur die Reihe des defekten Solarmoduls keinen Strom.

Der modulare Aufbau ermöglicht variable Kraftwerksgrößen eines Anlagentyps. So können sowohl sehr kleine als auch sehr große Solarkraftwerke nach dem gleichen Schema und mit den gleichen Komponenten aufgebaut werden. Problematisch ist hier allein, dass die inzwischen Tausenden

Komponentenhersteller meist keine genormten Schnittstellen bieten. So sind etwa unzählige verschiedene Steckersysteme im Angebot, genauso wie Ständerungen oder Wechselrichter. Dennoch bleibt der Kraftwerksaufbau – Module, Kraftwerks-Stromnetz, Wechselrichter und Ständerungen (Peripherie) – konzeptionell immer der gleiche. Er ist damit einfach und ohne vertiefte Fachkompetenz nach kurzer Einarbeitungszeit bewerkstelligbar.

Gleichzeitig sind die Komponenten selbst nicht besonders groß oder schwer, was auch Aufbau und Wartung erleichtert: Aufständerungen, Module sowie Kabel und Elektronik können für die Modellanlage so gewählt werden, dass diese ohne Zuhilfenahme von größeren Maschinen aufgebaut und gewartet werden können. Grundsätzlich können Photovoltaikanlagen aufgrund ihres geringen Gewichts auch auf jeglicher Fläche aufgebaut werden und haben keine besonderen Ansprüche an den Untergrund, so dass dies für den Modellstandort kein Problem darstellt.

Im weiteren Sinne als Wartungsaufwand gelten muss jedoch der Ersatz von gestohlenen Komponenten der Solaranlage. Denn die vergleichsweise extrem einfache Handhabung von Photovoltaikanlagen hat entgegen der Intuition in der Praxis auch den Haken, dass die recht wertvolle Technik leicht Opfer von Diebstählen werden kann. Diebstahl von Photovoltaik-Anlagen oder deren Bestandteilen ist überall ein Problem und somit tendenziell auch am Modellstandort auf Mauritius. Da jedoch davon auszugehen ist, dass das Luxusresort generell gut bewacht ist und Diebstähle durch die allgemeine Überwachung größtenteils verhindert werden können, werden mögliche einzelne Diebstahlsverluste durch die bereits veranschlagten Wartungskosten abgedeckt.

8.2.4 Umweltauswirkungen

Photovoltaikanlagen generieren 100 Prozent regenerativen Strom. Die einzige Quelle des Stroms ist die ohnehin auf die Erde einstrahlende Sonne. Damit ist der aus der Photovoltaik generierte Strom klimaneutral. Die im Modell simulierte Photovoltaikanlage kann circa 228.000 Kilowattstunden Strom regenerativ erzeugen und damit Dieselstrom einsparen. So reduziert sich der jährliche Kohlenstoffdioxidausstoß in diesem Verbund um über 137 Tonnen auf weniger als 115 Tonnen. Die Volumenäquivalenz unter Normalbedingungen beträgt hierbei eine Einsparung von circa 68.000 Kubikmetern Kohlenstoffdioxid. Anteilig werden durch die Photovoltaikanlage auch alle verbrauchsrelevanten Schadstoffe wie Rauchgas und Schmierstoffe vermieden.

Optisch kann ein Photovoltaikkraftwerk die Umgebung durchaus negativ beeinträchtigen. Die in diesem Modellbeispiel benötigte Fläche von circa 40 x 60 Metern wird zu einem großen Teil von Solarmodulen bedeckt. Je nach Aufständerung muss bei der Installation der Anlage auch ein Fundament im Boden zur Verankerung gebaut werden. Die Fläche dieser Anlage kann also nur noch für die Stromherstellung genutzt werden. Der Aufbau von Photovoltaikanlagen ist abgesehen davon jedoch sehr niedrig, so dass die gesamte Anlage relativ leicht auf einer horizontalen Fläche versteckt werden kann. Ist ein Photovoltaikkraftwerk jedoch so platziert, dass es sichtbar ist, kann davon ausgegangen werden, dass die intensive blaue Reflexion der Photovoltaikmodule stark in den Fokus rückt. Strittig bleibt hier, ob dieser visuelle Effekt als Signal umweltfreundlichen Fortschritts bewertet wird oder als lästiger Fleck in der Natur betrachtet wird. Klar ist, dass Photovoltaik nicht unsichtbar und unauffällig umsetzbar ist, da die Kraft der Sonne über die Fläche aufgenommen und zur Nutzung gebündelt werden muss. Das subjektive Urteil liegt dabei in der Perspektive des Betrachters.

Photovoltaikkraftwerke sind darüber hinaus an sich geräuschlos. Zwar summieren ältere Trafohäuser in hörbaren Frequenzbereichen, in der modernen Leistungselektronik gibt es diese Problematik jedoch

normalerweise nicht mehr. Sollten dennoch Geräusche aus der Leistungselektronik entstehen, haben diese keinen direkten Zusammenhang mit der Photovoltaikanlage und würden genauso auch für alle alternativen Lösungen auftreten.

Bei der Stromproduktion mittels Photovoltaik entstehen keine Umweltschadstoffe und sonst auch keine oder kaum negative Implikationen für die lokale Umgebung. Es darf jedoch nicht außer Acht gelassen werden, dass die Herstellung und Entsorgung von Anlagen und Anlagenkomponenten problematisch sein kann (HJ Lewerenz, H Jungblut - 2013). Dabei spielen auch der Ort und die damit verbundenen Regularien bei der Herstellung eine entscheidende Rolle.

In Summe kann dennoch davon ausgegangen werden, dass die Stromproduktion via Photovoltaik eine sehr nachhaltige und umweltfreundliche Lösung ist.

8.3 Windkraftanlagen

8.3.1 Auslegung

Für die Modellsimulation wird unter den Windkraftanlagen, die zu dem nachgefragten Leistungsbereich am Modellstandort auf Mauritius passen, das Modell H20.8-60kW der Firma Anhui Hummer Dynamo Co. ausgewählt. Das H20.8-60kW hat eine Nennleistung von 60 Kilowatt mit einer maximalen Leistung von 70 Kilowatt. Bereits ab einer Windgeschwindigkeit von 2,5 Metern pro Sekunde produziert das Kraftwerk Strom (vgl. die Kurve in Abbildung 116). Die einzelnen Rotorflügel sind circa 10 Meter lang, so dass der Rotordurchmesser insgesamt 20,8 Meter und die Stirnfläche zum Wind circa 340 Quadratmeter beträgt. Die Nabenhöhe beträgt circa 36 Meter, der Turm ist aufgebaut aus zwei gleich großen Segmenten à 18 Metern. Damit ergibt sich eine maximale Gesamthöhe von circa 46 Metern ohne Fundament. Die Spezifikationen und eine Illustration finden sich in Abbildung 116 (S. 184).

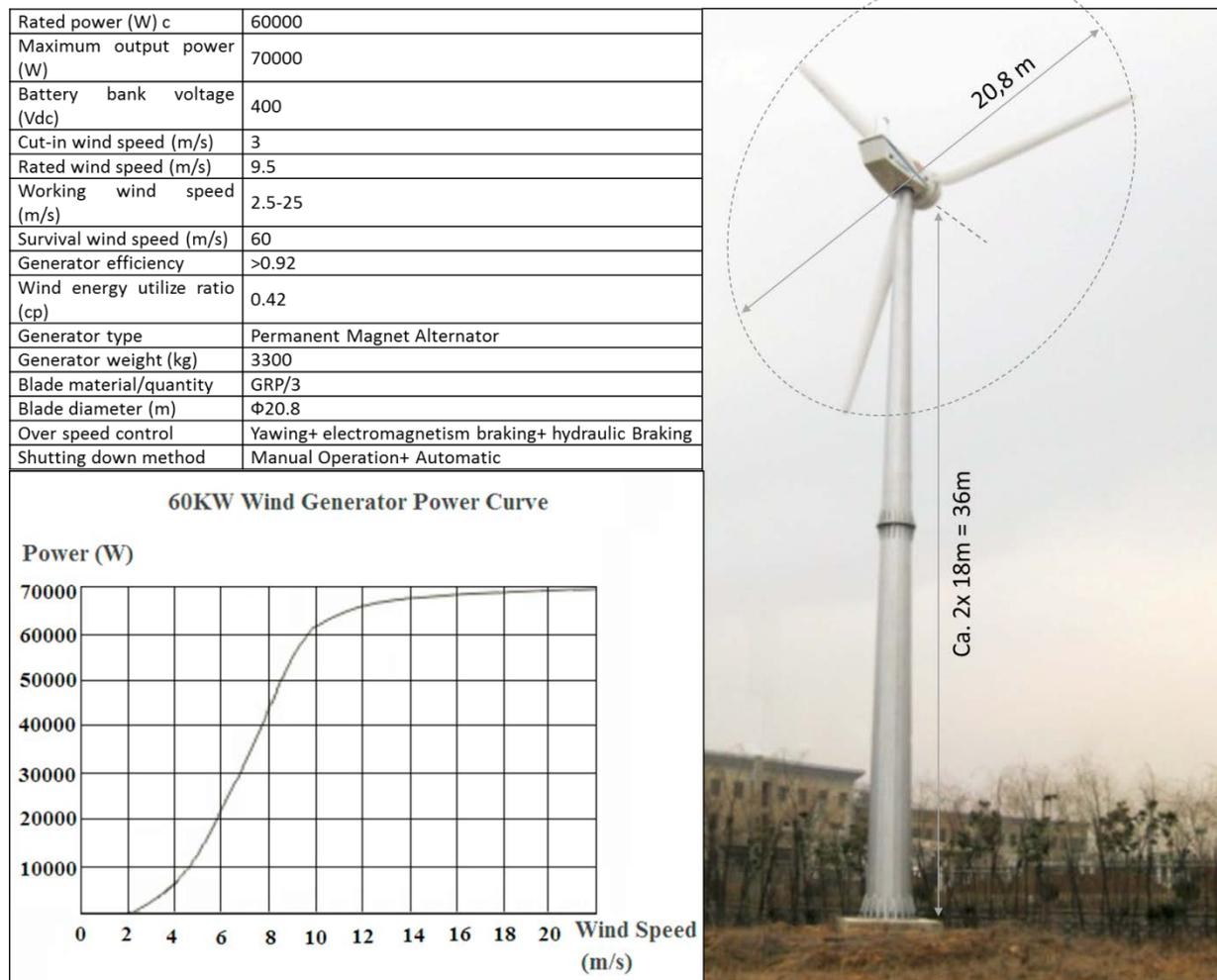


Abbildung 116: Windkraftwerk H20.8-60kW

Quelle: Modifizierte Darstellung von chinahummer.cn (2015)

An dem geraden Kurvenverlauf des Verhältnisses zwischen Windgeschwindigkeit und erzeugter Energie in Watt im Bereich zwischen circa 4 und 10 Metern Windgeschwindigkeit pro Sekunde kann man erkennen, dass der Wirkungsgrad in diesem Bereich nahe an dem angegebenen Optimum von 42 Prozent liegt (wind energy utilization ratio, cp). In der Simulation wird innerhalb dieses Bereichs deshalb mit einem konstanten Wirkungsgrad von 42 Prozent gerechnet.

Die beschriebene Windkraftanlage hat zudem einen entscheidenden Clou, der die Installation in einem Wirbelsturmgebiet wie Mauritius überhaupt erst erlaubt: Als Zusatz zu der Anlage kann ein hydraulischer Umklappmechanismus geordert werden. Dieser erlaubt es, das gesamte Kraftwerk bei Sturm – oder bei Wartungsarbeiten – umzuklappen und damit zu sichern. Die Kosten für das Umklappsystem sind in der Auslegung nicht berücksichtigt, so dass davon ausgegangen werden muss, dass die weiter unten beschriebenen Kosten, vor allem für die anfängliche Investition, etwas höher ausfallen werden als hier angenommen.

Mauritius fällt, was die durchschnittliche Windkraft angeht, mit 5,9 Metern pro Sekunde unter die kleinste Rubrik und damit der Stufe 1 der „wind power density class“ (Hau, 2014, S. 546). Zwar ist eine punktgenaue Analyse für den ausgewählten Standort, das Le Touessrok Golf-Resort auf Mauritius, nicht möglich, da diese Daten nicht verfügbar sind. Es konnten jedoch historische Messdaten für die Windkraftverteilung über ein Jahr an verschiedenen Standorten in Mauritius gefunden werden. Der

Ort, der dem Modellstandort am nächsten ist, heißt Plaisance und liegt ebenfalls zentral an der Ostküste der Insel in Nähe des Flughafens. Der größte Teil des Windes in Mauritius kommt aus Osten und somit vom offenen Meer (vgl. Abbildung 117). Es kann deshalb näherungsweise davon ausgegangen werden, dass Wind an der Ostküste von Mauritius, wegen des weiten offenen Ozeans, an allen Stellen sehr ähnlich auftritt. Somit werden die Werte von Plaisance für den Vergleich näherungsweise auf den Modellstandort übertragen.

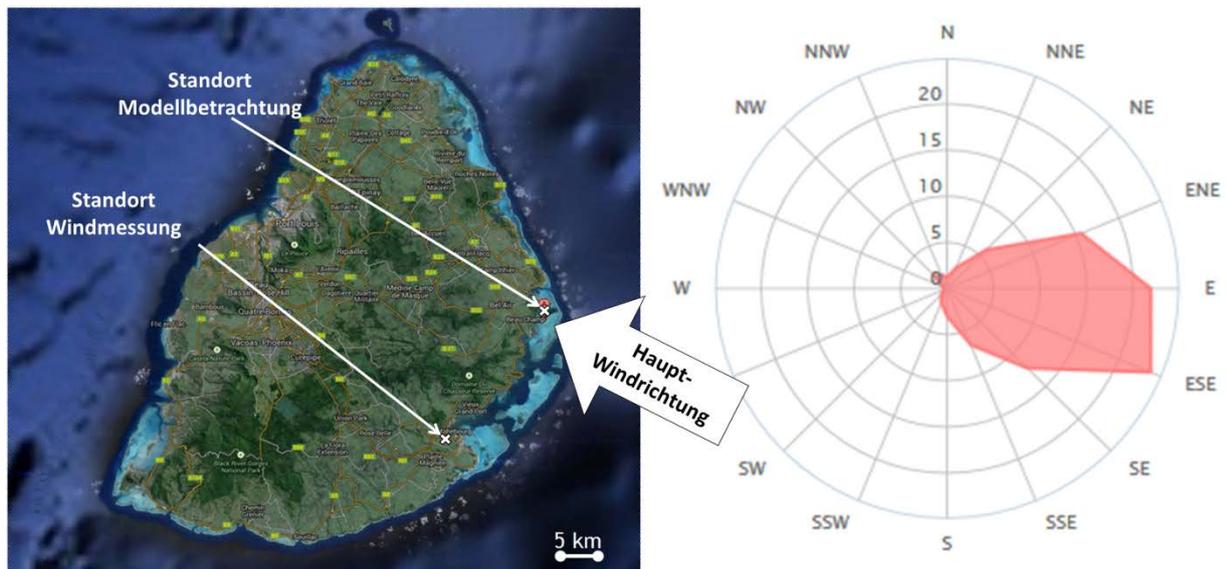


Abbildung 117: Standort der Windmessung und Modellstandort auf Mauritius (links) sowie anteilige Verteilung der Windrichtung über ein Jahr gesehen auf Mauritius (rechts)

Quelle: Eigene Darstellung aus Daten von Google Maps (2015) und windfinder.com (2015).

Die Verteilung des Windes in Plaisance ist nach Werten einer Studie der Universität von Mauritius in Abbildung 118 dargestellt.

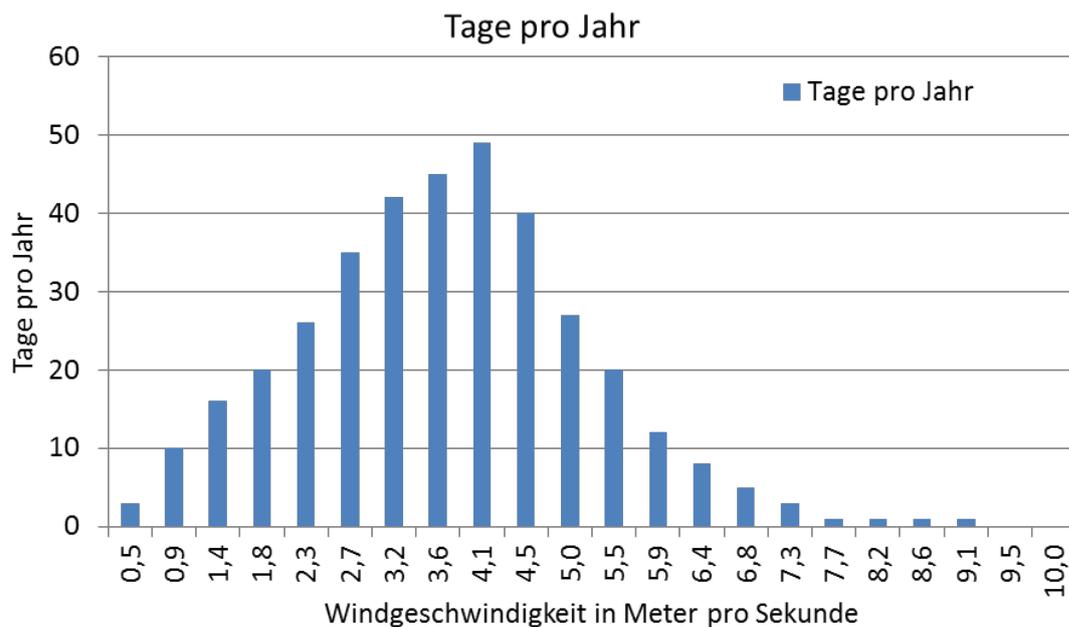


Abbildung 118: Windgeschwindigkeitsverteilung nach Tagen über ein Jahr an der Ostküste von Mauritius

Quelle: Eigene Darstellung von Datenreihen aus Dhunny et al. (2014).

Im Gegensatz zu Solarenergie gibt es bei der Verteilung von Wind keine sich täglich wiederholenden Windprofile. Vielmehr tritt unterschiedlich starker Wind über ein Jahr gesehen mit einer gewissen statistischen Häufigkeit auf. Dabei können Windgeschwindigkeiten innerhalb eines Tages durchaus variieren. Für die Modellrechnung wird angenommen, dass die Auftrittswahrscheinlichkeit einer bestimmten Windstärke zu jeder Tageszeit gleich groß ist. Zwar kann diese gemittelte Verteilung nicht dazu verwendet werden, die Versorgungssicherheit an einem bestimmten Tag zu ermitteln. Über ein Jahr gesehen kann jedoch die Deckung der durchschnittlichen Tageslastkurve durch das durchschnittliche Windaufkommen berechnet werden.

Beispielsweise kann an der Ostküste von Mauritius damit gerechnet werden, dass an knapp fünfzig Tagen im Jahr der Wind mit durchgehend 4,1 Metern pro Sekunde bläst. Mauritius liegt zwar in einem Zyklon-Gefahrengebiet (vgl. Kapitel 2.3, Abbildung 8), diese Wetterphänomene mit sehr hohen Windgeschwindigkeiten sind statistisch gesehen jedoch so selten, so dass diese in der Windgeschwindigkeitsverteilung (vgl. Abbildung 118, S. 185) nicht berücksichtigt sind.

Um in der Simulation der Windverhältnisse und unter Berücksichtigung der verwendeten Anlagenparameter auf die geforderte Durchschnittsleistung von circa 50 Kilowatt zu kommen, bedarf es acht Windkraftanlagen des Typs H20.8-60kW. Zusammen liefern diese acht Windkraftwerke am Modellstandort in Mauritius simuliert im Jahresdurchschnitt genau 48,9 Kilowatt. Die gesamte simulierte Energiemenge über ein Jahr beläuft sich demnach auf 428.512 Kilowattstunden.

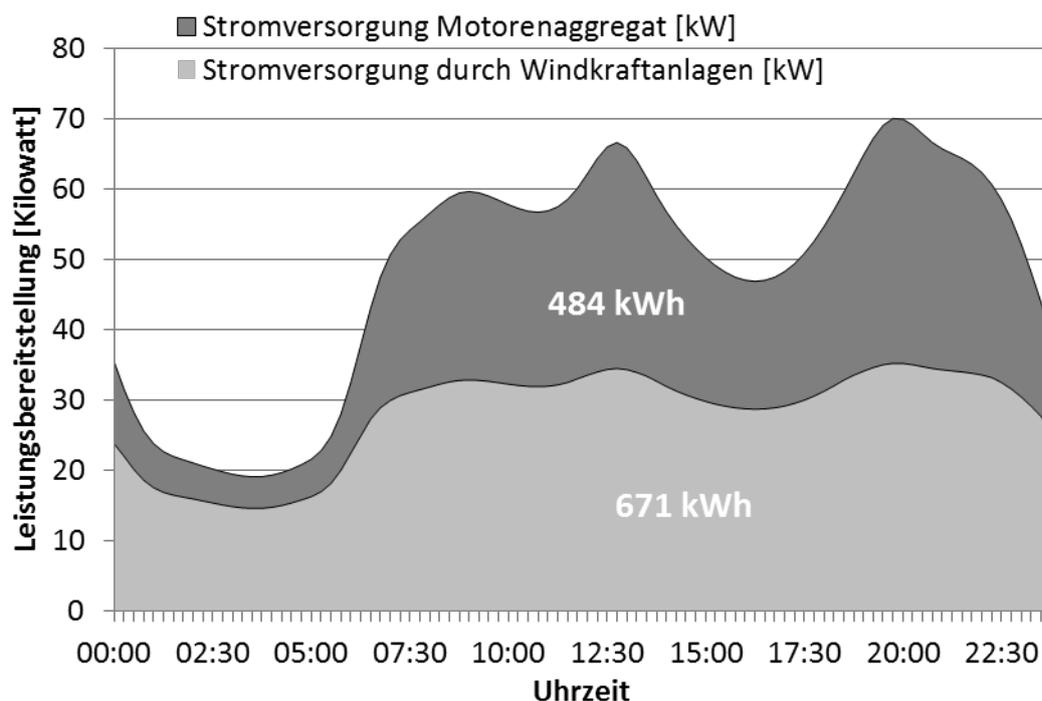


Abbildung 119: Simulierte durchschnittliche Stromversorgung durch Windkraftanlage und ergänzendes Motorenaggregat am Modellstandort über ein Jahr
Quelle: Eigene Darstellung.

In Abbildung 119 ist die durchschnittliche Stromversorgung der acht simulierten, parallel laufenden Windkraftanlagen des Modells H20.8-60kW dargestellt. Die Anzahl wurde hierbei so gewählt, dass die Versorgung ungefähr der mittleren Leistung von 50 Kilowatt entspricht. Die durchschnittliche Versorgung in Abbildung 119 ist ein statistisch errechneter Wert, der besagt, zu welchem Anteil die Windkraft tagesaktuell ausgewertet im 15-Minuten-Takt das modellhafte Mini-Grid mit Strom

versorgen würde. Die statistische Windkraftversorgung verläuft im Gegensatz zur Photovoltaik eher ähnlich zum Strombedarf. Denn statistisch gesehen kann der niedrigere Strombedarf am Morgen mit einer höheren Wahrscheinlichkeit mit Strom versorgt werden als die Lastspitzen. Umgekehrt gibt es für die Nachfragespitzen über ein Jahr gesehen mehr Tage, an denen die Windkraft für die Versorgung nicht ausreicht.

Zu Spitzenzeiten liefern die acht Windkraftanlagen 540 Kilowatt und damit deutlich mehr als den maximalen Bedarf von 70 Kilowatt. In Flauten oder bei Windgeschwindigkeiten unter 2,5 Meter pro Sekunde können die Windkraftanlagen keinen Beitrag zur Stromversorgung im Mini-Grid leisten. Das simulierte Ergebnis zeigt eine durchschnittliche durch Wind erzeugte Energiemenge von 671 Kilowattstunden am Tag. Es verbleiben pro Tag 84 Kilowattstunden, die durch ein Motoraggregat bereitgestellt werden müssen. Die jährliche Versorgung durch direkte Verwendung von Windkraftstrom aus dem Windpark beläuft sich nach dieser Simulation somit auf 244.860 Kilowattstunden, bei einem Überschuss von 183.652 Kilowattstunden.

Die Konfiguration dieser Windkraftanlage schafft damit im Mittel eine Versorgung von 58 Prozent des Stroms über Windkraft. Knapp 50 Tage im Jahr produziert die modellhafte Windkraftanlage 44 Kilowattstunden Strom bei einer Windgeschwindigkeit von 4,1 Metern pro Sekunde. Diese Leistung ist die kontinuierlichste der bisher verglichenen Alternativen des Modellkraftwerks.

Ebenso wie im Falle der Solarkraft würde jedoch selbst ein massiver Ausbau an Überkapazitäten von Windkraftwerken am Standort ohne zusätzliche Stromspeicherung nicht für eine Vollversorgung des Mini-Grid ausreichen: Selbst 5.000 Windturbinen des beschriebenen Anlagentyps erreichen nur eine Versorgungskapazität von 79 Prozent. Der Grund hierfür ist die Nullproduktion von Strom bei Windgeschwindigkeiten unter 2,5 Metern pro Sekunde. An 75 Tagen im Jahr produziert die Anlage keinen Strom. Dies verdeutlicht auch die Notwendigkeit von Ersatzversorgung in Form eines Motoraggregats.

Wie bei den meisten anderen regenerativen Alternativen stellt sich auch die umgekehrte Frage nach der Menge des überschüssigen Stroms, die potenziell anderweitig verwendet oder gespeichert werden könnten. Die partiell auftretenden überschüssigen Leistungsspitzen können im Modell theoretisch bis 525 Kilowatt Überschuss betragen ($8 \times \text{Maximalleistung} - 70 \text{ Kilowatt}$ minus den minimalen Strombedarf von 15 Kilowatt). Der Überschuss an Energie von 184.000 Kilowattstunden könnte bei der Anwendung eines Umkehrosmose-Wasserfilters circa 46.000 Kubikmeter Süßwasser produzieren.

Würde die Wahl der Stromversorgung an diesem Standort auf eine Versorgung mittels Windkraftwerken fallen, kann aus statistischen stundengenauen Jahresverlaufskurven des Standortes andernfalls ein möglicher Batteriespeicher berechnet werden. Anzunehmen ist, dass ein Speicher die Kapazität für eine Versorgung über mehrere Tage sicherstellen müsste, um diese nahezu 100-prozentig sicher zu stellen. Ohne Langzeitaufzeichnungen kann nur ein Motoraggregat die Stromversorgung für Flauten sicherstellen.

8.3.2 Kosten

Die Kosten für ein entsprechend großes Kraftwerk aus acht Windkraftanlagen werden anhand der geschätzten Kosten für einzelne Kleinanlagen einer vergleichbaren Leistungsklasse hochgerechnet, analog zum Vorgehen bei der Photovoltaik. Für die Berechnung der Modellkosten wird als Bezugswert eine Beispielrechnung für die Kosten von mittleren Windkraftanlagen à 500 Kilowatt Nennleistung herangezogen. Alle Werte hieraus werden mit 0,96 multipliziert, was den 480 Kilowatt Nennleistung

der Modellanlage entspricht. Als Resultat ergeben sich angenommene 480.000 Euro Anlagenkosten für die acht Windkraftanlagen sowie 86.400 Euro für deren Planung, Aufbau und Inbetriebnahme. Damit kommt die Anlage auf Investitionskosten von 1.180 Euro pro Nennkilowattstunde. Ebenfalls basierend auf der Beispielrechnung kommen zu der Gesamtinvestition von 566.400 Euro für den Windpark noch circa 48.000 Euro Betriebs- und Wartungskosten im Jahr (Hau, 2014, S. 915). Insgesamt entstehen auf zehn Jahre ohne Berücksichtigung von Kapitalkosten 96.000 Euro Anlagenkosten pro Jahr.

Auf die knapp 245.000 Kilowattstunden direkt verwendeten Strom umgerechnet hat der Windpark demnach Stromgestehungskosten von 0,39 Euro pro Kilowattstunde. Um den restlichen Bedarf von knapp 176.500 Kilowattstunden durch Dieselaggregate abzudecken, sind nochmals zusätzliche 93.545 Euro im Jahr hinzuzurechnen. Damit kostet die Stromversorgung im Hybrid aus Windkraft und Dieselaggregat circa 189.500 Euro pro Jahr, wodurch die Stromgestehungskosten im Hybrid-Mini-Grid aus Windkraftanlagen und Motoraggregat 0,45 Euro pro Kilowattstunde betragen.

8.3.3 Praktikabilität

Bei den beschriebenen Windkraftanlagen handelt es sich um Kleinwindkraftwerke. „Klein“ ist jedoch eine Frage der Definition: Beim Transport der zehn Meter langen Rotorblätter und der 18 Meter langen Turmsegmente kann nicht mehr von kleinen Bauteilen gesprochen werden. Vor allem die Turmsegmente passen nicht einmal mehr in High Cube-Container (vgl. Kapitel 4.1.1). Damit wird der Transport der Anlagenkomponenten des Kraftwerks sehr aufwändig. Speziell für den Transport zu Inseln wie Mauritius ist der Aufwand für den Transport entsprechender Anlagen hoch. Sowohl die Größe als auch das hohe Gewicht der Komponenten ziehen sich argumentativ weiter durch die Bewertung der Praktikabilität der Anlage, denn auch vor Ort ist die Handhabung der großen und schweren Komponenten kompliziert: Ohne großes Gerät ist auch schon eine „kleine“ Windkraftanlage wie die oben beschriebene schwer aufstellbar. Um das hohe Eigengewicht sicher zu halten, kann grundsätzlich nicht auf ein in den Boden eingelassenes Fundament verzichtet werden. Dennoch ist dies im Modellfall, wenn auch unter großem Aufwand, auch mittels einfacher Geräte wie Schaufel und Schubkarre machbar.

An sich ist jedoch in der Praxis und damit auch auf Mauritius die einfache, wartungsarme und inzwischen auch ausgereifte, beherrschbare und effiziente Technik ein Vorteil, der für den Einsatz der Technologie spricht. Dass die Technologie zumindest vor Ort Lösungen bereithält, um die Handhabung zu erleichtern, zeigt sich in der Möglichkeit, einen hydraulischen Sicherheits- und Wartungsmechanismus zu integrieren, wie oben beschreiben, der es erlaubt, das Windkraftwerk umzulegen und wieder aufzustellen, was nicht nur die Wartung vereinfacht, sondern auch den Aufbau eines entsprechenden Kraftwerks maßgeblich erleichtert. Die normale Wartung kann deshalb vermutlich bereits durch eine angelernte Person vor Ort vorgenommen werden. Größere Reparaturen und Wartungen müssten über bestellte Dienstleister mit Fachkompetenz und Spezialwerkzeug vorgenommen werden.

8.3.4 Umweltauswirkungen

Windkraftanlagen können substanzielle Leistungen bis in den Megawattbereich erzeugen. Auch die im Modellbeispiel generierten Energiemengen können, wenn diese richtig verwendet werden, an anderer Stelle enorme Mengen an CO₂-Emissionen einsparen. Hinsichtlich der Umweltfreundlichkeit reiht sich ein Windkraftwerk also in die Kategorie der Kraftwerke, dessen Strom zu 100 Prozent aus ohnehin

auftretendem Wind erzeugt wird. Damit ist der Strom aus diesen Kraftwerken vollkommen regenerativ.

Das Modellkraftwerk der beispielhaften Simulation würde pro Jahr circa 245.000 Kilowattstunden Strom aus dem Dieselaggregat durch regenerativen Windstrom ersetzen. Daraus ergibt sich eine Einsparung von 147 Tonnen oder 73.000 Kubikmetern Kohlenstoffdioxid und eine Reduktion des jährlichen Kohlenstoffdioxidausstoßes auf 105 Tonnen oder 52.000 Kubikmeter.

Was die Beeinträchtigung der Umwelt bei Herstellung und Entsorgung betrifft, ist diese bei Kleinwindkraftwerken weitestgehend unproblematisch. Denn zum Einsatz kommen in der Regel neben dem Generator vor allem Metalle. Allein für die Rotoren werden oft Faserverbundwerkstoffe verwendet. Zwar kann die Entsorgung von diesen Baustoffen Probleme bereiten. Trotz der Verwendung von Faserverbundwerkstoffen kann unter gesamtheitlicher Betrachtung Windkraft sowohl lokal wie auch global als sehr umweltfreundliche und nachhaltige Lösung der Stromversorgung betrachtet werden.

Die Flächenversiegelung von Windkraftanlagen ist wegen ihrer vertikalen Ausdehnung relativ klein. Die andere Seite der Medaille ist jedoch der damit nicht zu verwechselnde vertikale Flächenbedarf von Windkraftanlagen, welcher wiederum sehr groß ist. Denn Windkraftanlagen werden immer möglichst hoch gebaut, um dem Wind eine möglichst offene Angriffsfläche zu bieten. Mit knapp 50 Metern Gesamthöhe liegt der im Modell angenommene Typ Windkraftwerk noch im unteren Bereich. Es ist jedoch immer noch deutlich höher als die meisten Bäume, weshalb die Windkraftwerke über weite Strecken zu sehen wären. Sie zu verdecken ist auch keine Option, denn dies würde den für die Stromerzeugung benötigten Wind verschatten. Gerade in der Nähe von hochpreisigen Hotelanlagen oder dem Modellstandort eines Luxusgolfplatzes ist davon auszugehen, dass weder Betreiber noch Kunden Interesse an einer gut sichtbaren Kraftwerkslösung hätten. Die visuellen Beeinträchtigungen durch die Türme selbst und die unregelmäßigen Schatten, die die Rotoren werfen, sind auch andernorts oft das Hauptargument gegen Windkraftanlagen. Am Luxusstandort Le Touressek sind diese Beeinträchtigungen sowie mögliche Geräuschemissionen und Störungen des Fernseh-Funkempfangs aller Wahrscheinlichkeit nach noch weniger tolerabel.

Windkraftanlagen erzeugen erhebliche Geräusche. Diese stammen maßgeblich von den Windflügeln und teilweise auch aus den Getrieben vor dem Generator. Je nach Bauart und Windrichtung zum Messort können diese Geräusche auch in mehreren hundert Metern Entfernung noch deutlich hörbar sein und verursachen zum Teil unzulässig hohe Geräuschpegel. Dabei besteht die Problematik, dass die Geräusche aus Windkraftanlagen nicht durch weitere technische Maßnahmen zur Schallisolierung verringert werden können. Der Standort der Windkraftanlage muss hinsichtlich der Schallemission deshalb weit genug weg von geräuschsensiblen Standorten gewählt werden. Außerdem muss bei der Installation die Hauptwindrichtung berücksichtigt werden.

Zuletzt ist noch zu erwähnen, dass Windkraftanlagen, wie die im Modell angenommenen, aus der Naturschutzperspektive problematisch sein können, da sie die Gefahr bergen, Wildtiere zu verletzen. Die hohen Umlaufgeschwindigkeiten an den äußeren Rotorenspitzen bergen die Gefahr, Vögel oder andere Flugtiere wie Fledermäuse zu erschlagen, die sich der Anlage nähern.

8.4 Wellenkraftwerk

8.4.1 Auslegung

Für die Modellbetrachtung wird das Wellenaufkommen im südlichen indischen Ozean als Ausgangspunkt genommen. In diesem Bereich befinden sich die dem gewählten Zielstandort am nächsten gelegenen verfügbaren Messreihen (vgl. Abbildung 120, S. 190).

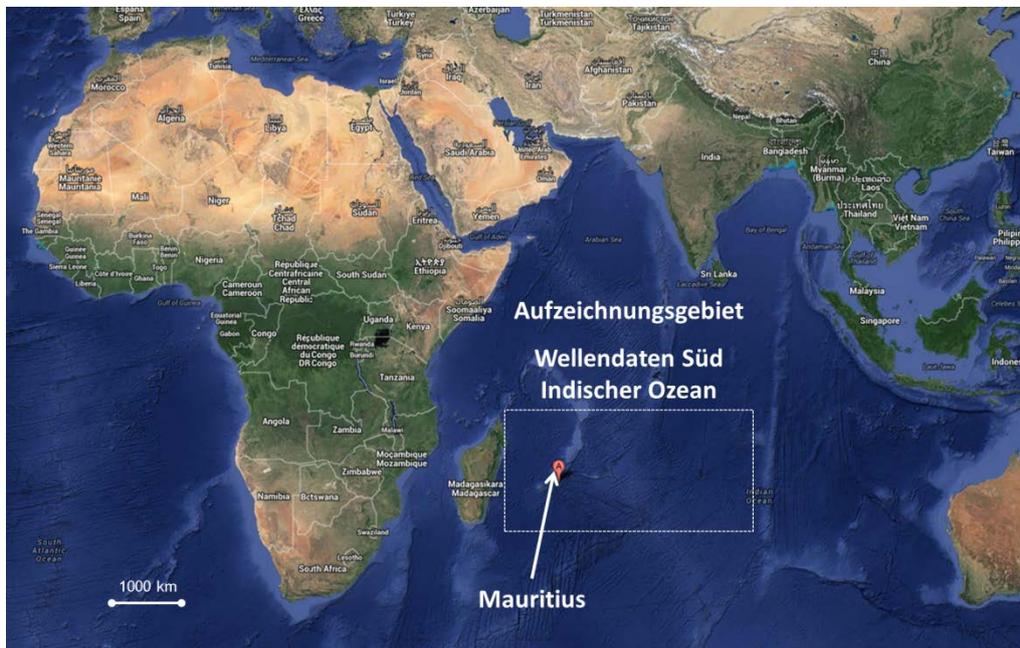


Abbildung 120: Wellenaufzeichnungsgebiet für die Modellsimulation im südindischen Ozean
Quelle: Eigene Darstellung aus Google Maps und Global Wave Statistics for Structural Design Assessments

Die historischen Daten stammen aus den Jahreswerten der Global Wave Statistics for Structural Design Assessments (vgl. Tabelle 12). Danach reichen die gemessenen Wellenleistungen bis über 400 Kilowatt pro Meter und fallen damit sehr hoch aus.

$H_s \backslash T_e$ [kW/m]	T_e [s]														
	3,2	4,8	6,3	7,5	8,6	9,7	10,9	12,4	13,8	15	16,4	18	20	22,5	25,7
0 - 1			1	1	1	1	1	2							
1 - 2			7	8	9	11	12	14	15	17	18				
2 - 3				23	26	30	33	38	42	46	50	55			
4 - 5				45	52	58	66	75	83	90	99	108	120	135	155
5 - 6				75	85	96	108	123	137	149	163	179	199	224	255
6 - 7					128	144	162	184	205	223	244	267	297	334	382
7 - 8							226	257	286	311	340	373			
8 - 9								342	381	414	453				

Tabelle 12: H_s - T_e -Diagramm für die Wellenleistung in Kilowatt für den südindischen Ozean
Quelle: Berechnet aus den Global Wave Statistics for Structural Design Assessments GP76 (WT Lee - 1995 S.85)

Die statistische Verteilung der Auftretshäufigkeit dieser Wellen ist jedoch der entscheidendere Wert. In Tabelle 13 sind für den gleichen Messort im südindischen Ozean, dessen Leistungswerte in Tabelle 12 dargestellt sind, die Auftretshäufigkeiten in Prozent beschrieben.

$H_s \backslash T_e$ [%]	T_e [s]														
	3,2	4,8	6,3	7,5	8,6	9,7	10,9	12,4	13,8	15	16,4	18	20	22,5	25,7
0 - 1			0,3	1,3	0,8	0,8	0,8	0,2							
1 - 2			0,2	2,7	4,1	4,1	9,1	5,2	1,9	0,5	0,1				
2 - 3				0,9	2,5	2,5	9,8	9,1	5,0	1,9	0,5	0,1			
H_s [m]				0,2	0,8	0,8	4,6	6,0	4,5	2,2	0,8	0,2	0,0	0,0	0,0
4 - 5				0,0	0,2	0,2	1,5	2,6	2,4	1,5	0,7	0,2	0,0	0,0	0,0
5 - 6					0,0	0,0	0,4	0,9	1,0	0,7	0,4	0,1	0,0	0,0	0,0
6 - 7							0,1	0,3	0,4	0,3	0,2	0,1			
7 - 8								0,1	0,1	0,1	0,1				
8 - 9															

Tabelle 13: Prozentuale Auftretswahrscheinlichkeit für Wellen bestimmter Wellenhöhe und Wellenperiode im südindischen Ozean

Quelle: Eigene Berechnung aus den Global Wave Statistics for Structural Design Assessments (Lee, 1995, S. 85).

Über die Auftretshäufigkeit und die dazugehörige Leistung der Wellen kann mittels des Summenprodukts aller Werte die Energiemenge am Modellstandort über ein Jahr berechnet werden. Diese beträgt circa 486.000 Kilowattstunden pro Meter im Jahr oder umgerechnet 55 Kilowatt durchschnittliche Jahresleistung der Wellen auf einem Meter Wellenfront. Mit 9,8-prozentiger Auftretswahrscheinlichkeit kommt eine Welle von 33 Kilowatt pro Meter beispielsweise am häufigsten vor.

In Küstennähe wird diese Leistung abnehmen, da die Perioden kürzer werden und die Wellensteilheit steigt (vgl. Kapitel 2.2). Dieser Effekt ist jedoch bis zu einem gewissen Grad gewollt, da kürzere Wellenperioden die Leistungsentnahme verbessern. In der Praxis lässt sich eine solche gewollte Reduzierung der Wellenleistung durch eine Positionierung des Wellenkraftwerks im Flachwasser oder hinter „verschattenden“ Riffen, Untiefen oder Inseln realisieren. Der qualitative Verlauf von Wellen am Standort in Mauritius wird dem Verlauf des Windes, wie er in Abbildung 117 (S. 185) dargestellt ist, entsprechen, da zwischen der Messtelle und der Küste von Mauritius keine Hindernisse in Form von Inseln oder Festland im Weg sind. In der Praxis wäre eine genaue Standortanalyse vor Ort mit Messungen und Satellitenauswertungen notwendig, bevor eine Projektumsetzung erfolgen kann. Für die Simulation werden die vorhandenen Daten als Basis für die Berechnung von Näherungswerten für die Simulation der Stromausbeute des konzipierten Wellenkraftwerks angenommen. Es wird konservativ angenommen, dass die küstennahe Stromausbeute um knapp 50 Prozent gegenüber den Hochseewerten reduziert ist.

Die Verwendung von Näherungswerten ist auch insofern akzeptabel, da bei dem Modellvergleich für den Mauritius-Standort die Kontinuität der Wellen wichtiger ist als die genaue Leistung. Die Kontinuität für den südindischen Ozean wurde anhand der Global Wave Statistics for Structural Design Assessments berechnet und als Abweichung vom Durchschnitt dargestellt (vgl. Abbildung 121, S. 192). 100 Prozent entsprechen der Durchschnittsleistung von 55 Kilowatt. An den meisten Tagen pro Jahr beträgt die Wellenleistung 23 Kilowatt pro Meter. Da das Kraftwerk mit Ausnahme der sehr schwachen Wellen (4 Kilowatt pro Meter, die 8 Prozent der Zeit auftreten) aus allen Wellen Strom erzeugen kann, kann es nach dieser Darstellung 336 Tage im Jahr Strom liefern. Dies entspricht einer Verfügbarkeit von 84 Prozent für Strom aus Wellenkraft am Modellstandort auf Mauritius.

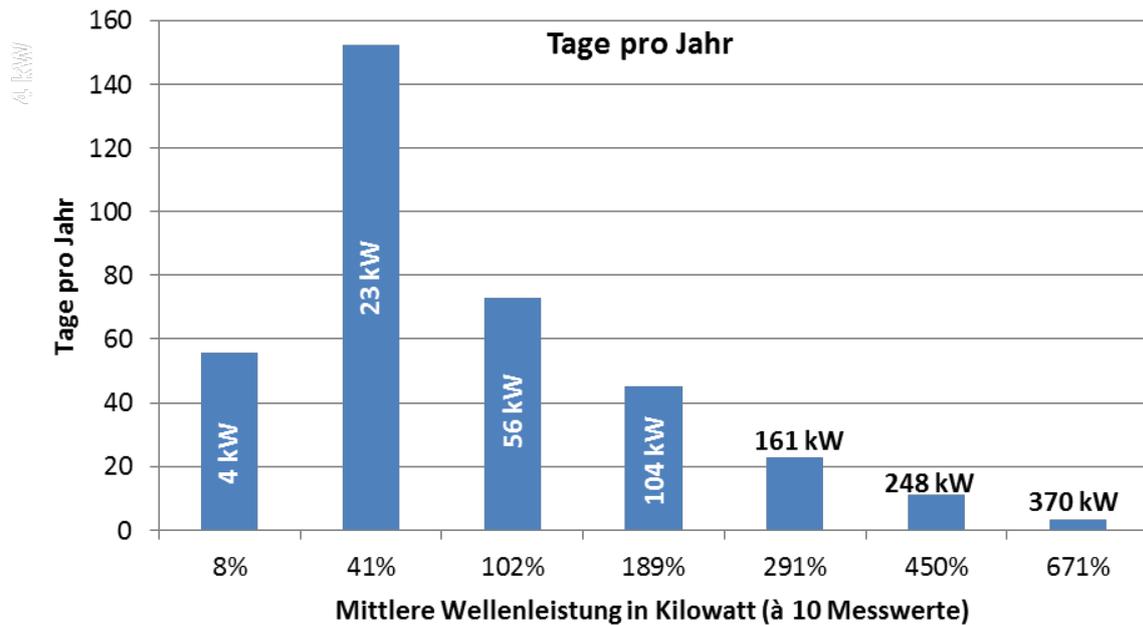


Abbildung 121: Leistungsabweichung in Tagen zum Durchschnittswert für die Messdaten des südindischen Ozeans
Quelle: Berechnet aus den Global Wave Statistics for Structural Design Assessments (Lee, 1995, S. 85).

