



Universität für
Bodenkultur Wien



Master Thesis

Technikfolgenabschätzung von schwimmenden Solaranlagen

Eine energetische und ökologische Betrachtung

Verfasserin: Sandra Kriechhammer BBA

Matrikelnummer: 1006768

Betreuer: Univ. Prof. Dipl.-Phys. Dr. Wolfgang Liebert

Abgabe: September 2017

Freie wissenschaftliche Arbeit zur Erlangung des Abschlusses als

Master of Science

Danksagung

An dieser Stelle möchte ich mich bei all denjenigen bedanken, die mich während meines Masterstudiums und vor allem während dem Schreiben der Masterarbeit unterstützt und motiviert haben.

Zuerst gebührt mein Dank Univ. Prof. Dipl.-Phys. Dr. Wolfgang Liebert, der meine Masterarbeit betreut und begutachtet hat. Für die hilfreichen Anregungen und die stets sehr konstruktive Kritik bei der Erstellung dieser Arbeit möchte ich mich insbesondere bei Klaus Gufler, Mitarbeiter des Instituts für Sicherheits- und Risikowissenschaften, herzlich bedanken.

Mein Dank gilt auch der Firma Swimsol, im Speziellen Mag. Martin Putschek, der mir Zugang zu allen firmeninternen Informationen gewährt und mir die Möglichkeit gegeben hat, das Thema wissenschaftlich aufzuarbeiten. Den KollegInnen möchte ich ebenfalls danken, die stets ein offenes Ohr für meine Fragen hatten.

Mein besonderer Dank gilt meinen Eltern, die mir mein Studium ermöglicht und mich in all meinen Entscheidungen unterstützt haben, aber auch meiner Schwester, die mich bei allen (wissenschaftlichen) Höhen und Tiefen stets begleitet hat. Bedanken möchte ich mich auch bei meinem Freund, der mich immer wieder ermutigt und mit seinem fachlichen Wissen und kritischen Fragen einen wesentlichen Teil zur Masterarbeit beigetragen hat.

Eidesstattliche Erklärung

Ich erkläre ehrenwörtlich, dass ich die vorliegende Arbeit selbständig und ohne fremde Hilfe verfasst habe, andere als die angegebenen Quellen nicht verwendet habe und die den benutzten Quellen wörtlich oder inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe.

Abstract

Das Ziel dieser Arbeit war es, einerseits die Technologie von schwimmenden Photovoltaikanlagen darzulegen und andererseits energetische und ökologische Auswirkungen zu untersuchen. Dazu wurde eine Materialliste der für die Anlage notwendigen Komponenten erstellt. Um eine Energiebilanz der gesamten Anlage zu erstellen, wurden die spezifischen Energieaufwände aller Komponenten analysiert. Die energetischen Aufwände wurden dabei mithilfe der Kennzahl des kumulierten Energieaufwands erstellt, und der jährlich produzierten Solarenergie durch dieselbe Anlage gegenüber gestellt. Je nach Anlagentyp und Einsatzort haben schwimmende Solaranlagen eine Energierücklaufzeit von 3,0 bis 6,3 Jahren. Durch die zu Beginn erstellte Materialliste konnten die einzelnen Komponenten auch systematisch auf ihre ökologischen Auswirkungen untersucht werden. Es wurde festgestellt, dass von den meisten Materialien ein geringes ökologisches Risiko ausgeht (Edelstahl, Aluminium, Polyethylen). Negative ökologische Auswirkungen von Polystyrol und Solarmodulen sind als erhöht eingestuft worden. Diese Arbeit verknüpft nicht nur technische und ökologische Aspekte, sondern versucht auch eine soziopolitische Dimension einzubringen indem sie aktuelle politische Trends und Gegebenheiten darstellt, und mit betrieblichen Erfahrungen aus einem Unternehmen für schwimmende Solaranlagen ergänzt.

Abstract (English version)

The aim of this work was to give an overview of the technology of floating photovoltaic installations on the one hand, but on the other hand to analyse the energetic and ecological impact of materials of floating photovoltaic installations. A list including all necessary components for a floating photovoltaic system was made. In order to calculate the energy balance, the specific energy expenditure of all components was examined. The accumulated energy expenditure as a method leads to the calculation of the total energy cost for floating PV systems, and is opposed to the yearly solar energy production. Depending on its type and location, floating PV systems have an energy payback time of 3.0 to 6.3 years. Through the compilation of the list of materials each component can be investigated separately. It can be stated that most of the materials have a low ecological impact (stainless steel, aluminium, polyethylene). Negative ecological impacts from polystyrene and solar modules are classified as elevated. This work connects not only technical and ecological aspects, but also tries to combine those with a socio-political dimension like including current political trends and conditions, as well as an entrepreneurial view from a company producing floating photovoltaic systems.