Da die Art des Kraftwerks extrem große Variationen in der Auslegung zulässt, wird die Auslegung über mehrere große Excel-Tabellenblätter berechnet. Wird dort das standortbedingte Wellenaufkommen eingegeben, erlaubt diese Methode eine grobe, jedoch sehr rasche Berechnung der notwendigen Änderungen in der Kraftwerksdimensionierung. Die wichtigsten technischen und betriebswirtschaftlichen Parameter können über Schieberegler verändert werden (vgl. Tabelle 14).

Eingabeparameter		Ausgabeparameter	
Betriebswirtschaftliche Parameter		50	Mittlere Kraftwerksleistung [kW]
55,2 kW/m Wellenleistung	Jahresmittel	180	Kraftwerksnennleistung [kW]
		4	Simulierter Anlagenwirkungsgrad [%]
		0,8	Simulierter Modulwirkungsgrad [%]
		7,2	Modulnennleistung [kW]
		2,2	Simulierte Anlagenleistung [kW/m]
Technische Parameter		23	Anlagentiefe [m]
Reihen in Wellenrichtung	5	23	Anlagenbreite [m]
Reihen zur Wellenstirn	5	7,5	Genutzte Wellenstirn [m]
Durchmesser Auftriebskörper [m]	1,5	25	Anzahl Module
Anzahl Generatoren pro Modul	12	3,8	Abstand zwischen Auftriebskörpern [m]
		5,3	Abstand zwischen Modulen [m]

Tabelle 14: Schnellanpassung der Kraftwerksauslegung über Schieberegler in Excel
Quelle: Eigene Darstellung.

Je genauer das Wissen über das Verhalten der Wellen und des Kraftwerks ist, desto besser kann die Auslegung optimiert werden. Das Meer im südindischen Ozean weist statistisch gesehen nie Glattwasser ohne Wellen auf. Mindestens entspricht die Oberflächenrauheit auf der Wasseroberfläche in diesen Bereichen einem Kilowatt pro Meter Wellenfront (vgl. Tabelle 12, S. 190). Zwar würde ein Wellenkraftwerk der geplanten Bauart dann nicht dem angedachten Funktionsprinzip folgen. Dennoch ist damit zu rechnen, dass auch bei Wellengang von nur einem Kilowatt pro Meter schon kleine Bewegungen über das gesamte Kraftwerk stattfinden und so Strom produziert wird. Dimensioniert man die Wellenkraftanlage größer, bedeutet dies, dass mittels Wellenkraft in diesem Fall eine höhere

Stromversorgung möglich ist – allerdings mit überproportional auch höherem Kostenaufwand: Erste Versuche einer Verdoppelung der Modulzahlen auf 50 Module quer zur Wellenrichtung zeigen, dass die durchschnittliche Versorgungsleistung um 20 Prozent anwachsen würde. Eine auch kostenseitig optimale Auslegung des Wellenkraftwerks für eine bestimmte Nachfrage an Strom an einem bestimmten Standort setzt also ein sehr detailliertes Knowhow über das Verhältnis zwischen Wellen und Funktionsprinzip voraus.

Für die Simulation am Modellstandort wird ein 5x5-Module-Kraftwerk mit 25 Modulen angenommen, das als Gesamtanlage ein Quadrat von 23 Metern Seitenlänge abdeckt und dessen Auftriebs-elemente 1,5 Meter Durchmesser haben. Die Auslegung der Auftriebskörper, der Hubhöhe, der Stangenmaße, der Einzelteile etc. passen sich automatisch an Wellenbedingungen und Abstandsregeln an: So entspricht in diesem Beispiel der Abstand zwischen zwei Auftriebselementen mit 3,8 Metern immer ihrem doppelten Durchmesser. Daraus ergibt sich wiederum ein Modulabstand von 5,3 Metern und die genannte Abmessung des Kraftwerks von 23x23 Metern bei 5 Modulen in beiden Richtungen (vgl. Kapitel 4.4.2, S. 126, Abbildung 90).

Auf der Basis dieser Dimensionierungsberechnung können durch eine Veränderung der Schieberegler sofort die Energieerlöse simuliert werden. Beispielsweise erzielt die in Kapitel 4.4.2 (Abbildung 90, S. 128) dargestellte Auslegung eine Jahresdurchschnittsleistung von 50 Kilowatt für das gesamte 25-Module Kraftwerk. Es wird ein Modulwirkungsgrad von 0,8 Prozent bezogen auf die Gesamtverteilung der Wellen auf 23 Meter Wellenstirn für diesen Standort angenommen: Ein 23 Meter breites Kraftwerk deckt eine Wellenfront mit einer Primärenergieleistung (Energie in der Welle) von insgesamt 1.265 Kilowatt ab. Das gesamte Kraftwerk produziert eine Leistung von 50 Kilowatt Strom. Dies entspricht 4 Prozent Stromausbeute im Vergleich zu der Primärenergie. Wird hierbei berücksichtigt, dass diese 50 Kilowatt von fünf Modulreihen in Wellenrichtung erzeugt werden, kommt man auf einen Modulwirkungsgrad von durchschnittlich 0,8 Prozent.

Eine ausführliche Dimensionierung des geplanten 5x5-Module-Kraftwerks ist in Kapitel 4.4.2 in Abbildung 90 (S. 128) dargestellt. Daraus geht hervor, dass die geplanten Generatoren im Kraftwerk eine maximale Leistung von 450 Watt haben. Pro Modul sind 20 Generatoren verbaut. Somit ist die maximale Leistung eines Moduls auf 9 Kilowatt begrenzt. Die maximale Kraftwerksleistung beträgt 225 Kilowatt. Ab einer Wellenleistung von circa 240 Kilowatt pro Meter beträgt die maximale Kraftwerksleistung deshalb konstant 225 Kilowatt und steigt nicht weiter.

Wird die Simulation der mittleren erzeugten Wellenenergie mit dem Lastprofil des Golf-Resorts am Modellstandort abgeglichen, zeigt sich ähnlich wie bei der Windkraft, dass die Wellen eine relativ kontinuierliche Stromversorgung leisten (Abbildung 122, S. 194). Auch hier gelten die Annahmen, dass die verschiedenen Wellenleistungen zu jeder Tageszeit mit ihrer durchschnittlichen Auftrittswahrscheinlichkeit auftreten und dass kleine Leistungsbedarfe häufiger abgedeckt werden als größere Leistungsbedarfe. Im Mittel kann das Wellenkraftwerk aus 25 Modulen 721 Kilowattstunden der benötigten Tagesenergiemenge abdecken. 433 Kilowattstunden müssen immer noch mittels eines Dieselaggregats versorgt werden. Dies entspricht einer durchschnittlichen Versorgung durch Wellenkraft von 62 Prozent. Wegen der Varianz von Wellenleistung an diesem Standort werden auch hier vor allem in den Leistungspeaks am Tag zusätzlich größere Stromunterstützungen durch ein Motoraggregat benötigt.

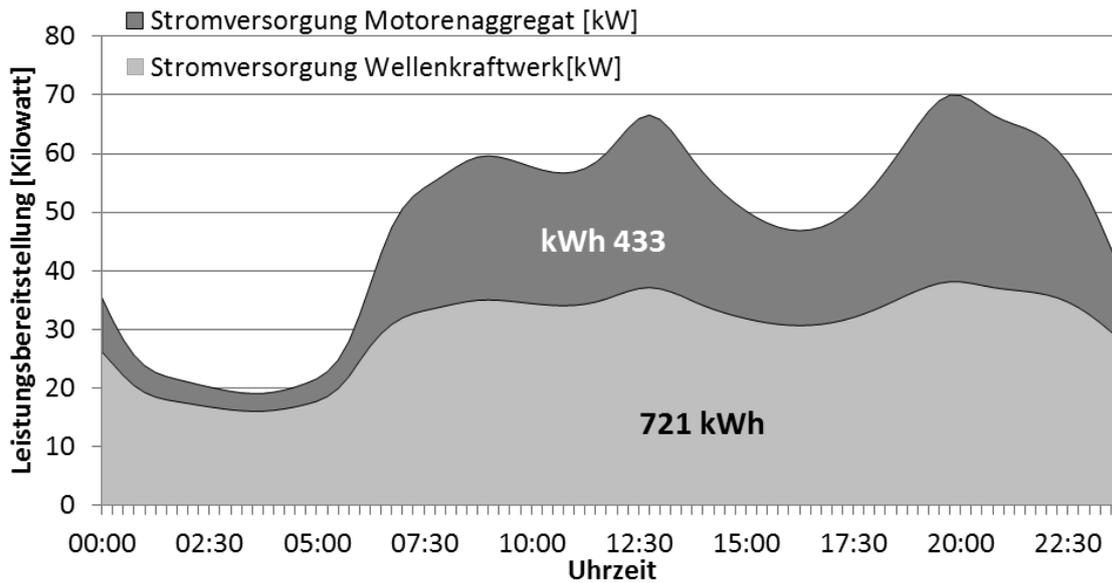


Abbildung 122: Simulierte durchschnittliche Stromversorgung durch Wellenkraftwerk und ergänzendes Motorenaggregat am Modellstandort über ein Jahr

Quelle: Eigene Darstellung.

Auch umgekehrt produziert das für den Modellstandort simulierte Wellenkraftwerk zu manchen Zeiten mehr Strom, als durch die Nachfrage verbraucht werden kann. Der Überschuss beläuft sich in der einfachen Simulation über ein Jahr gesehen auf mehr als 183.000 Kilowattstunden. Entsprechend der Annahmen in den vorangegangenen Betrachtungen ließen sich hiermit knapp 46.000 Kubikmeter Süßwasser im Jahr erzeugen.

8.4.2 Kosten

Zum aktuellen Stand der Entwicklung können die Kosten des serienreifen Kraftwerks noch nicht genau bestimmt werden. Denn die angenommenen Kosten orientieren sich noch an dem ersten Prototyp. Die Preise der Einzelkomponenten sind nicht verhandelt und unterliegen auch nicht dem Wettbewerb, der durch ein professionelles Lieferantenmanagement entsteht. Daher dienen vor allem die Einschätzungen zur Massenproduzierbarkeit (Kapitel 4.1.2, Abbildung 48, S. 72) als Kostenorientierung, die gleichzeitig die Hoffnung auf eine deutliche Reduzierung der Komponentenkosten weckt, was eine größere Marge erlauben würde.

Die Einzelkosten und die Gesamtkosten eines Kraftwerks sind beispielhaft in Tabelle 15 dargestellt. Die Kosten für modulübergreifende Komponenten sind anteilig für ein Modul berechnet und können nicht einzeln gesehen werden. Dies trifft auf Rohrverbindungen, Stabilisierungsseile inklusive Kleinteile, die vier Muringsteine, Verankerungsketten, Sensorik und Überwachungstechnik, Transport und Installation, Verkabelung, Landleine und Netzanbindung zu. Die Auslegung ergibt damit einen Modulkostenpreis von 5.995 Euro pro betriebsbereitem installiertem Modul. Darauf werden noch die angestrebte Marge von 50 Prozent und Vertriebskosten für externe Vertrieber von 10 Prozent aufgeschlagen. Insgesamt ergibt sich ein Kundenpreis von ca. 10.000 Euro pro Modul, also ca. 250.000 Euro für das beispielhafte 25-Module-Kraftwerk (vgl. Kapitel 4.4.2, Abbildung 90, S. 128).

	Einzelmodul	Anlage mit 25 Modulen
Endkundeninvestition	9.892	247.307
Vertriebsmarge (10% der Investition inkl. Marge)	899	22.482
Investition inkl. Marge	8.993	224.824
Marge (50%)	2.998	74.941
Investition intern	5.995	149.883
Ungefederte Elemente		
Auftriebskörper	226	5.655
Hubstange	360	9.000
Federelement	60	1.500
Schrauben und Kleinteile	20	500
Gefederte Elemente (Oberkonstruktion)		
Rohrverbindungen	882	22.050
Stabilisierungsseile inkl. Kleinteile	781	19.530
Betonmuringstein (4x)	320	8.000
Verankerungsketten 3x Wassertiefe (4x)	432	10.800
Sensorik und Überwachung pro Modul	100	2.500
Transport		
Transport und Installation	999	24.980
Elektrik		
Lineargenerator	960	24.000
Verkabelung	10	250
Landleine	800	20.000
Netzanbindung	45	1.118

Tabelle 15: Kostenermittlung nach anteiligen Komponentenkosten für ein Einzelmodul und ein 25-Module-Kraftwerk

Quelle: Eigene Darstellung. Die Angaben beziehen sich auf Beträge in Euro.

Es soll konservativ aufgrund der Neuheit der Technologie angenommen werden, dass für die Wartung mit Ersatzteilen ein hoher Aufwand notwendig ist. Deshalb sollen jährlich Wartungskosten in Höhe von 10 Prozent des Investitionspreises angenommen werden. Bei einer Abschreibungszeit auf zehn Jahre ergeben sich damit anteilige jährliche Investitionskosten von circa 25.000 Euro pro Jahr. Dazu kommen 25.000 Euro pro Jahr für Wartung und Betrieb der Anlage. In Summe entstehen nach dieser vereinfachten und konservativen Rechnung für das 25-Module-Wellenkraftwerk 50.000 Euro Kosten pro Jahr.

Dem gegenüber stehen die durch das Kraftwerk in der Simulation produzierten 263.293 Kilowattstunden Strom, die im Mini-Grid aufgrund der Nachfrage verwendet werden können. Die sich hieraus ergebenden Stromgestehungskosten für das Le Touessrok Golf-Resort, erneut ohne Finanzierungskosten berechnet, sind 0,19 Euro pro Kilowattstunde. Zu diesen Stromkosten kommen wie in den anderen Beispielen auch noch die Kosten für den Strom für die ergänzende Versorgung der fehlenden 158.065 Kilowattstunden, der mit dem Motoraggregat erzeugt wird. Bei Gestehungskosten für Dieselstrom à 0,53 Euro kostet das Motoraggregat zusätzlich noch einmal 83.774 Euro in einem Jahr. In Summe kostet die Stromversorgung im Wellenkraft-Diesel-Hybrid-Mini-Grid damit 133.774 Euro im Jahr, was Stromgestehungskosten von 0,32 Euro pro Kilowattstunde ergibt. In der gesamtheitlichen Betrachtung, sollte der komplette Wellenstrom etwa für die Süßwassererzeugung Verwendung finden, belaufen sich die Stromgestehungskosten der modellhaften Wellenkraftanlage auf 0,11 Euro pro Kilowattstunde erzeugten Stroms.

8.4.3 Praktikabilität

Das in dieser Arbeit beschriebene konzipierte Wellenkraftwerk ist klar auf Systembauweise ausgerichtet. Dies bedeutet, Bauteile sind darauf ausgelegt, direkt als Halbzeug oder mittels einfacher Bearbeitungsschritte hergestellt zu werden. Vor allem aber sind die Einzelkomponenten sowohl in ihrer Größe als auch in ihrem Gewicht so konzipiert, dass sie ohne weiteres in Standard-ISO-Containern transportiert werden können. Kein Einzelbauteil wird ein Gewicht von fünfhundert Kilogramm überschreiten. Damit kann das geplante Wellenkraftwerk ähnlich einfach an jeden Ort der Welt gebracht werden wie beispielsweise eine Photovoltaikanlage. Auch im Aufbau ist das Wellenkraftwerk möglichst einfach konzipiert. Aufbau und Inbetriebnahme können ohne großes Gerät und ohne Spezialkenntnisse durchgeführt werden. Da der Aufbau im seichten Wasser stattfinden soll, ist allerdings damit zu rechnen, dass dieser etwas aufwändiger und komplizierter ist als der Aufbau einer alternativen Technologie an Land.

Die einfache Transportierbarkeit des Kraftwerks, aber auch der modulare Aufbau bergen ähnlich wie auch bei den Photovoltaikanlagen die Gefahr von Diebstahl. Der Standort auf dem Meer und damit die schwierige Erreichbarkeit erschweren dies jedoch, weshalb die Gefahr als gering angesehen wird.

Ein großer Vorteil des Kraftwerks wird in der Möglichkeit gesehen, Wartungen auch während des Betriebs durchzuführen. Geht das Kraftwerkskonzept auf, wird dieses so ausgelegt sein, dass natürlich auftretende Wellen und Wind ihm keinen Schaden zufügen können. Dennoch ist der Meeresstandort eine potenzielle Schwachstelle eines jeden Wellenkraftwerks: Nicht nur Wind und Wasser können auf dem Meer zu Gefahrenquellen werden, auch Gegenstände, die auf dem Wasser treiben, können zu Schäden an dem Kraftwerk führen. Entsprechende Risiken erhöhen den Wartungsaufwand für regelmäßige Schadenskontrollen am konzipierten Wellenkraftwerk.

8.4.4 Umweltauswirkungen

Auch das konzipierte Wellenkraftwerk gehört zu den 100 Prozent regenerativ Strom liefernden Kraftwerkstypen. Es werden ausschließlich ohnehin auftretende Meereswellen für die Stromproduktion verwendet. Das simulierte Wellenkraftwerk am Modellstandort würde pro Jahr circa 263.000 Kilowattstunden Strom aus dem Dieselaggregat durch regenerativen Windstrom ersetzen. Als Resultat ergibt sich eine Einsparung von Kohlenstoffdioxid von circa 158 Tonnen oder 79.000 Kubikmetern sowie eine Reduktion des jährlichen Kohlenstoffdioxidausstoßes auf 94 Tonnen oder 47.000 Kubikmeter.

Mit circa sechs Metern Hubstangenhöhe und seiner offenen Struktur ist das Wellenkraftwerk schon aus wenigen Hundert Metern kaum noch visuell wahrnehmbar und außerdem per definitionem dort positioniert, wo keine Menschen leben. Zwar wird es vom Strand aus im sichtbaren Bereich bleiben, aber die visuelle Beeinträchtigung wird als sehr gering angenommen. Auch akustisch ist vom Betrieb der Wellenkraftanlage an Land kein wahrnehmbares Geräusch zu erwarten. Speziell in Luxusresorts wie dem Le Touessok Golf-Resort auf Mauritius könnte eine dezente Sichtbarkeit des Wellenkraftwerks sogar imagefördernd wirken, denn umweltfreundliche Stromversorgung ist gern gesehen und kann so auch die subjektive Wertigkeit des Resorts steigern.

Aus Naturschutzgesichtspunkten bekommt das Wellenkraftwerk eine positive Bewertung. Es ist nicht zu erwarten, dass es einen negativen Einfluss auf die Umwelt hat. Es werden keine Schmierstoffe oder giftigen Materialien verwendet, welche den Lebewesen im Ökosystem Meer schaden könnten. Die Hauptbestandteile des Kraftwerks sind Stahl und Aluminium, die in ihrer Verwendung ökologisch

unbedenklich sind. Dennoch sollte wie bei jedem Produkt eine ökologisch verträgliche Abwrackung nach Beendigung des Kraftwerksbetriebs erfolgen.

Der einzige negative Einfluss, den das Kraftwerk auf die Umwelt haben könnte, sind die vier Mooringsteine und die Ankerketten, die als Verankerungen gegen Abdrift gesetzt werden müssen. Da diese aber einfach auf dem Meeresgrund abgelegt werden und hier schnell natürlicher Teil des Ökosystems werden, ist kein nachhaltiger Schaden zu erwarten – mit einer Ausnahme: An Orten mit Korallenriffen sollte es vermieden werden, Mooringsteine und Ankerketten zu setzen, da dann damit zu rechnen wäre, dass die Korallen einen empfindlichen Schaden durch die Steine oder die sich ständig in Bewegung befindenden Ketten erfahren. Dies kann am Modellstandort durch entsprechende Positionierung erreicht werden. Für Menschen geht von dem Kraftwerk normalerweise keine Gefahr aus, da das Kraftwerk mit Signalleuchten ausgestattet sein wird, die Schiffe vor dem Hindernis warnen.

8.5 Ergebnisdiskussion

Grundsätzlich kann festgehalten werden, dass vor allem im Bereich der Mini-Grids die Versorgung über regenerative Energiequellen nicht nur ökologisch sinnvoll ist, sondern vor allem auch wirtschaftlich lukrativ. Je nach Betrachtungsweise weisen alle verglichenen Lösungen der regenerativen Energieversorgung gegenüber der reinen Nutzung von Motoraggregaten Einsparungspotentiale auf. Genauso aber sind alle bestehenden Lösungen auf die Motoraggregate angewiesen, denn mangels einer günstigen Speichertechnologie ist eine regenerative Stand-Alone-Lösung meist unrentabel. Dies gilt insofern, als dass es unwahrscheinlich ist, den Strombedarf durch verstärkte Energieeffizienz an das Vorkommen der regenerativen Primärenergiequellen anzupassen. Da Speichertechnologien Kosten zwischen 0,20 Euro und 0,50 Euro pro bereitgestellter Kilowattstunde verursachen (vgl. Kapitel 5.1.2), ist eine Erweiterung mittels Stromspeicher eine sehr diffizile Angelegenheit. Dennoch könnte es Sinn machen, in einer weiteren Untersuchung aufbauend auf den Vorarbeiten in dieser Arbeit die Veränderung der Kostenverhältnisse unter Einbezug verschiedener Speichertechnologien zu modellieren.

Eine solche Arbeit müsste auch die in der Modellierung und Simulation hier unberücksichtigte statistische Ausfallwahrscheinlichkeit der jeweiligen regenerativen Primärenergiequelle einbeziehen. Vor allem bei Windkraft und Wellenkraft geben die statistischen historischen Werte keinen Aufschluss über die zeitliche Verteilung der Energieaufkommen. Dies bedeutet, dass im ungünstigsten Fall lange Perioden an Überproduktion oder auch Unterproduktion von Strom vorkommen könnten. Dies würde das benötigte Volumen und vor allem die Kosten der jeweiligen Lösung enorm erhöhen. Aber auch die täglich mit Sicherheit aufgehende Sonne kann je nach Region Phasen haben, in denen die direkte Einstrahlung über lange Zeiträume verschattet ist. Nicht untypisch für warme Regionen sind Regenzeiten, in denen Photovoltaikkraftwerke wegen der starken Bewölkung nur einen Bruchteil der normalen Tagesleistung erzeugen. Auch aus diesen Gründen kann keine der modellierten Lösungen zum aktuellen Stand der Technik eine vollumfängliche regenerative und gleichzeitig ökonomische Stromversorgung sicherstellen.

Das **Motorenaggregat**, das in diesem Vergleich als Basistechnologie untersucht wurde, ist kurz zusammengefasst sowohl kostenintensiv im Betrieb sowie global wie lokal umweltbelastend. Die Wartung bedarf Fachkompetenz und es entstehen umweltschädliche Abfallstoffe in Form von Altöl und Rauchgas. Gerade das Rauchgas kann nicht nur lokale Beeinträchtigungen nach sich ziehen, sondern enthält auch große Mengen des klimaschädlichen Kohlenstoffdioxids, die sich zu einem weltweiten Problem aufsummieren. Angesichts dieser Nachteile sollte das Zeitalter der Installation von

Motorenaggregaten eigentlich vorbei sein, doch bisher gibt es keine Alternativen, ein Mini-Grid sicher und zuverlässig mit Strom zu versorgen. Denn aufgrund seiner Regelbarkeit kann ein Motorenaggregat der richtigen Dimensionierung mit Leichtigkeit jegliches spontane Lastprofil innerhalb seines Betriebsbereichs versorgen. Trotz Kosten bis über 0,50 Euro pro Kilowattstunde ist das Motorenaggregat damit noch zu oft die Technologie der Wahl.

Photovoltaik erweist sich in der Simulation am Modellstandort als mögliche Lösung zur Unterstützung der Stromversorgung. Die Kosten des technisch erzeugten Stroms von 0,19 Euro pro Kilowattstunde wirken im dezentralen Bereich verlockend. So groß die Verlockung durch diese Zahlen auch ist, so unrealistisch ist deren tatsächliche Ausschöpfung beim heutigen Stand der Speichertechnik aufgrund der schlechten zeitlichen Passung von Solarstromproduktion und Nachfrage. In der Praxis werden Solaranlagen darum oft extrem unterdimensioniert, um zwar die Stromversorgung zu unterstützen, aber gleichzeitig ökonomisch noch darstellbar zu sein. Am Modellstandort hätte etwa die Verwendung einer Photovoltaikanlage mit 100 Kilowatt anstatt der gewählten 280 Kilowatt Nennleistung den Vorteil, dass 100 Prozent des erzeugten Stroms verwendet werden könnten. Die Versorgungsquote läge dann gerade einmal bei circa 37 Prozent des Tagesbedarfs. Durch die höhere Auslastung der Solaranlage würden in diesem Beispiel die Stromgestehungskosten des Gesamtsystems zwar etwas sinken, wegen des geringen Versorgungsgrads jedoch nur marginal auf immer noch über 0,40 Euro pro produzierter Kilowattstunde im Verbund mit dem simulierten Motorenaggregat. Dennoch lohnt sich der Einsatz einer Photovoltaikanlage an sonnenreichen Orten als Optimierungsmaßnahme für bestehende Mini-Grids. Dazu tragen auch die anderen Vorteile dieser Lösung bei: Sehr einfach und unkompliziert können mit ihr nach genauer Betrachtung der Lastprofile und sonstigen Gegebenheiten vor Ort die Stromgestehungskosten substantiell gesenkt werden. Gleichzeitig verbessert eine Photovoltaikanlage die Umweltfreundlichkeit des Gesamtsystems. Alle Komponenten der Anlage sind simpel und einfach in der Bedienung, so dass sie gut in die dezentrale Stromversorgung im Mini-Grid passt.

Die Kostenannahmen der kleinen **Windkraftanlage** für den Modellstandort auf Mauritius wurden bereits recht optimistisch angenommen. Dennoch kann sich die Windkraftanlage nicht gegenüber der Photovoltaikanlage behaupten. Das entscheidende Argument ist hier nicht der Preis des erzeugten Stroms, der je nach Betrachtung in einem ähnlichen Bereich wie der der Photovoltaikanlage liegt. Für große Windkraftanlagen könnten sogar noch deutlich niedrigere Stromgestehungskosten erzielt werden, abgesehen vom Modellstandort auch besonders in dezentralen Regionen, in denen der Wind kontinuierlicher und stärker bläst. Rechnerisch, vor allem an Orten, an denen die Logistik und die Handhabung der sehr großen und schweren Einzelkomponenten kein Problem darstellt, können Windkraftanlagen im Mini-Grid daher das Rennen gegen die anderen Lösungen gewinnen. Auch im großindustriellen Maßstab kann die Windkraft ihre Vorteile der Kontinuität und der niedrigeren Stromgestehungskosten gegenüber Photovoltaikanlagen ausspielen. In der Gesamtkonstellation eines dezentralen Mini-Grid rückt jedoch die Praktikabilität einer Windkraftanlage in den Vordergrund: Transport, Aufbau, aber auch Wartung der Anlage erscheinen zu aufwändig für den Einsatz an entlegenen Standorten. Die optische Beeinträchtigung ist ein weiterer negativer Faktor, der besonders bei dem modellierten Luxus-Tourismusresort stark ins Gewicht fällt. Im entlegenen küstennahen Mini-Grid wird die Wahl insgesamt seltener auf die Versorgung mittels Windkraft fallen, auch wenn Ausnahmen an speziell geeigneten Standorten immer wieder die Regel bestätigen werden.

Auf Basis der aufgestellten Vergleichskriterien ist der klare Favorit zur Versorgung des Modellstandorts im küstennahen Mini-Grid das konzipierte **Wellenkraftwerk**. Wo Photovoltaik und Windkraftanlage in

der Simulation die Stromgestehungskosten des gesamten Hybridsystems um circa 0,10 Euro auf 0,40 Euro drücken, erreicht das simulierte Wellenkraftwerk auch unter den konservativen Annahmen der Simulation an diesem Standort ungefähr die doppelte Kostenreduzierung: Die Stromgestehungskosten im Gesamtsystem betragen hier circa 30 Euro Cent pro Kilowattstunde. Dabei ist das Wellenkraftwerk für den Modellstandort noch nicht optimiert, sondern misst sich an den gleichen durchschnittlichen Leistungsnachfragewerten wie auch die Alternativen des Sonnen- und Windstroms. Die Ergebnisse bestätigen die Annahmen und Beschreibungen zu Wellenkraft aus Kapitel 2: Die hohe Kontinuität von Meereswellen und die gleichzeitig hohe Energiedichte erlauben es, bei sehr konservativen 0,8 Prozent Stromausbeute aus der Primärenergie pro Wellenkraftwerksmodul noch genug Strom zu produzieren, um an dem Modellstandort gegenüber der Konkurrenz klar im Vorteil zu sein. Da sich das Wellenkraftwerk noch im Konzeptstadium befindet, werden der Wirkungsgrad und die Kosten im fertig entwickelten Serienprodukt wohl sinken. Gerade der Wirkungsgrad hat noch großes Potential nach oben und könnte auf 14 bis 20 Prozent steigen (vgl. Kapitel 4.1.1). Aber die konservativen Annahmen im Modellvergleich zeigen, dass das Kraftwerkskonzept auch dann noch Luft gegenüber den Alternativen der Photovoltaik und Windkraft hat, wenn weniger Primärenergie an einem Standort zur Verfügung steht oder die Technologie kostenintensiver und ineffizienter ist. Trotz dieses hohen Potentials steht aber fest, dass auch das Wellenkraftwerk das küstennahe Mini-Grid nur sinnvoll im Verbund mit einem Motorenaggregat versorgen kann. Eine Stand-Alone-Lösung ohne Motorenaggregat und Speicherung ist auch hier nur mit Einbußen in der Versorgungssicherheit oder durch krasse Überdimensionierung machbar.

Abschließend lässt sich zusammenfassen, dass die Vorteile des beschriebenen Wellenkraftwerks die Technologie zwar in der Theorie als Favoriten aus dem Vergleich hervorgehen lassen, was angesichts der gezielten Auswahl des Modellstandorts auch nicht überraschend ist. In einem echten Fallbeispiel wäre die Wahl angesichts des noch nicht serienreifen Konzepts der Wellenkraftwerkstechnologie vermutlich auf die Solaranlage gefallen. Erst das ausgereifte Produkt wird seine theoretischen Vorteile auch in der Praxis unter Beweis stellen können. Die positiven Ergebnisse des Vergleichs am Modellstandort bestätigen die vorherigen Annahmen und setzen so den Samen für eine erfolgreiche technische Entwicklung.

Die Auswertung der Vor- und Nachteile der verschiedenen regenerativen Lösungen ist für eine schnelle Übersicht der einzelnen Vergleichskriterien im Folgenden für Kosten in Tabelle 16 (S. 200), Praktikabilität in Tabelle 17 (S. 201) und Umweltauswirkungen in Tabelle 18 (S. 202) noch einmal zusammengefasst.

Kriterium „Kosten“	Punktzahl	Wellen	Wind	PV
			32	14
Investitionskosten für die Versorgungstechnologie am Modellstandort				
Günstigste Anlage	10	x		
Mittlere Anlage	5		x	
Teuerste Anlage	1			x

Technische Stromgestehungskosten [Vergleich zum Ist-Stand à 0,53 Euro pro Kilowattstunde]				
< 25 %	6	x		
< 50 %	3		x	x
> 100 %	1			
Stromgestehungskosten des im Mini-Grid verwertbaren Stroms [Vergleich zum Ist-Stand à 0,53 Euro pro Kilowattstunde]				
< 50 %	10	x		
< 75 %	5		x	x
> 75 %	1			
Stromgestehungskosten inklusive Ergänzungsstrom aus Dieselaggregaten [Vergleich zum Ist-Stand à 0,53 Euro pro Kilowattstunde]				
< 40 %	10			
< 60 %	6	x		
< 80 %	3			
< 100 %	1		x	x

Tabelle 16: Auswertung des Vergleichskriteriums „Kosten“

Quelle: Eigene Darstellung.

Kriterium „Praktikabilität“	Punktzahl	Wellen	Wind	PV
			32	10
Dimensionierung der Einzelkomponenten				
Passend für Standard 40' Container [vgl. Kapitel 4.1] 12 x 2,3 x 2,3 [LxBxH] > Boxmaß [Meter]	10	x		x
Passend für High Cube 53' Container [vgl. Kapitel 4.1] 16 x 2,5 x 2,7 [LxBxH] > Boxmaß [Meter]	3			
Abmessungen größer als High Cube-Container 16 x 2,5 x 2,7 [LxBxH] < Boxmaß [Meter]	1		x	
Gewicht der Einzelkomponenten				
< 500 kg (handhabbar ohne große Maschinen)	10	x		x
500 kg - 30.000 kg (mit Standardtransport und -maschinen handhabbar)	5		x	
> 30.000 kg (Sondertransport und -maschinen notwendig)	1			
Fachpersonal für Wartung benötigt				
Ja	3		x	
Nein	6	x		x
Spezialmaschinen für Wartung benötigt				
Ja	1		x	
Nein	6	x		x

Tabelle 17: Auswertung des Vergleichskriteriums „Praktikabilität“

Quelle: Eigene Darstellung.

Kriterium „Umweltauswirkungen“	Punktzahl	Wellen	Wind	PV
			23	17
CO₂-Emissionen				
Hoch	1			
Mittel	5			
Gering	10	x	x	x
Visuelle Beeinträchtigungen				
Hoch	1		x	
Mittel	3	x		x
Gering	5			
Akustische Beeinträchtigungen				
Hoch	1			
Mittel	3		x	
Gering	5	x		x
Sonstige Emissionen				
Hoch	1			
Mittel	3		x	x
Gering	5	x		

Tabelle 18: Auswertung des Vergleichskriteriums „Umweltauswirkungen“
Quelle: Eigene Darstellung.

9 Zusammenfassung und Ausblick

9.1 Fazit

Die Ozeane werden zunehmend als Energiequelle wahrgenommen. Neben den in dieser Arbeit ausführlich beschriebenen Meereswellen treten große Energiemengen auch in Form von Meeresströmungen bei Ebbe und Flut oder in Form dauerhafter Ströme wie dem Golfstrom auf. Ebenso wird zurzeit das Potential ergründet, sich unterschiedliche Salzgehalte und Meerestemperaturen als Energiequelle zunutze zu machen. In der Theorie ist vieles möglich.

Fakt ist jedoch, dass speziell je nach Standort die hohe Kontinuität und Leistungsdichte der Meereswellen gegenüber alternativen regenerativen Energien wie der viel diskutierten Sonnenenergie heraussticht. Durch diese Eigenschaften eignen sich die Wellen ideal zur Energieversorgung im Mini-Grid. Denn bei der Nutzbarmachung dieser natürlichen Energiequelle können sowohl typische Strombedarfsverhalten umfänglicher oder gar vollkommen abgedeckt werden, während gleichzeitig weniger investiert werden muss, als auch günstigere Stromgestehungskosten möglich werden als dies bei den Vergleichstechnologien der Fall ist. Vor diesem Hintergrund ist die Aussicht auf Erfolg des in dieser Arbeit dargelegten neuartigen Wellenkraftwerkstechnologie groß.

Aus technischer Sicht ist die Energiegewinnung aus Wasserwellen, auch auf der in dieser Arbeit beschriebenen Technologie, eine gigantische Herausforderung. Nicht ohne Grund ist bis heute weltweit noch kein Hersteller mit einer Technologie zur Meereswellenelektrifizierung erfolgreich am Markt. Die Probleme der Konkurrenz sind vielfältig, haben im Kern jedoch die gleiche Konsequenz: Die Stromgestehungskosten sind zu hoch. Die Primärenergie in der Welle ist hierfür nicht oder nur indirekt verantwortlich. Der Grund mag teilweise an den extrem hohen Ersatzkosten für durch Starkwellen zerstörte Teile liegen. Aber auch zu hohe Investitionen für die Anlage im Vergleich zu der resultierenden Leistung oder überproportional hohe Aufwendungen für Forschung und Entwicklung ließen Projekte in der Vergangenheit scheitern. Es zeigt sich, dass die Umsetzung einer noch so guten technischen Lösung, wenn sie bis zu den ersten Versuchen viele Millionen Euro verschlingt, ungleich schwerer umzusetzen ist als eine günstigere Variante, wie sie in dieser Arbeit beschrieben ist.

Die Strategie, die Technik ‚von unten‘ für kleine Energiemengen und Mini-Grids auf Basis modularer Bauweise an entlegenen Küsten aufzubauen, ist neu und bisher einzigartig. Der damit verbundene Ansatz, alle Komponenten massenfertigbar herzustellen und in den einzelnen Komponenten nur vergleichsweise geringe Kosten zu binden, macht große Hoffnung auf einen erfolgreichen Business Case bei sehr niedrigen Gesamtkosten. Eine kleine Anzahl von weniger als 20 Komponenten (ohne Verankerung und Leistungselektronik) macht die Technologie vergleichsweise einfach. Dies gilt über den gesamten Lebenszyklus und soll sich damit auf alle kostenseitigen Belange des Kraftwerks von der Entwicklung über das Lieferantenmanagement, die Lagerung, Koordination und Logistik, den Aufbau und die Montage bis hin zu Wartung und Austausch von Komponenten auswirken. Ebenso neu ist der Ansatz der unkomplizierten und günstigen ISO-Container-Logistik. Dass sich dieses Konzept auch im angestrebten Zielmarkt der dezentralen Mini-Grids behaupten kann, zeigt der in dieser Arbeit durchgeführte Vergleich mit Konkurrenztechnologien an einem Modellstandort.

Im Modellvergleich noch nicht berücksichtigt ist die Möglichkeit, dass ein Kunde die Größe seines Kraftwerks und damit die Versorgungsleistung beliebig variieren kann. Dies ist durch die modulare Bauweise möglich, ohne dass unterschiedliche Modelle des Kraftwerks entwickelt werden müssen: Ein Modultyp und eine Art der Anordnung bedienen den ersten Zielmarkt über alle Kraftwerksgrößen.

Auch Ersatzteile für defekte Komponenten oder die Standardwartung können leicht eingesetzt und geliefert werden, da die kompakten Maße der Anlagenkomponenten den Aus- und Einbau sowie den Transport extrem vereinfachen. Gleichzeitig können Kunden sich sehr kostengünstig ein Ersatzteillager für alle Komponenten des Kraftwerks anlegen. Hier besteht in der Praxis noch über die Annahmen des Modellvergleichs hinausgehendes Potential.

Auch wenn weltweit immer neue Vorkommen fossiler Brennstoffe gefunden werden, hat die Vergangenheit gezeigt, dass fossile Energie im Mittel immer teurer wird. Nicht zuletzt verschärft sie die Klimaproblematik durch die Freisetzung von Treibhausgasen. Sich durch saubere, umweltfreundliche Energie zu versorgen, gewinnt im Bewusstsein der Weltbevölkerung an Bedeutung. Das Meer als Energiequelle bietet dem Menschen eine den ästhetischen Genuss der Natur nicht beeinträchtigende, nachhaltig umweltfreundliche und saubere Lösung zur Gewinnung elektrischer Energie. So lässt sich fast darauf wetten, dass in wenigen Jahren die Meereswellenkraftwerke weltweit und substantiell unsere Stromversorgung mit stützen.

9.2 Strategischer Ausblick

Aktuell arbeitet ein Projektteam daran, die konzeptionelle Idee des patentierten Wellenkraftwerks durch weitere technische Entwicklung in einen funktionsfähigen, seriennahen Prototyp zu überführen. Diese Prototypentwicklung birgt zahlreiche Herausforderungen: So bedarf es sowohl eines Entwicklungsteams mit sich ergänzenden Fachkompetenzen als auch starken Partnern und Institutionen, mit denen eine komplexe Technologieentwicklung umgesetzt werden kann. Zentrale Aufgaben liegen hierbei in der Konstruktion und Mechanik, der Elektrik und der Projektplanung und Steuerung. Am Ende der geplanten Prototypphase soll ein fertiger, seriennaher Prototyp entwickelt sein, der zur Stromversorgung auf dem offenen Meer eingesetzt werden kann.

Für die Konstruktion und Mechanik muss die Simulation, Berechnung und Auslegung der Komponenten im Kraftwerksverbund, die anschließend an einem Prototyp validiert werden müssen, sowohl Dauerlastfälle als auch Maximallastfälle berücksichtigen. Alle Komponenten des Kraftwerks müssen auf die Umwelteinflüsse im Meer und die geplante Einsatzdauer ausgelegt und angepasst werden. Gleichzeitig darf bei der Entwicklung nie die Übersicht über die Kostenentwicklung und die Funktionalität zur Energieausbeute verloren gehen. Für die Elektrik müssen außerdem eine Netzwerkstrategie und damit ein optimales elektrisches Netzwerk mit Anbindung an ein Stromnetz entwickelt werden. Auch die elektrischen Komponenten müssen seewasserfest in das Kraftwerk integriert werden.

Die technische Entwicklung erfordert einen hohen Grad an Abstimmung, Koordination und nicht zuletzt einen hohen Investitionsaufwand. Entsprechend wichtig ist eine kontinuierliche Projektplanung und -steuerung, bei der Kosten-Nutzen-Abwägungen bereits in der frühen Entwicklung berücksichtigt werden.

Seit Juli 2014 unterstützt das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie über den Projektträger Jülich (PtJ) durch das Programm „EXIST-Forschungstransfer“ die Entwicklung eines Prototyps. Diese erste Entwicklungsphase wird bis einschließlich Dezember 2015 andauern. Grundlage der Förderung waren die meine Ausarbeitungen und Planungen aus den vorangegangenen Jahren, die zum großen Teil auch in dieser Arbeit enthalten sind. Seit Juli 2014 arbeite ich mit einem Kernteam von drei Ingenieuren und einem Betriebswirt unter der Schirmherrschaft von Prof. Martin Faulstich des

Clausthaler Umwelttechnik-Instituts (CUTEC) daran, die ambitionierten Ziele umzusetzen. Für den Zweck der Technologieentwicklung wurde in München ein Projektbüro des CUTEC Instituts gegründet.

Im November 2014 gelang es dem Team, neben dem Fördermittelgeber auch strategische Investoren zu gewinnen. Dafür wurde die SINN Power GmbH gemeinsam mit vier Investoren (der Sick Holding GmbH mit der Privatinvestorin Dorothea Sick-Thies, der Roell Prüfsysteme GmbH und dem Mentor und Privatinvestor Dr. Lothar Stein) sowie den Teammitgliedern Dr. Martin Bednarz, Rike Brand, Tristan Jochner, Nicolás Faúndes und Philipp Sinn gegründet.

Neben einem Prüfstand eines Einzelmoduls am CUTEC Institut in Clausthal-Zellerfeld werden gerade weitere Prüfstände aufgebaut. Hierzu gehören:

- Ein Korrosionsprüfstand (im Bau)
- Ein 1:18,5 Modell des Wellenkraftwerks (im Bau)
- Ein Hafenummodell in der Dimensionierung 1:1 (in der Entwicklung)

Momentan arbeiten sechzehn Personen an der erfolgreichen Umsetzung des Projektes. Es ist geplant, in einer ersten Erweiterungsrunde die Universitätsabsolventen Thomas Knapp (Ingenieur der TU München, geplant für Simulation und Regelung), Dominik Schwaiger (Ingenieur der TU München, geplant für den Gesamtaufbau) und Andreas Hammes (Ingenieur der RWTH Aachen, geplant für die Lastabsicherung) als Promotionsstudenten unter Prof. Faulstich für das CUTEC Institut zu gewinnen.

Des Weiteren ist der Ausbau der Kooperation zwischen dem CUTEC Institut und der SINN Power GmbH in Planung. Die Forschungsvorhaben der genannten Promotionsstudenten sind hierzu ein erster Schritt. In einem nächsten Schritt wird die Umsetzung größerer Förderprojekte angestrebt, die sowohl die Kooperation stärken als auch die Technologie entscheidend weiterbringen sollen.