Technikfolgenabschätzung von schwimmenden Solaranlagen

Eine energetische und ökologische Betrachtung

Inhalt

1. Einleitung	3
1.1. RELEVANZ DES VORHABENS	6
1.2. STAND DER FORSCHUNG UND FORSCHUNGSANSATZ	9
1.3. FORSCHUNGSBEDARF	12
2. Forschungsgegenstand	14
2.1. TECHNOLOGIE DER SCHWIMMENDEN SOLARANLAGEN	15
2.2. FORSCHUNG UND ENTWICKLUNG	16
3. Methodik	19
4. Technikfolgenabschätzung von schwimmenden Solaranlagen	22
4.1. MATERIALIEN	22
4.2. ENERGIEBILANZ	25
4.2.1. PLATTFORMKONSTRUKTION	25
4.2.2. MODULE	26
4.2.3. TRANSPORT	27
4.2.4. UNTERSCHIEDLICHE PLATTFORMTYPEN	29
4.2.5. TEMPERATUREINFLUSS	31
4.2.6. SOLAREINSTRALUNG UND ENERGIERÜCKLAUFZEIT	34
4.3. HYDROLOGISCHE ASPEKTE	38
4.3.3. WEITERE ASPEKTE & RISIKEN	47
4.4. SOZIOPOLITISCHE UND ÖKONOMISCHE ASPEKTE	51
5. Ergebnisse und Diskussion	57
Literatur und Quellenverzeichnis	76
Verzeichnis: Abbildungen, Tabellen und Diagramme	82
Anhang I	84
Anhang II	86

1. Einleitung

Once the renewable infrastructure is built, the fuel is free forever. Unlike carbon-based fuels, the wind and the sun and the earth itself provide fuel that is free, in amounts that are effectively limitless [...], once the world makes a clear commitment to shifting toward renewable energy, the volume of production will itself sharply reduce the cost of each windmill and each solar panel, while adding yet more incentives for additional research and development to further speed up the innovation process. (Gore 2009, 58)

Weltweit werden nationale Energiestrategien verfasst, in denen das Streben weg von CO₂ intensiven Energieträgern hin zu einem nachhaltigeren und umweltbewussteren Energie- und Wirtschaftssystem festgelegt wird. Ein, zumindest teilweiser, Umstieg von fossilen nicht-erneuerbaren Energieträgern auf erneuerbare Energieträger wird dabei als unumgänglich betrachtet (Purwono u. a. 2015). Das von 195 Staaten unterzeichnete Klimaabkommen von Paris 2015 zeigt die Relevanz des Themas und verdeutlicht, dass die Reduzierung der Treibhausgase nur mit gemeinsamen Klima- und Energiezielen und einem starken Ausbau der erneuerbaren Energieträgern möglich ist (Dröge und Geden 2016). Ebenfalls im Jahr 2015 wurden die 14 *Sustainable Development Goals* der Vereinten Nationen beschlossen, welche auch eines ihrer globalen Ziele der CO₂-Reduzierung und dem Ausbau von sauberer Energie gewidmet haben (UN 2016).

Wind- und Sonnenenergie sind beinahe uneingeschränkt vorhanden, und dabei umweltfreundlicher als nicht-erneuerbare Energiequellen wie Kohle und Gas (Varun, Bhat, und Prakash 2009). Weniger bekannt ist, dass erneuerbare Energieträger in ihrer Herstellung teilweise auch sehr energie- und ressourcenintensiv sind. Nicht selten bestehen Solarmodule oder Windradgeneratoren teilweise aus kritischen Rohstoffen, deren negative Umweltauswirkungen zum Teil erheblich sind. Beispielsweise werden in der Photovoltaik-Industrie kritische Rohstoffe wie Indium, Gallium, Silber und Kupfer verarbeitet, welche mit einem hohen Energieaufwand abgebaut werden müssen. In der Windindustrie wird den für die Generatoren notwendigen Magneten oft Neodym und Dysprosium als Zusatzstoff beigemischt. Diese Rohstoffe weisen eine erhebliche Umweltbelastung beim Abbau, als auch beim Recycling auf. Als weitere Problematik dieser Rohstoffe wird oft die monopolartige Abhängigkeit von nur wenigen Ländern als Produzenten gesehen (Viebahn u. a. 2014).

Es muss aber nicht nur der Abbau und der Herstellungsprozess kritisch betrachtet werden, sondern auch die umweltbeeinflussenden Faktoren während der Nutzung(sdauer). So wird bei jeder Errichtung einer Anlage, sei es ein Windrad oder auch ein Gaskraftwerk, in das

lokale Ökosystem eingegriffen. Bei Windkraftanlagen etwa sind die Auswirkungen auf Fledermäuse, Vögel, Wildtiere sowie auch der Lärm bekannt. Diese werden oft thematisiert und führen mitunter dazu, dass Windkraftanlagen nicht errichtet werden (Höltinger u. a. 2016). Bei anderen Technologien sind die Auswirkungen auf die lokale Flora und Fauna meist weniger bekannt, wie zum Beispiel der Platzbedarf und die damit einhergehende Bodenversiegelung bei der Errichtung konventioneller Kraftwerke (Meng 2017).

Die Problematik des Platzbedarfs ist auch bei Photovoltaik (PV) Anlagen ein relevantes Thema. Bei Hausdachinstallationen gibt es für PV weniger Konkurrenz um den Platz, wohingegen bei großen, am Boden stehenden Anlagen, eine Konkurrenz zu anderen Bauvorhaben, beziehungsweise zu landwirtschaftlich genutzten Flächen besteht (Sahu, Yadav, und Sudhakar 2016; Trapani und Redón Santafé 2015; Groiß, Boxleitner, und Chochole 2013).

In einer vom Klimawandel geprägten Weltgesellschaft reicht es nicht aus, alleine die Emissionswerte während der Stromproduktionsphase aus verschiedenen Energieträgern zu vergleichen. Es bedarf eines umfassenderen Konzepts. Vergleichen wir zum Beispiel den CO₂-Ausstoß von Atomstromproduktion mit dem der Solarstromproduktion, so ergibt sich für beide ein relativ geringer Wert. Beide Technologien sind während der Stromproduktionsphase relativ emissionsarm (Varun, Bhat, und Prakash 2009). Bekannt ist jedoch die Problematik, dass Atomenergie Müll produziert, welcher problematisch in seiner Entsorgung ist (IAEA 2006). Es ist aber auch eine Tatsache, dass Solarmodule in ihrer Herstellung energieintensiv sind. Deswegen erscheint es wenig optimal, sich alleine auf die Phase der Stromproduktion zu konzentrieren, sondern die Phasen davor und danach miteinzubinden. Es gibt Ansätze, die über diese reine Nutzungsphase hinausgehen und den gesamten Lebenszyklus betrachten. Dieser beinhaltet sowohl den Abbau von Materialien, die Herstellung, die Nutzungsphase, als auch das Recycling und die Entsorgung des Produktes beziehungsweise der Anlage.

Der Wunsch nach einer gesamtheitlichen Beurteilung eines Produktes ist nicht ganz neu. 1969 hat das Unternehmen *Coca-Cola* erstmals eine Umweltanalyse zu Verpackungsdesigns in Auftrag gegeben und somit die Basis für die Lebenszyklusanalyse gelegt (Hunt, Franklin, und Hunt 1996). Zu Beginn wurden einzelne Themen untersucht, wie Verpackung, Entsorgung und Energie. Später entwickelte sich das Life-Cycle-Assessment (LCA), zu Deutsch Lebenszyklusanalyse, welches ein bestimmtes Produkt von der Wiege bis zur Bahre untersuchen und bewerten soll. Das *International Journal of Life Cycle Assessment* begann mit seinen ersten Veröffentlichungen im Juni 1996 und veröffentlicht

seither monatlich wissenschaftliche Beiträge rund um das Thema LCA (Hunt, Franklin, und Hunt 1996).

Im Bereich der erneuerbaren Energien spielen Life Cycle Assessments eine wichtige Rolle. Methoden wie die Lebenszyklusanalyse können dabei helfen, die Vorteile von erneuerbaren Energieträgern gegenüber konventionellen Energieträgern hervorzuheben und gleichzeitig Optimierungsmöglichkeiten im eigenen Lebenszyklus zu identifizieren. Eine Studie beispielsweise hat 50 wissenschaftliche Artikel zum Thema *Lebenszyklusanalyse und Vergleich von erneuerbaren mit nicht erneuerbaren Energieträgern* untersucht und kam zu dem Ergebnis, dass erneuerbare Energieträger in allen Vergleichskategorien besser abgeschnitten haben (Asdrubali u. a. 2015). Solche systematischen Analysen und Ergebnisse können im Idealfall zu einer objektiven und sachlichen Diskussion in Politik und Gesellschaft beitragen.

Lebenszyklusanalysen bleiben meist auf rein technisch-naturwissenschaftlicher Ebene und werden für große bekannte Technologien oder Produkte durchgeführt. Für eine umfassende Betrachtung, welche hier angestrebt wird, reicht dies jedoch nicht aus. Aus diesem Grund wird auf das Instrument der Technikfolgenabschätzung zurückgegriffen. Die Technikfolgenabschätzung kann insofern als eine Ergänzung zur LCA verwendet werden, weil sie eben nicht nur die Umweltauswirkungen der Technologie, sondern auch Risiken und Potentiale untersucht, die Abwägung und Bewertung menschlichen Verhaltens miteinbezieht und den Anspruch hat, die Weltgesellschaft mitzugestalten (Simonis 2013).

Diese Forschungsarbeit beschäftigt sich mit Solarenergie, also mit der Stromerzeugung aus Sonnenlicht mittels Photoeffekt, auch Photovoltaik, genannt. Im Speziellen handelt es sich um die Technologiebewertung einer speziellen Solaranlageninstallation der österreichischen Firma *Swimsol*. Diese hat gemeinsam mit der Technischen Universität Wien schwimmende Solaranlagen für den Einsatz auf tropischen Inseln entwickelt. Diese meerestauglichen Solarplattformen wurden bereits mehrfach auf den Malediven installiert und in Betrieb genommen. In dieser Arbeit soll eine genaue Technologieanalyse einer solchen schwimmenden Plattform, und einer weiteren in Entwicklung befindlichen Plattform, durchgeführt werden. Zusätzlich sollen mögliche Risiken und Potentiale identifiziert und bewertet werden.