Literaturverzeichnis

- 3TIER (2011a): Global Mean Solar Irradiance. http://www.3tier.com/static/ttcms/us/images/support/maps/3tier_solar_irradiance.pdf.
- 3TIER (2011b): Global Mean Wind Speed at 80m. http://www.3tier.com/static/ttcms/us/images/support/maps/3tier_5km_global_wind_speed.pdf.
- Agulhas and Somali Current Large Marine Ecosystems Project (ASCLME) (2012): National Marine Ecosystem Diagnostic Analysis. Mauritius. Contribution to the Agulhas and Somali Current Large Marine Ecosystems Project (supported by UNDP with GEF grant financing). Unpublished report. <http://www.asclme.org/reports2013/National%20MEDAs/MEDA%20Mauritius/MauritiusMEDAProof.pdf>.
- Alpha Ventus (2012): FACT-SHEET alpha ventus. Dezember 2012. http://www.alpha-ventus.de/fileadmin/user_upload/av_Factsheet_de_Dez2012_2.pdf, zuletzt abgerufen am 23.04.2014.
- Aquamarine Power (2008): Aquamarine Power's first Oyster wave energy converter. <https://www.flickr.com/photos/aquamarinepower/5369487965/in/set-72157629784050899/>, zuletzt abgerufen am 22.04.2014.
- Aquamarine Power (2014): Technology: How Oyster wave power works. <http://www.aquamarinepower.com/technology/how-oyster-wave-power-works/>, zuletzt abgerufen am 21.04.2014.
- AWS Ocean Energy (2013): AWS-Ocean-Energy: Performance. <http://www.awsocan.com/performance.aspx?ln=1>, zuletzt abgerufen am 23.10.2013.
- Babarit, Aurélien; Hals, Jørgen (2011): *On the maximum and actual capture width ratio of wave energy converters*. Konferenzpapier. 9th European Wave and Tidal Energy Conference (EWTEC2011), Southampton, Großbritannien.
- Babel, Gerhard (2009): *Elektrische Antriebe in der Fahrzeugtechnik: Lehr- und Arbeitsbuch*. 2., verbesserte und erweiterte Aufl. Wiesbaden: Vieweg+Teubner.
- Battjes, Jurjen A.; Janssen, J. P. F. M. (1978): *Energy loss and set-up due to breaking of random waves*. Konferenzpapier. 16th International Conference on Coastal Engineering, Hamburg, Deutschland. <http://journals.tdl.org/icce/index.php/icce/article/viewFile/3294/2962>.
- Betz, Albert (1920): Das Maximum der theoretisch möglichen Ausnutzung des Windes durch Windmotoren. *Zeitschrift für das gesamte Turbinenwesen*, 20.09.1920.
- Binder, Andreas (2012): *Elektrische Maschinen und Antriebe: Grundlagen, Betriebsverhalten*. Berlin: Springer.
- Blanke, Jennifer; Chiesa, Thea (2014): The Travel & Tourism Competitiveness Report 2013. Reducing Barriers to Economic Growth and Job Creation. World Economic Forum. http://www3.weforum.org/docs/WEF_TT_Competitiveness_Report_2013.pdf.
- Bonifacio, Emmanuel (2010). *Origin and Quantification of Wave Energy*. Hausarbeit. Stanford University. <http://large.stanford.edu/courses/2010/ph240/bonifacio1/>.
- Boud, Richard (2003): Status and research and development priorities 2003: Wave and marine current energy. IEA | Ocean Energy Systems. http://www.ocean-energy-systems.org/oes_reports/annex_i_reports/wave_and_marine_current_energy_2003/.
- Brand, Karl-Werner (1999): *Kommunikation über nachhaltige Entwicklung, oder: Warum sich das Leitbild der Nachhaltigkeit so schlecht popularisieren lässt*. UBA-Tagung „Strategien der Popularisierung des Leitbilds ‚Nachhaltige Entwicklung‘ aus sozialwissenschaftlicher Perspektive“ vom 18.-20.03.1999, Berlin, Deutschland. <http://www.sowi-online.de/sites/default/files/brand.pdf>, zuletzt abgerufen am 20.04.2014.
- Brandl Motor (2006): Saubere Energie aus Meereswellen. http://www.brandlmotor.de/download/BrandlGenerator_InfoFlyer.pdf.
- Brooke, John (2003): *Wave Energy Conversion*. Ocean Engineering Series, 6. Oxford: Elsevier.

- Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) (2001): Genehmigungsbescheid Testfeld "alpha ventus".
http://www.bsh.de/de/Meeresnutzung/Wirtschaft/Windparks/Genehmigungsbescheide/Nordsee/alpha_ventus/Genehmigungsbescheid_Borkum_West.pdf.
- Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) (2014): Windparks.
<http://www.bsh.de/de/Meeresnutzung/Wirtschaft/Windparks/index.jsp>.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2014): Gesamtausgabe der Energiedaten - Datensammlung des BMWi. 21.10.2014. <http://bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten-und-analysen/Energiedaten/gesamtausgabe,did=476134.html>.
- Bundesnetzagentur (2014): Meldung Januar bis Dezember 2013.
http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Photovoltaik/ArchivDatenMeldgn/Meldungen_JanDez2013.zip, zuletzt abgerufen am 04.04.2014.
- Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (2013): Entwicklung des deutschen PV-Marktes. Auswertung und grafische Darstellung der Meldedaten der Bundesnetzagentur nach §16 (2) EEG 2009 - Stand 31.1.2013. PV-Meldedaten Jan. - Dez. 2012.
http://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/bnetza_0112_kurz.pdf, zuletzt abgerufen am 04.04.2014.
- Burger, Bruno (2012): Photovoltaik ist mit 30 Gigawatt stärkste Stromerzeugungstechnik in Deutschland. Meldung vom 29.08.2012,
<http://www.ise.fraunhofer.de/de/aktuelles/meldungen-2012/photovoltaik-ist-mit-30-gigawatt-staerkste-stromerzeugungstechnik-in-deutschland>.
- Chemie.de (2015a): Kohlenstoffdioxid. <http://www.chemie.de/lexikon/Kohlenstoffdioxid.html>.
- Chemie.de (2015b): Meerwasserentsalzung.
<http://www.chemie.de/lexikon/Meerwasserentsalzung.html>.
- chinahummer.cn (2015): Hummer 60kW wind turbine.
<http://www.chinahummer.cn/index.php/index/content/144>.
- Claus, Holger (2004): *Dynamikanalyse eines Eisenbahnwagens mit radialelastischen Rädern*. Reihe 12: Verkehrstechnik/Fahrzeugtechnik, 568. Düsseldorf: VDI Verlag.
- Clayton, Mark (2009): Ocean power surges forward, *The Christian Science Monitor*, 27.04.2009.
<http://www.csmonitor.com/Innovation/Energy/2009/0427/ocean-power-surges-forward>, zuletzt abgerufen am 22.03.2014.
- Collier, David; Whittaker, Trevor; Crowley, Michael (2008): *The Construction of Oyster – A Nearshore Surging Wave Energy Converter*. Konferenzpapier. 2nd International Conference on Ocean Energy, Oktober 2008, Brest, Frankreich.
<http://www.aquamarinepower.com/sites/resources/Published%20papers/2473/The%20construction%20of%20Oyster%20-%20a%20nearshore%20surging%20wave%20energy%20converter.pdf>, zuletzt abgerufen am 13.02.2014.
- Dale, Michael; Benson, Sally M. (2013): Energy Balance of the Global Photovoltaic (PV) Industry - Is the PV Industry a Net Electricity Producer? *Environmental Science & Technology*, 47, S. 3482-3489.
- Davis, Joseph R. (2001): *Surface Engineering for Corrosion and Wear Resistance*. Materials Park: ASM International.
- DEWI GmbH (2014): Statistik. <http://www.dewi.de/dewi/index.php?id=47&L=1>, zuletzt abgerufen am 04.04.2014.
- Dhunny, Asma Zaynah; Lollchund, Roddy Michel; Boojhawon, Ravindra; Rughooputh, Soonil D.D.V. (2014): Statistical Modelling of Wind Speed Data for Mauritius. *International Journal of Renewable Energy Research*, 4(4), S. 1056-1064.
- dmg-movement (2013): Motoren bürstenlos und getriebelos auch mit Reifenmontage für Transportaufgaben nicht nur im industriellen Bereich. <http://www.dmg-movement.de/Motoren.htm>, zuletzt abgerufen am 30.03.2014.
- Dorfmueller, Thomas; Hering, Wilhelm T.; Stierstadt, Klaus (1998): *Mechanik, Relativität, Wärme*. Lehrbuch der Experimentalphysik. 11. Aufl., Bd. 1. Berlin: de Gruyter.

- Downing, Louise (2013): EON Withdraws From Testing Pelamis Wave Power System in Scotland, *Bloomberg News*, 04.07.2013. <http://www.bloomberg.com/news/2013-07-03/eon-withdraws-from-testing-pelamis-wave-power-system-in-scotland.html>.
- Drew, Benjamin; Plummer, Andrew R.; Sahinkaya, Mehmet Necip (2009): A review of wave energy converter technology. *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: Journal of Power and Energy*, 223(8), S. 887-902.
- energynumbers.info (2014): Capacity factors at Danish offshore wind farms. <http://energynumbers.info/capacity-factors-at-danish-offshore-wind-farms>.
- European Energy Exchange AG (2014a): Tatsächliche Produktion Solar. http://www.transparency.eex.com/de/daten_uebertragungsnetzbetreiber/stromerzeugung/tatsaechliche-produktion-solar, zuletzt abgerufen am 04.04.2014.
- European Energy Exchange AG (2014b): Tatsächliche Produktion Wind. http://www.transparency.eex.com/de/daten_uebertragungsnetzbetreiber/stromerzeugung/tatsaechliche-produktion-wind, zuletzt abgerufen am 04.04.2014.
- Falk, Thorsten; Wagner, Andreas (2013): Politische, rechtliche und energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen der Offshore-Nutzung. In: Jörg Böttcher (Hrsg.), *Handbuch Offshore-Windenergie. Rechtliche, technische und wirtschaftliche Aspekte*. München: Oldenbourg Wissenschaftsverlag.
- Falnes, Johannes; Løvseth, Jørgen (1991): Ocean wave energy. *Energy Policy*, 19(8), S. 768-775.
- Faulstich, Martin (2012): *Nachhaltige Industriegesellschaft - Zukunftsthemen der Umweltpolitik*. Vortrag vom 19.04.2012. Fachtagung des SRU: Ökologische Grenzen ernst nehmen, Tutzing, Deutschland. www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/06_Hintergrundinformationen/2012_04_Tuizing_Vortragsfolien_Faulstich.pdf, zuletzt abgerufen am 26.03.2014.
- Faulstich, Martin; Lorber, Karl E. (Hrsg.) (1990): *Ganzheitlicher Umweltschutz*. Stuttgart: Hirzel.
- Faulstich, Martin; Menrad, Klaus (Hrsg.) (2011): *Erneuerbare Energien: Öffentliche Vortragsreihe am Kompetenzzentrum für Nachwachsende Rohstoffe*. Straubing: Attenkofer'sche Buch- u. Kunstdruckerei.
- Fecht, Sarah (2012): Wave Power: 5 Bright Ideas to Capture the Ocean's Energy. *popularmechanics.com*, <http://www.popularmechanics.com/science/energy/hydropower-geothermal/5-bright-ideas-to-capture-the-oceans-energy-autonomous-powerbuoy#slide-6>, zuletzt abgerufen am 12.02.2014.
- Feldman, David; Barbose, Galen; Margolis, Robert; James, Ted; Weaver, Samantha; Darghouth, Naim; Fu, Ran; Davidson, Carolyn; Booth, Sam; Wisner, Ryan (2014): Photovoltaic System Pricing Trends. Historical, Recent, and Near-Term Projections. 2014 Edition. U.S. Department of Energy. <http://www.nrel.gov/docs/fy14osti/62558.pdf>.
- Fried, Lauha; Sawyer, Steve; Shukla, Shruti; Qiao, Liming (2014): Global Wind Report: Annual Market Update 2013. Global Wind Energy Council (GWEC), 09.04.2014. <http://www.gwec.net/wp-content/uploads/2014/04/GWEC-Global-Wind-Report-9-April-2014.pdf>, zuletzt abgerufen am 22.04.2014.
- Fuest, Klaus; Döring, Peter (2007): *Elektrische Maschinen und Antriebe: Lehr- und Arbeitsbuch für Gleich-, Wechsel- und Drehstrommaschinen sowie Elektronische Antriebstechnik*. Viewegs Fachbücher der Technik. 7. Aufl. Wiesbaden: Vieweg.
- Geringer, Bernhard; Tober, Werner K. (2010): Auto und Umwelt: Abgasemissionen. http://www.auto-umwelt.at/emissionen/em_abg.htm.
- Gesamtverband der Deutschen Versicherungswirtschaft e.V. (GDV) (2014a): High-Cube-Container. <http://www.tis-gdv.de/tis/containe/arten/highcube/highcube.htm>.
- Gesamtverband der Deutschen Versicherungswirtschaft e.V. (GDV) (2014b): Standard-Container. <http://www.tis-gdv.de/tis/containe/arten/standard/standard.htm>.
- Glaeser, Bernhard (2000): Der humanökologische Ansatz in der Entwicklung eines nachhaltigen Küstenmanagement – Das Beispiel Schweden. In: Hans Heinrich Blotevogel, Jürgen Ossenbrügge und Gerald Wood (Hrsg.), *Lokal verankert – weltweit vernetzt: Tagungsbericht und wissenschaftliche Abhandlungen*, S. 170-177. Stuttgart: Franz Steiner Verlag.

- Gobrecht, Jürgen (2009): *Werkstofftechnik - Metalle*. Oldenbourg-Lehrbücher für Ingenieure, 3. München: Oldenburger Wissenschaftsverlage GmbH.
- González, Alexander; von Welser, Marcus (2007): *Marken- und Produktpiraterie: Strategien und Lösungsansätze zu ihrer Bekämpfung*. Weinheim: Wiley-VCH.
- Google Maps (2015): Standort: 20°16'21.0"S, 57°48'14.5"E. [https://www.google.de/maps/place/20°16'21.0\"S+57°48'14.5\"E/](https://www.google.de/maps/place/20°16'21.0\).
- Graw, Kai - Uwe (2012): Wellenkraftwerke: Energiereservoir Ozean. In: Thomas Bürhke und Roland Wengenmayr (Hrsg.), *Erneuerbare Energie: Konzepte für die Energiewende*, 3. Aufl., S. 100-106. Berlin: Wiley-VCH.
- Green, Martin A.; Emery, Keith; Hishikawa, Yoshihiro; Warta, Wilhelm; Dunlop, Ewan D. (2015): Solar cell efficiency tables (Version 45). *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 23(1), S. 1-9.
- Gretzschel, Moritz (2003): *Mechatronische Antriebs- und Lenkkonzepte für Schienenfahrzeuge der nächsten Generation*. Reihe 12: Verkehrstechnik/Fahrzeugtechnik. Düsseldorf: VDI Verlag.
- Haberhauer, Horst; Bodenstein, Ferdinand (2013): *Maschinenelemente: Gestaltung, Berechnung, Anwendung*. 17. Aufl. Berlin: Springer Vieweg.
- Halldin, Mats (2006): Intertropical Convergence Zone. http://commons.wikimedia.org/wiki/File:ITCZ_january-july.png.
- Hammer, Anton; Hammer, Karl (1988): *Physikalische Formeln und Tabellen*. 5. Aufl. München: Lindauer.
- Harris, Robert E.; Johanning, Lars; Wolfram, Julian (2004): *Mooring systems for wave energy converters: A review of design issues and choices*. Konferenzpapier. 3rd International Conference on Marine Renewable Energy, 07.-09.07.2004, Blyth, Großbritannien. http://abs-5.me.washington.edu/pub/tidal_wave/mooringsystems.pdf, zuletzt abgerufen am 13.01.2014.
- Hatami, Houman (2000): Hydraulische Formelsammlung. http://www.boschrexroth.com/business_units/bri/de/downloads/hyd_formelsammlung_de.pdf.
- Hau, Erich (2014): *Windkraftanlagen: Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit*. 5. Aufl. Berlin: Vieweg+Teubner Verlag.
- Herald Scotland (2014): Pelamis Wave Power enters administration. *Herald Scotland*, 21.11.2014, <http://www.heraldscotland.com/business/company-news/pelamis-wave-power-goes-into-administration.1416585895>.
- Holmes, Brian; Nielsen, Kim (2010): Guidelines for the Development & Testing of Wave Energy Systems. IEA | Ocean Energy Systems. http://www.ocean-energy-systems.org/oes_reports/annex_ii_reports/guidelines_for_the_development_testing_of_wave_energy_systems_2010/.
- Huckerby, John; Jeffrey, Henry; Jay, Brigid (2011): An International Vision for Ocean Energy. IEA | Ocean Energy Systems. http://www.oceanrenewable.com/wp-content/uploads/2011/05/oes_vision_brochure_2011.pdf.
- IED Innovation Energie Développement (2013): Support Study for DFID: Low Carbon Mini Grids. Identifying the gaps and building the evidence base on low carbon mini-grids. Final Report. https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/278021/IED-green-min-grids-support-study1.pdf.
- International Energy Agency (IEA) (2012): IEA Wind: 2011 Annual Report. http://www1.eere.energy.gov/wind/pdfs/iea_wind_2011_annual_report.pdf.
- International Renewable Energy Agency (IRENA) (2013): Renewable Power Generation Costs in 2012: An Overview. http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/Overview_Renewable%20Power%20Generation%20Costs%20in%202012.pdf.
- Jiandaong, Tong; Naibo, Zheng; Xianhuan, Wang; Jing, Hai; Huishen, Ding (1997): *Mini Hydropower*. Unesco Energy Engineering, 5. Chichester: John Wiley & Sons.
- Joint Research Centre (JRC) (2012): Performance of Grid-connected PV.

- Joint Research Centre (JRC) (2015): Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) - Interactive Maps. <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php>.
- Kaltschmitt, Martin; Stegelmeier, Marina; Streicher, Wolfgang (2013): Einführung und Aufbau. In: Martin Kaltschmitt, Wolfgang Streicher und Andreas Wiese (Hrsg.), *Erneuerbare Energien*, S. 1-45. Berlin: Springer.
- Kemfert, Claudia (2013): *Kampf um Strom: Mythen, Macht und Monopole*. Hamburg: Murmann.
- Keysan, Ozan; Mueller, Markus Anton (2012): *A linear superconducting generator for wave energy converters*. Konferenzpapier. 6th IET International Conference on Power Electronics, Machines and Drives, Bristol, UK.
- Khammas, Achmed (2013a): Buch der Synergie, Teil C: Wellenenergie. http://www.buch-der-synergie.de/c_neu_html/c_06_07_wasser_wellenenergie_austr_bis_dk.htm, zuletzt abgerufen am 26.04.2014.
- Khammas, Achmed (2013b): Buch der Synergie, Teil C: Wellenenergie - Ausgewählte Länder (I). http://www.buch-der-synergie.de/c_neu_html/c_06_08_wasser_wellenenergie_d_bis_norwegen.htm, zuletzt abgerufen am 26.04.2014.
- Khammas, Achmed (2013c): Buch der Synergie, Teil C: Wellenenergie - Ausgewählte Länder (II). http://www.buch-der-synergie.de/c_neu_html/c_06_09_wasser_wellenenergie_port_bis_grenzen.htm, zuletzt abgerufen am 26.04.2014.
- Kiefer, Gerhard; Krefter, Karl-Heinz (2008): *Schutz gegen elektrischen Schlag: Was bei der Errichtung von Niederspannungsanlagen zu beachten ist - Hinweise für die Praxis*. VDE-Schriftenreihe - Normen verständlich, 130. Berlin: VDE-Verlag.
- Kiehl, J.T.; Trenberth, Kevin E. (1997): Earth's Annual Global Mean Energy Budget. *Bulletin of the American Meteorological Society*, 78, S. 197-208.
- Kirchgeorg, Manfred (2014): Erfahrungskurve. In: Springer Gabler Verlag (Hrsg.), *Gabler Wirtschaftslexikon*. Berlin: Springer Gabler.
- Korczak, Dieter (2011): Verhalten und Nachhaltigkeit. In: Dieter Korczak (Hrsg.), *Die emotionale Seite der Nachhaltigkeit*, Interdisziplinäre Schriftenreihe, 33, S. 173-190. Kröning: Asanger.
- Korn, Wolfgang (1997): Die Angst vor der großen Welle. *mare*, 3.
- Köstermann, Heinrich; Meißner, Klaus; Sladek, Herbert (2008): *Handbuch der Schientechnik: Werkstoffe, Herstellung und Bearbeitung, Qualitätssicherung*. Fachbuchreihe Schweißtechnik: 152. Düsseldorf: DVS Media.
- Kothes, Lars (2011): *Grundlagen der Technischen Dokumentation: Anleitungen verständlich und normgerecht erstellen*. Berlin: Springer VDI.
- Kramer, Morten; Marquis, Laurent; Frigaard, Peter (2011): *Performance Evaluation of the Wavestar Prototype*. Vortrag vom 06.09.2011. 9th European Wave and Tidal Energy Conference (EWTEC2011), Southampton, Großbritannien. http://wavestarenergy.com/sites/default/files/EWTEC2011_2011-09-06.pdf.
- Kremser, Andreas (1997): *Grundzüge elektrischer Maschinen und Antriebe*. Stuttgart: Teubner.
- Kuchling, Horst (1986): *Taschenbuch der Physik*. Leipzig: VEB Fachbuchverlag.
- Kuttler, Wilhelm (2013): *Klimatologie*. 2. Aufl. Paderborn: Ferdinand Schöningh.
- Lange, Niels A.; Armstrong, John (2012): Wirtschaftliche Nutzung von Tidenenergie. *Schiff & Hafen: Fachzeitschrift für Schifffahrt, Schiffbau & Offshore-Technologie*, 65(3), S. 76-78.
- Langlee Wave Power AS (2013): Langlee Robusto - above water. <http://www.langleewavepower.com/images/Downloads/Above-water-sRGB%20copy.pdf>.
- Le Touessrok (2015): Le Touessrok, Mauritius. <http://www.letouessrokresort.com/en/>.
- Lee, Wah T. (1995): Global Wave Statistics for Structural Design Assessments. Naval Surface Warfare Center. <http://www.dtic.mil/cgi-bin/GetTRDoc?Location=U2&doc=GetTRDoc.pdf&AD=ADA286856>.
- Lehmann, Marcus; Elandt, Ryan; Pham, Henry; Ghorbani, Reza; Shakeri, Mostafa; Alam, Mohammad-Reza (2013): *An artificial seabed carpet for multidirectional and broadband wave energy extraction: Theory and Experiment*. Konferenzpapier. 10th European Wave and Tidal Energy

- Conference (EWTEC2013), Aalborg, Dänemark. <http://taflab.berkeley.edu/wp-content/uploads/2014/01/EWTEC2013CWEC%20-TAFLAB.pdf>.
- LEWERENZ, H.-J.; JUNGBLUT, Helmut. *Photovoltaik: Grundlagen und Anwendungen*. Springer-Verlag, 2013.
- LEE, Wah T. *Global Wave Statistics for Structural Design Assessments*. NAVAL SURFACE WARFARE CENTER CARDEROCK DIV BETHESDA MD HYDROMECHANICS DIRECTORATE, 1995.
- Løvdal, Nicolai (2008): *Internationalization - a remedy for entrepreneurial challenges?* (Dissertation research), Norwegian University of Science & Technology, Trondheim, Norwegen.
- Mai, Stephan; Paesler, Christoph; Zimmermann, Claus (2004): Wellen und Seegang an Küsten und Küstenbauwerken. Mit Seegangsatlas der Deutschen Nordseeküste. www.dr-smai.de/Literatur/Geb-4/80_fi_heft_90a_mai_cpa_zi.pdf.
- Malberg, Horst (2007): *Meteorologie und Klimatologie: Eine Einführung*. 5. Aufl. Berlin, Heidelberg: Springer.
- Malcherek, Andreas (2009): *Gezeiten und Wellen: Die Hydromechanik der Küstengewässer*. Wiesbaden: Vieweg+Teubner.
- Maritime Journal (2009): Wave Hub construction underway. *Maritime Journal*, 23.11.2009, http://www.maritimejournal.com/news101/marine-renewable-energy/wave_hub_construction_underway.
- Maslow, Abraham Harold (1943): A theory of human motivation. *Psychological Review*, 50, S. 370-396.
- Mathieu, Ernst-Ulrich (2000): *Mechanisches Hubspeicherkraftwerk*. Patent Nr. DE10037678 A1 (Deutsches Patent- und Markenamt (DPMA), Deutschland).
- Merkel, Broder M.; Hoyer, Mandy (o.J.): CO₂ – der Atem unserer Erde. TU Bergakademie Freiberg. http://tu-freiberg.de/sites/default/files/media/institut-fuer-geologie-718/pdf/co2_facts.pdf.
- Metz, Hermann (2011): Elektrofahrrad (2). <http://www.lehrerfreund.de/technik/1s/elektrofahrrad-2>.
- Mørk, Gunnar; Barstow, Stephen; Kabuth, Alina; Pontes, M. Teresa (2010): *Assessing the global wave energy potential*. Konferenzpapier. 29th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering (OMAЕ 2010), Shanghai, China. www.oceanor.com/related/59149/paper_OMAW_2010_20473_final.pdf.
- MOLITOR, Patrick. *Der Photovoltaik-Anlagen Projektleitfaden*. Diplomica Verlag, 2009.
- NASA (2008): Global circulation of Earth's atmosphere displaying Hadley cell, Ferrell cell and polar cell. http://commons.wikimedia.org/wiki/File:Earth_Global_Circulation-DE.xcf.jpg.
- NASA; Wikipedia user Nilfanion (2006): Tracks of all tropical cyclones which formed worldwide from 1985 to 2005. http://commons.wikimedia.org/wiki/File:Global_tropical_cyclone_tracks-edit2.jpg.
- Nemos GmbH (2013): Technologie. <http://www.nemos.org/technologie>.
- Neumann, Frank (2009): Kommentar zu: Auf der Welle zur Energie [Interview von Lisa Louis mit Frank Neumann], *nachhaltigkeit.org*, 17.04.2009. <http://www.nachhaltigkeit.org/200904171425/energie-kohlendioxid/interviews/auf-der-welle-zur-energie#comment-59>.
- Neumann, Frank; Dalton, Gordon (2009): Del. 2.2: Non-technological Barriers to Wave Energy Implementation. Report für WAVEPLAM. http://www.waveplam.eu/files/downloads/Waveplam_Del_2-2_Non-technological-barriers.pdf, zuletzt abgerufen am 21.04.2014.
- Nielsen, Kim; Pontes, Teresa (2010): Task 1.2: Generic and Site-related Wave Energy Data. IEA | Ocean Energy Systems. http://www.ocean-energy-systems.org/oes_documents/annex_ii_reports/generic_and_site_related_wave_energy_data_2010/.
- NOAA National Hurricane Center (2013): Saffir-Simpson Hurricane Wind Scale. <http://www.nhc.noaa.gov/aboutsshws.php>.
- Nolte, Nico (2010): Nutzungsansprüche und Raumordnung auf dem Meer. *HANSA International Maritime Journal*, 147(2010/9), S. 79-83.
- NTS Energie- und Transportsysteme GmbH (2015): NTS X-Wind. <https://www.x-wind.de/>.

- Ocean Power Technologies Ltd. (2013): Ocean-Power-Technologies: North Coast of Spain. <http://www.oceanpowertechnologies.com/spain.html>.
- Offshore-Windenergie.net (2014a): Offshorepolitik in Europa. <http://www.offshore-windenergie.net/politik/international/offshorepolitik-in-europa>, zuletzt abgerufen am 15.04.2014.
- Offshore-Windenergie.net (2014b): Rest der Welt. <http://www.offshore-windenergie.net/politik/international/rest-der-welt>, zuletzt abgerufen am 15.04.2014.
- Offshore-Windenergie.net (2014c): Windparks. <http://www.offshore-windenergie.net/windparks>, zuletzt abgerufen am 24.04.2014.
- Panicker, Narayana N. (1976): Power resource estimate of ocean surface waves. *Ocean Engineering*, 3(6), S. 429-439.
- Pelamis Wave Power Ltd. (2013): Pelamis Technology. <http://www.pelamiswave.com/pelamis-technology>.
- Perez Becker, Sebastian (2014): *Theoretische und experimentelle Aspekte von Regelungsstrategien eines Wellenenergiekonverters vom Typ Point Absorber*. Universität Kassel.
- Pirisi, Andrea; Gruosso, Giambattista; Zich, Riccardo E. (2009): *Novel modeling design of three phase tubular permanent magnet linear generator for marine applications*. Konferenzpapier. International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives 2009 (POWERENG'09), Lissabon, Portugal.
- Pontenagel, Irm; Hau, Erich; Köhler, Martin; Lehmann, Harry; Schulte-Tigger, Gotthard (Hrsg.) (1995): *Das Potential erneuerbarer Energien in der Europäischen Union: Ansätze zur Mobilisierung erneuerbarer Energien bis zum Jahr 2020*. Berlin: Springer.
- Prado, Michael (2008): Archimedes Wave Swing (AWS). In: João Cruz (Hrsg.), *Ocean Wave Energy: Current Status and Future Perspectives*, Green Energy and Technology Series, S. 297-304. Berlin: Springer.
- Previsic, Mirko (2006): California Ocean Wave Energy Assessment. Report CEC-500-2006-119. California Energy Commission, PIER Renewable Energy Technologies Program Area. <http://www.energy.ca.gov/2006publications/CEC-500-2006-119/CEC-500-2006-119-D.PDF>, zuletzt abgerufen am 21.04.2014.
- Quilter, James (2014): Vestas returns to number one in BTM survey. *Wind Power Monthly*, 26.03.2014, <http://www.windpowermonthly.com/article/1287256/vestas-returns-number-one-btm-survey>.
- Raabe, Joachim (1985): *Hydro Power: The Design, Use, and Function of Hydromechanical, Hydraulic, and Electrical Equipment*. Düsseldorf: VDI-Verlag.
- Rekioua, Djamilia; Matagne, Ernest (2012): *Optimization of Photovoltaic Power Systems: Modelization, Simulation and Control*. Green Energy and Technology. London: Springer.
- REUK.co.uk (2007): Burradale Wind Farm Shetland Islands. <http://www.reuk.co.uk/Burradale-Wind-Farm-Shetland-Islands.htm>.
- Sager, Günther (1967): Übergangsformen von ebenen Schwerewellen. In: Erich Bruns (Hrsg.), *Beiträge zur Meereskunde, Heft 21. Unter Mitwirkung von Otto Kolp, Günther Sager, Klaus Voigt*, S. 15-35. Berlin: Akademie-Verlag.
- Salmons, Donna (2010): Ocean Power Technologies Deploying Wave Power Device. *ALT Energy Stocks*, 25.12.2010, http://www.altenergystocks.com/archives/2010/12/ocean_power_technologies_deploying_wave_power_device_1.html.
- Salter, Stephen H. (1974): Wave Power. *Nature*, 249, S. 720-724, 21.06.1974.
- Sawyer, Steve (2012): Global Offshore: Current Status and Future Prospects. Potential for mass rollout. *EAEM Guide to the UK Offshore Wind Industry, Autumn 2012*, S. 15-16, <ftp://202.28.64.61/04.April2013/EMS/PROSPECT.pdf>, zuletzt abgerufen am 12.03.2014.
- Schertenleib, Markus-Hermann; Egli-Broz, Helena (2011): *Globale Klimatologie: Meteorologie, Wetterinformation und Klimatologie*. 2. Aufl. Zürich: Compendio Bildungsmedien.
- Schreurs, Miranda A. (2012): The politics of phase-out. *Bulletin of the Atomic Scientists*, 68(6), S. 30-41.

- Schröder, Dierk (2009): *Elektrische Antriebe - Grundlagen: Mit durchgerechneten Übungs- und Prüfungsaufgaben*. 4. Aufl. Berlin, Heidelberg: Springer.
- Schult, Joachim (1974): *Richtig ankern*. Bielefeld u.a.: Delius Klasing.
- Schumacher, Mathias (2014): Untersuchung einer neuen Wellenkraftwerkstechnologie hinsichtlich der generellen Machbarkeit. Institut für Getriebetechnik und Maschinendynamik der RWTH Aachen. http://www.igm.rwth-aachen.de/fileadmin/user_upload/dateien/forschungsfelder/maschinendynamik/wellenkraft/Wellenkrafttechnologie.pdf.
- Scruggs, Jeff; Jacob, Paul (2009): Harvesting ocean wave energy. *Science*, 323, S. 1176-1178.
- Serna, Álvaro; Tadeo, Fernando (2013): Offshore Desalination Using Wave Energy. *Advances in Mechanical Engineering*, 2013(Article ID 539857).
- Siemens AG (2012): *Siemens Energy Sector, Solar & Hydro Division: PV Hybrid and Off-grid Solutions*. Intersolar Europe, 13.-15. Juni 2012, München, Deutschland.
- Softonic (2015): Free Editable Worldmap for Powerpoint. <http://free-editable-worldmap-for-powerpoint.de.softonic.com/>.
- solarladen.de (2015): PV Komponenten Info: Module. <http://www.solarladen.de/tst-pv-produkte/module>.
- Stadtwerke Unna GmbH (2015): Verteilnetzbetreiber Stadtwerke Unna GmbH - Lastprofil H0 ab 1. Januar 2002. http://www.gipsprojekt.de/featureGips/sw_unna/EnwgTool/Stromnetz/Standardlastprofile/VDEW-Lastprofile/VDEW-Lastprofile/Lastprofil_H0.xls.
- Swanson, Dick (2012): The role of modeling in SunPower's commercialization efforts. Presented at Challenges in PV Science, Technology, and Manufacturing: A workshop on the role of theory, modeling and simulation, Purdue University, August 2-3, 2012. https://nanohub.org/groups/pvworkshop/File:/uploads/Dick_Swanson_Session1.pdf.
- Tedd, James; Friis-Madsen, Erik; Kofoed, Jens Peter; Knapp, Wilfried (2008): Wave Dragon. In: João Cruz (Hrsg.), *Ocean Wave Energy: Current Status and Future Perspectives*, Green Energy and Technology Series, S. 321-335. Berlin: Springer.
- The Economist (2008): Wave power: The coming wave. *The Economist*, 05.06.2008, <http://www.economist.com/node/11482565>, zuletzt abgerufen am 12.02.2014.
- Theissen, Heinrich (2007): Bioöle in Hydraulikanlagen. In: C.A.R.M.E.N. e.V. (Hrsg.), *Nachwachsende Rohstoffe - Wirtschaftsfaktor Biomasse. Tagungsband zum 15. CA.R.M.E.N.-Symposium "Im Kreislauf der Natur - Naturstoffe für die moderne Gesellschaft"*, Juli 2007, 1. Aufl., S. 321-329. Straubing: C.A.R.M.E.N. e.V.
- Thorpe, Tom W. (1999): A brief review of wave energy. A report produced for The UK Department of Trade and Industry. ETSU-R120. <http://www.mech.ed.ac.uk/research/wavepower/Tom%20Thorpe/Tom%20Thorpe%20report.pdf>.
- Thorpe, Tom W. (2004): Wave Energy. In: World Energy Council (Hrsg.), *Survey of Energy Resources*, 20. Aufl., S. 401-409. Oxford: Elsevier.
- Tiwari, Gopal Nath; Dubey, Swapnil (2010): *Fundamentals of Photovoltaic Modules and Their Applications*. RSC Energy Series, 2. Cambridge: RSC Publishing.
- Unger, Jochem (1997): *Alternative Energietechnik*. 2., überarbeitete und erweiterte Aufl. Stuttgart Teubner.
- Voith GmbH (2013): Technology: Oscillating water column (OWC). <http://www.voith.com/en/products-services/hydro-power/ocean-energies/wave-power-plants-590.html>.
- Voith GmbH (2014): Meeresenergien. <http://voith.com/de/maerkte-branchen/branchen/wasserkraft/meeresenergien-539.html>, zuletzt abgerufen am 16.03.2014.
- Wagemann, Hans-Günther; Eschrich, Heinz (1994): *Grundlagen der photovoltaischen Energiewandlung: Solarstrahlung, Halbleitereigenschaften und Solarzellenkonzepte*. Stuttgart: B.G. Teubner.

- Wave Dragon ApS (2005): Wave energy - a concentrated form of solar energy. http://www.wavedragon.net/index.php?option=com_content&task=view&id=8&Itemid=16.
- windfinder.com (2015): Wind- & Wetterstatistiken Plaisance/Mauritius Airport. http://www.windfinder.com/windstatistics/plaisance_mauritius.
- Wirth, Harry (2015): Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. Fassung vom 7.1.2015. Fraunhofer ISE. <http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien-und-positionspapiere/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland>.
- Yemm, Richard; Pizer, David; Retzler, Chris; Henderson, Ross (2011): Pelamis: experience from concept to connection. *Philosophical Transactions of the Royal Society A*, 370(1959), S. 365-380.
- Yu, Yi-Hsiang; Li, Ye; Hallett, KC; Hotimsky, Chad (2014): *Design and Analysis for a Floating Oscillating Surge Wave Energy Converter*. Preprint. ASME 2014, 33rd International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering, 08.-13.06.2014, San Francisco, USA. <http://www.nrel.gov/docs/fy14osti/61283.pdf>, zuletzt abgerufen am 22.04.2014.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Verbrauch fossiler Brennstoffe, Treibhausemissionen und Klimaerwärmung weltweit.... i	
Abbildung 2: Schematische Darstellung der Veränderung der Orbitalbahnen von Wasserteilchen beim Einlaufen der Welle in flaches Wasser	12
Abbildung 3: Änderung der Wellenlänge in Abhängigkeit von der Sohlhöhe für drei Wellen mit unterschiedlichen Einlaufängen	12
Abbildung 4: Änderung der Wellenamplitude in Abhängigkeit vom Strandabstand für drei einlaufende Wellen mit unterschiedlicher Einlaufänge	13
Abbildung 5: Wellenenergiefluss über einen Querschnitt von 1 Kilometer Länge bei einer Amplitude von 1 Meter in Abhängigkeit von der Wellenlänge für fünf verschiedene Wassertiefen.....	14
Abbildung 6: Nord-Nordost-Passatwind (rot) und Süd-Südost-Passatwind (blau)	15
Abbildung 7: Übersicht globaler Windregionen.....	16
Abbildung 8: Verteilung von Wirbelstürmen weltweit zwischen 1985 und 2005.....	17
Abbildung 9: Jahresdurchschnitt der Wellenkraft in Kilowatt pro Meter an verschiedenen Standorten	18
Abbildung 10 Quelle: Solarkraft 3TIER, 2011 a	19
Abbildung 11 Windkraft 3TIER, 2011 b	20
Abbildung 12: Durchschnittliche Sonnenleistung, Windleistung und Wellenleistung.....	21
Abbildung 13: Verhältnis der minimalen monatlichen Wellenleistung zur Jahresdurchschnittsleistung	22
Abbildung 14: Historische Entwicklung von Wellenkraftwerken	24
Abbildung 15: OWC-Anlagen.....	26
Abbildung 16: Pelamis.....	27
Abbildung 17: NEMOS (Nutzung des Energiepotenzials von Meereswellen in Offshore-Windparks zur Stromerzeugung).....	28
Abbildung 18: Archimedes Waveswing System (AWS)	28
Abbildung 19: Oyster I.....	29
Abbildung 20: Langlee Robusto.....	30
Abbildung 21: OPT PowerBuoy	30
Abbildung 22: Wave Star.....	31
Abbildung 23: Am Meeresgrund verankerter vereinfacht dargestellter Punktabsorber.....	33
Abbildung 24: Schwebender, vereinfacht dargestellter Punktabsorber mit tief liegender Verdrängerplatte.....	34
Abbildung 25: Durchlauf einer Sinuswelle durch das neuartige Wellenkraftwerk (von oben nach unten)	35
Abbildung 26: Wellenkraftwerk ohne Wellenaufkommen	37
Abbildung 27: Wellenkraftwerk mit Betriebs-Wellenaufkommen	37
Abbildung 28: Wellenkraftwerk in Sturmsituation mit extrem erhöhtem Wellenaufkommen.....	38
Abbildung 29: Gefederter Punktabsorber mit ortsfester Verankerung.....	39
Abbildung 30: Normale Arbeitskräfte des neuartigen Wellenkraftwerks.....	40
Abbildung 31: Punktabsorber mit schmalen und mit breitem Auftriebskörper	41
Abbildung 32: Eintauchverhalten von Auftriebskörpern des gleichen Volumens mit unterschiedlicher Form	43
Abbildung 33: Optimierter Auftriebskörper.....	44
Abbildung 34: Modellhafte Darstellung des Feder-Dämpfer-Systems	46

Abbildung 35: Schematischer Aufbau und veränderbare Parameter des neuartigen Wellenkraftwerks im seitlichen Schnitt in Wellenrichtung.....	48
Abbildung 36: Durch seitlichen Wellenschlag auf Hubstange verursachtes Drehmoment	49
Abbildung 37: Auslegung der Modulabstände auf eine halbe Wellenlänge	51
Abbildung 38: Kurze Anlagendimensionierung bei großen Wellenlängen	52
Abbildung 39: Abstand von Modulen quer zur Wellenrichtung	53
Abbildung 40: Simulation der Anlagen- und Wellenleistung über ein Jahr für bis zu 24 Module in Wellenrichtung mit Messwerten eines Nordseestandortes	57
Abbildung 41: Theoretische Anlagenleistung im Verhältnis zur Wellenleistung für 14 Wellenperioden von 2,5 bis 15,5 Sekunden mit einem jeweiligen Wellenhub von 0,25 bis 7,75 Metern	59
Abbildung 42: Geordnete Dauerkennlinie für die Kraftwerksleistung pro Meter einer Anlage von 5 Modulen in Wellenrichtung und Wellenleistungen am beispielhaften Nordseestandort über ein Jahr	60
Abbildung 43: Simulation und experimentelle Ergebnisse für verschiedene Regelungsstrategien und Wellengänge.....	62
Abbildung 44: Regelungs- und Schaltungskonzepte des Wellenkraftwerks	63
Abbildung 45: Potentieller Betriebs- und Sturmstandort für die Privatinsel Over Yonder Cay in den Bahamas	66
Abbildung 46: Seitenansicht des Wellenkraftwerks mit überspülender Welle	67
Abbildung 47: 3x3-Module-Kraftwerk mit einem Modul in Explosionszeichnung.....	70
Abbildung 48: Erfahrungskurve für die Massenproduktion	72
Abbildung 49: Wellenkraftwerk mit Verankerung	73
Abbildung 50: Ampelbewertung für Hauptkomponenten des Wellenkraftwerks.....	74
Abbildung 51: Mögliche Logistikkette des neuartigen Wellenkraftwerks	78
Abbildung 52: Standortanordnung für den Aufbau des Wellenkraftwerks	79
Abbildung 53: Aufbau der Komponenten des Wellenkraftwerks	79
Abbildung 54: Schwimmender Muringstein mit Ankerkette und Schwimmboje	80
Abbildung 55: Schwimmender Muringstein mit Ankerkette, Schwimmboje und transportbereiter Landleine	81
Abbildung 56: Dreidimensionale Ansicht eines neuartigen Wellenkraftwerks	82
Abbildung 57: Beispielhafte Kombination eines neuartigen Wellenkraftwerks mit einer Muschelfarm	84
Abbildung 58: Modulelektronik für Gleichstrom-Netzschaltung am Kraftwerk (ohne Regelkreis)	86
Abbildung 59: Konzeptionelle Darstellung der Vernetzung der Module	87
Abbildung 60: Mögliche Stromvernetzung über Querstangen des Kraftwerks	87
Abbildung 61: Simulation der Regelung innerhalb eines Wellenkraftwerk-Netzwerkes.....	88
Abbildung 62: Auftriebskraft eines flachen Zylinders mit großem Durchmesser	91
Abbildung 63: Auftriebskraft einer Kugel im Vergleich zu einer Halbkugel-Zylinder-Kombination.....	92
Abbildung 64: Auftriebskörper mit Tasche für Hubstange	93
Abbildung 65: Einfaches Rohr als Hubstange.....	93
Abbildung 66: Führungs- und Abtriebsbaugruppe in verschiedenen Ansichten	95
Abbildung 67: Generatoreinheit in verschiedenen Ansichten	96
Abbildung 68: Detailansicht der Generatorfeder mit abgeflachter Generatorachse und Montageweg des Generators	97
Abbildung 69: Schematische Darstellung und Fotografie eines bürstenlosen Nabenmotors aus dem E-Bike-Bereich.....	98

Abbildung 70: Kontaktreibung über Normalkraft (F_N) der Generatoren auf der Hubstange.....	99
Abbildung 71: Leistungsmessung eines handelsüblichen Pedelec-Nabenmotors der Firma dmg-movement	100
Abbildung 72: Typische Wellenverteilung in der Nordsee	100
Abbildung 73: Aufhebung der Horizontalkräfte auf die Hubstange in der Beispielanordnung von vier Generatoren auf einer Ebene.....	102
Abbildung 74: Gleitringdichtung	104
Abbildung 75: Drei beispielhafte Federkennlinien mit gleicher Vorspannkraft.....	105
Abbildung 76: Beispielhafte Ruhepositionen der ungefederten Komponenten zweier Kraftwerke bei einer Hubfederauslegung mit horizontaler Federkennlinie	106
Abbildung 77: Kraft auf gefederte Oberstruktur eines Wellenkraftwerks im Ruhezustand unter einsetzendem Wellengang und Ausrichtung auf Wellenniveau	107
Abbildung 78: Wellenkraftwerk im Ruhezustand und im Wellenbetrieb für leicht unter- und leicht überdimensionierte Hubfeder mit sehr flacher Federkennlinie	107
Abbildung 79: Vogelperspektive auf ein 5x5-Module-Wellenkraftwerks mit vier Ankerpunkten (Muringsteinen).....	110
Abbildung 80: Horizontal unbelastetes Wellenkraftwerk und Wellenkraftwerk unter Einwirkung einer horizontalen Versatzkraft.....	111
Abbildung 81: Transport, Herstellung und versenkter Zustand am Beispiel eines quadratischen Muringsteins.....	112
Abbildung 82: Erster Prototyp schwimmend im Starnberger See am 23.12.2011	119
Abbildung 83: Zugeschnittene und geschweißte Komponenten des Prototypen	121
Abbildung 84: Drahtseile zur Stabilisierung der Verwindungssteifigkeit des Prototyps.....	122
Abbildung 85: Einzelteile der Spannseile des Prototyps	122
Abbildung 86: Kaltgeformtes Federelement zur gefederten Lagerung der Generatoren im Prototyp	124
Abbildung 87: Gleitlager des Prototyps.....	124
Abbildung 88: Obensicht des montierten Moduls mit Generatorfeder, Nabengenerator, Radreifen und Leuchtmittelkranz.....	125
Abbildung 89: Wellenaufkommen am Nordseestandort 56,23° N, 2,03° E nach Leistung, Auftrittshäufigkeit und Energiemenge.....	127
Abbildung 90: Auslegung und Maße des simulierten 25-Module-Wellenkraftwerks.....	128
Abbildung 91: Excel-Simulation des Wellenhubs, der Federkräfte und der Generatorkräfte	130
Abbildung 92: Excel-Simulation der Feder- und Generatorkräfte sowie der auf die Struktur wirkenden Gesamtkraft.....	130
Abbildung 93: Excel-Simulation der Eintauchtiefe des Auftriebslements und der vertikalen Auslenkung der Hubstange durch Wellenhub.....	131
Abbildung 94: Excel-Simulation von Drehzahl und Leistung der Generatoren durch Wellenhub	131
Abbildung 95: Excel-Simulation der Anlagenleistung eines 5x5-Module-Kraftwerks.....	132
Abbildung 96: Graphischer Aufbau eines Moduls in MSC Adams.....	133
Abbildung 97: Strompreis an der Leipziger Strombörse	142
Abbildung 98: Stromkosten im Mini-Grid in Abhängigkeit vom Dieselpreis.....	145
Abbildung 99: Weltkarte für die Markierung der Zielmärkte des konzipierten Wellenkraftwerks (Softonic, 2015)	147
Abbildung 100: Standortnote I (Wellenklima)	150
Abbildung 101: Standortnote II: Opportunitätskosten	152