1.1. Relevanz des Vorhabens

I'd put my money on the sun and solar energy. What a source of power! I hope we don't have to wait until oil and coal run out before we tackle that. (Thomas Edison zit. nach Newton 1989)

Der amerikanische Erfinder Thomas Alva Edison hat das große Potential der Sonne im Hinblick auf Energie und Umwelt schon früh erkannt. Trotz des scheinbar grenzenlosen Potentials, trägt im Jahr 2000, also 70 Jahre nach Thomas Alva Edisons Aussage, die Photovoltaik nur zu einem Bruchteil der globalen Stromproduktion bei. Der Anteil der Solarstromproduktion an der Gesamtstromproduktion weltweit lag laut dem World Energy Outlook (WEO) der International Energy Agency (IEA) im Jahr 2012 unter 1%. Vielleicht ist aber die Photovoltaik gerade erst am Anfang ihrer Entwicklung, denn der jährlich erscheinende World Energy Outlook widmete sich insbesondere im Jahr 2014 den erneuerbaren Energien und im Speziellen der Solarenergie. Es wird berichtet, dass die Anzahl der neu installierten PV-Anlagen im Jahr 2014 weltweit so hoch wie noch nie waren (International Energy Agency 2014).

Auch in den Zukunftsszenarien des WEO wird die Photovoltaik als ein wichtiger Beitrag zur globalen Stromproduktion aus erneuerbaren Energien betrachtet. So wird im New Policies Scenario, also dem Szenario, welches davon ausgeht, dass alle Ziele, die sich Regierungen aktuell vorgenommen haben, auch umgesetzt werden, im Jahr 2020 die Photovoltaik mehr als 400 TWh zur globalen Stromproduktion beitragen kann (siehe Tabelle 1). Innerhalb der erneuerbaren Stromproduktion bedeutet dies, dass im Jahr 2020 die PV einen Anteil von etwa 10% erreichen wird. Das entspricht laut diesem Szenario etwa 3% der gesamten Stromproduktion aus erneuerbaren und nicht-erneuerbaren Energiequellen. Im genannten Szenario wird auch eine elf-fache Steigerung der PV-Stromproduktion bis 2040 im Vergleich zum Jahr 2014 erwartet. Wind- und Solarenergie gemeinsam werden bis zum Jahr 2040 einen Anteil von 15% der globalen Stromproduktion erreichen (International Energy Agency 2014, 2016). Es wird deutlich, dass Strom aus Solarenergie in Zukunft eine bedeutende Rolle spielen wird.

**TABELLE 1 Jährliche (erwartete) Stromproduktion im New Policies Scenario
(Quelle: International Energy Agency 2014, 608)**

	Electricity generation (TWh)							Shares (%)	
	1990	2012	2020	2025	2030	2035	2040	2012	2040
Total generation	11 825	22 721	27 771	30 817	33 881	36 977	40 104	100	100
Coal	4 425	9 204	10 377	10 800	11 191	11 658	12 239	41	31
Oil	1 310	1 144	832	695	582	531	494	5	1
Gas	1 760	5 104	6 056	7 010	7 875	8 690	9 499	22	24
Nuclear	2 013	2 461	3 243	3 594	4 016	4 361	4 644	11	12
Hydro	2 144	3 672	4 553	5 004	5 449	5 847	6 222	16	16
Bioenergy	132	442	764	961	1 161	1 373	1 569	2	4
Wind	4	521	1 333	1 853	2 362	2 870	3 345	2	8
Geothermal	36	70	120	173	237	305	378	0	1
Solar PV	0	97	449	643	851	1 068	1 291	0	3
CSP	1	5	41	77	140	240	357	0	1
Marine	1	1	3	7	17	36	66	0	0

Die Wachstumsprognosen in Bezug auf erneuerbare Energien variieren jedoch stark. Das zeigt sich etwa in der Studie von Breyer u. a. (2017). Diese Studie hat Prognosen von namhaften (Wissenschafts-)Institutionen (u. a. der International Energy Agency, International Renewable Energy Agency, World Wildlife Foundation, Global Energy Agency, Intergovernmental Panel on Climate Change) miteinander verglichen und eine große Spannweite entdeckt. Dabei schwanken die Prognosen für PV für das Jahr 2030 zwischen 950 und 3.725 GW_p, und im Jahr 2100 sogar zwischen 32.700 und 133.000 GW_p.

Die enorme Entwicklung in der Solarbranche bringt viele innovative Produkte auf den Markt. So gibt es Ideen und Produkte, wie einen mobilen Solarcontainer für Standorte ohne Stromversorgung (*Multicon Solar*), oder eine Design-Solaranlage in Form einer Blume (*smartflowerTM*), welche zusätzlich zum Strom auch aufgrund ihrer attraktiven Form innovativ ist. Gemeinsam ist diesen innovativen Produkten, dass sie für ein spezielles Einsatzgebiet konzipiert wurden und somit einen Nischenmarkt besetzen (Multicon 2017; Smartflower 2017).

Die Wiener Firma *Swimsol* mit ihren modularen, schwimmenden Solaranlagen hat sich ebenfalls einen eigenen Nischenmarkt in der Solarbranche geschaffen. Das Unternehmen hat eine Antwort auf die Frage gefunden, warum auf tropischen Inseln, wo optimale Sonneneinstrahlung herrscht, keine Solaranlagen errichtet werden. Tropische Inselgruppen wie die Malediven, Seychellen oder Französisch Polynesien haben sehr wenig Landfläche zur Verfügung. Land ist zu kostbar, um PV-Anlagen am Boden in großem Ausmaß zu installieren. Zusätzlich sind auch oft die Dächer aufgrund ihrer Bauweise zu instabil oder aufgrund der Strohdachdeckung ungeeignet für Solarmodule. Im Gegensatz dazu sind die

Inseln umgebenden Wasserflächen nahezu unbegrenzt. Schwimmende Solaranlagen lösen genau diese Problematik von geringem Platzangebot an Land mithilfe der großen verfügbaren Wasserflächen am Meer. Diese spezielle Anlage in Form von modularen Solarplattformen kann somit Solarstrom an Orte bringen, die bisher keine oder nur wenige Möglichkeiten hatten, erneuerbaren Strom zu produzieren. Üblicherweise werden solche Inseln nämlich mit Strom aus Dieselgeneratoren versorgt (Dalton, Lockington, und Baldock 2009). Versetzt man sich in die Lage eines oder einer InselbewohnerIn, so macht es sehr wohl einen Unterschied, ob der Strom von einem Dieselgenerator kommt oder von einer schwimmenden Solaranlage. Abgase von Dieselgeneratoren enthalten unter anderem krebserregende Partikel. Bei Menschen, die in unmittelbarer Nähe solcher Generatoren wohnen, wird ein erhöhtes Krebsrisiko festgestellt und auch Krankheiten wie Asthma werden vermehrt dokumentiert (Awofeso 2011). In der Literatur gibt es bisher keine Studien die einen Hinweis zu gesundheitlichen Auswirkungen auf die Menschen durch in Betrieb befindliche Photovoltaik-Anlagen geben. Daher ist davon auszugehen, dass die negativen, gesundheitlichen Auswirkungen der laufenden Generatoren auf die BewohnerInnen einer Insel zweifelsfrei größer sind als die einer in Betrieb befindlichen schwimmenden Solaranlage. Nicht unmittelbar spürbar ist jedoch der CO₂-Austoß und seine klimaschädliche Auswirkung, die nicht nur die InselbewohnerInnen selbst sondern die Umweltgesundheit der gesamten Weltgesellschaft betrifft.

Die modularen, schwimmenden Plattformen dieser Solaranlage lassen sich beliebig erweitern und können sich somit an lokale Gegebenheiten wie Wellenhöhe und Untergrund anpassen (Swimsol 2016b). Auch wenn die Argumente für schwimmende Solaranlagen für tropische Insel auf den ersten Blick nachvollziehbar erscheinen, so ist es dennoch relevant, diese Technologie zu hinterfragen und überdies auf mögliche Umweltauswirkungen zu untersuchen.

Der erste Ansatzpunkt ist, die verwendeten Materialien genau unter die Lupe zu nehmen. In einem weiteren Schritt wird die Energiebilanz einer schwimmenden Solarplattform erhoben. Bei einer Energiebilanz wird der gesamte Energiebedarf ermittelt, den beispielsweise ein Produkt bei der Herstellung, während der Verwendung und beim Recycling verbraucht (Behrendt u. a. 2013). Die Erstellung einer Liste mit dem jeweiligen Material zugeordneten Energiebedarf ist insofern wichtig, um die verschiedenen Materialien miteinander zu vergleichen. Somit können Materialien mit hohem Energiebedarf eruiert und Alternativen aufgezeigt werden. Im Sinne der Technikgestaltung werden dann die Ergebnisse an *Swimsol* weitergegeben und können den Entwicklungsprozess zukünftiger Plattformen beeinflussen.

Somit kann festgehalten werden, dass sowohl die Ergebnisse für das Unternehmen, als auch für die Wissenschaft relevant sind. Einerseits hat es einen Sinn, unternehmerische Entwicklungsergebnisse und Knowhow in die Wissenschaft einzubinden und andererseits, wissenschaftsbasierte Analysen und kritische Auseinandersetzung mit sowohl positiven als auch negativen Ergebnissen als Teil der Unternehmensentwicklung und Optimierung zu betrachten.