Abbildung 102: Gemeinsame Darstellung der Auswertung nach Standortnoten I und II.....	153
Abbildung 103: Lage des Le Touessrok Golf-Resorts auf Mauritius.....	155
Abbildung 104: Modelliertes Mini-Grid des Le Touessrok Golf-Resorts auf Mauritius	156
Abbildung 105: Typische Lastkurve für private Haushalte	157
Abbildung 106: Modellierte Lastkurve des Le Touessrok Golf-Resorts auf Mauritius.....	157
Abbildung 107: Verteilung der ca. 12.000 weltweit existierenden Motoraggregate nach Regionen.	163
Abbildung 108: Kumulierte Leistung und Kostenreduktion von Photovoltaikmodulen	168
Abbildung 109: Typisches Strom-Bedarfsprofil (Last 1. Halbjahr 2011) und Strom-Angebot durch Photovoltaik	169
Abbildung 110: Rotorleistungsbeiwerte von Windrotoren unterschiedlicher Bauart.....	171
Abbildung 111: Beispielhafte Kleinwindkraftanlage für den Einsatz im Mini-Grid	173
Abbildung 112: Stromversorgung durch Motorenaggregat am Modellstandort.....	175
Abbildung 113: Schematische Darstellung der modellhaften Photovoltaikanlage am Modellstandort	178
Abbildung 114: Solarstrahlungssimulation am Modellstandort auf Mauritius.....	179
Abbildung 115: Simulierte durchschnittliche Stromversorgung durch Photovoltaikanlage und ergänzendes Motorenaggregat am Modellstandort über ein Jahr	180
Abbildung 116: Windkraftwerk H20.8-60kW	184
Abbildung 117: Standort der Windmessung und Modellstandort auf Mauritius (links) sowie anteilige Verteilung der Windrichtung über ein Jahr gesehen auf Mauritius (rechts)	185
Abbildung 118: Windgeschwindigkeitsverteilung nach Tagen über ein Jahr an der Ostküste von Mauritius	185
Abbildung 119: Simulierte durchschnittliche Stromversorgung durch Windkraftanlage und ergänzendes Motorenaggregat am Modellstandort über ein Jahr	186
Abbildung 120: Wellenaufzeichnungsgebiet für die Modellsimulation im südindischen Ozean.....	190
Abbildung 121: Leistungsabweichung in Tagen zum Durchschnittswert für die Messdaten des südindischen Ozeans	192
Abbildung 122: Simulierte durchschnittliche Stromversorgung durch Wellenkraftwerk und ergänzendes Motorenaggregat am Modellstandort über ein Jahr	194
Abbildung 123: Verteilung der ca. 12.000 weltweit existierenden Motoraggregate nach Regionen.	278

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Eigenschaften von Wellen unter verschiedenen Bedingungen nach Windgeschwindigkeiten	9
Tabelle 2: Nautische Nomenklatur für Meereszustände	10
Tabelle 3: Massenproduzierbarkeit der Hauptkomponenten.....	71
Tabelle 4: Berechnungen zum Gewicht des Prototyps und zur Auslegung der Auftriebskörper.....	123
Tabelle 5: Formelzeichen für MSC Adams-Simulation	133
Tabelle 6: Typologie dezentraler Stromnetze	143
Tabelle 7: Auswertungskriterien für die Berechnung der Standortnote I (Wellenklima)	149
Tabelle 8: Schlüssel zur Auswertung der Standortnote I (Wellenklima).....	150
Tabelle 9: Auswertungskriterien für die Berechnung der Standortnote II (Opportunitätskosten).....	152
Tabelle 10: Schlüssel zur Auswertung der Standortnote II (Opportunitätskosten)	152
Tabelle 11: Vergleich von photoelektrischen monokristallinen, polykristallinen und Dünnschicht-Modulen	167
Tabelle 12: H_s - T_e -Diagramm für die Wellenleistung in Kilowatt für den südindischen Ozean.....	190
Tabelle 13: Prozentuale Auftrittswahrscheinlichkeit für Wellen bestimmter Wellenhöhe und Wellenperiode im südindischen Ozean.....	191
Tabelle 14: Schnellanpassung der Kraftwerksauslegung über Schieberegler in Excel.....	192
Tabelle 15: Kostenermittlung nach anteiligen Komponentenkosten für ein Einzelmodul und ein 25-Module-Kraftwerk	195
Tabelle 16: Auswertung des Vergleichskriteriums „Kosten“	200
Tabelle 17: Auswertung des Vergleichskriteriums „Praktikabilität“	201
Tabelle 18: Auswertung des Vergleichskriteriums „Umweltauswirkungen“	202
Tabelle 19: Jahresübersicht der Finanzplanung 2014 bis 2018.....	267
Tabelle 20: Detaillierte Finanzübersicht (historisch) 2013.....	268
Tabelle 21: Detaillierte Finanzübersicht 2014.....	269
Tabelle 22: Detaillierte Finanzübersicht 2015.....	270
Tabelle 23: Detaillierte Finanzübersicht 2016.....	271
Tabelle 24: Detaillierte Finanzübersicht 2017.....	272
Tabelle 25: Detaillierte Finanzübersicht 2018.....	273
Tabelle 26: Flächenleistung der genehmigten deutschen Offshore-Windparks.....	283
Tabelle 27: Installierte Nennleistung von Offshore-Windkraftanlagen 2013 und Ziele für 2020 sowie Schätzungen der zugehörigen Flächenabdeckung	284

Abkürzungsverzeichnis

3D	dreidimensional
AAU	Ålborg Universitetscenter (Universität Aalborg)
AC	alternating current (Wechselstrom)
AP	Arbeitspaket
AWS	Archimedes Waveswing System
AWZ	Ausschließliche Wirtschaftszone
BHKW	Blockheizkraftwerk
BSH	Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie
BWL	Betriebswirtschaftslehre
CAD	computer-aided design
CE-Zeichen	Verwaltungszeichen zur Freiverkehrsfähigkeit in der EU
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
Corporate ID	Corporate Identity
CPV	concentrated photovoltaic (konzentrierende Photovoltaik)
CSP	concentrated solar power (thermische Solarkraftwerke)
CUTEC Institut	Clausthaler Umwelttechnik-Institut
DC	direct current (Gleichstrom)
DE	Patent des Deutschen Patent- und Markenamts (DPMA)
DIN	Deutsches Institut für Normung
DMS	Dehnungsmessstreifen
E-Bike	Elektrofahrrad
EBT	Earnings Before Taxes (Gewinn vor Steuern)
EFZN	Energie-Forschungszentrum Niedersachsen
EG	Europäische Gemeinschaft
EN	Europäische Norm
EP	Europäisches Patent
EPA	Europäisches Patentamt
ERP	Enterprise-Resource-Planning
EU	Europäische Union
FEM	Finite-Elemente-Methode
Fraunhofer ISE	Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme
Fraunhofer IWES	Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik
GB	Patent des britischen Patentamts (Intellectual Property Office)
GPS	Global Positioning System
GPSG	Geräte- und Produktsicherheitsgesetz
GuD	Gas- und Dampf-Kraftwerk
GUS	Gemeinschaft Unabhängiger Staaten
IEC	International Electrotechnical Commission (Internationale Elektrotechnische Kommission)
IGM	Institut für Getriebetechnik und Maschinendynamik der RWTH Aachen
IP	Intellectual Property (Geistiges Eigentum)
IRR	Internal Rate of Return (Interner Zinsfuß)

ISO	International Organization for Standardization (Internationale Organisation für Normung)
KPI	Key Performance Indicators
LD-Regelung	Lineare-Dämpfungs-Regelung
LED	light-emitting diode (Leuchtdiode)
LKW	Lastkraftwagen
LWI	Leichtweiß-Institut der TU Braunschweig
MKS	Mehrkörpersimulation
NEMOS	Nutzung des Energiepotenzials von Meereswellen in Offshore-Windparks zur Stromerzeugung
OES	Ocean Energy Systems
OWC	Oscillating Water Column
PI-Regelung	Point-Integrated-Regelung
PIK	Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung
PKW	Personenkraftwagen
PM	Personenmonat
PTC	Patent Cooperation Treaty
PtJ	Projektträger Jülich
PV	Photovoltaik
RC-Regelung	Reactive-Control-Regelung
ROI	Return on Investment (Kapitalrendite)
RWTH Aachen	Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen
SE-Regelung	Serial-Equipment-Regelung
SMD	surface-mounted device
STC	Standard Test Conditions
TU	Technische Universität
TÜV	Technischer Überwachungsverein
US	Patent des US-amerikanischen Patentamts (United States Patent and Trademark Office, USPTO/PTO)
USA	United States of America
USP	Unique Selling Point
UV-Strahlung	Ultraviolettstrahlung
VDI	Verein Deutscher Ingenieure
VKA	Verbrennungskraftmaschinen
WACC	Weighted Average Cost of Capital (gewichteter durchschnittlicher Kapitalkostensatz)
WAFO	Wave Analysis for Fatigue and Oceanography
WavEC	Wave Energy Centre
WEC	World Energy Council (Weltenergierat)
WO	Patent der Weltorganisation für geistiges Eigentum (World Intellectual Property Organization, WIPO)

Formelzeichenverzeichnis

Haupttext

α	Winkelbezeichnung
A	Fläche [m ²]
amp _w	Wellenamplitude
C _D	Widerstandsbeiwert
C _M	Massenbeiwert
cos	Kosinus
∂	partielle Ableitung
d _A	Durchmesser eines Auftriebskörpers [m]
d _D	Durchmesser eines Federdrahts [mm]
d _F	Durchmesser einer Feder [mm]
d _R	Durchmesser eines Rohres [m]
E	Energie [W/min]
E _{Max}	maximale Energie [kWh/m pro Jahr]
ε	Winkelhalbierende
η (η_{el})	elektrischer Wirkungsgrad
F	Kraft
F _{Σg}	Summe der Gewichtskräfte
F _d	vertikale Kraft nach unten
F _f	Auftriebskraft
F _g	ungefederte Gewichtskraft
F _{GF}	Spannkraft der Generatorfeder
F _N	Normalkraft
\vec{F}_N	Vektor der Normalkraft
F _{s-G}	Federkraft nach Anlagenniveau/gefedertem Gewicht
F _{s-y}	Federkraft nach Wellenamplitude
F _{Q_{max}}	horizontale Maximalkraft
F _T	Tangentialkraft
F _{Tmax}	maximale Tangentialkraft (Anpressdruck des Generators)
F _u	vertikale Kraft nach oben
f _w	Reibungsbeiwert
F _{W N}	Kraft aus Wind und Wellen
\vec{F}_W	Kraft auf zylindrische Körper in Strömungen (Morison-Gleichung)
F _{yv}	richtungsabhängige Dämpfungskraft
F _{y_{max}}	maximale richtungsabhängige Dämpfungskraft (für Lastentnahme)
g	Ortsfaktor (Erdbeschleunigung) [9,81 m/s ² bzw. N/kg]
G	Schubmodul (Materialkonstante) [N/mm ²]
γ	Wellenfortpflanzungskonstante [0,78 · H]
h	Wassertiefe [m]
H	Wellenhöhe [m]

H_s	Wellenhöhe einer gesättigten Welle [m]
H_{\max}	maximale Höhe (Welle; Hubstange) [m]
kW_{av}	durchschnittliche Leistung [kW]
kW/m_{av}	durchschnittliche Leistung pro Meter (Wellenfront) [kW]
kW/m^2_{av}	durchschnittliche Leistung pro Quadratmeter (Wind, Sonne) [kW]
kW_{Nenn}	Nennleistung [kW]
kW_P	Peakleistung [kW]
L	Wellenlänge [m]
L_0	Wellenlänge einer gesättigten Welle [m]
\log	Logarithmus
ΔL	Längenänderung einer Feder
M	Biegemoment [N·m]
M_{\max}	maximales Biegemoment [N·m]
μ_H	Haftreibungszahl
n	Anzahl
ν	kinematische Viskosität [$m^2 \cdot s^{-1}$]
p_0	Sperrdruck [bar]
p_1	Innendruck [bar]
P	Leistung [kW]
P_{abs}	absolute Leistung
P_e	Leistung eines Meters Wellenfront [kW/m]
π	Kreiszahl
r	Radius [m]
R	Ruhezustand
Re	Reynoldszahl
ρ	Dichte [kg/m^3]
Σ	Summe
\sin	Sinus
t	Zeit [s]
T	Wellenfrequenz [s]
T_e	Energieperiode einer gesättigten Welle [s]
\vec{u}	Anströmgeschwindigkeit
U/min	Umdrehungen pro Minute
v	Geschwindigkeit [m/s]
V	Volumen [m^3]
V_{\max}	maximal benötigtes Volumen für Lastentnahme [m^3]
$V_{GefederteGewichtskraft}$	zum Tragen der anteiligen gefederten Gewichtskraft genutztes Volumen des Auftriebskörpers [m^3]
$V_{Stromerzeugung}$	zur Stromerzeugung genutztes anteiliges Volumen des Auftriebskörpers [m^3]
$X_{gedämpft}$	Anteil des gedämpften Abstands quer zur Wellenrichtung pro Modulreihe
$X_{ungedämpft}$	Anteil des ungedämpften Abstands quer zur Wellenrichtung pro Modulreihe
$X_{Gedämpft}$	Durch Module gedämpfter Abstand quer zur Wellenrichtung [m]
$X_{Mod.Quer}$	Modulabstand quer zur Wellenrichtung [m]

$X_{\text{Mod.Wellenrichtung}}$	Modulabstand in Wellenrichtung [m]
$X_{\text{sec.space}}$	Sicherheitsabstand zwischen Modulen quer zur Wellenrichtung [m]
$X_{\text{sec.space}_{\text{min}}}$	Mindestsicherheitsabstand zwischen Modulen quer zur Wellenrichtung [m]
$X_{\text{Ungedämpft}}$	Nicht durch Module gedämpfter Abstand quer zur Wellenrichtung [m]
\dot{y}	vertikale Hubgeschwindigkeit [m/s]
y_0	Abstand des Generators zum Wasserniveau [m]
y_{F_y}	Ruheniveau
Δy	Auslenkung des Auftriebskörpers (Differenz zum Ruheniveau) [m]
Δy_{F_f}	Auslenkung des Auftriebskörpers abhängig von der Auftriebskraft (Differenz der Ruheniveaus abhängig von der Auftriebskraft) [m]

MSC Adams-Simulation

Anz_G	Anzahl der Generatoren pro Modul
Anz_x	Anzahl der Module in Wellenrichtung
Anz_y	Anzahl der Module quer zur Wellenrichtung
F_A	Auftriebskraft des Auftriebskörpers
$F_{A,\text{max}}$	maximale Auftriebskraft des Auftriebskörpers
$F_{A,\text{unkorr}}(t)$	unkorrigierte Auftriebskraft des Auftriebskörpers
$F_{\text{eintauch,st}}$	statische Auftriebskraft eines Moduls
f_w	Frequenz
h_{AE}	Eintauchtiefe eines Auftriebskörpers [m]
$h_{\text{eintauch,st}}$	statische Eintauchtiefe eines Moduls [m]
$h_{\text{rel}}(t)$	Eintauchtiefe eines Auftriebskörpers [m] relativ zu seinem Schwerpunkt zum Zeitpunkt t
$h_{\text{Welle}}(t)$	Wellenhöhe [m] zum Zeitpunkt t
i	Anzahl Module
m_{AE}	Masse des Auftriebselements [kg]
m_G	Masse des Generators [kg]
m_{GH}	Masse des Generatorhalters [kg]
m_{HS}	Masse der Hubstange [kg]
m_{TS}	Masse der Tragstruktur [kg]
r_{AE}	Radius eines Auftriebskörpers [m]
ρ_w	Dichte von Wasser [1000 kg/m ³]
S_w	Wellenlänge [m]
S_x	Modulabstand [m]
$T_{M,i}$	Zeitverzug am Modul I [s]

Einheitenverzeichnis

Amp	Ampere
bar	Bar
°C	Grad Celsius
ft	Fuß
GW	Gigawatt
kg	Kilogramm
km	Kilometer
kN	Kilonewton
kW	Kilowatt
m	Meter
m ²	Quadratmeter
m ³	Kubikmeter
min	Minute
Mio.	Million
mm	Millimeter
mm ²	Quadratmillimeter
mW	Milliwatt
MW	Megawatt
Mrd.	Milliarde
N	Newton
N·m	Newtonmeter ($\frac{\text{kg}\cdot\text{m}^2}{\text{s}^2}$)
s	Sekunde
t	Tonne
W	Watt

Stichwortverzeichnis

- 100-Jahreswelle 68, 70
 Angriffsfläche 39, 45–46, 55, 69–70, 92–94,
Siehe auch Sturmsicherheit
 Anker *Siehe* Muringstein
 Ankerkette 73, 75, 78, 82–83, 111–15
 Anpressdruck *Siehe* Kräfte:Tangentialkraft
 Aquamarine Power 30, *Siehe auch* Oyster
 Arbeitsplattform 120
 Archimedes Waveswing System (AWS) 29–30
 Atlantik 9, 122
 aufgeblasen *Siehe* luftgefüllt
 Auftriebsbegrenzung 39, 45, 60, 93, 118
 Auftriebskörper 26, 48, 52, 54, 73, 76, 81, 86,
 92–95, 123–24, 126
 Form 43, 92–94
 Kugel 45, 93
 Torpedo 45, 93
 Zylinder 45, 48, 92, 131, 135
 Volumen 44–45, 92–94
 Auftriebskraft *Siehe* Kräfte: Auftriebskraft
 Auftriebsstange *Siehe* Hubstange
 Ausfall 67, 71, 85, 116, *Siehe auch* Reparatur,
 Wartung
 Berechnung 47–50, 58–62, 70–71, 103, 107,
 126, 129–31, 196, 208
 Finite-Elemente-Methode (FEM) 57, 70
 Beschädigung 16, 68, 78, 83–85, 94, 105
 Betrieb 83

- Biegemoment *Siehe* Kräfte: Biegemoment
Bochaux-Praceique 24, 25
Boje 75, 82–83, 113
Boot 69, 79, 80–83, 85, 112, 115
Computer Assisted Design (CAD) 122
Cost-Down 115
Dämpfung 34, 42, 43, 47, 76, 87, 126, 137
Dämpfungskraft *Siehe* Kräfte: Dämpfungskraft
Datenverbindung 111
Dauerfestigkeit 24, 29, 75–80, 96, 99, 105, 110, 118, 119, 127, 131
Dieselgenerator *Siehe* Motorenaggregat
dmg-movement 48
Downsizing 120–21, 288, 292
Drehmoment *Siehe* Kräfte: Drehmoment
E-Bike-Nabenmotor 50, 77, 99–100, 101–2, 106, 117, 128–29, 132, *Siehe auch* Generator
einfach 6, 75–80, 79–80, 80–83, 118, 119, 120–21
Eintauchen 39, 43–47, 48, 55, 69–70, 92, 133, 136, 137, *Siehe auch* Auftriebsbegrenzung
Elektrik 111, 208
Elektronik 65–67, 73, 77, 100, 105, 111
Energiedichte 19–22
Energiepolitik ii, 4, 294–96, 297
Ersatzteile 71, 83–85, 116, 208
EU-Richtlinien 89, 142–43
EXIST-Forschungstransfer 208
Fachkräfte 80–83, 83–85
Feder 48, 49, 73, 76
 Druckfeder 107, 118
 Generatorfeder 126
 Hubfeder 110
 Zugfeder 76, 118
Feder-Dämpfer-System 47, 86–87, 132
Federkennlinie 46, 47, 107–10, 119, 132
Federkraft *Siehe* Kräfte: Federkraft
Federung 36, 87, 107–10, 118–19
 elektrische Federung 76, 118–19
Flutwelle 16
Forschungszentrum 86
Fossile Energie ii, 208
Fraunhofer IWES 63
Freiheitsgrad 47, 55, *Siehe auch* Auftriebsbegrenzung
Funktionskraft *Siehe* Kräfte: Funktionskraft
Funktionsnachweis 122, 296, 297
Funktionsprototyp *Siehe auch* Technische Validierung
Geistiges Eigentum 143, 292
Genehmigung 4, 291, 294, 298
Generator 48, 50, 73, 77, 86, 96–100, 100–104, 104–7, 128–29
 Achse 77, 98–99, 105
 Drehzahl 48, 101, 134
 Einheit 95, 111, 116–17, 132, 135, 140, 143
 Feder 73, 77, 97–98
 Leistung 103
Generatorfeder *Siehe* Generator: Feder
Generatorhaus 73, 79
Generatorkraft *Siehe* Kräfte: Generatorkraft
Gewicht 85, 95, 114, 126, 131
Gewichtskraft *Siehe* Kräfte: Gewichtskraft
Gezeiten 8, 30, 74–75
Gleichrichtung 67, 88–91
Gleichstrom 66, 84, 88–91
Grund *Siehe* Meeresboden
Grundlast 4, 61–62, *Siehe auch* Verfügbarkeit
Gurt 73, 78, 81, 89, 97, 119, 123, 125
Herausforderungen 24, 67, 72, 74, 116–17, 207, 292
Herstellung 73, 77, 79, 114, 116, 120, 123–29, 123
Hub
 Frequenz 60
 Geschwindigkeit 42, 49, 103, 132
Hubfeder *Siehe* Feder
Hubstange 50–51, 73, 76, 81, 94, 95–96, 100–104, 140
Hurrikan 68
Hydraulik 28, 30, 32, 116–17
Industrieland 292
innertropische Konvergenzzone 15
Innovation 67–86, *Siehe auch* Wellenkraftwerk: Konzept
Insel 68, 86, 288, 292, 293
Installation 6, 73, 74–75, 78, 80–83, 97, 99, 114, 118, 119, 207
Intellectual Property (IP) *Siehe* Geistiges Eigentum
Investitionen 208
Investoren 142, 297
ISO-Container 51, 54, 55, 79–80, 80, 94, 116, 207
Isolierung 66, 89, 143
Kabel 66, 73, 78, 111
Key Performance Indicators (KPIs) 141, *Siehe auch* Kennzahlen
Klimawandel i–ii
Kompetenzen 141, 208
Komponenten 52, 72–74, 75–80, 83–85, 92–115, 123, 140
Korrosion 40, 67, 76, 78, 89, 96, 98, 105, 119, 208
Kosten
 Gestehungskosten 19, 79, 116, 141, 207

- Kostenreduzierung 73–74, 115–21, 129, 198, 294
- Kraftausbeute *Siehe* Wirkungsgrad
- Kräfte 69–70
- Auftriebskraft 42, 43–47, 46, 48, 92–94, 92–94, 132, 133, 136, 137
 - Biegemoment 51, 71, 95
 - Dämpfungskraft 42, 132, 133
 - Drehmoment 51, 95, 98
 - Druckkraft 95
 - Federkraft 41, 43, 46, 93, 101, 107–10, 126, 132–33, 133
 - Funktionskraft 41–42
 - Generatorkraft 43, 48, 104, 132–33
 - Gewichtskraft 41, 43, 46, 92–94, 95, 132, 133, 135–38
 - Horizontalkraft 28, 39, 50, 95, 132
 - Normalkraft 96, 103, 104
 - Tangentialkraft 42, 77, 95, 97, 100–104
 - Vertikalkraft 28, 39, 52, 110, 133
 - Zugkraft 95, 133
- Kraftentnahme 43, *Siehe auch* Dämpfung, Wirkungsgrad
- Kraftübertragung 94, 100–104
- Kunden 83, 115, 139
- Kundenakquise 291
- Kundenbedarf 49, 74, 116, 140, 207
- Kurzschluss 66
- Küste 4, 8, 11, 74–75, 80, 167, 288, 290
- Lagerung 97, 104–7, 127–28
- Gleitlagerung 117, 118, 127–28
 - Rolllagerung 95, 117, 118, 127
- Landleine 66, 67, 73, 78, 82, 83–85, 92, 111
- Langlee Robusto 31
- Laplace, Pierre-Simon 10
- Lastanforderungen 70–71
- Leistungsdichte *Siehe* Energiedichte
- Leistungselektronik 65–67, 88, 90, 100, 105, 111
- Lieferanten 6
- LIMPET 500 14, *Siehe auch* Voith
- Lineargenerator *Siehe* Generator: Einheit
- Logistik 79–80, 207
- luftgefüllt 76, 81, 82, 94–95, 114–15, 118
- Markteintritt 291–92
- Barrieren 6, 297–98
- Marktpotential 6, 288–91, 293–97
- Massenfertigung 71, 72–74, 99, 198, 207
- Material 73, 75–80, 94, 95–96, 98, 104–7, 113, 115, 119, 123–29
- MATLAB 136
- Meeresboden 4, 8, 11, 30, 32, 111
- Messdaten *Siehe* Wellen: Messdaten
- Microcontroller 77, 111, 119
- Mini-Grid 62, 79, 80, 84, 88, 207, 288
- Modul 40–47, 50–51, 77, 123–24
- Abstand 38, 47, 52–56, 69–70, 137, 140
 - Anzahl 38, 140
 - Installation 81
 - Reihe 56–59, 132, 134–35, 141
- modular 37, 58, 74, 80–83, 83–85, 116, 207, 292
- Modulelektronik 88–91
- Montage *Siehe* Installation
- Motor *Siehe* Generator
- Motorenaggregat 62, 79, 91, 289–90, 291
- Muringstein 75, 78, 79, 82–83, 111–15
- Nabengenerator *Siehe* Generator
- Nachhaltigkeit i–iii
- Nautische Nomenklatur 9
- NEMOS 28–29
- Netzanbindung 83–85, 92, 111, 293, *Siehe auch* Generatorhaus, Landleine
- Netzkonformität 65–67, 67, 77, 88–91, 92, 142, 208
- Netzwerk 78, 88–91, 92, 105, 111, 143, 208
- Nordsee 58–62, 102, 105, 122, 129–31, 294
- Normen 107, 142, *Siehe auch* Richtlinien
- Oberkonstruktion 32, 37, 46, 48, 52, 71, 85–86, 86, 89, 100, 110, 132, 133, 143
- Offshore-Windenergie 84, 293–97
- Offshore-Windpark 28, 120, 293–97
- OPT PowerBuoy 31–32
- Optimierung 115–21, 122, 138–41, 292
- Orbitalbewegung *Siehe* Wellen: Orbitalbewegung
- Orkan 9, *Siehe auch* Sturm
- Oscillating Water Column (OWC) 24, 25, 26, 27
- Ostsee 9, 294
- oszillierende Wassersäule *Siehe* Oscillating Water Column (OWC)
- Oyster 30, 31
- Ozean 207
- Parameter
- technische 49–63, 140
- Passatwind 15–16, 288
- Patent 24, 96, 114, 235–51, 252–72
- Patentschutz *Siehe* Geistiges Eigentum
- Pazifik 9, 17
- Pelamis 26, 28
- PKW 37–38, 86–87
- Plattform 84, 85–86, 120, 293
- Primärenergie 4, 19, 293
- Projektmanagement 208
- Projektplanung 208
- Projektsteuerung *Siehe* Projektmanagement

- Prototyp
 erster Prototyp *Siehe* Prototyp:
 Funktionsprototyp
 Funktionsprototyp 115, 117–19, 122–29
 seriennaher Prototyp 73–74, 131, 143–206
 Prüfstandsversuch 137
 Punktabsorber 29, 31–32, 32, 34–40, 116,
 Siehe auch Auftriebskörper
 Querkraft *Siehe* Kräfte: Horizontalkraft
 Querstange 66, 73, 78, 81, 89, 97, 119, 123–24
 Rad-Schiene-System 100–104
 Redundanz 62, 91
 Reengineering 115
 Regelung 63–67, 76, 90, 100, 111
 elektrische Regelung 110
 LD-Regelung 63, 88
 PI-Regelung 64, 88
 RC-Regelung 63
 Regelungsstrategie 63–65, 87, 111, 208
 SE-Regelung 64
 Reibung
 Generator *Siehe* Kräfte:Tangentialkraft
 Meeresboden *Siehe* Wellen: Dispersion
 Relativbewegung 29, 31, 34–40, 87, 109
 Reparatur 71, 83–85, 105, 116, 207
 Richtlinien 89, 142–43, 142
 robust 6, 75–80
 Robusto *Siehe* Langlee Robusto
 Roeder, Erich 25
 Rohr 50, 76, 78, 95, 119, 123, *Siehe auch*
 Hubstange
 RWTH Aachen 129
 Saffir-Simpson-Hurrikan-Skala 17
 Salter Duck 25
 Salzwasser 4, 96, 104–7
 Salzwasserbeständigkeit *Siehe* Korrosion
 Schaltung 90
 Parallelschaltung 65–67, 90, 111
 Reihenschaltung 65–67, 90, 111
 Schaltkreis 65–67
 Schaukeln 31, 38, 52, 59, 86, 87, 141
 Schaum 76, 94, 126
 schwimmend 31, 35–36, 74–75, 85–86
 Schwimmponton *Siehe* Auftriebskörper
 Seegang *Siehe* Wellen: Wellengang
 Seekabel *Siehe* Landleine
 Seil *Siehe* Gurt
 Simplification 120–21, 292
 Simulation 58, 64, 68, 70–71, 129–38, 208
 Excel 47–49, 129, 132–35
 Mehrkörpersimulation 129
 MSC Adams 129, 135–38, 140
 Sinuswelle 10, 136
 Software 70
 Sohle *Siehe* Meeresboden
 Solaranlage 86
 Solarenergie 4, 19
 Sonnenenergie *Siehe* Solarenergie
 Spannung 89, 142
 Gleichspannung 65
 Hochspannung 66, 84
 Kleinspannung 66
 Niederspannung 66, 142
 Speicherung 4, 63, 77, 91, 116, 120, 143
 Stabilität 52, 53, 58, 86, 92, 119, 125
 Stahl 76, 78, 98, 103, 105, 119
 Standortwahl *Siehe* Wellenkraftwerk: Standort
 Start-Up 143
 Stecker 66, 73, 78, 111
 Stokes, Georg Gabriel 10
 strategische Partner 142, 291, 297
 Stromerlöse 4, 47, 52, 54, 58
 Stromgestehungskosten *Siehe* Kosten:
 Gestehungskosten
 Stromnetz 65–67, 66, 288
 Stromprofil *Siehe* Netzkonformität
 Strömung 8, 11, 132
 Strömungskraftwerk 8, 120
 Sturm 4, 39–40, 45, 55, 67–72
 Sturmschutz 28, 32, 68, 110, 119
 Sturmsicherheit 16–17, 24, 39–40, 45, 50, 55,
 67–72, 92–94, 95, 140
 Sturmwelle 68, 69–70
 Südamerika 17
 Synergie 85–86, 120, 143, 293
 Tasche 82–83, 94, 114–15, 118
 Team 141, 143, 208
 Technische Dokumentation 141–43, 291
 Technische Validierung 138–41
 Technischer Einkauf 123
 Testbetrieb 54, 68, 117–19, 138, 297
 Trägerstruktur *Siehe* Oberkonstruktion
 Transparenz 141
 Transport 6, 51, 53, 79–80, 80, 82–83, 94, 95,
 114–15, 116, 118, 288
 Trochoide 10, *Siehe auch* Wellen: Form
 Tsubota, Junjiro 25
 TU München 25, 27
 Turbine 24, 25
 überspülende Technologie 8, 25, 26
 Umgebungsbedingungen 4, 29, 30, 31, 66, 78,
 89, 96, 104–7, 127–28, 208, *Siehe auch*
 Korrosion, Sturm
 Umsatz 290
 Umwelteinflüsse *Siehe*
 Umgebungsbedingungen

- Umweltschutz iii, 4, 6, 292
Untiefe 14, 68, 80
Vandalismus 79, 94
Verankerung 58, 74–75, 78, 83–85, 111–15
Verbindungsseil *Siehe* Gurt
Verdrängerplatte 31–32, 35–36, *Siehe auch*
Auftriebskörper
Verfügbarkeit 22–23, 91, 116, 120, 141
Vermarktung *Siehe* Vertrieb
Versorgungssicherheit *Siehe* Verfügbarkeit
Versorgungsstabilität *Siehe* Verfügbarkeit
Versteifungsgurt *Siehe* Gurt
Vertikalkraft *Siehe* Kräfte: Vertikalkraft
Vertrieb 142, 291, 297
Voith 14, 25, 27
Wartung 6, 71–72, 88, 105, 110, 116, 118, 207
Wasser
 Niveau 8, 25, 74–75, 92
 Oberfläche 8, 85–86, 107–10, 120
 Tiefe 9, 11, 111
Wasseraufbereitung 63, 91, 120
Wave Dragon 25, 27
Wave Star 32, 63
Wechselstrom 66, 67, 88
Weiterentwicklung 122–206, 141–43, *Siehe*
auch Optimierung
Wellen
 Amplitude 4, 10, 12, 136
 Dispersion 11
 Energieperiode 9, 60
 Entstehung 8–9
 Form 10, 11
 Frequenz 4, 9, 10, 12, 129–31, 136
 geographische Verteilung 14–17, 49, 62, 68
 Höhe 9, 60, 129–31, 140
 Kontinuität 17, 61, 207, 289
 Länge 4, 9, 10, 12, 52–53, 136
 Leistung 9, 60, 129–31
 Durchschnittsleistung 4, 19, 129–31, 289
 Leistungsdichte 4, 207
 Messdaten 47, 70, 129–31
 Orbitalbewegung 11, 30
 Potential 4, 19, 207, 293
 Richtung 8, 13
 Sättigung 9
 Spektrum 14, 17, 49, 52, 71, 74, 129–31,
 136, 140
 Theorie 10
 Übertragung 8, 10, 11, 21
 Varianz *Siehe* Wellen: Spektrum
 Wellenfront 9, 69
 Wellengang 9, 10, 11, 112
 Wellenstirn *Siehe* Wellen: Wellenfront
Wellenbrecher 8
Wellenkraftwerk
 Anforderungen 38–40, 92, 132, 138–41,
 142–43, 208
 Aufbau *Siehe* Wellenkraftwerk:
 Funktionsprinzip
 Auslegung 50, 52, 70–71, 138–41, 208
 Dimensionierung 47, 49–63, 70–71, 79, 83,
 85, 116, 122, 138–41, 288, 292
 Funktionsprinzip 34–40, 41–42, 86–87
 Historische Entwicklung 24–26
 Konzept 6, 34–86, 115
 Kosten 6, 38, 50, 52, 55, 58, 67, 74, 75–80,
 79, 84, 98, 110, 115, 140–41, 198, 207
 Länge 38, *Siehe auch* Wellenkraftwerk:
 Dimensionierung
 Laufzeit 24, 105, 117, 141, 208
 Leistung 47–49, 134, 137
 Durchschnittsleistung 59, 61, 134–35,
 140, 197
 Nennleistung 288
 Skalierung 38, 49, 74
 Standort 9, 14, 52, 67–69, 74–75, 79, 80,
 140, 288
Wells-Turbine 25, 27
Weltmeer *Siehe* Ozean
Werkzeug 73, 79, 80–83, 116
Westwindzone 15
Wind 8–9, 11, 14–17
Windenergie 4, 8, 20
Windkraftanlage 86
Wirbelsturm 16–17
Wirkungsgrad 36, 38, 40–47, 53, 56–58, 64,
 92–94, 110, 111, 116–17, 127–28, 132, 137,
 141
Wirtschaftlichkeit 4, 14, 27, 62, 67, 288, 296
Zeichnung 122
Zielmärkte 5, 6, 143
 1. Zielmarkt 79, 84, 88, 92, 288–92
 2. Zielmarkt 66, 83, 84, 120, 292–98

Anhang

A1 Patente

Beide zum Patent angemeldeten Erfindungen stammen von Philipp Sinn und wurden von ihm in der ersten Fassung niedergeschrieben. Diese Rohfassung wurde durch Martin Erhardt von der Kanzlei Frohwitter überarbeitet und an das geforderte juristische Format angepasst. Dann wurden in mehreren Korrekturschleifen zwischen Herrn Erhardt und Herrn Sinn Details ausgearbeitet, validiert und der Antrag schließlich beim Patentamt eingereicht.

A1.1 Deutsches Patent (10 2008 048 730.9-09), übergreifendes Wellenkraftwerkspatent

Anmelder: Philipp Sinn

24. September 2008

WELLEN- ODER IMPULSKRAFTWERK

Die Erfindung betrifft Wellen- oder Impulskraftwerke, welche die natürlich auftretenden Energien aus Wellen- oder Windstößen in nutzbare Energie umwandeln.

Wasserwellen oder Windstöße – die z.B. von Fahrzeugen beim Vorbeifahren an einem Gegenstand erzeugt werden – sind nach wie vor Energieformen, die nur schwer genutzt werden können. Windstöße bzw. Luftdruckwellen, wie sie von Fahrzeugen beim Vorbei- bzw. Entlangfahren erzeugt werden, können als Luftwellen im Rahmen der Erfindung ähnlich betrachtet werden, wie Wasserwellen, welche beispielsweise in Ozeanen auftreten. Fährt ein Fahrzeug an einem Verkehrsschild vorbei, so löst es an dem Verkehrsschild eine wellenartige Druckveränderung aus. Gleiches gilt auch für ein Fahrzeug, welches z.B. neben einer Leitplanke entlang fährt und dessen verdrängte Luft während des Vorbeifahrens an der Leitplanke eine sich mit dem Fahrzeug mitbewegende Druckerhöhung erzeugt und so eine Welle die Leitplanke entlangläuft.

Zur Vereinfachung der Beschreibung des Erfindungsgedankens soll der Erfindungsgedanke anhand von Wasserwellen beschrieben werden, jedoch ist der Erfindungsgedanke darauf nicht beschränkt, da der Erfindungsgedanke in jedem Medium, in welchem Wellen erzeugbar sind, angewendet werden kann, dabei ist der Erfindungsgedanke nicht von der Wellenausdehnungsrichtung abhängig, solange die mit der Welle einhergehende Bewegung des sich wellenförmig bewegenden Mediums eine oszillierende Bewegungen eines Aktuators des erfindungsgemäßen Wellen- oder Impulskraftwerk hervorruft.

Vielfach wird im Stand der Technik das Prinzip zweier sich relativ zueinander bewegender Körper zur Energieumwandlung der Wellenenergie in nutzbare Energie verwendet. Dabei werden oftmals Vorrichtungen verwendet, die sich oszillierend mit der Wellenbewegung auf und ab bewegen und ihre Bewegungsenergie über Linear- oder Drehantriebe in nutzbare Energien umwandeln. Bei den nutzbaren Energien handelt es sich dabei meist um hydraulische oder elektrische Energie.

EP 0 496 146 A1 zeigt eine Wellenenergieumwandlungseinrichtung mit vertikal ausgerichteten, mit dem Meeresgrund fest verbundenen Führungsstangen, an denen torusförmige Schwimmkörper der Wasseroberfläche folgend oszillierend auf und ab bewegt werden. Durch diese vertikale Bewegung der Schwimmkörper wird über einen Generator Gleichstrom erzeugt, der wiederum dazu verwendet wird,

Wasser elektrolytisch in Wasserstoff und Sauerstoff aufzuspalten. Durch die feste Verankerung der Führungsstangen im Meeresboden ist die beschriebene Vorrichtung stark zeitenabhängig und somit auch sehr anfällig bei schwerer See. Sie kann ferner aufgrund der Verankerung der Führungsstangen nur in geringen bis mittleren Wassertiefen eingesetzt werden. Ein Offshore-Einsatz ist für eine derartige Anlage ungeeignet.

Damit sowohl die Wasserspiegelstandsunterschiede auf Grund der Gezeiten als auch Wetterbedingungen gut kompensiert werden können, muss die Länge der Führungsstangen entsprechend lang ausgelegt sein, damit die volle Amplitude der Welle in nutzbare Energie umgesetzt werden kann. Ferner sind die Führungsstangen, welche ebenfalls zur Befestigung der gesamten Anlage dienen, weiterhin so auszulegen, dass sie sämtlichen Witterungsbedingungen standhalten, da sie ortsfest mit dem Meeresboden verbunden sind. Damit wirkt auf die Vorrichtung gemäß EP 0 496 146 A1 die komplette Wasserkraft der auf sie zuströmenden Wellen, wodurch die Ausgestaltung der Führungen der Schwimmkörper entsprechend stabil sein muss.

WO 99 / 28622 beschreibt ein Wellenkraftwerk mit flächig ausgedehnten Pontonen, die durch die Wellenkraft klappbar zu einer Trägerstruktur, welche schwimmend im Wasser angeordnet ist, bewegbar sind. Durch die Klappbewegung der Pontone wird hydraulische Energie erzeugt, welche ans Festland ableitbar ist. Die bevorzugt langgestreckte Ausrichtung der beschriebenen Vorrichtung arbeitet dabei bauartbedingt in einem sehr niedrigen Frequenzbereich, da auf Grund der langgestreckten Ausbildung nicht jeder Wellenberg und jedes Wellental nachgeführt werden kann. Die Größe der Pontone lässt auch eine Hochseefähigkeit (Offshore-Fähigkeit) nicht zu. Durch die langgestreckte Ausbildung der Anlage ist auch deren Ausrichtung längs zur Wellenausdehnungsrichtung – in der die Anlage bevorzugt betrieben wird – erschwert, was durch die feste Anbindung durch Leinen am Festland zusätzlich erschwert wird. Wellen, die quer zur Längsrichtung der Anlage verlaufen, können von dieser nicht nur nicht verwertet werden, sondern stehen der Beweglichkeit der Klappbarkeit der Pontone entgegen und können so unter Umständen der Anlage Schäden zufügen.

WO 01/73289 A1 zeigt eine Wellenenergieumwandlungsvorrichtung mit einem Schwimmkörper, der an einer im Wasser schwimmend gelagerten Führung linear und kippbar gelagert ist. Für die Umwandlung der Wellenenergie in nutzbare Energie sollen hierbei sowohl die linearen Bewegungsanteile als auch Kippbewegungen des Schwimmkörpers ausgenutzt werden. Die bevorzugt mittels Generatoren umgewandelte elektrische Energie soll dann ans Festland geleitet werden. Diese in Art einer Boje taumelnde Vorrichtung wandelt Wellenenergie in elektrische Energie um, jedoch können damit keine quantitativ nutzbaren Mengen an Energie erzeugt werden. Die für den Offshore-Einsatz geeignete Vorrichtung ist beispielsweise zum Beleuchten von Bojen einsetzbar, jedoch trägt nur eine einzige Auftriebskörpereinheit das gesamte Gewicht der Vorrichtung inklusive des Aktuators. Dadurch kommt eine Relativbewegung zwischen Auftriebskörper und Aktuator nur bei rasch erfolgenden stark beschleunigten Bewegungen zustande. Wird die Vorrichtung langsam bewegt, so bewegen sich Aktuator und Auftriebskörper gleichförmig, wobei keine Energie umgewandelt werden kann. Der Wirkungsgrad der Vorrichtung nimmt also mit Zunahme rauer Seeverhältnisse zu.

GB 228,914 A zeigt eine Vorrichtung zum Gewinnen von Energie aus Wellenkraft, bei der zwei Platten im Wesentlichen parallel zueinander angeordnet sind. Dabei soll sich die untere Platte, welche auf der Wasseroberfläche schwimmt und sich über Federn gegen die obere Platte abstützt, angetrieben von Wellen oszillierend bewegen. Die dadurch angetriebenen Kolbenstangen, welche durch die obere

Platte längs ihrer Längsachse geführt sind, setzen einen Kurbelantrieb in Bewegung, der wiederum einen Dynamo antreibt.

US 5,499,889 zeigt eine an schwimmenden Pfeilern gehaltene Trägerstruktur, an welcher Schwimmkörper aufgehängt sind, welche durch die Wellenbewegung ausgelenkt werden. Die Schwimmkörper werden dabei vertikal nach oben durch die Wellen angehoben und fallen durch die Schwerkraft wieder auf die Wasseroberfläche zurück.