1.2. Stand der Forschung und Forschungsansatz

Es gibt eine große Anzahl an wissenschaftlichen Studien zu Solaranlagen. So gibt es einerseits eine Vielzahl an Studien zum Thema Life Cycle Assessment von Solaranlagen (Jungbluth u. a. 2005; Gürzenich 2003; Kabakian, McManus, und Harajli 2015; Monteiro Lunardi u. a. 2017; Srinivasan 2007; D. Yang u. a. 2015). Gleichzeitig wird auch das Potential von Photovoltaik im Allgemeinen untersucht, wie im World Energy Outlook (International Energy Agency 2014, 2016) oder in der KRESSE Studie des Wuppertal Instituts (Viebahn u. a. 2014).

Andererseits gibt es auch LCA zu ähnlichen Themengebieten. Das Life Cycle Assessment von Varun u. a. (2009) vergleicht beispielsweise die Stromproduktion aus erneuerbaren Energiequellen mit konventionellen Energieträgern. Abgesehen von Atomstrom geben alle anderen konventionellen Energiequellen deutlich mehr umweltschädliche Emissionen in ihrem gesamten Lebenszyklus ab, als die erneuerbaren Energieträger. In dieser Studie wurden die bekanntesten erneuerbaren Energieträger (Solar, Wind, Wasser und Biomasse) untersucht, aber innerhalb der jeweiligen Energiequelle wurde in keine unterschiedlichen Technologien differenziert.

Andere Lebenszyklusanalysen wiederum sind sehr speziell. Monteiro Lunardi u. a. (2017) beispielsweise beschäftigen sich mit einer weniger bekannten Photovoltaik Modultechnologie, in der anstatt Silizium das Material Perowskit verwendet wird. In dieser Studie wird unter anderem aufgezeigt, dass die verschiedenen Modultypen basierend auf Perowskit mehr CO₂ in ihrer Herstellung abgeben als herkömmliche Modultechnologien.

Das Thema der Verfügbarkeit von Ressourcen, die zur Herstellung von PV-Zellen notwendig sind, wird ebenfalls erforscht. So beschäftigen sich Tao u. a. (2011) mit den limitierenden Faktoren von Photovoltaik Technologien und das Wuppertal Institut (Viebahn u. a. 2014) mit dem abiotischen Ressourcenverbrauch verschiedener Photovoltaik Technologien. Bei kristallinen Solarzellen wird das Silber für die Frontelektroden als kritisch betrachtet. Kritisch in diesem Zusammenhang bedeutet, dass die bekannten Reserven eines Rohstoffes in

naher Zukunft knapp werden. Die Reserven für Silber liegen bei 400.000 t. Bleibt der nötige Silberanteil zur Herstellung von kristallinen Solarzellen gleich, wird der Ausbau bei etwa 5,7 TW_p limitiert bleiben (Tao, Jiang, und Tao 2011).

Für die Grundlagenrecherche wurden alle von der Universität für Bodenkultur Wien verfügbaren wissenschaftlichen Quellen nach den Begriffen „floating solar“, „floating PV“ und „floating photovoltaic“ durchsucht. Dabei wurden drei relevante Artikel gefunden. Der erste Artikel von Trapani und Millar (2014) hat sich mit der Entwicklung von schwimmenden Dünnschicht Solarmodulen beschäftigt. Diese Module brauchen keine Unterkonstruktion, um schwimmen zu können, sondern werden aufgrund ihrer Flexibilität direkt auf die Wasseroberfläche gelegt. Die Flexibilität garantiert des Weiteren, dass sich die Module mit den sanften Wellenbewegung mitbewegen. In der Studie wird Dünnschicht Technologie als Vorteil gegenüber kristallinen Solarmodulen gesehen, weil diese den durch die Wellenbewegung verursachten Kräften nicht standhalten können.

In der Universitätsdatenbank wurde ein weiterer Artikel mit dem Titel *Floating photovoltaic power plant: A review* (Sahu, Yadav, und Sudhakar 2016) gefunden. Die Relevanz dieses Artikels für die vorliegende Arbeit wird als sehr hoch eingestuft. In diesem Artikel wird ein sehr guter Überblick über den Stand der aktuellen schwimmenden Solaranlagen gegeben. Dabei geht es hauptsächlich um Süßwasserinstallationen mit Schwimmkörper aus Polyetyhlen High Density (PE-HD). Sahu u. a. gehen in ihrem Artikel auf die verschiedenen Vorteile von den im Wasser schwimmenden Solaranlagen ein. Aus ihrer Sicht wird eine Installation im Meer generell als unwahrscheinlich betrachtet, weil die Gezeiten die Position der Anlage zu sehr bewegen würden. In der Studie wird argumentiert, dass eine fixe Verankerung notwendig ist, weil die Meeres- und Wellenbewegungen die Modulausrichtung ständig ändern würde, was wiederum, laut Studie, zu einem drastisch reduzierten Energieoutput führt.

Ein weiterer, relevanter Artikel stammt von Trapani und Redón Santafé (2015), welche alle installierten schwimmenden Solaranlagen zwischen 2007 und 2013 auflisten. Dabei handelt es sich meist um Anlagenkapazität kleiner als 200 kW_p, sowohl kleine Testanlagen als auch größere ans öffentliche Netz angeschlossene Anlagen. Genauso wie im vorangegangenen Artikel liegt der Fokus hier alleine auf Süßwasserinstallationen und aus Polyethylen gefertigte Schwimmkörper.

Zum Thema schwimmende Solaranlagen wurde auch eine Seminararbeit verfasst (Höflinger 2013). Diese Arbeit basiert auf einer Datenbank des Instituts für Energietechnik und

Thermodynamik der Technischen Universität Wien (TU Wien 2013). Mit dieser Datengrundlage hat das Institut bereits verschiedene Analysen und Energiebilanzen durchgeführt. Bei solchen Energiebilanzen werden alle stofflichen und energetischen In- und Outputs erfasst. Für jedes Material können dann Werte aus der Datenbank, wie der spezifische kumulierte Energieaufwand, ausgelesen und verknüpft werden. Diese Datenbank besteht aus 386 untersuchten Materialien, die in verschiedene Verarbeitungs- und Bearbeitungsmethoden aufgespalten sind. In dieser Liste findet man angefangen von den verschiedensten Rohstoffen wie Selen und Nickel, über Messing bis hin zu hochlegiertem Stahl und PVC aus zum Beispiel Spritzgussverfahren, eine Vielzahl an herkömmlichen, in der Industrie verwendeten Materialien. Für alle in dieser Liste befindlichen Stoffe, gibt es einen spezifischen kumulierten Energieaufwand-Wert in MJ/kg. Die Projektarbeit von Höflinger bestand darin, ein benutzerfreundliches Tool zu programmieren. Für das Tool wurde die Skriptsprache VBA (Visual Basic for Application) verwendet, welche es ermöglicht ein eigenes Programm für Abläufe innerhalb eines Microsoft-Programms zu schreiben. In Höflingers Programm handelt es sich um Kalkulationen und Formelbezüge im Programm Excel. Die Benutzeroberfläche erlaubt die Auswahl von Material, Werkstoff und Typ und die individuelle Eingabe von Gewicht, Fertigungszuschlag, Transportmittel und zurückgelegte Kilometer (siehe Abbildung 1).

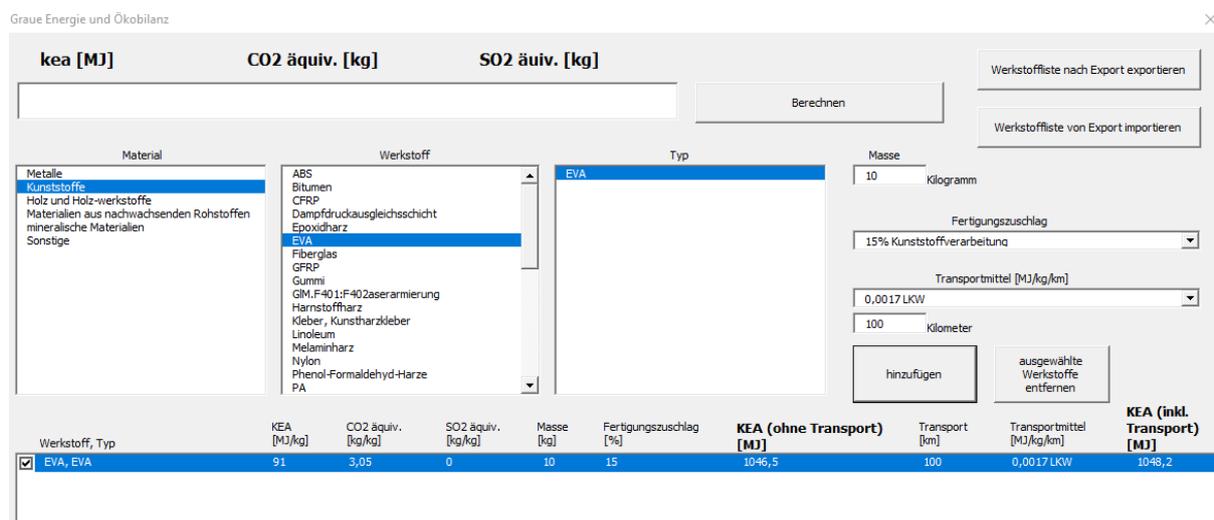


ABBILDUNG 1 Screenshot der Benutzeroberfläche des Berechnungstools von Höflinger (2013)

Das gesamte Tool von Höflinger beruht auf einer Excel-Tabelle welche in dieser wissenschaftlichen Arbeit auf seine Konsistenz hin geprüft wird. Es werden die Werte auf ihre Plausibilität überprüft und gegebenenfalls erneuert. Das gilt einerseits für den Materialinput, also die Materialliste der schwimmenden Solarplattform. Andererseits werden

auch die Werte des kumulierten Energieaufwandes überprüft und Unschärfen in der Transportberechnung untersucht. Darauf aufbauend kann dann eine verbesserte, energetische Bewertung der schwimmenden Solaranlagen gemacht werden. Die Energiebilanz wird für zwei unterschiedliche schwimmende Plattfortmtypen durchgeführt. Diese Plattfortmtypen unterscheiden sich deutlich in ihrem Aussehen und gleichzeitig in ihren Einsatzmöglichkeiten (siehe auch Kapitel 2.1 und 4.2.2).