US 4,622,473 zeigt im Prinzip eine ähnliche Vorrichtung wie US 5,499,889, wobei hier in der Art einer Kolbenmaschine Kolben durch Schwimmkörper in einem Zylinder bewegt werden, wodurch ein weiteres Fluid in Bewegung gesetzt wird. Die Strömung des zweiten Fluids wird dann zur Energiegewinnung verwendet. Dabei werden Kolben bei einem Durchgang einer Welle über einen Schwimmkörper in dem Zylinder nach oben bewegt, wobei sich das Zylindervolumen verkleinert. Nach Durchgang der Welle sinkt der Schwimmkörper wieder ab, wodurch sich das Volumen im Zylinderkörper vergrößert und das zweite Fluid in dem Zylinderraum eindringen kann. Die Anlage arbeitet also nach dem Prinzip einer Kolbenpumpe.

Für den Fachmann ergibt sich also die Aufgabe, eine Vorrichtung vorzusehen, die die Wellenenergie in nutzbare Energie umwandelt, wobei eine einfache und robuste Bauform zur effizienten Energieumwandlung ausgebildet sein soll. Ferner stellt sich die Aufgabe, wie eine solche Vorrichtung ausgebildet werden soll, damit sie unabhängig von der Wassertiefe und unabhängig von den Gezeiten bzw. unempfindlich gegenüber Witterungsbedingungen ist. Außerdem sollen Wellen unterschiedlicher Richtungen, unterschiedlicher Amplituden und Frequenzen gleichermaßen nutzbar sein.

Die Aufgabe wird durch ein Wellenkraftwerk gemäß Anspruch 1 gelöst. Bevorzugte Ausführungsformen sind in den Unteransprüchen 2 bis 12 angegeben.

Das erfindungsgemäße Wellen- oder Impulskraftwerk weist eine Vielzahl von flächig, im Wesentlichen nebeneinander angeordneten Schwimmkörpern auf, die durch Wellen angetrieben werden und sich dabei unabhängig voneinander oszillierend entlang von Führungen bewegen. Die Führungen sind dabei so angeordnet, dass sie im Wesentlichen in Richtung der Amplitude der Wellen zeigen. Im Falle von Druckwellen, wie z.B. Luftdruckwellen, erzeugt durch vorbeifahrende Fahrzeuge, können die Führungen bspw. auch im Wesentlichen parallel zur Fahrtrichtung von Fahrzeugen stehen, die etwa an einem Verkehrsschild vorbei- oder unter einem solchen hindurchfahren. Sind die Luftdruckkörper bspw. an Leitplanken angebracht, so sind ihre zugehörigen Führungen im Wesentlichen senkrecht zu Fahrtrichtung der Fahrzeuge angeordnet.

Die an den Führungen geführten Schwimmkörper (Luftdruckkörper) können sich einzeln unabhängig von dem jeweilig benachbarten Schwimmkörper in Längsrichtung der Führungen oszillierend bewegen. Die Schwimmkörper sind dabei so ausgebildet, dass sie auf Grund ihrer geometrischen Abmessungen nicht aneinander stoßen. Die Schwimmkörper können in jeder Form sowohl rund als auch rechteckig bzw. quadratisch – gesehen in der Ebene quer zur Bewegungsrichtung – ausgebildet sein. Die einzelnen Schwimmkörper weisen keine mechanische Verbindung untereinander auf und können sich somit entlang ihrer jeweiligen Führung frei bewegen. Im Falle eines Flüssigkeitswellenkraftwerks sind die Schwimmkörper derart ausgebildet, dass sie auf der Oberfläche schwimmen, d.h. ihre Auftriebskraft größer ist als ihre immanente Gewichtskraft. Bevorzugt sind die einzelnen Auftriebskräfte so groß, dass das Gewicht der Trägerstruktur durch die Summe der Auftriebskräfte der Schwimmkörper ohne Weiteres gehalten werden kann, wobei der Wirkungsgrad

der Anlage mit steigendem Auftriebskraftüberschuss der Schwimmkörper gegenüber der Gewichtskraft des Kraftwerkes steigt, da hierdurch die Beweglichkeit der Schwimmkörper gegenüber der Trägerstruktur gesteigert wird. Somit werden im Falle eines Wasserwellenkraftwerks die Schwimmkörper bevorzugt Hohlkörper, Schaumstoffkörper oder Körper aus ähnlich leichtem Volumenmaterial sein.

Im Falle von Luft als wellenbewegtes Medium ist jeder Körper geeignet, der durch die Luftbewegung in Bewegung versetzt werden kann. Bevorzugt finden hier plattenförmige Schwimmkörper, welche hier auch als Luftdruckkörper bezeichnet werden, Anwendung, die flächig gegen die Bewegungsrichtung der wellenförmig bewegten Luft an Führungen vorgespannt sind und von diesen geführt werden. Eine sich neben einem fahrenden Fahrzeug ausbildende Druckwelle, die sich gleichzeitig horizontal und vertikal ausbreitet, kann dabei die Luftwiderstandselemente relativ zu der Trägerstruktur, an der die Führungen für die Widerstandskörper angeordnet sind, bewegen, wobei die Führungen in Ausbreitungsrichtung der von dem fahrenden Fahrzeug erzeugten Druckwelle weisen.

Die Führungen, welche in Krafrichtung bzw. Amplitudenrichtung der Welle angeordnet sind, sind über Verstreben fest miteinander verbunden. Die Verstreben sind dabei bevorzugt so angeordnet, dass freie Enden der Führungen ausgebildet sind, entlang denen sich die Schwimmkörper frei bewegen können. Die so einseitig in einer Trägerstruktur (Verstreben) aufgenommenen Führungen sind zueinander im Wesentlichen parallel angeordnet, so dass die Verstreben mit den Führungen eine Nagelbrett-artige Trägerstruktur ausbilden. Die Länge der Führungsstangen richtet sich nach der jeweiligen zu erwartenden Wellenhöhe, der daraus resultierenden Wellenkraft und der dadurch ausgelösten Hubbewegung. Auf jeden Fall reichen sie nicht bis zum Gewässergrund.

Die über die Führungen geführten Schwimmkörper bzw. Luftwiderstandskörper sind gleichzeitig über elastische Elemente gegenüber der Trägerstruktur vorgespannt, so dass die einzelnen Schwimmkörper nach einer Auslenkung wieder in Richtung ihrer Ausgangsposition zurückbewegt werden. Durch die flächenhafte, im Wesentlichen parallel zur Wasseroberfläche ausgerichtete, ausgedehnte und in sich steife Trägerstruktur können sich die Schwimmkörper individuell an den Führungsstangen bewegen. Die Trägerstruktur, welche auch plattenförmig ausgebildet sein kann, agiert dabei als eine träge Masse, da sie im Vergleich zu einem einzelnen Schwimmkörper nicht nur großflächig ausgebildet ist, sondern alle Schwimmkörper als eine Trägerstruktur überspannt. Während ein Schwimmkörper bevorzugt in der Ebene quer zur Amplitude bzw. Bewegungsrichtung kleiner ausgebildet ist als der Abstand zwischen zwei Wellenbergen, d.h. kleiner als die Wellenlänge, ist die Trägerstruktur in einer parallelen Ebene in ihren Abmessungen mindestens so groß wie eine Wellenlänge ausgebildet. Bevorzugt überspannt die Trägerstruktur jedoch eine Vielzahl von Wellen. Damit wird erreicht, dass die Trägerstruktur gegenüber der Vielzahl der Schwimmkörper in Amplitudenrichtung, welche im Wesentlichen der Bewegungs- bzw. der Oszillationsrichtung der Schwimmkörper entspricht, unbewegt bleibt. Dabei steigt die Trägheit der Trägerstruktur mit ihrer Ausdehnung, d.h. je größer die Trägerstruktur, desto ruhiger kann diese bspw. im Wasser schwimmend gehalten werden. Trägerstrukturen für Impulskraftwerke aus bewegter Luft können jedoch ortsfest befestigt werden, um so gegenüber den Bewegungskörpern an der Stelle zu verharren.

Durch die Ausbildung der Trägerstruktur größer als die Wellenlänge der Wellen, welche die Schwimmkörper zur oszillierenden Bewegung anregen, wird eine Vorrichtung bereitgestellt, die ähnlich einem Fahrwerk eines Kraftfahrzeugs ausgebildet ist. Kraftfahrzeuge weisen üblicherweise eine Einzelradaufhängung auf, was bedeutet, dass jedes einzelne Rad unabhängig von den anderen

Rädern des Fahrzeugs ein- bzw. ausfedern kann, wobei die darüber angeordnete Trägerstruktur (Karosserie) möglichst unbeeinflusst von diesen Vorgängen bleibt. Ähnlich einem Kraftfahrzeug weist die erfindungsgemäße Energieumwandlungsvorrichtung für Wellenenergie eine Vielzahl an der Trägerstruktur vorgespannt angeordneten und an Führungen geführten Schwimmkörper auf, die sich aufgrund des erheblichen Trägheitsunterschiedes zwischen Schwimmkörper und Trägerstruktur unabhängig voneinander entlang der Führungen bewegen können. Ähnlich einem Kraftfahrzeug wird die Trägerstruktur der erfindungsgemäßen Vorrichtung durch die Summe der Federkräfte beabstandet von den Schwimmkörpern gehalten. Im Falle einer vertikal über den Schwimmkörpern eines erfindungsgemäßen Wellenkraftwerks angeordneten Trägerstruktur wird diese von den Schwimmkörpern sozusagen getragen. Die Trägerstruktur ist also auf der Vielzahl der Schwimmkörper elastisch in Amplitudenrichtung der Wellen gelagert, ähnlich einem Fahrwerk eines Kraftfahrzeugs.

Die Vielzahl der Schwimmkörper bewegen sich gesehen in Wellenausdehnungsrichtung wellenförmig nacheinander wie eine Welle, die durch das Wellenkraftwerk läuft, dabei heben und senken sich die Schwimmkörper relativ zur Trägerstruktur während des Durchgangs der Welle (ähnlich einer „La Ola-Welle“ in einem Sportstadion). Gleiches gilt für Druckwellen oder Stoßwellen, welche bspw. durch ein an einem Verkehrsschild, einer Leitplanke oder Ähnlichem vorbeifahrenden Fahrzeug erzeugt werden. Hier wird kurzzeitig vom vorbeifahrenden Fahrzeug eine Luftdruckkraft auf die Druckkörper (Schwimmkörper) der Vorrichtung erzeugt, die die Druckkörper entlang von Führungen auf die Trägerstruktur zu oder weg bewegen.

Im Allgemeinen gilt, dass je kleiner die Schwimmkörper sind, desto genauer, d.h. empfindlicher können die Schwimmkörper auf Niveauunterschiede bzw. Druckunterschiede reagieren und die Wellenbewegung mitmachen. Dabei ist von entscheidender Bedeutung, wie das Flächengewicht der Schwimmkörper gegenüber dem Flächengewicht der Trägerstruktur ausgebildet ist. Unter Flächengewicht soll hierbei das Gewicht bzw. die Auftriebskraft des Schwimmkörpers bezogen auf seine flächenhafte Ausdehnung quer zur Bewegungsrichtung verstanden werden. Für die richtige Auslegung der Größen- bzw. der Gewichts- Verhältnisse zwischen Trägerstruktur, elastischem Element und Schwimmkörper sind die vor Ort herrschenden Verhältnisse zu berücksichtigen. Dabei spielen geologische Einflüsse ebenso eine Rolle wie Witterungseinflüsse oder auch das Verkehrsaufkommen auf Kraftfahrstraßen oder Eisenbahnstrecken und Ähnlichem. Nicht außer Acht gelassen werden darf dabei eine Bestimmung der maximal zu erwartenden Wellenbewegungen bzw. Wellenkräfte, wobei durch Vorsehen geeigneter Anschläge für die Schwimmkörper an den Führungsstangen eine Beschädigung der Vorrichtung durch Überlast weitestgehend ausgeschlossen werden kann. Durch Vorsehen solcher Anschläge kann bspw. ein Durchschlagen der Schwimmkörper auf die Trägerstruktur verhindert werden.

Die insgesamt im Falle von Wasserkraftwerken schwimmend gelagerte Anordnung der gesamten Vorrichtung ist unabhängig von den Gezeiten, d.h. Ebbe und Flut, und auch weitestgehend unempfindlich gegen Witterungsveränderungen wie Sturm oder hohen Seegang. Dies macht die erfindungsgemäße Vorrichtung somit auch Offshore-tauglich, d.h. sie kann auch auf hoher See eingesetzt werden, da sie sich automatisch dem Wasserspiegel anpasst.

Jedoch muss die sich teppichartig über die Wasseroberfläche ausbreitende Vorrichtung mit einer Leine gegen Abdriften gesichert werden. Eine solche Leine kann bspw. an einem Punkt der Vorrichtung befestigt werden und kann mit einem anderen Punkt mit dem Erdboden oder bspw. mit einem Anker, einer Bohrinnele oder einem Schiff verbunden sein. Selbstredend kann das erfindungsgemäße

Wellenkraftwerk auch über mehrere Leinen und Anbindungspunkte ortsfest gegenüber dem Boden quer zur Bewegungsrichtung der Schwimmkörper verankert werden. Jedoch ist eine Ankerung nicht unbedingt erforderlich. Eine Befestigung an einer Muring ist ebenfalls ausreichend. Jedenfalls ist eine Sicherung gegen ungewolltes Wegschwimmen für die Funktion der erfindungsgemäßen Wellenkraftumwandlungsvorrichtung ausreichend. Eine die vertikale Bewegungsfreiheit einschränkende Befestigung der Anlage bspw. mit dem Boden ist jedoch zu vermeiden.

Wird das erfindungsgemäße Wellenkraftwerk in seiner flächenartigen bspw. teppichartigen Ausdehnung nur über einen Punkt mittels einer Leine gegen Abtreiben gesichert, so kann sich das Wellenkraftwerk, ähnlich einem Schiff, bspw. um einen Anker drehen und sich so nach der vorherrschenden Wellenrichtung ausrichten. Wie jeder angeströmte Körper wird sich auch die erfindungsgemäße Wellenkraftumwandlungsvorrichtung immer mit der Seite gegen die Wellenausdehnungsrichtung stellen, die den geringsten Wellenwiderstand aufweist. Somit ist eine bevorzugte Ausführungsform für die flächenhafte Anordnung der Schwimmkörper an einer Trägerstruktur die einer tropfenförmigen Gestalt, betrachtet in einer Ebene senkrecht zur Bewegungsrichtung der Schwimmkörper. Andere Gestaltungsformen wie bspw. eine runde, dreieckige, rechteckige oder sonstige flächige Gestaltung sind aber ebenfalls vom Erfindungsgedanken umfasst.

Der Anbindungspunkt einer Leine, Kette oder Ähnlichem zum Sichern des Kraftwerks gegen Abtreiben muss dabei nicht unbedingt am Rand der Vorrichtung angeordnet sein, sondern kann auch in der Ebene der flächenhaften Ausdehnung in etwa mittig angeordnet sein, sodass sich die Vorrichtung gewissermaßen um sich selbst drehen kann.

Ist das Kraftwerk z.B. mit einem Eckpunkt an einer Leine angebunden, welche bspw. mit einem Anker mit dem z.B. Meeresboden verbunden ist, so muss darauf geachtet werden, dass im kompletten Schwenkbereich um den Anker keine weiteren Gegenstände vorhanden sind, die zu einer Kollision mit dem Wellenkraftwerk führen können. Bezieht man die Ausbeute der umwandelbaren Wellenenergie auf die durch das Wellenkraftwerk bedeckte Fläche, so erkennt man, dass hier, speziell durch die große Ausdehnung quer zur Wellenausdehnungsrichtung, eine sehr hohe Energieumwandlungseffizienz erreicht wird, selbst wenn man einen Bereich absperren muss, in dem das Wellenkraftwerk frei schwenkbar sein muss. Folglich wird man den Anbindungspunkt zur Sicherung gegen Abdriften des Wellenkraftwerks möglichst zentral wählen, so dass die freizuhaltende Fläche möglichst klein ist.

Wie oben schon ausgeführt, ist das erfindungsgemäße Wellenkraftwerk unabhängig von den Gezeiten, da es auf der Wasseroberfläche schwimmt und keinen fixen Abstand zum Meeresboden bzw. Seeboden oder Flussboden aufweist. Damit sind auch Kräfte, welche quer zur Amplitudenrichtung der Wellen wirken, durch die Vorrichtung besser ausgleichbar, da solche Kräfte leicht abgefedert werden können. Ferner taucht die erfindungsgemäße Vorrichtung aufgrund ihrer schwimmend gelagerten Einzelschwimmkörperaufhängung nicht sehr tief in das wellenbewegte Medium ein, sodass Querkräfte nur eine geringe Angriffsfläche finden. Da die Führungen also nicht bis zum Grund hinabreichen müssen, können diese im Vergleich zur Vorrichtung aus dem Stand der Technik vergleichsweise dünn ausgebildet sein, womit ihre Kraftangriffsfläche für Querkräfte gering ist, welche aufgrund des geringen Tiefgangs der Führungen weiter reduziert ist. Damit können die Führungen im Vergleich zum Stand der Technik nicht nur leichter, sondern auch kostengünstiger hergestellt werden.

Die Führungen, welche bevorzugt nur einseitig mit der Trägerstruktur verbunden sind, können in einer anderen Ausführungsform auch an den der Trägerstruktur gegenüberliegenden Enden miteinander

verbunden sein, um bspw. ihre Steifigkeit in Querrichtung und ihre Parallelität untereinander zu unterstützen. Genauso wie die freien Enden der Führungen in einer Ausführungsform in Richtung Boden bzw. gegen die Aufwärtsbewegung bzw. Druckwellenrichtung weisen, ist auch eine umgekehrte Anordnung denkbar, bei der die Trägerstruktur bspw. unterhalb des Wasserspiegels angeordnet und somit an den Schwimmkörpern aufgehängt ist. Dass eine solche Umkehrung der Funktionsweise des erfindungsgemäßen Wellenkraftwerks mit vom Erfindungsgedanken umfasst ist, ist für einen Fachmann selbstverständlich. Zur Vermeidung von Wiederholungen wird hier auf eine detailliertere Darstellung verzichtet.

Durch die im Wesentlichen frei schwimmende Anordnung der Vorrichtung mit Sicherung gegen Abdriften mittels einer oder mehrerer Leinen, Ketten o. Ä. ist eine große Betriebssicherheit des Wellenkraftwerks gegeben, da weder Gezeiten noch starker Wellengang oder starker Wind der Funktionstüchtigkeit des erfindungsgemäßen Wellenkraftwerkes entgegenstehen. Sollte jedoch aufgrund von extremen Wetterlagen wie z.B. Wirbelstürmen oder dergleichen dennoch die Gefahr bestehen, dass sich das erfindungsgemäße Wellenkraftwerk von seiner Leine löst oder sonstige Gefahren wie Losreißen oder Kippen der Vorrichtung bestehen, so können die Schwimmkörper geflutet werden, sodass das erfindungsgemäße Wellenkraftwerk unter die Wasseroberfläche abtaucht. Dabei ist bspw. eine Flutung der Schwimmkörper derart denkbar, dass die gesamte Anordnung unter Wasser in einem Gleichgewicht ist und sozusagen knapp unter der Wasseroberfläche schwebt, damit das Kraftwerk bei Wetterbesserung wieder einfach z.B. über Leinen geborgen werden kann. Selbstredend ist natürlich eine Absenkung bis auf den Boden bspw. den Meeresboden eine weitere Möglichkeit, die erfindungsgemäße Vorrichtung aus einer Gefahrenzone herauszubringen, damit bspw. der Schiffsverkehr nicht behindert wird. Über Pressluft, welche den einzelnen Schwimmkörpern zugeführt wird, kann das Medium, auf dem das Kraftwerk schwimmen soll, vor oder nach dem Aufstieg zur Oberfläche aus der Vorrichtung wieder ausgeblasen werden.

Da es zu solchen Extremsituationen nur selten kommt bzw. in solch gefährdeten Zonen nur derartige Wellenkraftwerke, die mit einem Unwetterschutz ausgestattet sind, verwendet werden sollen, ist die Funktionstüchtigkeit des vorgeschlagenen Wellenkraftwerks praktisch immer und überall in wellenbewegten Medien gegeben.

In welche Energie die Bewegungsenergie umgewandelt werden soll, wird bspw. durch Parameter wie durchschnittliche Wellenlänge, durchschnittliche Wellenhöhe, durchschnittliche Windgeschwindigkeiten, geologische Verhältnisse, Veränderungen über die Jahreszeiten hinweg, Wassertemperaturen, maximale Wellenhöhe, etc. beeinflusst. Dies gilt nicht nur für die Auslegung der Abmessungen der einzelnen Schwimmkörper und damit des Trägerkörpers, sondern insbesondere hinsichtlich der Frage, welche nutzbare Energie das erfindungsgemäße Wellenkraftwerk zur Verfügung stellen soll, bspw. welche Energie ein potentieller Abnehmer aufnehmen kann. Im Allgemeinen kommen hierfür elektrische, hydraulische, pneumatische oder optische Energien in Frage. Die zahlreichen im Stand der Erfindung beschriebenen Vorrichtungen zur Umwandlung der Wellen- bzw. Bewegungsenergie der Schwimm- bzw. Bewegungskörper in eine der vorgenannten Energiearten können hierbei zum Teil Anwendung finden. Gleichfalls von entscheidender Bedeutung ist, welche Verbraucher von der Wellenenergieanlage mit Energie versorgt werden sollen. So wird man bspw. einen Anzeiger für Untiefen bevorzugt mit elektrischer Energie versorgen, damit dieser Licht abstrahlen und vorbeifahrende Schiffe warnen kann. Jedoch wird man zur Wandlung großer elektrischer Energiemengen eventuell hydraulische Energie aus dem Wellenkraftwerk bevorzugen.

Eine Möglichkeit der Energieumwandlung aus der oszillierenden Bewegung der Schwimmkörper ist mittels Induktion, wobei die Führungsstangen hierbei einen magnetischen Kern darstellen können. Eine umgekehrte Anordnung ist für den Fachmann hierbei ebenso vorstellbar. Aus vielen induktiv erzeugten Strömen (Stromstößen) kann dann über eine geeignete Vorrichtung nach Aufsummieren der Ströme ein konstanter Strom erzeugt werden. Dabei kann die Höhe der einzelnen durch die Relativbewegung der Schwimmkörper gegenüber den Führungen erzeugten Ströme, d.h. die Höhe der Stromstärke bzw. Spannung, unterschiedlich sein. Durch die Vielzahl der Schwimmkörper bildet sich eine Durchschnittsstromstärke bzw. Durchschnittsspannung aus, welche genutzt werden kann.

Vorzugsweise wird zur Umwandlung der Bewegungsenergie der Schwimmkörper in die gewünschte Energieart die kinetische Energie mittels Übertragungselementen – die auf den Schwimmkörpern und auf den Führungen und/oder der Trägerstruktur angeordnet sein können – auf Energieumwandlungseinrichtungen übertragen. Hierbei kommen die verschiedensten Elemente in Frage, die die Bewegungsenergie der Schwimmkörper aufnehmen und/oder direkt umwandeln können, wie z.B. Generatoren, Pumpen, Kolben, etc. So kann ein Schwimmkörper etwa mittels eines Mitnehmers einen in der Führung angeordneten Kolben bewegen, der wiederum ein Fluid in Bewegung oder unter Druck setzt. Ein Schwimmkörper kann aber auch eine Art Pleuel aufweisen, welches beispielsweise einen Drehantrieb an der dem Schwimmkörper zugehörigen Führung antreibt.

Die bevorzugte Art der Energiewandlung ist das Ausnutzen des induktiven Effektes, wobei die Übertragungselemente dabei Magnete und elektrische Leiter aufweisen. Egal welche Umwandlungsart gewählt wird, es muss gewährleistet bleiben, dass sich die Schwimmkörper unabhängig voneinander entlang ihrer Führungen bewegen können. Eine Kopplung der Bewegungen der Schwimmkörper führt zu Einschränkungen der Beweglichkeit der Schwimmkörper und die von der Welle übertragbare Energie wäre nur beschränkt oder gar nicht aufnehmbar.

Durch die obigen Darstellungen weist ein erfindungsgemäßes Wellen- oder Impulskraftwerk gemäß der Erfindung eine Vielzahl von Vorteilen auf, wie z.B. eine einfache und robuste Bauform. Dies wird zum einen dadurch erreicht, dass durch die in sich steife Trägerstruktur die Schwimmkörper unabhängig voneinander relativ zu der Trägerstruktur oszillieren können und dabei unabhängig voneinander die Bewegungsenergie in andere Energieformen umwandeln können. Die Trägerstruktur bildet eine im Wesentlichen unbewegliche Ebene und folgt nicht der Wellenbewegung. Jedoch kann das erfindungsgemäße Wellenkraftwerk den Wasserniveauunterschieden, die durch die Gezeiten hervorgerufen werden, ohne weiteres folgen und benötigt auch keine Anpassung bei Gezeiten- oder Wasserstandwechsel. Eine aufwändige Kopplung der Schwimmkörper untereinander entfällt vollständig. Weitere Vorteile ergeben sich aus der freien Formgebung der Trägerstruktur. Speziell in den Abmaßen in Allgemein horizontaler oder vertikaler Richtung ist die Anlage leicht skalierbar. Die Anlage kann dadurch auch auf den Bedarf, welcher durch das Wellenkraftwerk gedeckt werden soll, individuell angepasst werden.

Ebenfalls von Vorteil ist bei der freien Formgebung, dass strömungsangepasste Formen leicht realisierbar sind. Da zusätzlich keine Abhängigkeit zur Wassertiefe bzw. eine fast vollständige Witterungsunabhängigkeit gegeben ist, kann das Kraftwerk kontinuierlich das ganze Jahr über betrieben werden, solange das es umgebende Medium ein Fluid bzw. ein Gas ist.

Im Vergleich zu Energieumwandlungsvorrichtungen aus Wellen, welche aus dem Stand der Technik bekannt sind, können durch die flächenhafte Ausdehnung der erfindungsgemäßen Energieanlage auch große Mengen an Energie aus der Wellenbewegung, z.B. der Meeresoberfläche aufgenommen

werden. So sind bspw. Anlagen mit einer Ausdehnung von mehreren Fußballfeldern ohne weiteres vorstellbar und auch realisierbar. Für kleinere Anwendungen, wie z.B. zur Energieumwandlung aus vorbeifahrenden Fahrzeugen an Leitplanken von Kraftfahrstraßen, kann die Anlage mit Platten zur Windaufnahme/Druckwellenaufnahme auch bspw. in Bierdeckelgröße ausgeführt werden.

Durch die gute Unabhängigkeit von äußeren Einflüssen ist die erfindungsgemäße Anlage speziell bei der Erzeugung von nutzbarer Energie aus Wellenbewegungen auch Offshore-fähig, was bspw. bei der Energieversorgung von Hochseebohrinseln von Vorteil sein kann. Auch kann eine erfindungsgemäße Anlage in wenig zugänglichen Gebieten installiert werden und bspw. im Falle von Energiewandlung in elektrische Energie bspw. mit einem Unterseekabel an das Festland liefern.

Aufgrund des einfachen Aufbaus und der sich daraus ergebenden Robustheit kann die erfindungsgemäße Anlage auch unabhängig von Wassertemperaturen oder Lufttemperaturen eingesetzt werden, solange diese im Vorfeld als Temperatur-Arbeitsbereich definiert wurden. So kann eine erfindungsgemäße Anlage bspw. sowohl in der Südsee als auch in der Nordsee zum Einsatz kommen oder auch an Verkehrswegen von Großstädten oder Dörfern installiert werden.

Für eine weitere Steigerung der Energieumwandlungseffizienz bezogen auf die belegte Fläche können auf der Trägerstruktur weitere Energieumwandlungsvorrichtungen vorgesehen werden. So ist es z.B. denkbar, auf der der Wasseroberfläche abgewandten Seite der Trägerstruktur Sonnenkollektoren zur Umwandlung von Sonnenenergie in elektrische Energie (Photovoltaik) oder Sonnenenergie in thermische Energie (Solarthermie) zusätzlich anzuordnen. Es können aber auch andere Vorrichtungen aus der schwimmenden Trägerstruktur der erfindungsgemäßen Energieumwandlungsanlage Nutzen ziehen wie z.B. Windenergieanlagen, wenn diese so angeordnet werden, dass die Trägerstruktur weiterhin im Allgemeinen horizontal auf der Wasseroberfläche, d.h. senkrecht zur Auslenkungsrichtung der Schwimmkörper, angeordnet bleibt.

Denkbar ist aber auch der umgekehrte Fall, in dem bspw. in Windparks der zwischen den einzelnen Windrädern nicht ohne Weiteres nutzbare Raum von einem erfindungsgemäßen Impulskraftwerk überspannt werden kann. Dabei können bspw. zwischen zwei, drei, vier oder mehreren Stützpfählern der Windräder zur Erzeugung elektrischer Energie aus Windkraft ein oder mehrere erfindungsgemäße Impulskraftwerke – auch vertikal übereinander – derart angebracht werden, dass die bewegte Luft, welche zwischen den Pfosten der Windräder hindurch strömt, die einzelnen Bewegungskörper/Luftwiderstandskörper in Bewegung versetzt. Damit wird zum einen eine bessere energetische Flächenausnutzung der vorhandenen Windparks erreicht und zum anderen eine gute infrastrukturelle Einbindung zweier verschiedener Energieumwandlungseinrichtungen realisiert.

Bei Windenergieanlagenparks, die in Ufernähe eines Gewässers errichtet sind, gilt das oben Genannte sinngemäß d.h. die erfindungsgemäße Energieumwandlungsvorrichtung kann dort auch mit Wellenkraft betrieben werden, wobei die Trägerstruktur entweder schwimmend über der Wasseroberfläche oder schwimmend unter der Wasseroberfläche angeordnet ist. Über ein, zwei oder mehreren Pfosten der Windanlage kann das erfindungsgemäße Wellenkraftwerk dann gegen Abtreiben gesichert werden.

Die oben erfolgten Darstellungen der erfindungsgemäßen Vorrichtung sollen nun anhand von Figuren an einem bevorzugten Ausführungsbeispiel dargestellt werden. Die bevorzugte Ausführungsform wird beispielhaft anhand eines Wasserwellenkraftwerkes dargestellt, wobei die gemachten Ausführungen

sinngemäß auch für ein Impulskraftwerk, welches durch Luftimpulse angetrieben wird, gelten. Die Ausführungsform wird in zwei Figuren dargestellt und beschrieben, dabei zeigt:

Figur 1 eine perspektivische schematische Darstellung eines Wellenkraftwerks gemäß der Erfindung;

Figur 2 eine perspektivische schematische Darstellung eines flächenhaft ausgebildeten Wellenkraftwerks gemäß der Erfindung.

In Figur 1 ist beispielhaft eine Welle (10) dargestellt, auf der ein erfindungsgemäßes Wellenkraftwerk 1 angeordnet ist. Das beispielhaft aus vier Schwimmkörpern 2 mit den zugehörigen vier Führungen 4 ausgebildete Kraftwerk ist in Figur 1 vereinfacht dargestellt, um den Grundgedanken der Erfindung zu verdeutlichen. Die verschiedenen Schwimmkörper 2 können, wie aus Figur 1 ersichtlich, unabhängig voneinander an den Führungen 4 im Wesentlichen senkrecht auf und ab oszillieren. Die Führungsstangen 4 sind hierbei im Wesentlichen senkrecht, d. h. vertikal zur Wasseroberfläche ausgerichtet und werden über Verstrebungen 6 in Position gehalten. Dabei sind die Führungen 4, welche im Bereich der Verstrebungen zusammen mit diesen eine Trägerstruktur 12 ausbilden, nur mit einem Ende in der Trägerstruktur aufgenommen. Die freien Enden der Führungen weisen auf den Meeresgrund. Wie bereits oben ausgeführt müssen die Führungen 4 nicht notwendigerweise nur über Verstrebungen 6 miteinander verbunden sein, sodass ihre parallele Anordnung zueinander gewährleistet ist, sondern dies kann durch jegliche andere Maßnahme, welche dem Fachmann geläufig ist, erfolgen. Ebenfalls ist es nicht zwingend notwendig, dass die anderen Enden der Führungen, welche nicht durch die Trägerstruktur aufgenommen sind, abweichend von der Darstellung in Figur 1 ebenfalls miteinander verbunden sind, solange die Schwimmkörper in ihrer unabhängigen oszillierenden Bewegung nicht behindert werden.

Die in Figur 1 beispielhaft dargestellte Anlage zeigt die Schwimmkörper 2 durch elastische Elemente 8 gegenüber der Trägerstruktur 12 vorgespannt, welche in dieser Ausführungsform Zug-Druck-Federn sind. Dabei sind die Federn je nach relativer Position des Schwimmkörpers 2 zur Führung 4 entweder auf Druck oder auf Zug belastet. Damit wird sichergestellt, dass der Schwimmkörper um eine Zwischenposition an seiner jeweiligen Führung pendeln kann, und die Trägerstruktur weitgehend horizontal, elastisch, in etwa parallel zur Wasseroberfläche gehalten wird. Je weniger sich die Trägerstruktur mit den darin oder daran befindlichen Führungen bewegt und gegenüber den Schwimmkörpern 2 in Ruhe ist, desto effektiver kann eine Energieumwandlung der Wellenenergie in nutzbare Energie erfolgen. Eine flächenmäßige Vergrößerung der Anlage führt zu einer Verringerung der Bewegung der Trägerstruktur.

In Figur 1 ist ein Wellenkraftwerk beispielhaft mit vier Schwimmkörpern 2 dargestellt, was eine praktikable Untergrenze der Ausführung eines erfindungsgemäßen Wellen- oder Impulskraftwerks darstellt. Zwar ist theoretisch ein erfindungsgemäßes Wellenkraftwerk mit nur zwei Schwimmkörpern 2 und zwei Führungen 4 mit dem entsprechenden Verstärkungen 6 vorstellbar, jedoch dürfte das Kippmoment, welches eine solche Anordnung aufweist, derart groß sein, dass eine effiziente Energieumwandlung nicht sinnvoll ist. Die in Figur 1 gezeigte Anordnung mit vier Schwimmkörpern 2 und vier Führungen 4 kann somit als Grundmodul verstanden werden, wobei die Verbindung derartiger Grundmodule genauso steif, biegefest sowie zug- und druckfest ausgebildet sein muss wie die Verbindung der Führungen untereinander innerhalb des Moduls. Aus fertigungstechnischen Gründen kann es von Vorteil sein, den Aufbau eines Wellenkraftwerks gemäß der Erfindung modular zu gestalten und beispielsweise von Zweier oder Vierer-Modulen auszugehen.

Figur 2 zeigt ein aus einer Vielzahl von Schwimmkörper und Führungen aufgebauten Wellenkraftwerk in rechteckiger Ausführungsform, welches teppichartig die Meeresoberfläche bedeckt. Lässt man die angedeuteten Wellen 10 gedanklich durch den Teppich laufen, so ist leicht ersichtlich, dass eine Welle die aufeinanderfolgenden Schwimmkörper zeitlich nacheinander wellenförmig auslenkt, wenn die Welle durch das Wellenkraftwerk läuft (vergleichbar mit einer „La-Ola-Welle“ durch ein Sportstadion). Mittels der einzelnen Schwimmkörper wird die Welle von den einzelnen Schwimmkörpern sozusagen nachgebildet, d.h. die Wellenform wird durch die Vielzahl der Schwimmkörper kopiert. Da sich nicht alle Schwimmkörper gleichzeitig auf einem Wellenberg oder in einem Wellental befinden, bleibt bei entsprechend großer Auslegung des Wellenkraftwerks die Summe der Auftriebskräfte im Gleichgewicht mit der Summe der Gewichtskräfte, wodurch die Trägerstruktur in ihrer räumlichen Anordnung relativ zur Wasseroberfläche im Wesentlichen unbewegt bleibt. Jeder Schwimmkörper verhält sich dabei ähnlich einem Fahrzeugrad, welches an einem Auto befestigt ist, das über eine unebene Schotterstrecke fährt.

Aus Figur 2 wird ebenfalls ersichtlich, dass über die Vielzahl der Verstreben bzw. Verbindungen zwischen den einzelnen Führungen 4 Leitungen ausgebildet sein können, um bspw. die umgewandelte Energie zentral einem Energiespeicher zuzuführen. Dabei können die einzelnen Leitungen zusammengefasst werden oder aber auch über die Eckpunkte aus dem teppichartigen Wellenkraftwerk abgeleitet werden.

Figur 2 macht auch deutlich, dass die fachwerkartige Struktur der Trägerstruktur ebenfalls als eine geschlossene Platte ausgebildet sein kann, solange die Führungen 4 im Wesentlichen parallel zueinander in vertikaler Ausrichtung in der Bewegungsrichtung der Schwimmkörper ausgerichtet bleiben.

Figur 1 und auch Figur 2 zeigen auf, dass die Führungen nicht nur auf einer Seite miteinander verbunden sein müssen, sondern auch auf der freien Seite durch Verstreben oder sonstige Einrichtungen miteinander verbunden sein können, um die Parallelität der Führungen und deren Steifigkeit zu erhöhen.

Figur 2 macht weiterhin deutlich, dass von der ausgebildeten Trägerstruktur weitere Vorrichtungen getragen werden können, wie z. B. Energiespeicher, Vorrichtungen zum Weiterleiten der umgewandelten Energie oder auch Solarzellen, etc.

Bezugszeichenliste

- 1 Wellen- oder Impulskraftwerk
- 2 Schwimmkörper
- 4 Führung
- 5 Verstrebung
- 6 Trägerstruktur
- 8 Elastisches Element
- 10 Welle/Wasseroberfläche

Patentansprüche

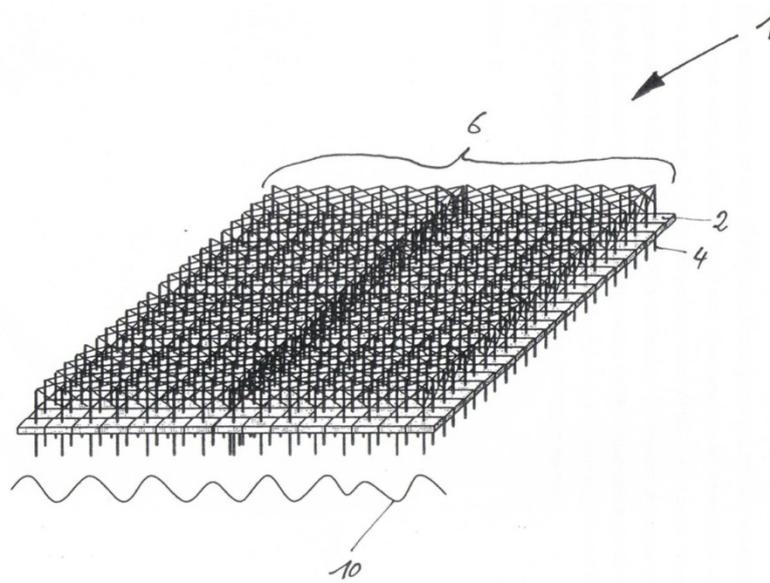
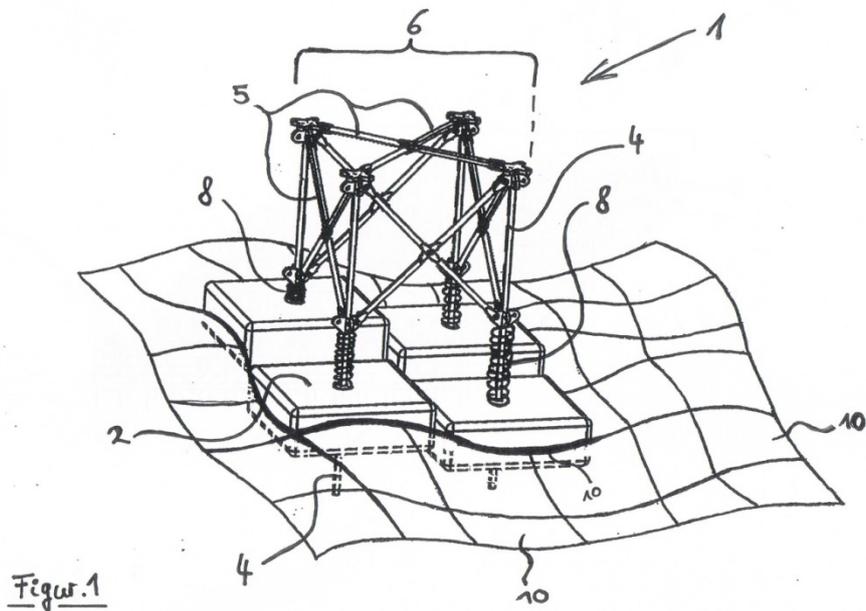
1. Schwimmendes Wellen- oder Impulskraftwerk mit einer Vielzahl von flächig, im Wesentlichen nebeneinander angeordneten Schwimmkörpern (2), die sich angetrieben durch Wellen (10) unabhängig voneinander oszillierend entlang von Führungen (4) bewegen, wobei die Führungen (4) miteinander so verbunden sind, dass sich eine gemeinsame, die Schwimmkörper (2) überspannende, in sich steife Trägerstruktur (6) ausbildet, wobei die Summe der Auftriebskräfte der Schwimmkörper (2) die Gewichtskraft des Kraftwerkes übersteigt und die Bewegungsenergie der jeweiligen Schwimmkörper (2) mittels Übertragungselemente, die auf den Schwimmkörpern (2) und den Führungen (4) angeordnet sind, auf Energieumwandlungseinrichtungen übertragbar ist, dadurch gekennzeichnet, dass jeder Schwimmkörper (2) der Vielzahl von Schwimmkörpern einzeln mittels elastischen Elementen (8) gegen die Trägerstruktur (6) vorgespannt ist.
2. Wellen- oder Impulskraftwerk nach Anspruch 1, bei dem die Schwimmkörper (2) quaderförmig ausgebildet sind.
3. Wellen- oder Impulskraftwerk nach Anspruch 1 oder 2, bei dem die Abmessungen der Schwimmkörper (2) quer zu deren Bewegungsrichtung kleiner sind als der Abstand zwischen zwei Wellenbergen.
4. Wellen- oder Impulskraftwerk nach einem der vorherigen Ansprüche, bei dem die Trägerstruktur (6) die Führungen (4) fachwerkartig miteinander verbindet.
5. Wellen- oder Impulskraftwerk nach einem der vorherigen Ansprüche, bei dem die Abmessungen der Trägerstruktur (6) quer zur Bewegungsrichtung der Schwimmkörper (2) größer sind als der Abstand zwischen zwei Wellenbergen.
6. Wellen- oder Impulskraftwerk nach einem der vorherigen Ansprüche, bei dem die Trägerstruktur (6) in der Ebene senkrecht zur Bewegungsrichtung der Schwimmkörper (2) eine Tropfenform aufweist.
7. Wellen- oder Impulskraftwerk nach einem der vorherigen Ansprüche, bei dem die elastischen Elemente (8) Zug-Druck-Federn sind.
8. Wellen- oder Impulskraftwerk nach einem der vorherigen Ansprüche, bei dem die Trägerstruktur (6) durch die Vielzahl der Schwimmkörper (2) getragen wird.
9. Wellen- oder Impulskraftwerk nach einem der vorherigen Ansprüche, bei dem die Energieumwandlungseinrichtungen die Bewegungsenergie der Schwimmkörper (2) in elektrische, hydraulische, pneumatische oder optische Energie umwandeln.
10. Wellen- oder Impulskraftwerk nach einem der vorherigen Ansprüche, welches über eine oder mehrere Leinen mit einem Anker oder einer Muring gegen Abtreiben gesichert ist.
11. Wellen- oder Impulskraftwerk nach einem der vorherigen Ansprüche, bei dem die Schwimmkörper (2) und/oder die Trägerstruktur (6) mit dem Medium gefüllt werden, auf dem sie schwimmen, um sie unter die Oberfläche des Mediums zu befördern.

-
12. Wellen- oder Impulskraftwerk nach einem der vorherigen Ansprüche, bei dem an der Trägerstruktur (6) Photovoltaik-, Solarthermie-, Windenergieumwandlungs- oder Strömungsenergieumwandlungsvorrichtungen angeordnet sind.

Zusammenfassung

Wellenkraftwerk mit einer Vielzahl von flächig, im Wesentlichen nebeneinander angeordneten Schwimmkörpern, die sich angetrieben durch Wellen unabhängig voneinander oszillierend an Führungen bewegen können. Dabei sind die Führungen so miteinander verbunden, dass sich eine gemeinsame die Schwimmkörper überspannende, in sich steife Trägerstruktur ausbildet, gegen die die Schwimmkörper mittels elastischen Elementen vorgespannt sind. Durch die oszillierende Bewegung der Schwimmkörper kann die Bewegungsenergie der einzelnen Schwimmkörper mittels Übertragungselementen, die auf den Schwimmkörpern und Führungen angeordnet sind, auf Energieumwandlungseinrichtungen übertragen werden.

Figuren



A1.2 Patentanmeldung Lineargenerator und Linearantrieb

Amtliches Aktenzeichen: *Noch nicht bekannt*

1. Februar 2013

Anmelder: Philipp Sinn

LINEARGENERATOR UND LINEARANTRIEB

Die Erfindung betrifft eine Vorrichtung zum reversiblen Übertragen von linearen Bewegungen in Rotationsbewegungen und zur Umwandlung der Rotationsbewegungen in elektrische Energie und umgekehrt. Die Erfindung betrifft insbesondere eine Vorrichtung, die translatorische reversible Bewegungen, z.B. oszillierende Hubbewegungen, in Drehbewegungen und weiter in elektrische Energie in Form von Strom umwandeln kann. Da Strom mittels eines Elektromotors auch für die Erzeugung von Drehbewegungen verwendet werden kann, ist die Vorrichtung gemäß der Erfindung auch als Linearantrieb geeignet, indem die von einem elektrischen Strom erzeugte Drehbewegung von der Vorrichtung in eine translatorische Bewegung umgesetzt wird.

Viele technische Anwendungen haben das Ziel, eine translatorische, insbesondere oszillierend translatorische Bewegung in eine Drehbewegung umzusetzen, um mittels der Drehbewegung über einen Generator Strom zu erzeugen. Beispielsweise wird in einem Hubkolbenmotor der Kolben durch Verbrennen von fossilen Kraftstoffen und durch Führen des Kolbens in einem Zylinder in eine translatorische Bewegung versetzt, wobei der Kolben seine translatorische Bewegungsenergie über eine Kolbenstange auf eine Kurbelwelle überträgt, deren Drehbewegung wiederum einen Generator für die Stromerzeugung antreiben kann. Die Verwendung einer Kurbelwelle impliziert jedoch einen gleichbleibenden Hub, wie er etwa von Verbrennungsmotoren gewährleistet werden kann. Der Hub des Kolbens ist bei Verbrennungskraftmaschinen mit dem Durchmesser der Bewegungsbahn des Kurbelwellenzapfens abgestimmt. Ist die translatorische Bewegung ungleichförmig, also mit variierendem Hub, so ist diese Art der Bewegungsübertragung von translatorisch in rotatorisch nicht anwendbar.

Eine weitere Möglichkeit der Umsetzung einer translatorischen Bewegung in eine Drehbewegung stellt das so genannte Zahnstangen-Zahnradprinzip dar, bei dem eine translatorisch bewegte Zahnstange ein translatorisch ortsfest angeordnetes Zahnrad in eine Drehbewegung versetzt. Im Falle eines oszillierend translatorisch bewegten Kolbens kann die oszillierende Bewegung der Zahnstange (Kolbenstange) über Zahnräder und mittels geeignet angeordneten Freiläufen in eine gleichgerichtete Drehbewegung umgesetzt werden, die dann für einen Generator zur Stromerzeugung verwendbar ist. Auch wenn mit dieser Art der Bewegungsumsetzung von geradliniger Hubbewegung in eine Drehbewegung unterschiedlich große Hübe in eine Drehenergie umgesetzt werden können, ist das hierfür notwendige Getriebe jedoch, insbesondere wegen der notwendigen zwei Freiläufe, mechanisch aufwendig und hinsichtlich Umgebungsbedingungen, wie bspw. Witterungseinflüssen, empfindlich und daher relativ wartungsintensiv. Entsprechend ist diese Art der Bewegungsumsetzung nicht geeignet, um eine störungsfreie Funktion auch über einen längeren Zeitraum gewährleisten zu können.

Will man beispielsweise die Kraft aus Meereswellen in Strom umwandeln, können empfindliche Systeme für die Umsetzung der oszillierenden Wellenbewegung in eine Drehbewegung nur bedingt eingesetzt werden, da die rauen Witterungseinflüsse solche Systeme stark korrosiv angreifen und somit in deren Wirkungsweise und -grad negativ beeinflussen. Ein Schutz z.B. einer aufwändigen Mechanik, wie bspw. der von gegenläufig angeordneten Freiläufen, ist sehr aufwändig und wartungsintensiv. Daher ist eine Stromerzeugung aus Meereswellen unter Verwendung solcher Systeme störungs- und wartungsanfällig und ist daher oft wirtschaftlich unrentabel oder gar unrealisierbar.

Meereswellen erzeugen grundsätzlich eine langsame vertikal gerichtete Auftriebskraft während des Durchgangs eines Wellenberges. Zudem ist die Wellenhöhe bzw. die Wellenamplitude, d.h. der vertikale Niveauunterschied zwischen Wellental und Wellenberg nicht gleichbleibend. Damit ist der Hub, den ein auf der Wasseroberfläche, bspw. eines Meeres, schwimmender Schwimmkörper erfährt, unterschiedlich und hängt von den Wetterbedingungen und weiteren Umgebungseinflüssen wie Gezeiten, geografischen Gegebenheiten, Schiffverkehr, etc. ab. Ein Wellenkraftwerk, wie es in DE 10 2008 048 730 B1 beschrieben ist, zeigt eine Vielzahl von flächig, im Wesentlichen nebeneinander angeordneten Schwimmkörpern, die angetrieben durch den Wellengang unabhängig voneinander an Führungsstangen oszillierend translatorisch hin- und her, d.h. auf und ab bewegbar sind. Dabei sind die Schwimmkörper über eine Führungsstange an einer Trägerstruktur elastisch vorgespannt angebunden, so dass bei einem Wellendurchgang die Schwimmkörper zunächst gegen eine Federkraft entlang der Führungsstange vertikal nach oben angehoben werden. Die Feder bewegt dann zusammen mit der Schwerkraft den Schwimmkörper nach dem Wellendurchgang entlang der Führungsstange in ein Wellental zurück.

Um diese oszillierende translatorische Bewegung zum Erzeugen von Strom, d.h. elektrische Energie zu verwenden, kann grundsätzlich das Induktionsprinzip zur Anwendung kommen. Bei diesem Prinzip wird ein elektrischer Leiter relativ zu einem Magnetfeld bewegt. Zum Erzeugen eines nennenswerten Stromes bzw. Spannung sind hierbei jedoch möglichst schnelle Bewegungen und/oder ein starkes Magnetfeld notwendig. Beide Anforderungen sind jedoch in einem Wellenkraftwerk nur schwer realisierbar, insbesondere, wenn die von den Wellen bewirkte translatorische Bewegung direkt in elektrische Energie umgesetzt werden soll. Die von den Meereswellen über die Schwimmkörper erzeugte translatorische Bewegung ist für die effiziente Ausnutzung des Induktionseffektes in der Regel zu langsam, oder eine hierfür geeignete Vorrichtung zu aufwändig und/oder teuer.

Jedoch können Meereswellen eine relativ starke translatorische Kraft erzeugen, welche nach Umsetzung in eine Drehbewegung zur Erzeugung elektrischer Energie verwendet werden kann. Hierbei ist die Umsetzung mittels einer Kurbelwelle bei variierenden Wellenhöhen, was in freien Gewässern üblich ist, jedoch nicht möglich (siehe Erläuterungen oben). Die Verwendung von Zahnstangen und von mit Freiläufen gekoppelten Zahnrädern zum Umsetzen der translatorischen Bewegungen in gleichgerichtete Drehbewegungen ist aufgrund der Witterungsbedingungen und der empfindlichen Mechanik der Freiläufe – wie oben bereits erläutert – technisch und wirtschaftlich nicht optimal und nur mit hohem Aufwand realisierbar.

Ein weiteres Wellenhubkraftwerk, von dem im Oberbegriff der Erfindung ausgegangen wird, ist in DE 10 2010 027 361 A1 gezeigt. Dort ist ein Wellenhubkraftwerk mit einem vertikal an einer im Meeresboden verankerten Führungsstange geführten Schwimmkörper gezeigt, an dem die Wellenberge Auftriebsarbeit verrichten. Allein durch Schwerkraft gleitet der Schwimmkörper nach

Durchgang des Wellenberges wieder nach unten in ein Wellental. Der Schwimmkörper ist über Führungsrollen, welche in einem Führungskäfig angeordnet sind, an der Führungsstange geführt, wobei der Führungskäfig zusammen mit den Führungsrollen zwei in Längsrichtung der Führungsstange beabstandete Lagerpunkte ausbildet. An einer Seite der Führungsstange ist zusätzlich eine Zahnstange angeordnet, mit der ein Zahnrad kämmt, welches ebenfalls zusätzlich im Führungskorb des Schwimmkörpers angeordnet ist. Das mit der Zahnstange kämmende Zahnrad treibt über ein Getriebe mit integrierten Freiläufen einen Stromgenerator an, der ebenfalls im Schwimmkörper aufgenommen ist. Der erzeugte Strom wird über einen Stromwandler, beispielsweise auf das Festland, geleitet. Die in DE 10 2010 027 361 A1 gezeigte Vorrichtung zum Erzeugen von elektrischer Energie aus dem Hub der Meereswellen weist eine Vielzahl von Bauteilen, insbesondere elektrischen Bauteile auf, die gegen Eintritt oder Angriff von Wasser, speziell Meerwasser, geschützt werden müssen. Daher ist die bekannte Anlage wartungsanfällig, bzw. kann bezüglich ihrer wirtschaftlichen Rentabilität nicht optimal arbeiten. Für einen kontinuierlichen Dauerlauf sind für die Vorrichtung gemäß DE 10 2010 027 361 A1 ein hoher Wartungsaufwand und kostenintensive Vorsorgemaßnahmen erforderlich.

Die Erfindung hat zum Ziel, die bekannte Vorrichtung der im Oberbegriff angegebenen Art zu verbessern. Aufgabe der Erfindung ist es daher, eine Vorrichtung zum reversiblen, d.h. umkehrbaren Übertragen von linearen Bewegungen in Drehbewegungen und deren Umwandlung in elektrische Energie und umgekehrt bereitzustellen. Insbesondere oszillierende translatorische Bewegungen, wie sie beispielsweise von Meereswellen oder von elastisch gelagerten Prallkörpern herrühren, die von Luftdruckwellen translatorisch bewegbar sind, sollen von der erfindungsgemäßen Vorrichtungen in elektrische Energie gewandelt werden. Im Allgemeinen sollen dabei langsame kraftvolle Linearbewegungen in Strom gewandelt werden können und umgekehrt. Umgekehrt soll die Vorrichtung in der Lage sein, aus zugeführter elektrischer Energie einen Linearantrieb darzustellen. Eine kontrollierte Bewegung der linear zurückgelegten Strecke, Geschwindigkeit und/oder Kraft soll dabei einfach über gesteuerte Stufenmotoren realisierbar sein.

Darüber hinaus ist es Aufgabe der Erfindung, die Vorrichtung in ihrem Aufbau und ihrer Ausführung einfach und zuverlässig sowie robust und wartungsarm auszubilden. Mit der Erfindung soll insbesondere die Aufgabe gelöst werden, eine Stromerzeugungs-Vorrichtung zu realisieren, welche in Wellenkraftwerken, insbesondere im Offshore-Bereich, auch bei extremen Witterungsbedingungen zuverlässig und über einen langen Zeitraum wartungsfrei arbeitet. Des Weiteren ist es Aufgabe der Erfindung, eine kostengünstige Vorrichtung bereitzustellen, die aus wenigen Teilen möglichst einfach aufgebaut ist. Die Erfindung hat sich weiter die Aufgabe gestellt, die Wartung zu minimieren und im Falle einer solchen die einzelnen Teile einfach zugänglich und wartungsfreundlich bereitzustellen.

Die Aufgaben, denen sich die Erfindung gestellt hat, werden mit einer Vorrichtung nach Anspruch 1 gelöst, wobei reversible lineare Bewegungen, insbesondere oszillierende Hubbewegungen, in Rotationsbewegungen übertragen werden, welche zur Umwandlung in elektrische Energie dienen.

Rein aus Gründen der Anschaulichkeit wird die Erfindung am Beispiel eines Wellenkraftwerkes, wie es bspw. aus DE 10 2008 048 730 B1 bekannt ist, dargestellt. Die erfindungsgemäße Vorrichtung ist jedoch nicht auf diese Ausführungsform beschränkt, sondern bevorzugt in allen Anwendungen einsetzbar, bei denen eine translatorische Kraft zur Erzeugung von elektrischer Energie verwendet werden soll, oder umgekehrt, wenn ein mit elektrischer Energie angetriebener Linearantrieb zur Anwendung kommen soll. Die im Folgenden beispielhaft beschriebene Verwendung der

erfindungsgemäßen Vorrichtung dient daher rein der Veranschaulichung an einem praktischen Beispiel, stellvertretend für eine Vielzahl von bevorzugten Anwendungsmöglichkeiten.

Die erfindungsgemäße Vorrichtung weist eine Zentralschiene auf, die von einem Tragelement umgeben ist, welches in Längsrichtung der Zentralschiene und relativ zu dieser linearverschieblich angeordnet ist. Eine Mehrzahl von Abrollelementen bzw. Wälzkörpern, die mit der Zentralschiene in Berührung stehen, sind in dem Tragelement drehbar gelagert, derart, dass die Abrollelemente während den relativen (oszillierenden) Linearbewegungen des Tragelements gegenüber der Zentralschiene im Zusammenwirken mit der Zentralschiene auf der Zentralschiene abrollen, wodurch die Linearbewegungen des Tragelementes bzw. der Zentralschiene in Rotationsbewegungen der Abrollelemente umgesetzt werden. Dabei bildet die Rotationsbewegung zumindest eines der Abrollelemente den Antrieb einer Elektromaschine. Im Falle der Ausbildung der erfindungsgemäßen Vorrichtung als Linearantrieb wird durch Zuführen von elektrischer Energie an die Elektromaschine des zumindest einen Abrollelements eine Drehbewegung erzeugt, die von dem Abrollelement durch Abrollen auf der Zentralschiene in eine translatorische Relativbewegung der Zentralschiene gegenüber dem Tragelement umgesetzt wird.

Gemäß der Erfindung ist daher die Linearbewegung der Zentralschiene bzw. des Tragelements über zumindest ein Abrollelement mit einer Elektromaschine gekoppelt. In einer bevorzugten Ausführungsform ist die Elektromaschine in den Abrollelementen integriert, die als Generator oder Elektromotor ausgebildet sind. Dabei weist das zumindest eine Abrollelement für die Erzeugung elektrischen Stroms oder für den Antrieb der Zentralschiene bzw. des Tragelementes bspw. ein drehbares Laufrad auf, das mit der Zentralschiene in Berührung steht. Innerhalb eines solchen als Rotor einer Elektromaschine ausgebildeten Laufrads kann in einem gegenüber dem Laufrad feststehenden Nabenbereich des Abrollelements ein Stator der Elektromaschine ausgebildet sein. Über drehfeste axiale Enden oder Vorsprünge, bspw. Achsstummel, ist elektrischer Strom von dem Generator abnehmbar oder an den Elektromotor zuführbar. Die bevorzugt konzentrisch mit dem Nabenbereich ausgebildeten Vorsprünge können dabei gleichzeitig zur Aufnahme der Abrollelemente im Tragelement dienen.

Selbstredend können alle in einem Tragelement aufgenommenen Abrollelemente eine solche Elektromaschine darstellen, jedoch ist für die Funktion bzw. die Verwirklichung der erfindungsgemäßen Vorrichtung die Ausbildung eines Abrollelements als Elektromaschine ausreichend. In einer weiteren Ausführungsform sind in einem Tragelement drei als Elektromaschinen ausgebildete Abrollelemente derart angeordnet, dass die Berührungspunkte bzw. -linien der Abrollelemente mit der Zentralschiene in einer Ebene liegen, die senkrecht zur Zentralschiene längsachse ist. Im Falle dreier Abrollelemente schließen die Drehachsen zweier benachbarter Abrollelemente bevorzugt einen Winkel von 120° ein, wodurch eine stabile Dreipunktführung der Zentralschiene durch die Abrollelemente ausgebildet wird. Dass eine solche Führung auch mit zwei oder mehr als drei Abrollelementen ausbildbar ist, ist für den Fachmann selbstredend, wobei der Winkel zwischen zwei Drehachsen benachbarter Abrollelemente bevorzugt 360° geteilt durch die Anzahl der Abrollelemente entsprechen sollte. Bei zwei in einem Tragelement aufgenommenen Abrollelementen wären die Drehachsen somit parallel.

Um eine sichere Aufnahme und Führung der Zentralschiene durch die Abrollelemente zu gewährleisten, kann insbesondere bei der Verwendung von zwei oder drei Abrollelementen in einem Tragelement, die Lauffläche der Abrollelemente mit einer umlaufenden Nut, beispielsweise einer U-

oder V-förmigen Nut, ausgebildet werden, wodurch die Führung der Zentralschiene zwischen den Abrollelementen eine bessere Seitenstabilität erhält. Ab einer Anordnung von drei oder mehr Abrollelementen in einem Tragelement können die Laufräder bzw. deren Lauffläche in axialer Richtung der Abrollelemente plan ausgebildet sein, da dann durch Winkel kleiner 180° zwischen den Drehachsen zweier benachbarter Abrollelemente eine ausreichende Abstützung der Zentralschiene gegen Herausrutschen der Zentralschiene aus der Führung zwischen den Abrollelementen gegeben ist.

Darüberhinaus sind die Abrollelemente erfindungsgemäß durch elastische Vorspannkräfte gegen die Zentralschiene vorgespannt, wodurch ein Abheben der Lauffläche der Abrollelemente von der Umfangsfläche der Zentralschiene vermieden wird. Dadurch, dass die Abrollelemente im Tragelement die Zentralschiene elastisch vorgespannt druckbelastet beaufschlagen, ist die Zentralschiene im Wesentlichen spielfrei gelagert.

Die Abrollelemente sind im Tragelement bevorzugt so angeordnet, dass sich die Vorspannkräfte auf die Zentralschiene gegenseitig aufheben. So können hohe bis sehr hohe Vorspannkräfte angelegt werden, ohne dass sich der Abrollwiderstand der Abrollelemente auf der Zentralschiene übermäßig erhöht. Der Anpressdruck der Abrollelemente kann ähnlich der Gewichtsbelastung eines Radreifens eines Eisenbahnwagens oder einer Lokomotive auf einer Eisenbahnschiene sehr hoch sein, wobei gleichzeitig die translatorische Beweglichkeit zwischen der (Zentral-) Schiene und dem Tragelement (Wagon bzw. Lokomotive) leichtgängig ist. Darüberhinaus wird durch hohe Anpressdrücke – bevorzugt liegt an jedem Abrollelement im Wesentlichen die gleich große elastische Kraft an – gewährleistet, dass jede translatorische Bewegung zwischen der Zentralschiene und dem Tragelement durch Abrollen der Wälzkörper, bevorzugt schlupffrei, in eine Drehbewegung, d.h. in eine Rotationsbewegung der Wälzkörper bzw. der Abrollelemente umgesetzt wird. D.h. umgekehrt, dass im Falle angetriebener Abrollelemente eine translatorische Bewegung zwischen der Zentralschiene und dem Tragelement aus dem Drehantrieb resultiert. Auch bei einer Abnutzung der Zentralschiene und der Abrollelemente ändert sich die spielfreie schlupffreie Führung und Übertragung der Kraft nicht, da die elastisch vorgespannte, kraftbeaufschlagte Einheit aus den in den Tragelementen aufgenommenen Abrollelementen und der Zentralschiene den Abrieb und Verschleiß zwischen Abrollelement und Zentralschiene ausgleicht, ohne dabei wesentlich an Vorspannkraft zu verlieren.

Des Weiteren kann einfach durch eine Veränderung/Reduzierung des Durchmessers der Abrollelemente die Vorrichtung für einen Einsatz unterschiedlich schneller Linearbewegungen in einfacher Art und Weise angepasst werden. Durch Anpassung des Durchmessers kann mechanisch die Rotationsgeschwindigkeit der Abrollelemente geändert werden, was zur Folge hat, dass eine gegebene Kraftübertragung mit schneller oder langsamer drehenden Abrollelementen (Dynamos/Elektromotoren) in Strom gewandelt werden kann. Der Einsatz von Kupfer und seltenen Erden in den für die Induktion erforderlichen Magneten kann so bei langsamen Linearbewegungen optimiert und im Vergleich zu herkömmlichen linearen Induktionsgeneratoren stark verringert werden.

Somit können die Rotationsbewegungen von zumindest einem Abrollelement zuverlässig den Antrieb oder den Abtrieb einer Elektromaschine bilden. Selbstredend und vom Erfindungsgedanken umfasst können alle oder nur ein Teil der Abrollelemente als Elektromaschinen ausgebildet sein. Dabei übernehmen die Abrollelemente gleichzeitig mehrere Funktionen, nämlich die der Führung der Zentralschiene in Längsrichtung als auch die Übertragung der translatorischen Bewegung in eine rotatorische Bewegung und umgekehrt. Als dritte Funktion können die Abrollelemente, falls sie als

Elektromaschinen ausgeführt sind, auch die Umwandlung der kinetischen Energie in elektrische Energie übernehmen und umgekehrt. Alternativ sind die Abrollelemente/Wälzkörper mit geeigneten, rotatorisch angekoppelten Elektromaschinen verbunden.

Über die elastischen Andruckkräfte werden die Abrollelemente gegen die Führungsschiene, welche zwischen ihnen angeordnet ist, gedrückt und drehen sich, sobald eine translatorische Bewegung der Führungsschiene gegenüber dem Tragelement stattfindet. Bevorzugt sind die Abrollelemente hierbei Wälzkörper oder Laufräder aus einem metallischen Werkstoff oder Kunststoff, und sind inert gegenüber Meer-/Salzwasser oder sind nicht, oder nur wenig, z.B. korrosiv, angreifbar. Die Zentralschiene ist bevorzugt ebenfalls aus bspw. demselben metallischen Werkstoff oder Kunststoff wie die Abrollelemente bzw. deren Lauffläche. Der Werkstoff der Zentralschiene und der Laufflächen der Abrollelemente muss dabei den elastischen Anpresskräften standhalten, mit denen die Abrollelemente gegen die Zentralschiene abgestützt sind, und muss ebenfalls gegenüber Meerwasser und den weiteren Einsatzbedingungen widerstandsfähig sein.

Das Schiene-Laufrad-Prinzip – ähnlich einem Laufrad einer Eisenbahnlokomotive auf einer Eisenbahnschiene – ist aus dem Stand der Technik hinsichtlich seines guten Wirkungsgrades für die Umsetzung einer Drehbewegung in translatorische Bewegung und umgekehrt und hinsichtlich der guten Standfestigkeit gegenüber Witterungsbedingungen bekannt. Jedoch ist aus dem Stand der Technik nicht bekannt, dass dieses Schiene-Laufrad-Prinzip auch zur Führung in Längsrichtung der Schiene geeignet ist, wenn mehrere am Umfang der Schiene angeordnete Laufräder verwendet werden. Weiter ist aus dem Stand der Technik ebenfalls nicht bekannt, Führungsrollen, insbesondere kraftbeaufschlagte Führungsrollen, wie sie die Erfindung vorsieht, als Elektromaschinen auszubilden oder mit Elektromaschinen zu koppeln, damit gleichzeitig mit der Umsetzung einer translatorischen Bewegung in eine rotatorische Bewegung oder umgekehrt eine Stromerzeugung oder ein Linearantrieb bewerkstelligt werden kann.

In einer anderen Ausführungsform kann die Vorrichtung gemäß der Erfindung mit ortsfesten Abrollelementen und einer relativ dazu bewegbaren Zentralschiene betrieben werden. Umgesetzt auf das Wellenkraftwerk, das aus DE 10 2008 048 730 B1 bekannt ist, heißt dies, dass die Zentralschiene beispielsweise mit einem Schwimmkörper so verbunden sein kann, dass die Zentralschiene über die Auslenkung des Schwimmkörpers durch die Meereswellen oszillierend vertikal auf und ab bewegt wird. Das Tragelement der erfindungsgemäßen Vorrichtung ist bspw. ortsfest gegenüber der Trägerstruktur des Wellenkraftwerks an derselbigen befestigt, und die in dem Tragelement angeordneten Abrollelemente führen die Zentralschiene in deren Längsrichtung. Die translatorisch relativ zum Tragelement und zur Trägerstruktur des Wellenkraftwerks bewegte Zentralschiene bzw. Führungsstange versetzt die Abrollelemente in Drehbewegungen, wobei die bspw. als Generatoren ausgebildeten Abrollelemente elektrische Energie erzeugen können.

In einem weiteren Ausführungsbeispiel des Wellenkraftwerks gemäß DE 10 2008 048 730 B1 kann die Führungsstange feststehend an der Trägerstruktur des Wellenkraftwerks befestigt sein und der Schwimmkörper über die Abrollelemente an der Führungsstange vertikal bzw. in Amplitudenrichtung der Welle geführt werden. Über die vertikal oszillierende Bewegung des Schwimmkörpers rollen die Abrollelemente an der Führungsstange entlang ab. Durch die Drehbewegung der Abrollelemente kann, wie beim oben angegebenen Beispiel, elektrischer Strom erzeugt werden.

In beiden Fällen wird also durch Abrollen der Abrollelemente auf der Führungsstange eine Translation in eine Drehbewegung umgesetzt. Dabei übernehmen die Abrollelemente sowohl die

Umsetzungsfunktion der translatorischen Energie in rotatorische Energie als auch eine Führungsfunktion in Längsrichtung der Führungsschiene, insbesondere dann, wenn drei oder mehrere Abrollkörper bzw. Abrollelemente in einem Tragelement angeordnet werden.

Dabei ist der Antrieb der Führungsstange durch Meereswellen nur ein mögliches Antriebsbeispiel für die erfindungsgemäße Vorrichtung und jeder andere Antrieb zur translatorischen Auslenkung der Führungsstange bzw. des Tragelements ist geeignet, um mit der erfindungsgemäßen Vorrichtung elektrische Energie zu erzeugen. Dabei ist es egal, ob die Führungsstange von einem Hubkolbenmotor oder über elastisch gelagerte Prallbleche mittels Luftdruckwellen oder über Wasserwellen ausgelenkt wird.

Zum Erhöhen der Seitenführung der Führungsstange bzw. der Zentralschiene, also quer zur deren Längsachse, wird man ein weiteres in Längsrichtung der Zentralschiene beabstandetes Führungslager ausbilden, damit die Relativbewegung der Zentralschiene gegenüber dem Tragelement im Wesentlichen nur in Richtung ihrer Längsachse ausführbar ist. Diesen zweiten Führungspunkt wird man bevorzugt ebenfalls mit einer erfindungsgemäßen Vorrichtung mit einem Tragelement und darin angeordneten Abrollelementen, die mittels einer Anpresskraft an die Zentralschiene gedrückt werden, in gleicher Weise ausbilden wie den ersten Lagerpunkt, der in den obigen Erläuterung geschildert wurde. Im einfachsten Fall wird man den zweiten Lagerpunkt einer Zentralschiene mit einem baugleichen Tragelement und baugleichen Abrollelementen ausbilden, was jedoch nicht zwingend ist. Anwendungsfallspezifisch kann jedoch jeder Lagerpunkt einer Zentralschiene einsatzbedingt optimal ausgestaltet werden.

In anderen Anwendungsfällen der erfindungsgemäßen Vorrichtung kann auch eine Vielzahl von Tragelementen mit darin angeordneten Abrollelementen in Längsrichtung der Zentralschiene hintereinander geschaltet werden, wobei die einzelnen Tragelemente miteinander verbunden werden können. Dies ist insbesondere dann bevorzugt, wenn über die Verbindungen der Tragelemente nicht nur ein Kraftschluss ausgebildet werden soll, sondern gleichzeitig eine elektrische Verbindung zum Weiterleiten des erzeugten Stroms an einen Verbraucher oder Energiespeicher zwischen den Tragelementen hergestellt werden soll. Speziell für die Weiterleitung von Strom über die Verbindung von mehreren in Serie geschalteten Tragelementen mit darin angeordneten Abrollelementen wird das Tragelement bevorzugt zweiteilig ausgeführt, wobei die beiden Teile des Tragelements elektrisch voneinander isoliert sind, damit jeder Teilträger eine Polung des erzeugten Stroms leiten kann.

In einer weiteren Ausführungsform sind die Tragelemente so ausgebildet, dass sie für jedes Abrollelement zwei Haltetaschen aufweisen, mit denen die Abrollelemente, bevorzugt an den axialen Enden im Nabenbereich aufgenommen werden können. Dabei ist es bevorzugt, dass die lichte Weite zwischen den Abrollelementen vor dem Einsetzen der Zentralschiene kleiner ist als der Durchmesser bzw. die Querschnittsabmessung der Zentralschiene. Dadurch werden beim Einsetzen der Zentralschiene die Haltetaschen für die Abrollelemente elastisch verformt und so die Abrollelemente mit einer elastischen Kraft gegen die Zentralschiene gedrückt. Ein Anschlag an den Tragelementen kann verhindern, dass die Haltetaschen über den elastischen Verformungsbereich hinausverformt werden. Dies bringt zum einen Montagesicherheit und zum anderen verhindert dies im Betrieb der erfindungsgemäßen Vorrichtung bei großen Seitenkräften eine Beschädigung der Vorrichtung und begrenzt eine über ein bestimmtes Maß gewünschte seitliche Auslenkung. Ferner gewährleistet eine derartige Anordnung der Abrollelemente einen selbsttätigen Verschleißausgleich, da die Abrollelemente im Bereich der elastischen Verformung der Haltetaschen verschleiß- und

abriebbedingte Durchmesseränderungen an den Abrollelementen bzw. an der Zentralschiene selbsttätig ausgleichen können.

In einer weiter bevorzugten Ausführungsform sind die Haltetaschen mit dem Tragelement integriert ausgebildet und der Verformungsanschlag zur Vermeidung einer plastischen Verformung der Haltetaschen ist Bestandteil des Tragelements. Dabei sollte der Weg für die elastische Auslenkbarkeit so dimensioniert sein, dass eine gute Längsführung der Zentralschiene gewährleistet ist.

In vielen Fällen wird man als Zentralschiene einen stangenförmigen Körper mit rundem Querschnitt wählen, wobei aus Gewichts- und Steifigkeitsgründen in diesen Fällen bevorzugt Rohre zum Einsatz kommen. Jedoch ist die erfindungsgemäße Vorrichtung ebenfalls mit Führungsschienen mit Rechteck-Querschnitt oder Vieleck-Querschnitt einsetzbar. Die Oberfläche bzw. Umfangsfläche bzw. Mantelfläche der Zentralschiene und die der Laufringe der Abrollelemente sollte reibungsoptimiert gewählt werden, um die Rollreibung zwischen der Zentralschiene und den Abrollelementen möglichst gering zu halten. Aufgrund der hohen sich aufhebenden Anpresskräfte bietet sich speziell bei rauen Einsatzbedingungen eine Metall/Metall-Paarung für die Zentralschiene und die Laufringe der Abrollelemente an. Über die hohen Anpresskräfte, die mittels entsprechend steifen Tragelementen erzeugt werden können – ähnlich einem Eisenbahnwagonlaufrad auf einer Eisenbahnschiene – kann ein nahezu schlupffreies Abrollen der Abrollelemente auf der Zentralschiene gewährleistet werden. Auch die Verwendung von Kunststoffpaarungen ist durchaus vorstellbar, solange die Dauerstandfestigkeit gegeben ist. Nicht vom Erfindungsgedanken ausgeschlossen ist eine Kunststoff/Metall-Paarung, genauso wenig wie der Einsatz von Gummi oder Keramik. Die vorliegende Erfindung ist nicht auf die Auswahl bestimmter Werkstoffe limitiert, die aufeinander abrollen.

Weiterhin ist die Erfindung nicht dahingehend limitiert, dass das Tragelement die Zentralschiene umgibt, sondern es ist für einen Fachmann selbstredend möglich, die Zentralschiene und das Tragelement so auszubilden, dass die Zentralschiene, bspw. als Rohr oder allgemein als Hohlprofil ausgebildet, das Tragelement umgibt. In einer solchen von der Erfindung umfassten Ausführungsform drücken die Abrollelemente elastisch vorgespannt gegen eine innere Fläche des Hohlprofils. Die translatorische Relativbewegung zwischen Zentralschiene und Tragelement findet dann innerhalb des Hohlprofils statt. Eine derartige Anordnung ist daher nur eine konstruktive Abwandlung der zuvor geschilderten Ausführungsformen. Die Wirkprinzipien zur Erzeugung elektrischen Stroms aus insbesondere oszillierenden translatorischen Bewegungen mittels Umsetzung in Drehbewegungen bleiben erhalten. Analoges gilt für den erfindungsgemäßen Linearantrieb, der gemäß diesem Ausführungsbeispiel innerhalb des Hohlprofils angeordnet ist und das das Hohlprofil bzw. das darin über die Abrollelemente abgestützte Tragelement linear bewegt.

Die Erfindung ist weiterhin nicht auf die Oberflächenbeschaffenheit der Zentralschiene bzw. der Abrollelemente eingeschränkt. So ist vorstellbar, die Oberflächen aufzurauen, zu riffeln oder mit einem Zahnprofil zu versehen, wobei die Laufflächen der Abrollelemente hierzu passende Oberflächen aufweisen. D.h. auf einem Zahnprofil, bspw. auf einer mit einer Vielzahl von umlaufenden Nuten versehenen Führungsstange, wird man die Abrollelemente in einer Art Zahnrad ausbilden, mit Zähnen, die mit dem Zahnprofil kämmen. Für die Funktion der erfindungsgemäßen Vorrichtung ist es lediglich wesentlich, dass eine Bewegungsübertragung von der Zentralschiene auf die Abrollelemente möglich ist, wobei dies über Reibkräfte mit entsprechendem Anpressdruck genauso ausführbar ist wie über einen entsprechend ausgebildeten Formschluss der beteiligten Baugruppen bzw. Bauteile.

Im Folgenden werden exemplarisch, ohne den Erfindungsgedanken zu limitieren, anhand von Figuren bevorzugte Ausführungsbeispiele zum Zweck der Veranschaulichung detailliert beschrieben. Dabei zeigt:

- Figur 1 eine perspektivische Ansicht eines ersten Ausführungsbeispiels der erfindungsgemäßen Vorrichtung;
- Figur 2 eine Seitenansicht des Ausführungsbeispiels gemäß Figur 1;
- Figur 3 eine Draufsicht des Ausführungsbeispiels gemäß Figur 1 ohne Zentralschiene;
- Figur 4 eine perspektivische Ansicht eines zweiten Ausführungsbeispiels der erfindungsgemäßen Vorrichtung mit zwei Tragelementen zur Ausbildung von zwei Lagerstellen für die Längsführung der Zentralschiene;
- Figur 5 eine perspektivische Ansicht eines dritten Ausführungsbeispiels der erfindungsgemäßen Vorrichtung mit mehreren in Serie geschalteten Tragelementen mit darin angeordneten Abrollelementen;
- Figur 6 eine perspektivische Ansicht eines einstückig ausgebildeten Tragelementes gemäß der Erfindung;
- Figur 7 eine Detailansicht A des Tragelementes gemäß Figur 6 mit einem in einer Haltetasche aufgenommenen axialen Ende eines Abrollelements gemäß der Erfindung;
- Figur 8 eine Draufsicht eines zweistückig ausgebildeten Tragelementes gemäß der Erfindung;
- Figur 9 ein Anwendungsbeispiel der erfindungsgemäßen Vorrichtung am Beispiel des Wellenkraftwerks gemäß DE 10 2008 048 730 B1.

Das in Figur 1 dargestellte Ausführungsbeispiel zeigt die erfindungsgemäße Vorrichtung mit einem Tragelement 2, das in diesem Ausführungsbeispiel die Grundform eines Ringkörpers hat, in dem drei Abrollelemente 6 angeordnet sind, und das eine Zentralschiene 4 umgibt. Jedes der drei Abrollelemente 6 steht mit der Zentralschiene 4 in Berührung und ist mit axialen Enden 9 in Haltetaschen 3 des Tragelements 2 aufgenommen. Verschiebt man gedanklich die Zentralschiene 4 längs über Längsachse 5 gegenüber dem Tragelement 2, oder verschiebt man gedanklich das Tragelement 2 längs der Längsachse 5 der Zentralschiene 4 gegenüber der Zentralschiene 4, so rollen die Abrollelemente 6 auf der Umfangsfläche der Zentralschiene 4 ab.

Die in Figur 1 gezeigten Abrollelemente 6 können dabei so ausgebildet sein, dass sie ein mit der Zentralschiene 4 in Berührung stehendes Laufrad 7 aufweisen, wobei die Drehachse 10 des Laufrades 7 der Drehachse bzw. der Rotationsachse des Abrollelements 6 entspricht. Innerhalb des Laufrades 7 ist ein koaxialer Nabenbereich 8 angeordnet, der axiale Enden 9 aufweist, die in den Haltetaschen 3 des Tragelements 2 drehfest aufgenommen sind, sodass der Nabenbereich 8 gegenüber dem Laufrad 7 und dem Tragelement 2 dreh- und ortsfest ist. Mit dieser beispielhaften Anordnung kann das Laufrad 7 als ein Rotor und der Nabenbereich 8 als ein Stator einer Elektromaschine ausgebildet sein.

In den in den Figuren 1 bis 5 dargestellten bevorzugten Ausführungsbeispielen ist das Abrollelement 6 als Laufrad 7 ausgebildet, was für die grundsätzliche Funktion der erfindungsgemäßen Vorrichtung jedoch nicht zwingend ist, da die Abrollelemente 6 beispielsweise auch als drehbar gelagerte

Vollkörper in der Art eines Wälzkörpers im Tragelement 2 gelagert und geeignet mit einer Elektromaschine für deren Drehan- oder- abtrieb gekoppelt werden können. Der Einfachheit halber wird in der vorliegenden Erfindung von Abrollelementen 6 gesprochen, auch wenn diese als Laufräder 7, wie in den Figuren beispielhaft dargestellt, ausgebildet sind.

Gemäß der Erfindung werden die Abrollelemente 6 gleichzeitig mit elastischen Vorspannkräften so gegen die Zentralschiene 4 gedrückt, dass die Zentralschiene 4 von den Abrollelementen 6 gelagert aufgenommen ist, bevorzugt dabei in einer Lagerebene 10 und so, dass sich die einzelnen Vorspannkräfte gegenseitig aufheben (vgl. Figur 2). Die elastischen Vorspannkräfte werden in dem in den Figuren gezeigten Ausführungsbeispielen über die Haltetaschen 3 erzeugt, die bei Montage, d.h. bei der Hindurchführung der Zentralschiene 4 durch die umfänglich zur Zentralschiene 4 angeordneten Abrollelemente 6, elastisch verformt werden. Die Haltetaschen 3 sind dabei bevorzugt integral, d.h. einstückig, mit dem Tragelement ausgebildet (vgl. Figur 6). Weiter bevorzugt ist das Tragelement 2 ein Blechbiegeteil, das in einfacher Serienfertigung herstellbar ist. So zeigt das Beispiel eines Tragelements 2 in Figur 6, dass die Haltetaschen für die Abrollelemente 6 aus Blechstreifen gebildet werden, die geeignet so eingerollt (gebogen) sind, dass sie die axialen Enden 9 der Abrollelemente 6 aufnehmen können.

Nach der Montage der Abrollelemente 6 in die Haltetaschen 3, also vor dem Aufsetzen der Montagegruppe – Tragelement 2 und Abrollelemente 6 – auf die Zentralschiene 4 sind die Endbereiche der Haltetaschen 3, die die axialen Enden 9 der Abrollelemente 6 aufnehmen, vom Grundkörper des Tragelements 2 beabstandet. Somit können sich die Haltetaschen 3 bei der Montage/dem Einsetzen der Zentralschiene 4 elastisch verformen und bringen die erfindungsgemäß erforderlichen Vorspannkräfte über die Abrollelemente 6 auf die Zentralschiene 4 auf (vgl. Figur 7). Geeigneterweise sind am Tragelement 2 Anschläge für die Begrenzung der elastischen Verformung der Haltetaschen 3 vorgesehen, damit sich die Haltetaschen 3 bei der Montage oder bei einer seitlichen Kraftbeaufschlagung der Zentralschiene 4 nicht plastisch verformen können, wodurch die elastischen Vorspannkräfte verloren gingen. Die am Grundkörper des Tragelementes 2 vorgesehenen Anschläge werden von den Haltetaschen 3 bevorzugt auch im montierten Zustand der Zentralschiene 4 nicht erreicht (vgl. Figur 7), damit die Zentralschiene 4 quer zu ihrer Längsrichtung elastisch gelagert ist. Den Federweg, den die elastische Lagerung der Zentralschiene 4, d.h. die Verformung der Haltetaschen vollziehen können, sollte dabei nur so groß sein, dass in jedem Betriebszustand der erfindungsgemäßen Vorrichtung immer alle Abrollelemente 6 mit ihren Laufflächen 7 zur kraftbelasteten Anlage an die Zentralschiene 4 kommen. Gleichzeitig sollen sie jedoch so groß sein, dass sie verschleiß- und abriebbedingte Abnutzungen an der Zentralschiene 4 bzw. an den Abrollelementen 6 ausgleichen können.

In dem in den Figuren 1 bis 3 gezeigten Ausführungsbeispielen für die erfindungsgemäße Vorrichtung werden drei Abrollelemente 6 durch ein Tragelement 2 derart aufgenommen, dass die Drehachsen 10 der Abrollelemente 6 bzw. deren Laufflächen 7 in einer Ebene zum Liegen kommen und jeweils einen Winkel von 120° mit der benachbarten Drehachse 10 ausbilden. Diese Dreipunkt-Lagerung zeichnet sich dadurch aus, dass sie mit einem geringen Bauteileaufwand eine stabile Zentrierung der Zentralschiene 4 ausbildet, wobei sich die Anpresskräfte der Abrollelemente 6 gegen die Zentralschiene 4 gegenseitig aufheben. In dem in den Figuren 1 bis 3 gezeigten Beispiel sind die Abrollelemente 6 zusätzlich mit einer Hohlnut auf deren Lauffläche versehen, was die Seitenführung erhöht. Eine solche Hohlnut oder Keilnut ist jedoch nicht unbedingt erforderlich, ggf. jedoch bei der

Anordnung von nur zwei Abrollelementen 6 im Tragelement 2 sinnvoll, damit eine stabile Seitenführung erreicht werden kann.

Ähnlich dem Beispiel der Figuren 1 bis 3 kann die erfindungsgemäße Vorrichtung bspw. mit vier im Winkel von 90° angeordneten Abrollelementen 6 ausgeführt werden. Bei leicht erhöhtem Teileaufwand kann dadurch die in die erfindungsgemäße Vorrichtung eingeleitete oder ausgeleitete translatorische Bewegung zur Drehumsetzung auf vier Abrollelemente bzw. Wälzkörper verteilt werden. Die Anzahl der Abrollelemente 6, die in einem Tragelement 2 eingesetzt werden, ist durch den Erfindungsgedanken nicht begrenzt und kann einsatzspezifisch ausgewählt werden. Erfindungswesentlich ist nur, dass die Abrollelemente 6 unter Kraftausübung gegen die Zentralschiene 4 gedrückt werden, damit eine translatorische Bewegung der Zentralschiene 4 oder des Tragelements 2 eine Drehbewegung der Abrollelemente 6 oder umgekehrt der Drehantrieb der Abrollelemente 6 zuverlässig eine translatorische Bewegung der Zentralschiene 4 oder des Tragelements 2 zur Folge hat. Dabei sind die Abrollelemente 6 so in dem Tragelement 2 angeordnet, dass sich ihre Andruckkräfte gegenseitig aufheben, damit die translatorische Bewegung mit möglichst geringer Rollreibung ausführbar ist.

Wie insbesondere gut aus Figur 2 erkennbar ist, ist es für die Funktion der erfindungsgemäßen Vorrichtung nicht relevant, ob die Zentralschiene 4 oder das Tragelement 2 translatorisch bewegt wird, wobei das jeweils andere Bauteil feststeht. D.h. es spielt für die Funktion der erfindungsgemäßen Vorrichtung, d.h. für die Verwirklichung des Erfindungsgedanken keine Rolle, ob das Tragelement 2 entlang der Zentralschiene 4 bzw. der Führungsstange 4 bewegt wird oder ob die Zentralschiene 4 durch das Tragelement 2 hindurch in Richtung ihrer Längsachse 5 verschoben wird. In beiden Fällen kommt es zu einer Abrollbewegung der Abrollelemente 6 auf der Zentralschiene 4, die durch die Abrollelemente 6 translatorisch frei gelagert ist, während die rotierenden Laufflächen 7 der Abrollelemente 6 Rotationsenergie in elektrische Energie oder umgekehrt umwandeln. Im Falle des Betriebs der erfindungsgemäßen Vorrichtung als Linearantrieb stellen die Abrollelemente 6 mit Laufrad 7 und Nabenbereich 8 Elektromotoren dar, die mit Strom beaufschlagt die Laufräder 7 in eine Drehbewegung versetzen und die durch Abrollen auf der Zentralschiene 4 dieselbige translatorisch bewegen, falls das Tragelement 2 festgehalten wird.

Im Betrieb der erfindungsgemäßen Vorrichtung, d.h. bei translatorischen Bewegungen der Zentralschiene 4 bzw. des Tragelements 2, kann der elektrische Strom, der durch das Abrollen der Laufräder 7 auf der Zentralschiene 4 gegenüber den drehfesten Nabenbereichen 8 erzeugbar ist, beispielsweise über die axialen Enden 9 der Abrollelemente 6 abgenommen und weitergeleitet werden. Bevorzugt wird man auf jeder Seite der Abrollelemente 6 eine elektrische Polung – Plus oder Minus – abnehmen. Bei Einleitung einer translatorischen Kraft auf die Zentralschiene 4 oder das Tragelement 2 agieren die Abrollelemente 6 ähnlich wie Nabendynamos, welche bspw. bei Fahrrädern Anwendung finden. Im Betrieb der erfindungsgemäßen Vorrichtung, bspw. in einem Wellenkraftwerk, wechselt jedoch die translatorische Bewegungsrichtung oszillierend, was bei der erfindungsgemäßen Vorrichtung jeweils zu einer Drehrichtungsumkehr der Abrollelemente 6 führt, womit die Polung des erzeugten Stroms wechselt.

Bei der beschriebenen Verwendung der Vorrichtung in einem Wellenkraftwerk, wie oben geschildert, drehen sich die Laufräder 7 der Abrollelemente 6 beim Anheben des Schwimmkörpers und beim Absenken des Schwimmkörpers in entgegengesetzten Richtungen. Diese Drehrichtungsumkehr kann einerseits für die Erzeugung von Wechselstrom ausgenutzt werden, oder kann andererseits durch

Polumschaltung innerhalb des Generators ausgeglichen werden, sodass ein Gleichstrom an den axialen Enden 9 abgenommen werden kann. Der im letzteren Fall erzeugte Gleichstrom kann hierbei direkt zur Beladung eines Kondensators oder einer sonstigen Stromspeichervorrichtung, wie bspw. eines Akkumulators, verwendet werden. In beiden Fällen, also sowohl bei Erzeugung von Gleichstrom oder bei der Erzeugung von Wechselstrom, kann der erzeugte Strom auch direkt einem Verbraucher zugeführt werden. Die Zuführung von erzeugtem Wechselstrom an eine Stromspeichervorrichtung, welche bspw. die elektrische Energie in potentielle Energie umwandelt, ist dabei genauso vom Erfindungsgedanken umfasst wie die Weiterleitung von Gleichstrom.

In Figur 4 ist exemplarisch ein zweites Ausführungsbeispiel der erfindungsgemäßen Vorrichtung gezeigt, bei dem zwei Tragelemente 2 mit darin aufgenommenen Abrollelementen 6 beabstandet in Längsrichtung der Zentralschiene 4 angeordnet sind und so zwei Lagerstellen für die Zentralschiene 4 bilden. In dem in Figur 4 dargestellten Ausführungsbeispiel wird über die grundsätzliche Ausführung, die in den Figuren 1 bis 3 gezeigt ist, hinaus erreicht, dass die Zentralschiene 4 in der erfindungsgemäßen Vorrichtung in ihrer Längsrichtung von der erfindungsgemäßen Vorrichtung geführt ist. Zwei Gruppen von elastisch vorgespannten Abrollelementen 6 drücken gegen die Zentralschiene 4, womit in Längsrichtung 5 der Zentralschiene 4 zwei Lagerpunkte ausgebildet werden. Jeder der Lagerpunkte kann, wie oben für den einzelnen Lagerpunkt beschrieben, ausgebildet sein, wobei die beiden Tragelemente 2 weiter über Verbindungselemente 11 verbunden sein können. Auch in diesem Ausführungsbeispiel spielt es für die Funktion der erfindungsgemäßen Vorrichtung keine Rolle, ob die Zentralschiene 4 bzw. die Führungsschiene 4 oder die Tragelemente 2 translatorisch bewegt werden, während das jeweils andere Bauteil bezüglich der translatorischen Bewegung stillsteht.

So kann der Schwimmkörper in dem beispielhaften Anwendungsfall in einem Wellenkraftwerk – beispielsweise in dem aus DE 10 2008 048 730 B1 bekannten – fest mit der Zentralschiene 4 der erfindungsgemäßen Vorrichtung verbunden sein, wobei bei einem Aufschwimmen des Schwimmkörpers, angeregt durch eine Welle, die Führungsstange, d.h. die Zentralschiene 4, translatorisch in der erfindungsgemäßen Vorrichtung bewegt wird. Die Tragelemente 2 sind mit den darin angeordneten Abrollelementen 6 ortsfest am Wellenkraftwerk angebracht. Ist hingegen der Schwimmkörper mit den Tragelementen 2 bzw. mit den Verbindungselementen 11 fest verbunden und die Zentralschiene bzw. die Führungsstange 4 am Wellenkraftwerk ortsfest angebracht, so können sich die Tragelemente 2 translatorisch gegenüber der Zentralschiene 4 bewegen, wenn der Schwimmkörper durch eine Welle angehoben wird. In beiden Fällen rollen die Abrollelemente 6 auf der Zentralschiene 4 ab, wobei die hierbei erzeugten Rotationsbewegungen den Antrieb oder den Abtrieb einer Elektromaschine bilden.

In Figur 5 ist eine konsequente Weiterbildung der erfindungsgemäßen Vorrichtung gezeigt, wobei längs der Zentralschiene 4 eine Vielzahl von Tragelementen 2 mit darin aufgenommenen Abrollelementen 6 angeordnet ist. Geeigneterweise sind jeweils zwei benachbarte Tragelemente so angeordnet, dass sie direkt miteinander verbindbar sind. Durch die Anordnung einer Vielzahl von Tragelementen 2 mit darin aufgenommenen Abrollelementen 6 steigt zwar das Gewicht der erfindungsgemäßen Vorrichtung, jedoch kann ggf. eine größere Kraft von der Welle abgenommen werden.

Eine bevorzugte Ausbildung des Tragelementes 2 ist in Figur 8 gezeigt, wobei das Tragelement 2 zweistückig derart ausgebildet ist, dass ein erster Teilträger 21 jeweils die ersten axialen Enden 9 der

Nabenbereiche 8, bspw. die auf der linken Seite der Abrollelemente 6, aufnimmt, und ein zweiter Teilträger 22 jeweils die axialen Enden 9 der Nabengebiete 8 auf der anderen Seite, bspw. auf der rechten Seite der Abrollelemente 6, aufnimmt. Dabei sind die beiden Teilträger 21 und 22 elektrisch isoliert miteinander verbunden, sodass sie ein erfindungsgemäßes Tragelement 2 ausbilden. Ist, wie oben beispielhaft beschrieben, über die axialen Enden 9 der Nabengebiete 8 der durch die erfindungsgemäße Vorrichtung erzeugte Strom abnehmbar, so ist jeder Teilträger nur mit einem elektrischen Pol der erfindungsgemäßen Vorrichtung verbunden. Für die Weiterleitung bzw. Ableitung oder Zuführung von Strom von bzw. zu der erfindungsgemäßen Vorrichtung ist somit nur eine elektrische Kontaktstelle je Teilträger 21 bzw. 22 erforderlich, um den Strom von bzw. zu allen Abrollelementen 6 zu leiten. Eine Verkabelung jedes einzelnen Abrollelements 6 kann somit vermieden werden und die elektrische Kontaktierung kann wesentlich vereinfacht und kompakter ausgestaltet werden.

In den Ausführungsbeispielen gemäß der Figuren 4 und 5, in denen mehr als ein Tragelement 2 in der erfindungsgemäßen Vorrichtung vorgesehen ist, können, bei zweistückiger Ausführung des Tragelements 2, jeweils die ersten Teilträger 21 und jeweils die zweiten Teilträger 22 der mehreren Tragelemente 2 jeweils elektrisch leitend miteinander verbunden werden, sodass eine Stromabnahme, bspw. mit einem Kabel, an der erfindungsgemäßen Vorrichtung mit einer einzigen Kontaktstelle für den Pluspol und einer einzigen Kontaktstelle für den Minuspol an einem der Vielzahl von Tragelementen 2 bzw. Teilträgern 21 oder 22 erreicht werden kann. Dies führt zu einer weiteren Reduzierung der erforderlichen Anzahl an Bauteilen. Dabei sind bevorzugt die jeweils ersten Teilträger 21 und die jeweils zweiten Teilträger 22 jeweils für sich gleiche Teile (Gleichteile). In ihrer Ausführung sind die ersten Teilträger 21 und die zweiten Teilträger 22 bevorzugt derart symmetrisch zueinander, dass sie bspw. Links- Rechts-Teile zueinander sind.

In Figur 9 ist schematisch das Wellenkraftwerk gemäß DE 10 2008 048 730 B1 gezeigt, wobei die Schwimmkörper 12, die von den Wasserwellen gehoben und gesenkt werden, fest mit den jeweiligen Führungsschienen 4, welche die Zentralschienen 4 darstellen, verbunden sind, womit die Führungsschienen 4 vertikal oszillierend von den Wasserwellen bewegt werden. Jede der Führungsschienen 4 stellt dabei eine Zentralschiene 4 der erfindungsgemäßen Vorrichtung dar, wobei für jede Führungsschiene 4 eine erfindungsgemäße Vorrichtung vorgesehen ist. Die Tragelemente 2 mit den darin aufgenommenen Abrollelementen 6 sind mit der das Wellenkraftwerk überspannenden Trägerstruktur fest verbunden. Durch die oszillierende vertikale Bewegung der Zentralschienen 4 werden erfindungsgemäß die Abrollelemente 6 bzw. deren Laufräder 7 in Drehung versetzt, wodurch die als Generatoren bzw. Dynamo ausgebildeten Abrollelemente 6 Strom erzeugen, der an den einzelnen erfindungsgemäßen Vorrichtungen abgenommen und weitergeleitet werden kann. Das hier beschriebene Anwendungsbeispiel für die erfindungsgemäße Vorrichtung dient jedoch rein der Veranschaulichung für eine Vielzahl anderer Einsatzmöglichkeiten der erfindungsgemäßen Vorrichtung und begrenzt den Schutzbereich des Erfindungsgedankens nicht.

Bezugszeichenliste

- 1 Vorrichtung
- 2 Tragelement
- 3 Haltetasche
- 4 Zentralschiene / Führungstange
- 5 Längsachse der Zentralschiene
- 6 Abrollelement / Wälzkörper / Abrollkörper
- 7 Laufrad / Lauffläche
- 8 Nabenbereich
- 9 axiales Ende
- 10 Drehachse Abrollelement
- 11 Verbindungselemente
- 12 Schwimmkörper

Zusammenfassung

Vorrichtung zum reversiblen Übertragen von Linearbewegungen in Rotationsbewegungen und zur Umwandlung der Rotationsbewegungen in elektrischer Energie und umgekehrt. Die Vorrichtung weist eine Zentralschiene und ein Tragelement, das die Zentralschiene umgibt, auf, wobei das Tragelement in Längsrichtung der Zentralschiene relativ zur Zentralschiene in Linearbewegungen verschieblich angeordnet ist. Eine Mehrzahl von Abrollkörpern, die mit der Zentralschiene in Berührung stehen, sind in dem Tragelement drehbar gelagert. Die Abrollkörper führen während der Linearbewegungen des Tragelements relativ zur Zentralschiene im Zusammenwirken mit der Zentralschiene Rotationsbewegungen aus. Die Linearbewegungen sind weiter mit dem Antrieb oder Abtrieb einer Elektromaschine gekoppelt. Dabei sind die mit elastischen Vorspannkräften beaufschlagten Abrollkörper so angeordnet, dass die Zentralschiene druckbeaufschlagt im Wesentlichen spielfrei gelagert wird, wobei die Vorspannkräfte sich gegenseitig aufheben. Die Rotationsbewegungen zumindest eines Abrollkörpers bilden dabei den Antrieb oder Abtrieb der Elektromaschine.

Patentansprüche

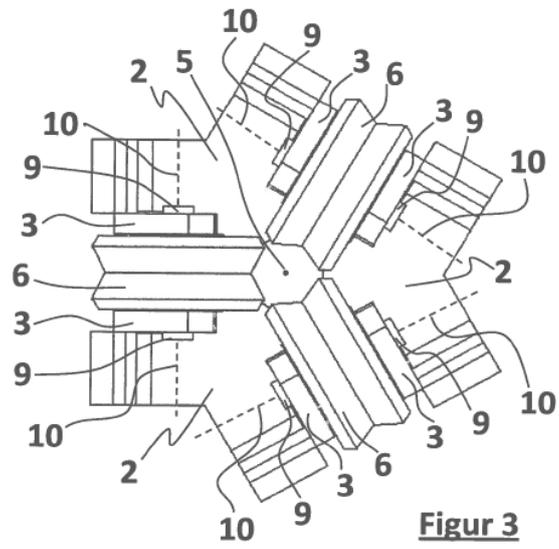
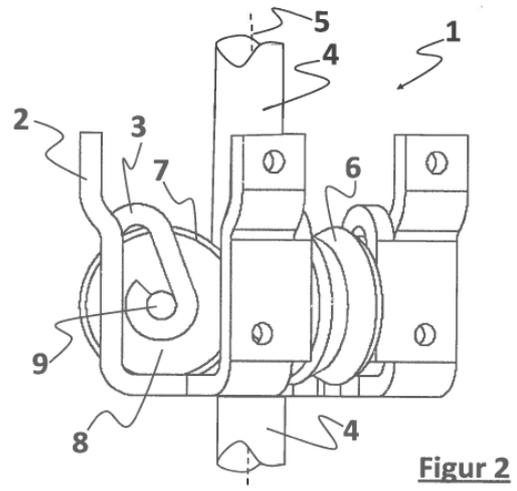
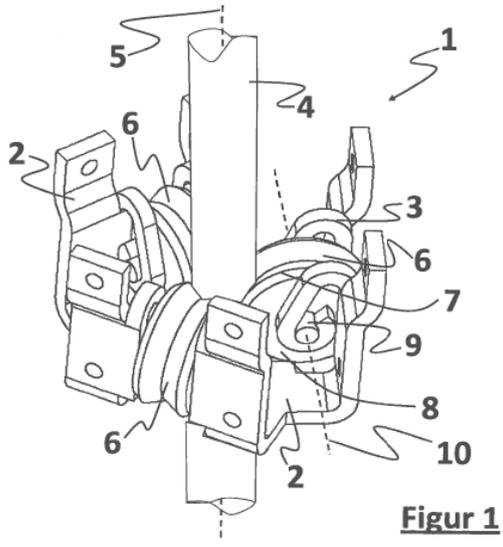
1. Vorrichtung (1) zum reversiblen Übertragen von linearen Bewegungen in Rotationsbewegungen und zur Umwandlung der Rotationsbewegungen in elektrische Energie und umgekehrt,
 - mit einer Zentralschiene (4),
 - mit einem Tragelement (2), das die Zentralschiene (4) umgibt und das in Längsrichtung der Zentralschiene (4) relativ zur Zentralschiene (4) in Linearbewegungen verschieblich angeordnet ist, und
 - mit einer Mehrzahl von Abrollelementen (6), die mit der Zentralschiene (4) in Berührung stehend in dem Tragelement (2) drehbar gelagert sind, wobei die Abrollelemente (6) während der Linearbewegungen des Tragelementes (2) relativ zur Zentralschiene (4) im Zusammenwirken mit der Zentralschiene (4) Rotationsbewegungen ausführen,

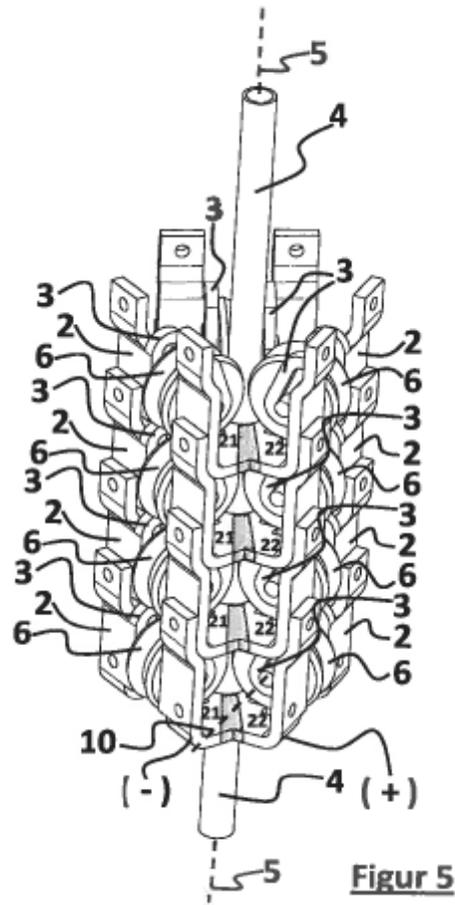
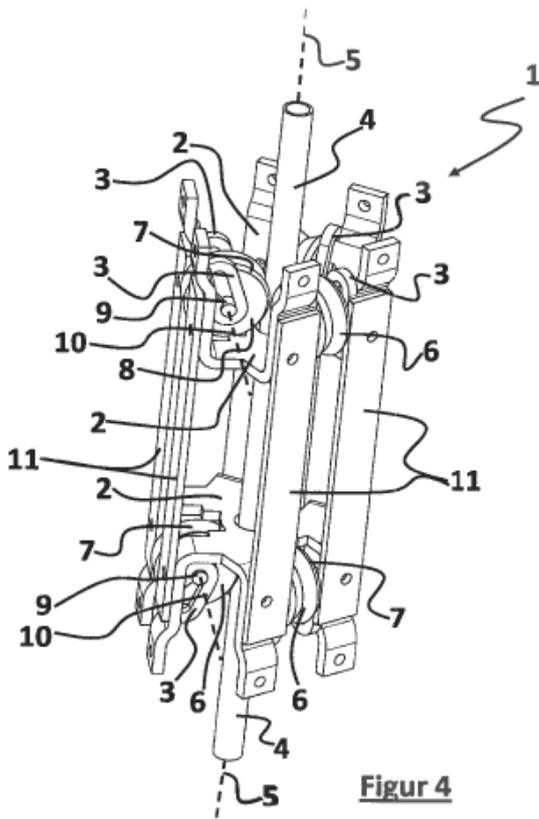
wobei die Linearbewegungen mit dem Antrieb oder Abtrieb einer Elektromaschine gekoppelt sind, **dadurch gekennzeichnet**,

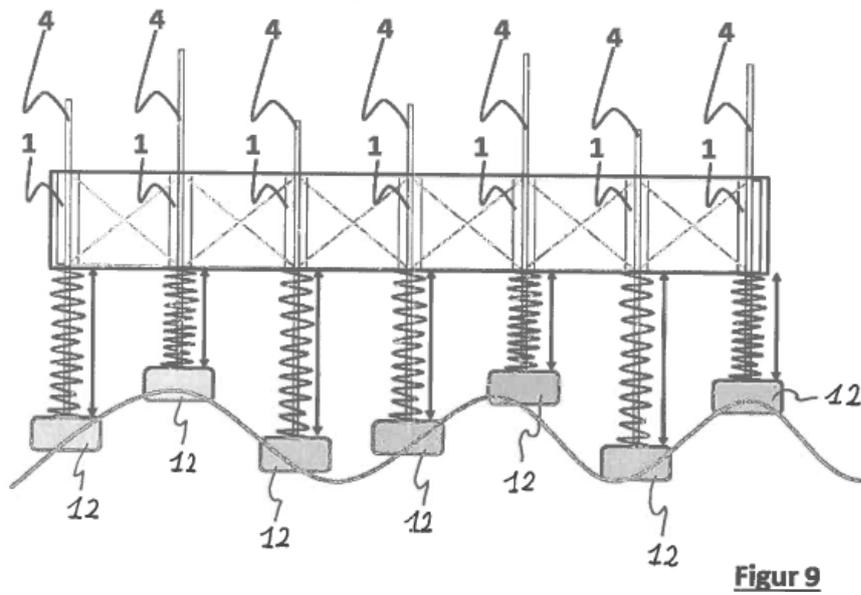
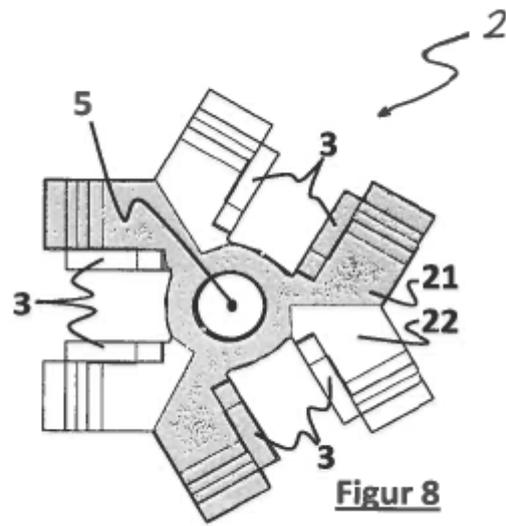
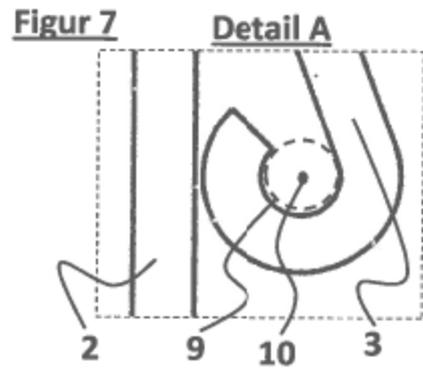
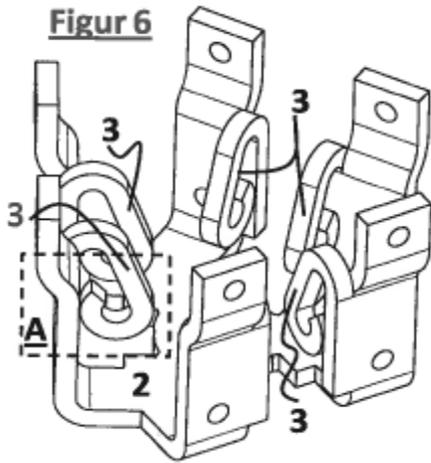
 - dass die mit elastischen Vorspannkräften beaufschlagten Abrollelemente (6) die Zentralschiene (4) druckkraftbeaufschlagt im Wesentlichen spielfrei lagern und so angeordnet sind, dass sich die Vorspannkräfte gegenseitig aufheben, und
 - dass die Rotationsbewegungen mindestens eines der Abrollelemente (6) den Antrieb oder Abtrieb der Elektromaschine bilden.
2. Vorrichtung (1) nach Anspruch 1, bei der das zumindest eine Abrollelement (6), das den Antrieb oder Abtrieb der Elektromaschine bildet, ein Laufrad (7), das mit der Zentralschiene (4) in Berührung steht, und einen bezüglich des Laufrads (7) feststehenden coaxialen Nabenbereich (8) mit axialen Endbereichen (9) aufweist, die in Richtung der Drehachse (10) des Laufrades (7) weisen und mit denen das Abrollelement (6) im Tragelement (2) aufgenommen ist, wobei das Laufrad (7) einen Rotor und der Nabenbereich (8) einen Stator der Elektromaschine bilden und wobei über die axialen Endbereiche (9) ein elektrischer Strom an der Elektromaschine abnehmbar oder an die Elektromaschine zuführbar ist.
3. Vorrichtung (1) nach einem der Ansprüche 1 oder 2, bei der das Tragelement (2) Haltetaschen (3) für die Aufnahme der Drehachsen (10) der Abrollelemente (6) aufweist, die elastisch so vorgespannt sind, dass die Abrollelemente (6) durch die Haltetaschen (3) elastisch vorgespannt gegen die Zentralschiene (4) gedrückt werden.
4. Vorrichtung (1) nach einem der Ansprüche 1 bis 3, bei der die Zentralschiene (4) einen runden oder einen Vieleck-Querschnitt aufweist und zumindest in Teilbereichen einer Umfangsfläche quer zur Längsrichtung verzahnt bzw. geriffelt ist, wobei das an dieser Umfangsfläche abrollende Abrollelement (6) eine im Wesentlichen komplementär ausgebildete Umfangsfläche aufweist.

5. Vorrichtung (1) nach einem der Ansprüche 1 bis 4, bei der die Vorrichtung (1) mehr als ein Tragelement (2) mit darin angeordneten Abrollelementen (6) zum Ausbilden einer Linearführung für die Zentralschiene (4) aufweist.
6. Vorrichtung (1) nach einem der Ansprüche 1 bis 5, bei der das Tragelement (2) einstückig ausgebildet ist.
7. Vorrichtung (1) nach einem der Ansprüche 1 bis 5, bei der das Tragelement (2) zweistückig ausgebildet ist, derart, dass ein erster Teilträger des Tragelementes (2) die axialen Endbereiche (9) der Abrollelemente (6) jeweils auf einer ersten Seite der Abrollelemente (6) aufnimmt und ein zweiter Teilträger des Tragelementes (2) die axialen Endbereiche (9) der Abrollelemente (10) jeweils auf einer zweiten gegenüberliegenden Seite der Abrollelemente (6) aufnimmt, wobei der erste Teilträger (21) und der zweite Teilträger (22) elektrisch voneinander isoliert sind.
8. Vorrichtung (1) nach Anspruch 7, bei der die jeweils ersten Teilträger (21) und die jeweils zweiten Teilträger (22) der Tragelemente (2) elektrisch miteinander verbunden sind.
9. Vorrichtung (1) nach Anspruch 1 bis 8, bei der die Zentralschiene (4) ein Hohlprofil ist, das das Tragelement (2) umgibt, wobei die elastischen Vorspannkraften radial nach außen wirken, und die Abrollelemente (6) an eine Innenseite des Hohlprofils gedrückt werden.
10. Vorrichtung (1) nach Anspruch 1 bis 9, bei der die Abnutzung und Verschleiß der Abrollelemente (6) und der Zentralschiene (4) durch den Federweg der elastischen Vorspannkraften ausgeglichen werden.
11. Stromerzeugungsvorrichtung nach einem der Ansprüche 1 bis 10, bei der durch eine im Wesentlichen in Längsrichtung der Zentralschiene (4) wirkende Kraft die Zentralschiene (4) oder das Tragelement (2) relativ zum jeweils anderen Bauteil linear verschiebbar ist, und die Elektromaschine ein Stromgenerator ist.
12. Stromerzeugungsvorrichtung nach Anspruch 11, bei der die Stromerzeugungsvorrichtung (1) ein Wellen- oder Impulskraftwerk ist, und die in Längsrichtung der Zentralschiene (4) relative Linearbewegung zwischen Zentralschiene (4) und Tragelement (2) mittels eines Schwimmkörpers bewirkt wird, der entweder mit der Zentralschiene (4) oder mit dem Tragelement (2) kraftschlüssig verbunden ist, wobei der Schwimmkörper ausgelöst durch eine Wellenbewegung eines Gewässers oder durch eine Luftdruckwelle linear oszillierend bewegbar ist.
13. Stromerzeugungsvorrichtung nach Anspruch 11, bei der der Schwimmkörper mit dem Tragelement (2) kraftschlüssig verbunden ist und das Tragelement (2) bzw. die Tragelemente (2) mit den darin angeordneten Abrollelementen (6) zumindest spritzwassergeschützt aufgenommen sind.
14. Linearantrieb nach einem der Ansprüche 1 bis 10, bei dem mindestens ein Abrollelement (6) rotatorisch antreibbar ist und die Elektromaschine ein Elektromotor, insbesondere ein Schrittmotor ist.
15. Linearantrieb nach Anspruch 14, bei dem entweder die Zentralschiene (4) oder das Tragelement (2) ortsfest an einer Trägerstruktur angebunden ist.

Figuren







A2 Finanzplanung April 2013 – Dezember 2018

Verkaufte Modulreihen (à 5 Module in Wellenrichtung)	0	0	0	0	50	75
	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Nettoeinkünfte	0	0	0	66.988	4.007.899	6.171.432
- Einnahmen aus Stromerlösen	0	0	0	66.988	160.772	0
- Anlagenverkäufe	0	0	0	0	3.847.126	5.770.690
- Ersatzteil Verkäufe	0	0	0	0	0	400.742
Umsatzkosten	0	0	0	0	-1.748.694	-2.823.412
= Bruttogewinn	0	0	0	66.988	4.007.899	6.139.373
Betriebskosten	-88.702	-332.793	-628.237	-1.065.445	-1.248.996	-1.567.830
- Vertriebskosten	0	0	0	0	-349.739	-524.608
- Forschung & Entwicklung	-37.822	-52.721	-245.178	-389.739	-50.000	-60.000
- Patente	-37.822	-33.858	-102.500	-40.000	-50.000	-60.000
- Material	0	0	0	0	0	0
- Prototypen	0	-14.363	-119.678	-349.739	0	0
-Transport	0	-1.000	-3.000	0	0	0
- Kosten für Versuchsfeld	0	-10.000	-20.000	0	0	0
- Allgmeinkosten	-50.880	-280.072	-383.059	-675.706	-849.257	-983.222
- Gehälter	-29.880	-145.187	-273.351	-358.702	-512.422	-622.222
PM & Entwicklung	-4.410	-4.410	-4.410	-4.410	-4.410	-4.410
Technische Entwicklung	0	-29.185	-50.031	-50.031	-50.031	-50.031
Elektrotechnik	0	-29.185	-50.031	-50.031	-50.031	-50.031
Öffentlichkeitsarbeit & PM	0	-25.016	-50.031	-50.031	-50.031	-50.031
FEM (Finite Element Berechnung)	-14.940	0	-6.000	-72.000	-72.000	-72.000
Studentische Hilfskraft 1 50%	0	-4.752	-9.504	-9.504	-9.504	-9.504
Student Hilfskraft 2 50%	0	0	-5.544	-9.504	-9.504	-9.504
NN.	0	0	0	0	-42.000	-72.000
NN.	0	0	0	0	-42.000	-72.000
NN.	0	0	0	0	-42.000	-72.000
- Sozialversicherungsbeiträge	0	-26.181	-49.293	-64.684	-92.404	-112.204
- Beratung	-21.000	-34.188	-25.412	-63.000	-87.000	-97.000
- Software	0	-59.650	-9.167	-110.004	-45.835	0
- Miete	0	-18.781	-32.196	-60.000	-84.000	-84.000
- Reisekosten	0	-5.600	-9.600	-84.000	-120.000	-180.000
- Abschreibungen	0	-16.667	-33.333	0	0	0
= Betriebsergebnis	-88.702	-332.793	-628.237	-998.457	2.758.903	4.571.542
Andere Einnahmen	0	0	0	0	0	0
Zinsen (Wandeldarlehn)	0	0	0	0	0	0
= EBIT-Marge	-88.702	-332.793	-628.237	-998.457	2.758.903	4.571.542
Steuern	0	0	0	0	0	-827.671
= Nettogewinn	-88.702	-332.793	-628.237	-998.457	2.758.903	3.743.871
+ Abschreibungen	0	16.667	33.333	0	0	0
= Operating Cash Flow	-88.702	-316.126	-594.903	-998.457	2.758.903	3.743.871
Investments	0	-50.000	0	0	0	0
Finanzierung	94.380	15.000	0	0	0	0
=Montliche Überschüsse	5.678	-351.126	-594.903	-998.457	2.758.903	3.743.871
Liquidität	-88.702	-421.495	-1.049.732	-2.048.188	710.714	4.454.586
kumuliertes Unternehmensergebnis						

Tabelle 19: Jahresübersicht der Finanzplanung 2014 bis 2018

Quelle: Eigene Darstellung.

Verkaufte Modulreihen (à 5 Module in Wellenrichtung)	Jan 15	Feb 15	Mrz 15	Apr 15	Mai 15	Jun 15	Jul 15	Aug 15	Sep 15	Okt 15	Nov 15	Dez 15
Nettoeinkünfte	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Einnahmen aus Stromerlösen												
- Anlagenerkäufe												
- Ersatzteil Verkäufe												
Umsatzkosten												
= Bruttogewinn	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Betriebskosten	-31.020	-31.020	-31.020	-163.697	-48.520	-41.986	-31.986	-81.986	-27.820	-27.820	-27.820	-83.542
- Vertriebskosten												
- Forschung & Entwicklung	0	0	0	-132.678	-17.500	-10.000	0	-50.000	0	0	0	-35.000
- Patente				-10.000	-7.500			-50.000				-35.000
- Material				-119.678								0
- Prototypen				-3.000						0		
- Transport												
- Kosten für Versuchsfeld					-10.000							
- Allgemeinkosten	-31.020	-31.020	-31.020	-31.020	-31.020	-10.000	-31.986	-31.986	-27.820	-27.820	-27.820	-48.542
- Gehälter	-21.606	-21.606	-21.606	-21.606	-21.606	-22.572	-22.572	-22.572	-22.572	-22.572	-22.572	-29.892
PM & Entwicklung	-4.410	-4.410	-4.410	-4.410	-4.410	-4.410	-4.410	-4.410	-4.410	-4.410	-4.410	-4.410
Technische Entwicklung	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169
Elektrotechnik	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169
Öffentlichkeitsarbeit & PM	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169
FEM (Finite Element Berechnung)												
Studentische Hilfskraft 1 50%	-792	-792	-792	-792	-792	-792	-792	-792	-792	-792	-792	-6.000
Studentische Hilfskraft 2 50%												-792
NN.												
NN.												
NN.												
- Sozialversicherungsbeiträge	-3.896	-3.896	-3.896	-3.896	-3.896	-4.070	-4.070	-4.070	-4.070	-4.070	-4.070	-5.390
- Beratung	-1.765	-1.765	-1.765	-1.765	-1.765	-1.765	-1.765	-1.765	-1.765	-1.765	-1.765	-6.000
- Software												-9.167
- Miete	-2.683	-2.683	-2.683	-2.683	-2.683	-2.683	-2.683	-2.683	-2.683	-2.683	-2.683	-2.683
- Reisekosten	-800	-800	-800	-800	-800	-800	-800	-800	-800	-800	-800	-800
- Abschreibungen	-4.167	-4.167	-4.167	-4.167	-4.167	-4.167	-4.167	-4.167	0	0	0	0
= Betriebsergebnis	-31.020	-31.020	-31.020	-163.697	-48.520	-41.986	-31.986	-81.986	-27.820	-27.820	-27.820	-83.542
Andere Einnahmen												
Zinsen (Wandeldarlehn)												
= EBIT-Marge	-31.020	-31.020	-31.020	-163.697	-48.520	-41.986	-31.986	-81.986	-27.820	-27.820	-27.820	-83.542
Steuern	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
= Nettogewinn	-31.020	-31.020	-31.020	-163.697	-48.520	-41.986	-31.986	-81.986	-27.820	-27.820	-27.820	-83.542
+ Abschreibungen	4.167	4.167	4.167	4.167	4.167	4.167	4.167	4.167	0	0	0	0
= Operating Cash Flow	-26.853	-26.853	-26.853	-159.531	-44.353	-37.820	-27.820	-77.820	-27.820	-27.820	-27.820	-83.542
Investments												
Finanzierung												
= Montliche Überschüsse	-26.853	-26.853	-26.853	-159.531	-44.353	-37.820	-27.820	-77.820	-27.820	-27.820	-27.820	-83.542
Liquidität	-372.302	-399.155	-426.008	-585.539	-629.892	-667.712	-695.532	-773.351	-801.171	-828.990	-856.810	-940.352
kumuliertes Unternehmensergebnis	-452.515	-483.535	-514.555	-678.252	-726.772	-768.759	-800.745	-882.731	-910.551	-938.370	-966.190	-1.049.732

Tabelle 22: Detaillierte Finanzübersicht 2015

Quelle: Eigene Darstellung.

Verkaufte Modulareinheiten (à 5 Module in Wellenrichtung)	Jan 16	Feb 16	März 16	Apr 16	Mai 16	Jun 16	Jul 16	Aug 16	Sep 16	Okt 16	Nov 16	Dez 16
Nettoeinkünfte	0	0	0	0	0	0	0	13.398	13.398	13.398	13.398	13.398
- Einnahmen aus Stromerlösen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Anlagenverkäufe	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Ersatzteil Verkäufe	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Umsatzkosten	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
= Bruttogewinn	0	0	0	0	0	0	0	13.398	13.398	13.398	13.398	13.398
Betriebskosten	-230.928	-56.059	-56.059	-56.059	-56.059	-56.059	-230.928	-56.059	-56.059	-56.059	-56.059	-99.059
- Vertriebskosten	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Forschung & Entwicklung	-174.869	0	0	0	0	0	-174.869	0	0	0	0	-40.000
- Patente	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-40.000
- Material	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Prototypen	-174.869	0	0	0	0	0	-174.869	0	0	0	0	0
- Transport	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Kosten für Versuchsfeld	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Allgemeinkosten	-56.059	-56.059	-56.059	-56.059	-56.059	-56.059	-56.059	-56.059	-56.059	-56.059	-56.059	-59.059
- Gehälter	-29.892	-29.892	-29.892	-29.892	-29.892	-29.892	-29.892	-29.892	-29.892	-29.892	-29.892	-29.892
PM & Entwicklung	-4.410	-4.410	-4.410	-4.410	-4.410	-4.410	-4.410	-4.410	-4.410	-4.410	-4.410	-4.410
Technische Entwicklung	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169
Elektrotechnik	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169
Öffentlichkeitsarbeit & PM	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169
FEM (Finite Element Berechnung)	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000
Studentische Hilfskraft 1 50%	-792	-792	-792	-792	-792	-792	-792	-792	-792	-792	-792	-792
Student Hilfskraft 2 50%	-792	-792	-792	-792	-792	-792	-792	-792	-792	-792	-792	-792
NN.												
NN.												
NN.												
- Sozialversicherungsbeiträge	-5.390	-5.390	-5.390	-5.390	-5.390	-5.390	-5.390	-5.390	-5.390	-5.390	-5.390	-5.390
- Beratung	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-8.000
- Software	-9.167	-9.167	-9.167	-9.167	-9.167	-9.167	-9.167	-9.167	-9.167	-9.167	-9.167	-9.167
- Miete	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000	-5.000
- Reisekosten	-7.000	-7.000	-7.000	-7.000	-7.000	-7.000	-7.000	-7.000	-7.000	-7.000	-7.000	-7.000
- Abschreibungen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
= Betriebsergebnis	-230.928	-56.059	-56.059	-56.059	-56.059	-56.059	-230.928	-42.661	-42.661	-42.661	-42.661	-85.661
Andere Einnahmen												
Zinsen (Wandeldarlehn)												
= EBIT-Marge	-230.928	-56.059	-56.059	-56.059	-56.059	-56.059	-230.928	-42.661	-42.661	-42.661	-42.661	-85.661
Steuern	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
= Nettogewinn	-230.928	-56.059	-56.059	-56.059	-56.059	-56.059	-230.928	-42.661	-42.661	-42.661	-42.661	-85.661
+ Abschreibungen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
= Operating Cash Flow	-230.928	-56.059	-56.059	-56.059	-56.059	-56.059	-230.928	-42.661	-42.661	-42.661	-42.661	-85.661
Investments												
Finanzierung												
= Monatliche Überschüsse	-230.928	-56.059	-56.059	-56.059	-56.059	-56.059	-230.928	-42.661	-42.661	-42.661	-42.661	-85.661
Liquidität	-1.171.280	-1.227.339	-1.283.398	-1.339.457	-1.395.515	-1.451.574	-1.682.502	-1.725.164	-1.767.825	-1.810.486	-1.853.147	-1.938.808
kumuliertes Unternehmensergebnis	-1.280.660	-1.336.719	-1.392.778	-1.448.837	-1.504.895	-1.560.954	-1.791.882	-1.834.544	-1.877.205	-1.919.866	-1.962.527	-2.048.188

Tabelle 23: Detaillierte Finanzübersicht 2016

Quelle: Eigene Darstellung.

Verkaufte Modulreihen (à 5 Module in Wellenrichtung)	25					25						
	Jan 17	Feb 17	März 17	Apr 17	May 17	Jun 17	Jul 17	Aug 17	Sep 17	Oktober 17	Nov 17	Dez 17
Nettoeinkünfte	13.398	13.398	13.398	13.398	13.398	13.398	1.936.961	13.398	13.398	1.936.961	13.398	13.398
- Einnahmen aus Stromerlösen	13.398	13.398	13.398	13.398	13.398	13.398	13.398	13.398	13.398	13.398	13.398	13.398
- Anlagenverkäufe	0	0	0	0	0	0	1.923.563	0	0	1.923.563	0	0
- Ersatzteil Verkäufe	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Umsatzkosten	0	0	0	0	0	0	-874.347	0	0	-874.347	0	0
= Bruttogewinn	13.398	13.398	13.398	13.398	13.398	13.398	1.936.961	13.398	13.398	1.936.961	13.398	13.398
Betriebskosten	-63.059	-63.059	-63.059	-63.059	-63.059	-75.852	-250.721	-75.852	-75.852	-250.721	-75.852	-128.852
- Vertriebskosten	0	0	0	0	0	0	-174.869	0	0	-174.869	0	0
- Forschung & Entwicklung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-50.000
- Patente	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-50.000
- Material	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Prototypen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Transport	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Kosten für Versuchsfeld	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Allgemeinkosten	-63.059	-63.059	-63.059	-63.059	-63.059	-75.852	-75.852	-75.852	-75.852	-75.852	-75.852	-78.852
- Gehälter	-29.892	-29.892	-29.892	-29.892	-29.892	-51.852	-51.852	-51.852	-51.852	-51.852	-51.852	-51.852
PM & Entwicklung	-4.410	-4.410	-4.410	-4.410	-4.410	-4.410	-4.410	-4.410	-4.410	-4.410	-4.410	-4.410
Technische Entwicklung	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169
Elektrotechnik	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169
Öffentlichkeitsarbeit & PM	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169
FEM (Finite Element Berechnung)	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000
Studentische Hilfskraft 1 50%	-792	-792	-792	-792	-792	-792	-792	-792	-792	-792	-792	-792
Student Hilfskraft 2 50%	-792	-792	-792	-792	-792	-792	-792	-792	-792	-792	-792	-792
NN												
NN												
NN												
- Sozialversicherungsbeiträge	-5.390	-5.390	-5.390	-5.390	-5.390	-7.000	-7.000	-7.000	-7.000	-7.000	-7.000	-7.000
- Beratung	-7.000	-7.000	-7.000	-7.000	-7.000	-7.000	-7.000	-7.000	-7.000	-7.000	-7.000	-7.000
- Software	-9.167	-9.167	-9.167	-9.167	-9.167	-9.167	-9.167	-9.167	-9.167	-9.167	-9.167	-9.167
- Miete	-7.000	-7.000	-7.000	-7.000	-7.000	-7.000	-7.000	-7.000	-7.000	-7.000	-7.000	-7.000
- Reisekosten	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000
- Abschreibungen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
= Betriebsergebnis	-49.661	-49.661	-49.661	-49.661	-49.661	-62.454	1.686.240	-62.454	-62.454	1.686.240	-62.454	-115.454
Andere Einnahmen												
Zinsen (Wandelanleihe)												
= EBIT-Marge	-49.661	-49.661	-49.661	-49.661	-49.661	-62.454	1.686.240	-62.454	-62.454	1.686.240	-62.454	-115.454
Steuern	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
= Nettogewinn	-49.661	-49.661	-49.661	-49.661	-49.661	-62.454	1.686.240	-62.454	-62.454	1.686.240	-62.454	-115.454
+ Abschreibungen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
= Operating Cash Flow	-49.661	-49.661	-49.661	-49.661	-49.661	-62.454	1.686.240	-62.454	-62.454	1.686.240	-62.454	-115.454
Investments												
Finanzierung												
= Monetäre Überschüsse	-49.661	-49.661	-49.661	-49.661	-49.661	-62.454	1.686.240	-62.454	-62.454	1.686.240	-62.454	-115.454
Liquidität	-1.988.470	-2.038.131	-2.087.792	-2.137.453	-2.187.114	-2.249.568	-563.329	-625.783	-688.237	998.003	935.548	820.094
kumuliertes Unternehmensergebnis	-2.097.850	-2.147.511	-2.197.172	-2.246.833	-2.296.494	-2.358.948	-672.709	-735.163	-797.617	888.623	826.168	710.714

Tabelle 24: Detaillierte Finanzübersicht 2017

Quelle: Eigene Darstellung.

Verkaufte Modulareinheiten (à 5 Module in Wellenrichtung)	25		25		25		25		25		25		25		25		25		25						
	Jan 18	Feb 18	Mrz 18	Apr 18	Mai 18	Jun 18	Jul 18	Aug 18	Sep 18	Okt 18	Nov 18	Dez 18	Jan 18	Feb 18	Mrz 18	Apr 18	Mai 18	Jun 18	Jul 18	Aug 18	Sep 18	Okt 18	Nov 18	Dez 18	
Nettoeinkünfte	16.030	16.030	1.939.593	32.059	32.059	32.059	1.955.623	32.059	48.089	48.089	1.971.652	48.089	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Einnahmen aus Stromerlösen	0	0	1.923.563	0	0	0	1.923.563	0	0	0	1.923.563	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Anlagenverkäufe	16.030	16.030	32.059	32.059	32.059	32.059	32.059	32.059	48.089	48.089	48.089	48.089	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Ersatzteil Verkäufe	8.015	-8.015	-882.362	-16.030	-16.030	-16.030	-890.377	-16.030	-24.045	-24.045	-898.391	-24.045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Umsatzkosten	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
= Bruttogewinn	8.015	16.030	1.939.593	32.059	32.059	32.059	1.955.623	32.059	48.089	48.089	1.971.652	48.089	0												
Betriebskosten	-83.852	-83.852	-258.721	-83.852	-83.852	-83.852	-258.721	-83.852	-83.852	-83.852	-258.721	-83.852	0												
- Vertriebskosten	0	0	-174.869	0	0	0	-174.869	0	0	0	-174.869	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Forschung & Entwicklung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Patente	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Material	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Prototypen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Transport	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Kosten für Versuchsfeld	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Allgemeinkosten	-83.852	-83.852	-83.852	-83.852	-83.852	-83.852	-83.852	-83.852	-83.852	-83.852	-83.852	-83.852	-83.852	-83.852	-83.852	-83.852	-83.852	-83.852	-83.852	-83.852	-83.852	-83.852	-83.852	-83.852	-83.852
- Gehälter	-51.852	-51.852	-51.852	-51.852	-51.852	-51.852	-51.852	-51.852	-51.852	-51.852	-51.852	-51.852	-51.852	-51.852	-51.852	-51.852	-51.852	-51.852	-51.852	-51.852	-51.852	-51.852	-51.852	-51.852	-51.852
PM & Entwicklung	-4.410	-4.410	-4.410	-4.410	-4.410	-4.410	-4.410	-4.410	-4.410	-4.410	-4.410	-4.410	-4.410	-4.410	-4.410	-4.410	-4.410	-4.410	-4.410	-4.410	-4.410	-4.410	-4.410	-4.410	-4.410
Technische Entwicklung	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169
Elektrotechnik	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169
Öffentlichkeitsarbeit & PM	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169	-4.169
FEM (Finite Element Berechnung)	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000
Studentische Hilfskraft 1 50%	-792	-792	-792	-792	-792	-792	-792	-792	-792	-792	-792	-792	-792	-792	-792	-792	-792	-792	-792	-792	-792	-792	-792	-792	-792
Student Hilfskraft 2 50%	-792	-792	-792	-792	-792	-792	-792	-792	-792	-792	-792	-792	-792	-792	-792	-792	-792	-792	-792	-792	-792	-792	-792	-792	-792
NN	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000
NN	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000
NN	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000	-6.000
- Sozialversicherungsbeiträge	-9.350	-9.350	-9.350	-9.350	-9.350	-9.350	-9.350	-9.350	-9.350	-9.350	-9.350	-9.350	-9.350	-9.350	-9.350	-9.350	-9.350	-9.350	-9.350	-9.350	-9.350	-9.350	-9.350	-9.350	-9.350
- Beratung	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000
- Software	-7.000	-7.000	-7.000	-7.000	-7.000	-7.000	-7.000	-7.000	-7.000	-7.000	-7.000	-7.000	-7.000	-7.000	-7.000	-7.000	-7.000	-7.000	-7.000	-7.000	-7.000	-7.000	-7.000	-7.000	-7.000
- Miete	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000
- Reisekosten	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Abschreibungen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
= Betriebsergebnis	-75.837	-67.822	1.680.872	-51.792	-51.792	-51.792	1.696.901	-51.792	-35.763	-35.763	1.712.931	-35.763	0												
Anderer Einnahmen																									
Zinsen (Wandelanleihe)																									
= EBIT-Marge	-75.837	-67.822	1.680.872	-51.792	-51.792	-51.792	1.696.901	-51.792	-35.763	-35.763	1.712.931	-35.763	0												
Steuern	-68.973	-68.973	-68.973	-68.973	-68.973	-68.973	-68.973	-68.973	-68.973	-68.973	-68.973	-68.973	-68.973	-68.973	-68.973	-68.973	-68.973	-68.973	-68.973	-68.973	-68.973	-68.973	-68.973	-68.973	-68.973
= Nettogewinn	-144.810	-136.795	1.611.899	-120.765	-120.765	-120.765	1.627.929	-120.765	-104.735	-104.735	1.643.959	-104.735	0												
+ Abschreibungen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
= Operating Cash Flow	-144.810	-136.795	1.611.899	-120.765	-120.765	-120.765	1.627.929	-120.765	-104.735	-104.735	1.643.959	-104.735	0												
Investments																									
Finanzierung																									
= Monitliche Überschüsse	-144.810	-136.795	1.611.899	-120.765	-120.765	-120.765	1.627.929	-120.765	-104.735	-104.735	1.643.959	-104.735	0												
Liquidität	675.285	538.490	2.150.389	2.029.624	1.908.859	1.788.094	3.416.023	3.295.258	3.190.522	3.085.787	4.729.746	3.085.787	3.190.522												
kumuliertes Unternehmensergebnis																									

A3 Weiterführende inhaltliche Informationen:

A3.1 Simulationsergebnisse einer 280 Kilowatt Peak Photovoltaikanlage am Modellstandort



Photovoltaic Geographical Information System

European Commission
Joint Research Centre
Ispra, Italy

Performance of Grid-connected PV

PVGIS estimates of solar electricity generation

Location: 20°18'5" South, 57°47'16" East, Elevation: 14 m a.s.l.,
Solar radiation database used: PVGIS-CMSAF

Nominal power of the PV system: 280.0 kW (CIS)

Estimated losses due to temperature and low irradiance: 10.5% (using local ambient temperature)

Estimated loss due to angular reflectance effects: 2.8%

Other losses (cables, inverter etc.): 14.0%

Combined PV system losses: 25.2%

Fixed system: Inclination=0 deg., orientation=0 deg. (Optimum at given orientation)				
Month	Ed	Em	Hd	Hm
Jan	1450.00	45000	7.04	218
Feb	1360.00	37900	6.56	184
Mar	1240.00	38500	5.98	185
Apr	1110.00	33200	5.29	159
May	879.00	27200	4.19	130
Jun	858.00	25700	4.07	122
Jul	883.00	27400	4.18	129
Aug	1030.00	31900	4.87	151
Sep	1240.00	37300	5.90	177
Oct	1420.00	44100	6.79	211
Nov	1540.00	46300	7.42	222
Dec	1540.00	47700	7.41	230
Year	1210.00	36900	5.80	176
Total for year		442000		2120

Ed: Average daily electricity production from the given system (kWh)

Em: Average monthly electricity production from the given system (kWh)

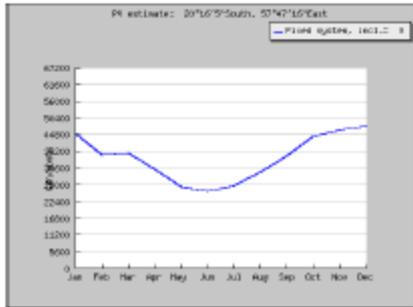
Hd: Average daily sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m²)

Hm: Average sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m²)

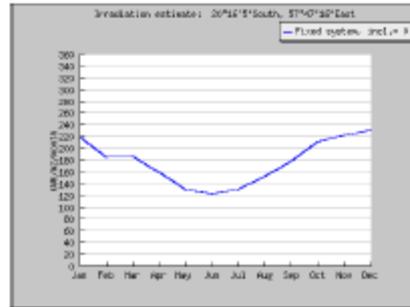


Photovoltaic Geographical Information System

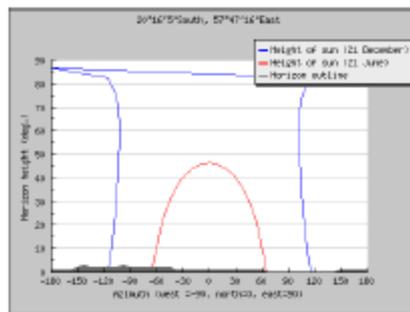
European Commission
Joint Research Centre
Ispra, Italy



Monthly energy output from fixed-angle PV system



Monthly in-plane irradiation for fixed angle



Outline of horizon with sun path for winter and summer solstice

PVGIS (c) European Communities, 2001-2012
 Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged.
<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

Disclaimer:

The European Commission maintains this website to enhance public access to information about its initiatives and European Union policies in general. However the Commission accepts no responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site.

This information is:

- of a general nature only and is not intended to address the specific circumstances of any particular individual or entity;
- not necessarily comprehensive, complete, accurate or up to date;
- not professional or legal advice (if you need specific advice, you should always consult a suitably qualified professional).

Some data or information on this site may have been created or structured in files or formats that are not error-free and we cannot guarantee that our service will not be interrupted or otherwise affected by such problems. The Commission accepts no responsibility with regard to such problems incurred as a result of using this site or any linked external sites.

A3.2 Erster Zielmarkt

a. Zielmarkt: Kleinanlagen

Der 1. Zielmarkt richtet sich an Verbraucher, die heute noch vornehmlich über Stromaggregate versorgt werden und nicht an ein öffentliches Stromnetz angeschlossen sind. Selbst versorgende Fabrikanlagen oder Hotels an Küsten oder auf kleinen Inseln sind ideale Standorte für das neuartige Wellenkraftwerk (Falnes & Løvseth, 1991, S. 773). Darüber hinaus schließt die Definition des 1. Zielmarktes auch kleine küstennahe Orte mit Mini-Grids ein, also Netzwerke in Dörfern, wie sie beispielsweise in ländlichen Gegenden Afrikas eingesetzt werden. Grundsätzlich sind abgelegene Küstengebiete in Regionen mit möglichst kontinuierlichem niedrigen bis mittleren Wellenaufkommen hoch interessant für den ersten Einsatz des Wellenkraftwerks.

Vor allem aus zwei Gründen ist der Vertrieb kleiner Kraftwerke auf dem 1. Zielmarkt die primäre Kommerzialisierungsstrategie: Erstens sind die Stromgestehungskosten an diesen Standorten unabhängig vom Wohlstand der Region hoch, was dem wirtschaftlichen Betrieb des Kraftwerks entgegen kommt. Des Weiteren konkurrieren an solchen Orten nicht viele Arten von Kraftwerken: Aufwändige, sehr schwere oder große Kraftwerkstechnologien, die womöglich auch hoch qualifizierte Betreiber benötigen, können dort nicht oder nur unter unverhältnismäßigem Aufwand aufgebaut und betrieben werden. Alleine der Transport solcher Technologien stellt in diesem Fall ein unüberwindbares Hindernis da. Im Gegensatz dazu sind der Containertransport, der Aufbau und die Wartung des neuartigen Wellenkraftwerks (vgl. Kapitel 4.1.2) ungleich einfacher. Denn grundsätzlich wird in der ersten Kraftwerksgeneration das Prinzip des Downsizings verfolgt, was die Technologie ideal für den Einsatz in kleinen Netzwerken strukturell einfacher Regionen macht.

Die Kleinanlagen, die auf dem 1. Zielmarkt vertrieben werden sollen, werden dabei voraussichtlich eine Nennleistung von etwa 100 bis 2.000 Kilowatt haben. Damit sind sie deutlich kleiner als die fossilen Versorgungskraftwerke im Gigawattbereich. Sie sind jedoch auch nicht zu vergleichen mit dem umgekehrten Extrem von Kleinst-Solaranlagen mit nur wenigen Watt, die vor allem in der Entwicklungszusammenarbeit in einkommensschwachen Regionen zum Einsatz kommen. Das beispielhaft beschriebene Wellenkraftwerk mit 25 Modulen, einer Fläche von ca. 530 Quadratmetern (23x23 Metern) und einer Nennleistung von 180 Kilowatt (vgl. Kapitel 4.4.2, Seite 128, Abbildung 90) könnte ein Einstiegsmodell sein. Ein Kraftwerk mit 2.000 Kilowatt Nennleistung unter gleicher Auslegung müsste entsprechend aus ca. 278 Einzelmodulen bestehen und ca. 5.900 Quadratmeter groß sein. Mit 23 Metern Tiefe und etwa 255 Metern Breite ist dies immer noch deutlich kleiner als ein normales Fußballfeld. Grundsätzlich ist der Größe des Kraftwerks nach oben hin keine Grenze gesetzt: Durch Mehrfachverankerung und gegebenenfalls eine Aufteilung des Stromnetzes kann ein Kraftwerk fast beliebig erweitert werden.

b. Marktpotential

Das Marktpotential hängt eng zusammen mit dem Auftreten und Verhalten von Meereswellen als Energieträger, das in Kapitel 2 ausführlich beschrieben wird. Hier wurde bereits hervorgehoben, dass in den Passatwindzonen von etwa 30° nördlicher und 30° südlicher Breite die Meereswellen gemäßigt und regelmäßig sind (Boud, 2003, S. 17). Diese Regionen sind wegen des sehr kontinuierlichen

Wellenaufkommens ideal geeignet zur Versorgung von Mini-Grids über Wellenkraftwerke. Gleichzeitig liegen diese gemäßigten Zonen auch in den Gegenden, in denen eine unterentwickelte Versorgung über öffentliche Stromnetze vermutet wird. Im Hinblick auf die Kontinuität der Wellen, die in der Karte in Abbildung 13 (S. 22) indirekt dargestellt ist, sind alle Orte mit einem Abweichungswert der minimalen von der durchschnittlichen Wellenleistung unter 50 Prozent prinzipiell interessant für den Einsatz des neuartigen Wellenkraftwerks. Für Standorte, an denen die minimale Wellenleistung immer noch 70 Prozent der Durchschnittsleistung beträgt (auf Abbildung 13 rot und dunkelrot gekennzeichnet), kann die Versorgungsfähigkeit über Wellenkraft wegen der hohen Beständigkeit mit der von konventionellen Kraftwerken verglichen werden. In jedem Fall liegt sie über der von Wind- oder Solarkraftwerken. Festzuhalten ist, dass eine geringe Normabweichung für die Standortwahl von Wellenkraftwerken des ersten Zielmarktes sehr hohe Priorität hat.

Die aus der Kostenermittlung in Kapitel 8.4.2 resultierenden Stromgestehungskosten basieren auf Werten aus Regionen mit sehr gemäßigter durchschnittlicher Wellenleistung von gerade einmal 20 Kilowatt pro Meter. Dies ist eher ein unterer Durchschnittswert (vgl. Abbildung 9, S. 18). Der Einsatz des in dieser Arbeit beschriebenen Wellenkraftwerks wird wirtschaftlich zunehmend interessanter in Regionen, die nicht nur den allgemeinen Zielkriterien des 1. Zielmarktes entsprechen, sondern auch durch eine sehr konstante und hohe durchschnittliche Wellenleistung geringere Stromgestehungskosten haben.

Flächenmäßig ist das Potential des 1. Zielmarktes gigantisch und kann daher kaum in fundierte Zahlen gefasst werden. Der Markt ist darüber hinaus noch unerschlossen, es gibt also keine konkurrierenden Technologien. Theoretisch haben Wellenkraftwerke das Potential, viele Tausend Kilometer Küstenstreifen weltweit als 1. Zielmarkt zu erschließen. Legt man die Annahme zugrunde, dass ein vorsichtig dimensioniertes Kraftwerk in moderatem Wellenklima bei sehr moderaten Margenaufschlägen von 50 Prozent wirtschaftlich betrieben werden kann, ergibt sich für die erste Generation an Kleinkraftwerken ein Umsatzpotential von ca. 11.000 Euro pro Meter Wellenfront, bei einer potentiellen Gewinnmarge von ca. 3.300 Euro pro Meter. Allein der Ausbau von derartigen Wellenkraftwerken in einer umgerechneten Länge von insgesamt einem Kilometer entspräche einem Umsatz von 11 Mio. Euro und einem Gewinn von 3,3 Mio. Euro.

Wellenkraftwerke der ersten Generation werden in den seltensten Fällen zur Neuversorgung von Gebieten mit Strom sorgen. Vielmehr ist zu erwarten, dass diese Technologie als Ersatz bestehender Aggregate aufgebaut wird oder alternativ gemeinsam mit anderen Kraftwerkstypen in bestehende Mini-Grid-Systeme integriert wird. Die Technologie, die das Wellenkraftwerk am ehesten ersetzen soll, sind Motoraggregate. Sie versorgen vielerorts Menschen mit Strom und sind dafür auch meist die einzige Quelle. Ausnahmen von diesem Nutzungsschema gibt es in Europa und den USA, wo Motoraggregate in Form von Blockheizkraftwerken (BHKW) nicht wegen des fehlenden öffentlichen Stromnetzes zum Einsatz kommen, sondern wegen ihrer ökologischen Vorteile gefördert werden. In den GUS-Ländern werden ebenfalls mangels Alternativen zur Stromerzeugung im recht großen Stil (Diesel-)Motoraggregate eingesetzt. Dieser Markt ist jedoch für Wellenkraft eher weniger zugänglich, da die Aggregate geographisch bedingt hauptsächlich innerhalb großer Landflächen und weniger an Küsten platziert sind. Sofern eine Küste zur Verfügung steht, könnten Wellenkraftwerke der geplanten Bauweise in vielen Fällen deutlich günstiger Strom produzieren als Motoraggregate, wie im Gestehungskostenvergleich in Kapitel 8.4.2 bereits illustriert wurde.

In Abbildung 123 ist die installierte Leistung von Motoraggregaten weltweit nach Regionen dargestellt. In Summe beläuft sich ihr Nennwert auf ca. 55 Gigawatt. Werden die Zahlen für Europa, Nordamerika sowie die GUS-Länder aus den zuvor genannten Gründen davon abgezogen, verbleiben noch 44,8 Gigawatt installierte Leistung an Motoraggregaten zur Stromversorgung weltweit.



Abbildung 123: Verteilung der ca. 12.000 weltweit existierenden Motoraggregate nach Regionen

Quelle: Eigene Darstellung nach Siemens AG (2012).

Diese 44,8 Gigawatt Nennleistung können nicht ohne Weiteres durch die Installation von Wellenkraftwerken ersetzt werden. Viele Motoraggregate werden weit im Landesinneren verbaut sein und die Gegenden dort versorgen. Wird allerdings zugrunde gelegt, dass die Mehrheit von etwa 60 Prozent der Weltbevölkerung an Küsten wohnt (Glaeser, 2000, S. 171) und weiterhin angenommen, dass Menschen im Mittel die gleiche Menge an Energie benötigen, kann davon ausgegangen werden, dass auch mindestens 50 Prozent der Motoraggregate in Küstennähe installiert sein müssen. Dies entspräche dann 22,4 Gigawatt installierten Motoraggregaten. Unter der Annahme, dass Wellenkraftwerke deutlich wirtschaftlicher, nahezu genauso kontinuierlich und dazu noch umweltfreundlicher Strom produzieren als Motoraggregate, können genau diese 22,4 Gigawatt als Marktpotential gesehen werden.

Dass Wellenkraftwerke diese 22,4 Gigawatt installierter Leistung der Motoraggregate ersetzen werden, allein weil die Technologie gegenüber der Konkurrenz Vorteile hat und sich dadurch flächendeckend am Markt durchsetzt, ist unrealistisch: Der Motoraggregate-Markt wird durch mächtige Firmen bedient, die Nutzungsaufgaben der Länder blockieren eine derart großflächige Wellennutzung und Konkurrenten werden langfristig versuchen, ihre eigenen Produkte mit aller Macht in den Wellenkraftwerksmarkt zu drängen. Aus diesem Grund wird vorsichtig angenommen, dass 1 bis 10 Prozent des Marktpotentials im 1. Zielmarkt auf längere Sicht erreicht werden könnten, sollte die Technologie die technischen und wirtschaftlichen Erwartungen erfüllen oder gar übertreffen. Der Umsatz betrüge bei einem einprozentigen Marktanteil bei der beispielhaften Auslegung ca. 308 Mio. Euro, worin ein Gewinn von ca. 93 Mio. Euro enthalten wäre.

Um mit den Wellenkraftwerken der oben beschriebenen Bauart 1 Prozent Marktanteil zu erreichen, müsste somit an attraktiven Küstenstandorten weltweit nach der Kraftwerksauslegung aus eine aneinander gereichte Anlagenlänge von knapp 29 Kilometern umgesetzt werden. Diese Kraftwerke würden 31.111 Module beinhalten und eine Nennleistung von 224 Megawatt aufweisen.

Die beschriebenen Potentialanalysen sind im Übrigen insofern konservativ gerechnet, da sie nur auf dem Stand der installierten Leistungen für Dieselaggregate basieren. Es wird darüber hinaus geschätzt, dass die Versorgung von Menschen mit Strom in entlegenen Gebieten weltweit selbst ohne Einbezug von Industrieanlagen oder landwirtschaftlichen Betrieben weitere Kraftwerksinstallationen von 85 Gigawatt erfordert (Jiandaong et al., 1997).

c. Kundenerreichbarkeit

Bei der Frage, welches Marktpotential realisiert werden kann, muss neben dem bestehenden Bedarf am Produkt auch geklärt werden, ob und wenn ja, wie die Kunden überhaupt erreichbar sind. Kunden zu erreichen und ein Produkt an sie zu vertreiben sind grundsätzlich keine trivialen Aufgaben. Speziell ein weltweiter Vertrieb bringt meist hohe Kosten mit sich und setzt langjährige Erfahrungen in den Zielmärkten und -gebieten voraus. Gerade in abgelegenen Gebieten ist bereits die Bekanntmachung des neuen Produkts bei den potentiellen Kunden aufwändig.

In der frühen Markteintrittsphase wird zweifellos nicht auf die Möglichkeit des Eigenvertriebs verzichtet werden können. Dennoch ist geplant, so schnell wie möglich sich selbst finanzierende externe Vertriebswege zu etablieren, um schnell weltweit möglichst viele Zielkunden zu erreichen. Dazu ist vorgesehen, sich bestehende Strukturen zunutze zu machen: Die allermeisten Gebiete, in denen heute Motoraggregate zum Einsatz kommen, werden bereits von deren Vertreibern oder Betreibern bedient. Ziel ist es daher, weltweit regionale Vertreter von ähnlichen oder alternativen Produkten zu akquirieren. Diese Personen sollen in der kommenden Entwicklungsphase identifiziert und kontaktiert werden.

Ein weiterer Vertriebsweg führt über strategische Partner. Hersteller von Motoraggregaten wie beispielsweise Honda könnten großes Interesse daran haben, ihren Kunden parallel auch Wellenkraftwerke zu verkaufen. Was zunächst aufgrund der Konkurrenzsituation nicht intuitiv klingt, ergibt jedoch auch für den Partner Sinn: Das Verkaufsargument für Honda wäre hier, dass eine redundante Absicherung über Motoraggregate notwendig ist, um eine hundertprozentige Stromversorgung abzusichern. Dies gilt sowohl für Bestandsanlagen als auch für neu zu erschließende Standorte.

Vorausgesetzt, die Technologie besticht aus wirtschaftlicher Sicht, gibt es genügend Raum für ausreichend vertrieblichen Aufschlag. In der zugrunde liegenden Auslegung (vgl. Kapitel 4.4.2 ff.) sind bereits 10 Prozent Vertriebsprovision auf das Investment inklusive Marge aufgeschlagen. Dies bedeutet bei einem kleinen 25-Module-Kraftwerk eine Vertriebsprovision von 22.500 Euro, also 100 Euro pro Kilowatt Nennwert. Der Vertreter muss sich dazu weder um Auslegung, Aufbau noch um den Betrieb des Kraftwerks kümmern, sondern wird einzig für seine Maklertätigkeit bezahlt. Die Vermittlungsprovision von mindestens 22.500 Euro pro Kraftwerk wird daher als intensiver Anschlag für die Vermarktung der Technologie gesehen.

d. Markteintrittsbarrieren

Je nach Land können die Eintrittsbarrieren in den lokalen Markt unterschiedlich sein. In der EU sind beispielsweise neben CE-Zulassungen auch Zulassungen maritimer Institutionen wie die des Germanischen Lloyd erforderlich. Grundsätzlich wird jedoch angenommen, dass die technischen Zulassungskriterien in den Regionen des 1. Zielmarktes eher einfacher zu erfüllen sind, als dies in der EU der Fall wäre. Dies muss im Einzelfall geklärt werden, die Verfahren werden jedoch schon durch die geplante Technische Dokumentation frühzeitig vorbereitet, um mögliche Zulassungshürden schnell

überwinden zu können. Weitere Zugangsbarrieren sind neben technischen Zulassungen auch landesspezifische Gesetzgebungen, Einfuhrzölle, Handelsembargos oder ähnliche rechtliche Hürden, die den Zugang zu einem Markt erschweren oder verhindern.

Da der in dieser Arbeit vorgestellten neuartigen Technologie die Prinzipien des Downsizing und der Vereinfachung zugrunde liegen, ist bei erfolgreicher Markteinführung auch davon auszugehen, dass es Plagiate der Technologie geben wird. Speziell für Länder des 1. Zielmarktes wird angenommen, dass eine rechtliche Unterbindung von Plagiaten schwer durchsetzbar ist. Denn der Patentschutz reicht nur so weit, wie er in der Praxis rechtstaatlich durchgesetzt werden kann. In derartigen Fällen wird sich die eigene Kraftwerkstechnologie allein durch ihre Leistung, ihre niedrigen Kosten und ihre hohe Qualität sowie ihren technischen Vorsprung gegen die marktwirtschaftliche Konkurrenz behaupten müssen. Wichtig ist in diesem Zusammenhang vor allem, dass das Wellenkraftwerk und die damit zusammenhängenden Dienstleistungen kontinuierlich verbessert und überarbeitet werden.

Markteintrittsbarrieren können auch aus Umwelt- und Naturschutzbedenken bestehen. Es ist zu erwarten, dass dieses Thema auch früher oder später an die geplante Unternehmung heran getragen wird, da neue Technologien im maritimen Bereich oftmals Naturschützer alarmieren. Das Prinzip der beschriebenen neuartigen Wellenkraftwerkstechnologie basiert jedoch grundlegend auf der Motivation, die Umwelt und Natur zu bewahren. In der Entwicklung wurde daher alles dafür getan, den Einfluss auf die Natur minimal zu halten. Beim jetzigen Stand der Technologie wird die Beeinträchtigung abgesehen von dem optischen Eindruck als äußerst gering eingeschätzt. Es kommen keine Hydrauliköle zum Einsatz, die entweichen und so das maritime Ökosystem gefährden könnten. Da das gesamte Kraftwerk schwimmt, müssen statt massiven Fundamenten nur verhältnismäßig kleine Verankerungen gegen Abdriften installiert werden, so dass der Meeresgrund nicht beeinträchtigt wird.

Die Barrieren durch lokale Akteure am Zielstandort werden dagegen eher als niedrig eingeschätzt. Denn die Zielkunden des 1. Zielmarktes, also etwa Betreiber von Luxushotels oder Industrieanlagen an entlegenen Küsten sowie Bewohner von Privatinseln oder kleinen Ortschaften, haben bei der Umsetzung von Wellenkraftwerken in unmittelbarer Nähe zu ihrem Standort eine hohe Entscheidungsautonomie. Dies haben erste Anfragen in Afrika, der Karibik und den Bahamas bestätigt. Diese hohe Entscheidungsautonomie erlaubt im Idealfall schnelle Vertriebszyklen und einen reduzierten Verwaltungsaufwand bei der Umsetzung von Kraftwerken und der vertraglichen Abstimmung von Projekten. Neben dem ohnehin attraktiven Potential des 1. Zielmarktes werden die dahinter stehenden Personen also als klarer Vorteil für einen Markteinstieg gesehen.

A3.3 Zweiter Zielmarkt: Großkraftwerke und Plattformanwendungen

Ein 2. Zielmarkt soll erst aufgebaut werden, wenn genügend Erfahrungen aus dem 1. Zielmarkt gesammelt werden konnten. Dies gilt speziell für die technologische und wirtschaftliche Reife des geplanten Wellenkraftwerks. Denn der 2. Zielmarkt ist ungleich schwieriger zu bedienen, da er größere Investitionen, aber auch mehr Zeit für die Umsetzung benötigt. Der wesentliche Unterschied zwischen 1. und 2. Zielmarkt ist neben der größeren Auslegung für stärkere Wellenregionen die Art, wie die Wellenkraftwerke eingesetzt werden. Hier ist es das Ziel, dass Wellenkraftwerke in Industrienationen einen substantiellen Beitrag zum Strommix leisten. Grundsätzlich bietet der modulare Aufbau des Wellenkraftwerks ideale Voraussetzungen, um von „einfach und klein“ auf „groß und komplex“ überzugehen. Die Vorbereitungen für den Einstieg in diesen Markt werden daher schon frühzeitig während oder auch schon vor der ersten Vermarktungsphase begonnen.

Parallel zur Vergrößerung der Anlagen ist geplant, die Technologie im Verbund mit anderen Technologien zu betreiben und so Synergien zu heben. Primäres Ziel ist die Integration in bestehende oder geplante Offshore-Windparks. Synergetisch ist die Nutzung in diesen Gebieten äußerst sinnvoll, da beide Technologien die teuren und aufwändig verlegten Seekabel zur Anbindung an ein landesweites Stromnetz gemeinsam nutzen könnten, so dass die Kosten für die Netzanbindung geteilt werden. Auch genehmigungsrechtlich sollte eine Nutzung der Wellenkraftwerke in diesen Gebieten, die ohnehin als Vorranggebiete ausgewiesen sind (Nolte, 2010, S. 82), deutlich unproblematischer sein als in anderen Meeresgebieten.

Vorstellbar sind darüber hinaus auch andere kombinierte Anwendungen wie etwa die Verwendung des Wellenkraftwerks als schwimmende Plattform für Windkraft- oder Gezeitenkraftanlagen oder gar als künstliche Inseln mit funktionell beliebigen Aufbauten. Das Potential und die Verwendungsmöglichkeiten sind also sehr groß. Grundsätzlich muss jedoch für diese Art von Projekten mit langen Vorlaufzeiten und aufwändigerer Planung gerechnet werden.

e. Marktpotential

Das Marktpotential des 2. Zielmarktes kann ähnlich dem des 1. Zielmarktes nur grob eingeschätzt werden. Es gilt auch hier: Theoretisch maximal denkbar ist ein gigantisch großes Potential. Die Frage nach dem Marktpotential sollte jedoch eher auf eine realistische und vorstellbare Größe abzielen. Um an realistische Zahlen zum Marktpotential zu gelangen, werden wieder mehrere Betrachtungsweisen herangezogen.

Die insgesamt verfügbare Leistung von Meereswellen in Gewässern mit Wassertiefen ab 100 Metern kann nur grob ermittelt werden und wurde zunächst auf 1.000 bis 10.000 Gigawatt im Jahresdurchschnitt geschätzt (Panicker, 1976). Konkretere Angaben zum technisch nutzbaren Wellenkraftpotential wurden zuletzt 2004 vom World Energy Council (WEC) veröffentlicht. Danach gibt es für die zu dieser Zeit am Markt erhältlichen Technologien ein gut erschließbares Energiepotential von 140.000 bis 750.000 Gigawattstunden pro Jahr (Thorpe, 2004, S. 402). Die WEC-Studie schloss, dass für verbesserte Technologien darüber hinaus ein technisches Ausbaupotential von bis zu 2 Mio. Gigawattstunden pro Jahr vorstellbar ist (Thorpe, 1999, S. 140).

Leider ist in keiner dieser Quellen angegeben, ob die Zahlen die Primärenergie der Wasserwellen oder die daraus erzeugte Sekundärenergie, den Strom, beschreiben. Überschlägig würde dies bedeuten, dass mindestens ein sofort erschließbares Potential zwischen 870.000 und 4,6 Mio. Modulen des hier beschriebenen Kraftwerkstyps besteht. Wird die Annahme von 2 Mio. Gigawattstunden aus der WEC-Studie zugrunde gelegt, könnten theoretisch mehr als 12,4 Mio. Module verbaut werden. Wird hier für den 2. Zielmarkt ein Szenario von gerade einmal 1 Prozent angenommen, ergibt sich ein Umsatzpotential für circa 124.000 Module mit einem Marktwert von mehr als 1,2 Mrd. Euro und einem Gewinn von 370 Mio. Euro. Diese sehr konservative Herangehensweise zur Marktpotentialanalyse mit den vorsichtigsten Annahmen zeigt, dass der 2. Zielmarkt aus unternehmerischer Sicht fast grenzenlos ist.

Eine alternative Herangehensweise zur Ermittlung des möglichen Marktpotentials für die zweite Generation des neuartigen Wellenkraftwerks ist der parallele Aufbau zu Offshore-Windkraftanlagen. Diese Windkraftanlagen werden aus verschiedenen Gründen oft als vielversprechende Möglichkeit zur Erzeugung regenerativen Stroms gesehen: Erstens stehen die Anlagen weit ab vom Festland und damit außerhalb des Alltagsumfelds der Menschen. Außerdem ist der Wind im Offshore-Bereich

kontinuierlicher als zu Lande, was den Betrieb von Anlagen hier effektiver und effizienter macht. Dennoch sind Offshore-Windkraftanlagen in der Umsetzung sehr komplex und vor allem durch die erforderlichen Seekabel sehr teuer, weshalb das zentrale Ziel von Investoren und Betreibern eine weitere starke Kostenreduzierung ist. Da die Problematik der hohen Kosten technischer Natur ist, unterscheiden sich diese Wirtschaftlichkeitsbedenken weltweit nicht nennenswert. Die Meereswellen zwischen den Windkraftanlagen zur Stromerzeugung zu nutzen und dabei die Netzinfrastruktur zu teilen, ist eine vielversprechende realistische Möglichkeit, um dieses Ziel zu erreichen.

Regierungen und Unternehmen weltweit treiben derzeit den Ausbau von Offshore-Windkraftanlagen voran. Um das Potential für Wellenkraftwerke innerhalb ausgewiesener Windkraftgebiete heben zu können, ist es wichtig, sowohl die Entwicklungsziele als auch die beschränkenden Regularien für den Ausbau zu kennen. Es wird davon ausgegangen, dass die parallele Nutzung der ausgewiesenen Flächen vereinfacht genehmigt werden könnte (Nolte, 2010). Derzeit sind 30 Windparks in der Nord- und Ostsee genehmigt (Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH), 2014). Um das Potential für Wellenkraftwerke zwischen diesen Windparks zu ermitteln, wurden beispielhaft die Flächen der durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrologie genehmigten Projekte untersucht. Dabei stellt sich heraus, dass 9 Megawatt installierte Nennleistung etwa einen Flächenbedarf von einem Quadratkilometer haben (Tabelle 26, S. 283).

	Genehmigte Anlagen	Flächenabdeckung [km ²]	Nennleistung [MW]	Flächenleistung [MW/km ²]
Albatros	80	62	400	6
Alpha Ventus (ehem. Borkum West)	12	4	60	15
Amrumbank West	80	32	288	9
Arkona Becken Südost	80	39	400	10
BARD Offshore 1	80	59	400	7
Borkum Riffgrund I	77	35	277	8
Borkum Riffgrund West	80	30	400	13
Butendiek	80	33	288	9
Dan Tysk	80	71	288	4
Delta Nordsee I & II (ehem. ENOVA Northsea)	67	26	402	15
Deutsche Bucht	42	23	210	9
EnBW HeDreih	119	62	595	10
EnBW Hohe See (ehem. Hochsee Windpark Nordsee)	80	50	492	10
EnBW Windpark Baltic 2 (ehem. Kriegers Flak)	80	27	288	11
Global Tech I	80	41	400	10
Gode Wind I	55	37	330	9
Gode Wind II	42	89	252	3
Kaikas	85	61	600	10
Meerwind Süd und Ost	80	40	288	7
MEG Offshore I	80	46	400	9
Nördlicher Grund	64	42	320	8
Nordsee One (ehem. Innology Nordsee 1)	54	34	332	10
Nordsee Ost	48	50	295	6
OWP Delta Nordsee 1	48	28	240	9
Sandbank 24	72	59	288	5
Trianel Windpark Borkum (ehem. Borkum West II)	80	56	400	7
Veja Mate	80	50	400	8
Wikinger	80	30	400	13
Durchschnittliche Flächenleistung				9

Tabelle 26: Flächenleistung der genehmigten deutschen Offshore-Windparks

Quelle: Eigene Berechnung mit Daten von Offshore-Windenergie.net (2014c). Einbezogen sind alle Windparks in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ), für die bis zum März 2014 eine Genehmigung des BSH vorlag und für die die abgebildeten Daten vorhanden sind.

Nach den neuesten Zahlen aus dem Jahr 2013 lag die weltweit installierte Leistung von Offshore-Windparks bei ca. 7,5 Gigawatt, der Großteil davon in der EU (ca. 6,5 Gigawatt) (Tabelle 27, S. 284; Fried et al. (2014, S. 54f.)). Internationale Planungen sehen für Offshore-Windkraftanlagen bis zum Jahr 2020 weiteren drastischen Ausbau vor: In der EU wird zusammengerechnet ein Ziel von über 58 Gigawatt angestrebt, wovon ein Ausbau auf 40 Gigawatt als realistisch erwartet wird (Sawyer, 2012, S. 15). Ehrgeizig sind insbesondere die Ziele von Großbritannien (25 Gigawatt, Offshore-Windenergie.net (2014a)) und China (30 Gigawatt, Sawyer (2012, S. 15)). Die Potentiale für Offshore-Windkraft

übersteigen trotzdem nochmals deutlich die Planungen zur Kraftwerksinstallation bis zum Jahr 2020: Für die EU werden sie auf über 172 Gigawatt geschätzt (Pontenagel et al., 1995).

	Installierte Nennleistung in 2013 [MW]	Geschätzte Flächenabdeckung in 2013 [km ²]	Ziel für installierte Nennleistung in 2020 [MW]	Geschätzte Flächenabdeckung nach Zielen in 2020 [km ²]
Großbritannien	3.681	409	25.000	2.778
Dänemark	1.271	141	2.771	308
Belgien	572	64	2.000	222
Deutschland	520	58	6.500	722
China	429	48	30.000	3.333
Niederlande	247	27	6.000	667
Schweden	212	24	-	-
Japan	50	6	-	-
Finnland	26	3	-	-
Irland	25	3	-	-
Spanien	5	1	-	-
Südkorea	5	1	2.500	278
Norwegen	2	0	-	-
Portugal	2	0	-	-
USA	0	0	10.000	1.111
Frankreich	0	0	6.000	667
Taiwan	0	0	600	67
Polen	0	0	500	56
Europäische Union	6.562	729	(40.000)	(4.444)
Gesamt	7.046	783	91.871	10.208

Tabelle 27: Installierte Nennleistung von Offshore-Windkraftanlagen 2013 und Ziele für 2020 sowie Schätzungen der zugehörigen Flächenabdeckung

Quelle: Eigene Darstellung. Installierte Nennleistung: Fried et al. (2014, S. 55). Ziele: EU (Schätzung): Sawyer (2012, S. 15); Dänemark, Belgien, Deutschland, China, Frankreich, Polen: Fried et al. (2014, S. 50, 52, 54ff., 65); Großbritannien, Niederlande: Offshore-Windenergie.net (2014a); Korea (Ziel für 2019), USA: Offshore-Windenergie.net (2014b).

Wird die überschlägige Flächenermittlung (vgl. Tabelle 26, S. 283) auf die aktuell installierte Nennleistung von Offshore-Windkraftanlagen angewandt, sind heute in der EU schon ca. 730 Quadratkilometer und weltweit ca. 780 Quadratkilometer Fläche ausgebaut. Unter der sehr optimistischen Annahme, dass sich die Ausbaupläne aller Länder bis zum Jahr 2020 erfüllen, werden weltweit insgesamt 10.200 Quadratkilometer durch Offshore-Windparks abgedeckt sein. Aber auch wenn die weltweiten Ziele realistischer und konservativer geschätzt nur zur Hälfte erfüllt werden, ergibt dies immer noch eine Flächenabdeckung von ca. 5.000 Quadratkilometern.

Der 2. Zielmarkt wird strategisch erst angestrebt, wenn die neue Technologie ihre Wirtschaftlichkeit und Funktionalität unter Beweis gestellt hat. Es wird angenommen, dass dann auch hier eine Marktdurchdringung von 1 bis 10 Prozent realistisch wären. Wird ein einprozentiger Marktanteil in den Offshore-Windflächen angenommen, ergibt dies schon heute ein weltweites Potential von knapp 8 Quadratkilometern und umgerechnet mehr als 389.000 Modulen des neuartigen Wellenkraftwerks. Die Nennleistung der Standardauslegung des Wellenkraftwerks entspräche zusammengenommen über 2.800 Megawatt. Damit entspräche die auf 1 Prozent der Fläche zwischen den Windkraftanlagen installierte Wellenkraftleistung bereits ca. 40 Prozent der weltweit installierten Offshore-Windkraftleistung in Bezug auf die gleiche Fläche (7.046 Megawatt). Das direkte Umsatzpotential für

den Einsatz der Wellenkraftwerkstechnologie zwischen Offshore-Windparks entspräche nach diesen Zahlen von 2013 ca. 3,85 Milliarden Euro, mit einem Gewinn von mehr als 1 Mrd. Euro. Bis 2020 könnte die Zahl bei gleicher Marktdurchdringung von 1 Prozent auf 5,1 Mio. Module gesteigert werden, was einen Umsatz von ca. 50 Mrd. Euro und einen Gewinn von 15 Mrd. Euro bedeuten würde.

Unabhängig davon, welche Berechnung des Marktpotentials als Grundlage genommen wird: Ein Markt ist zweifellos vorhanden und bereit, erobert zu werden. Wichtig ist die technische und ökonomische Sicherheit und Konkurrenzfähigkeit der Wellenkraftwerkstechnologie gegenüber ihren Alternativen. Stimmen diese Voraussetzungen, ergeben sich aus dem Marktpotential kaum Größenbegrenzungen für den Erfolg der Technologie.

f. Kundenerreichbarkeit

In großen Offshore-Gebieten werden die Kunden von Wellenkraftwerken keine Privatpersonen sein, sondern große Betreiberunternehmen, Stromproduzenten, Fonds oder ähnliche Akteure. Um an diese Kunden zu gelangen, ist die erfolgreiche Demonstration von Wellenkraftwerken der genannten Bauart im 1. Zielmarkt die Voraussetzung. Um die Großkunden zu erreichen, müssen alle Unwägbarkeiten bereits möglichst ausgeräumt sein. Des Weiteren müssen Liefersicherheiten und Zulassungen jeglicher Art sichergestellt sein. Die Technologie muss durch die Erfahrungen im Kleinkraftwerksbetrieb stabil und überwachbar und dadurch zu einem vollwertigen Offshore-Produkt gereift sein.

Der Aufwand, um den 2. Zielmarkt zu bedienen und aufzubauen, wird deutlich höher liegen als der für den 1. Zielmarkt. Es ist etwa vorstellbar, dass eigene Produktionsstätten für kritische Komponenten aufgebaut werden müssen. Zum heutigen Stand ist es nicht abzuschätzen, wie sich das Produkt in der ersten Phase und dem 1. Zielmarkt entwickelt. Hiervon ist stark abhängig, wie der 2. Zielmarkt aufgebaut werden kann. Mit großer Wahrscheinlichkeit kann er nur über Partnerschaften mit finanzkräftigen Investoren oder strategischen Partnern erschlossen werden. Unter Umständen ist ein Unternehmensverkauf oder Teilverkauf an einen großen Konzern die sinnvollste Lösung um die Technologie auf dem 2. Zielmarkt erfolgreich umzusetzen. Im besten Fall kann der 2. Zielmarkt jedoch über ein organisches Wachstum aus der ersten Phase aufgebaut werden.

g. Markteintrittsbarrieren

Für den kommerziellen Eintritt der Technologie in den 2. großindustriellen Zielmarkt muss die Technologie bereits überzeugt haben. Der 1. Zielmarkt befähigt damit den 2. Zielmarkt und wird als wichtige Grundlage gesehen. Dennoch unterscheidet sich die zweite Generation der Wellenkraftwerkstechnologie von der ersten, vor allem in der Zulassung und Absicherung nach Industriestandards. Sie muss technisch so ausgereift sein, dass der Betrieb sichergestellt ist und eindeutig überwacht werden kann.

Nicht zu unterschätzen ist auch die politische Überzeugungsarbeit, die für die Erschließung des 2. Zielmarkts voraussichtlich geleistet werden muss. Offshore-Technologien haben zwar den Vorteil, weit draußen im Meer und damit außerhalb des Alltagsumfelds der Bevölkerung zu stehen, so dass es wenig Widerstand etwa von lokalen Anwohnern geben wird (Falnes & Løvseth, 1991, S. 773). Dennoch wird der Erfolg im 2. Zielmarkt entscheidend vom öffentlichen Image der Technologie abhängen und dem eng damit verknüpften politischen Willen, sie umzusetzen. Aufgrund der öffentlichen Diskussion um die erneuerbaren Energien in der Vergangenheit ist schon abzusehen, dass es mächtige Interessengruppen geben wird, die versuchen werden, konkurrierende Technologien politisch zu verhindern, unabhängig davon, wie wirtschaftlich oder umweltfreundlich diese sind (Kemfert, 2013).

Als ebenfalls sehr aufwändig wird der Vertriebszyklus eingeschätzt, da der Verwaltungsaufwand von der Genehmigung einer Anlage bis hin zum Aufbau und Anschluss an das Stromnetz im 2. Zielmarkt deutlich höher sein wird. Es ist damit zu rechnen, dass die Zeit von der ersten Planung bis zur Umsetzung eines Wellenkraftwerks viele Jahre dauern kann. Als Vergleich werden hierzu die Erfahrungen mit Offshore-Windparks heran gezogen. Der erste deutsche Offshore-Windpark Alpha Ventus wurde beispielsweise schon im September 1999 zur Genehmigung beantragt und im Juli 2001 genehmigt (Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH), 2001). Dennoch konnte er erst im April 2010 ans Netz gehen (Alpha Ventus, 2012). Diese Erfahrungen sind jedoch insofern für die Einführung von Wellenkraftwerken vorteilhaft, als dass die Offshore-Windbranche inzwischen einige Vorarbeit geleistet hat und heute sicherlich weniger als elf Jahre von der Beantragung bis zur Umsetzung notwendig sind (Falk & Wagner, 2013). Aktuell bremsen vornehmlich wirtschaftliche Risiken die Offshore-Windkraftprojekte. Da allerdings in jedem Fall mit Genehmigungsdauern von über zwei Jahren und weiteren Jahren für Planung, Aufbau und Inbetriebnahme zu rechnen ist, muss der Eintritt in den 2. Zielmarkt bereits in einer frühen Phase vorbereitet werden, um ausreichend Vorlauf zu schaffen.

Doktorvater: Univ.-Prof. Dr.-Ing. Martin Faulstich