Bis dato gibt es noch keine ausreichende Analyse von schwimmenden Solaranlagen. Daher leistet diese Forschungsarbeit einen wertvollen, wissenschaftlichen Beitrag. Die Firma *Swimsol* stellt Daten und Erfahrungswerte zur Verfügung, sowohl aus der Zeit der Entwicklung, als auch Messwerte während der Betriebsphase der Anlagen. So können die von *Swimsol* gemessenen Stromproduktionsdaten von schwimmenden Solaranlagen mit der bei Sahu u. a. (2016) ausgewiesenen Effizienzsteigerung durch Kühlungseffekte am Wasser verglichen werden.

Daher soll die Hauptforschungsfrage dieser wissenschaftlichen Arbeit lauten: Welche energetischen und ökologischen Auswirkungen haben schwimmende Solaranlagen? Zusätzliche Nebenforschungsfragen lassen sich wie folgt formulieren: Aus welchen Komponenten bestehen schwimmende Solaranlagen und welchen Anteil tragen sie zum gesamten energetischen Aufwand bei? Welche Risiken bestehen bei der Verwendung von schwimmenden Solaranlagen? Inwieweit spielen soziopolitische und ökonomische Aspekte eine Rolle für schwimmende Solaranlagen?

1.3.Forschungsbedarf

Die erste schwimmende Solaranlage von *Swimsol* wurde 2014 auf einer maledivischen Insel für ein Urlaubsresort installiert. Die Entwicklung der ersten Plattform dauerte etwa 4 Jahre. Dabei wurde in Kooperation mit der Technischen Universität Wien eine Konstruktion entwickelt, welche für den Einsatz im Meer geeignet ist. Die Plattformen wurden so ausgelegt, dass sie Windgeschwindigkeiten bis zu 100 km/h und Wellenhöhen bis zu 2 m ohne Probleme überstehen können. Es wurden bereits einige dieser schwimmenden Solaranlagen auf den Malediven erfolgreich installiert und in Betrieb genommen. Alle verwendeten Materialien wurden auf ihre Tropentauglichkeit geprüft. Das heißt, sie sind korrosionsbeständig und geeignet für Anwendungen am und im Meer. Abgesehen von der meerestauglichen Konstruktion bedarf es auch meerestauglicher Photovoltaik-Module und Installationskomponenten. Daher wurden während der Entwicklungsphase speziell die

Module auf ihre Tauglichkeit geprüft. Dafür wurde ein Damp-Heat-Test mit verschiedenen Modultypen durchgeführt (siehe Kapitel 2.2).

Die erste Testplattform wurde am Plattensee in Ungarn installiert, und mit den Erfahrungen und Ergebnissen dieses Testversuches wurden die ersten (Mess-)Plattformen mitsamt Modulen verschiedener Modulhersteller auf den Malediven installiert. Das Ergebnis der Tests war, dass nur Doppelglas-Module den Anforderungen entsprochen haben. Doppelglas-Module sind besonders langlebig und robust, weil sie im Gegensatz zu Standardmodulen auf ihrer Hinterseite auch mit einer Glasplatte, anstatt einer Folie, ausgestattet sind. Einige Modulhersteller bieten eine spezielle Laminierung an, welche vor Eindringen von Feuchtigkeit schützt. Die Kombination von Doppelglas und Speziallaminierung hat auch bei den Tests von *Swimsol* am besten abgeschnitten (siehe Abbildung 2) (Swimsol 2014).



ABBILDUNG 2 Doppelglas Modul mit Speziallaminierung nach 3.000 Stunden Dampftest (links), korrodiertes Standardmodul (Glas-Folie ohne Laminierung) nach Einsatz auf den Malediven (rechts) (Quelle: Swimsol 2014)

Für schwimmende Anlagen im tropischen Gebiet werden von *Swimsol* nur polykristalline Zellen eingesetzt. Diese haben einen deutlich geringeren Temperaturkoeffizienten und weisen somit bei hohen Temperaturen weniger Verluste auf als monokristalline Zellen. Für die Herstellung von diesen hoch beanspruchbaren Doppelglasmodulen werden deswegen auch meist nur polykristalline Zellen verwendet, welche speziell für den Einsatz in marinen Gebieten und Wüsten konzipiert wurden. Aktuell gibt es keine robusteren oder besser geeigneten Solarmodule.

Die *Lagoon*-Plattformen sind speziell für Standorte zwischen Inseln oder Inseln mit einem vorgelagerten Riff geeignet, weil sie dort einerseits vor hohen Wellen geschützt sind und andererseits eine geringe Wassertiefe herrscht. Die Wassertiefe und der Meeresbodentyp wiederum sind relevant für die Art von Verankerung. Bei Lagunen mit einem vorgelagertem Korallenriff gibt es zwischen Riff und Strand geringe Wassertiefen, und einen sandigen

Meeresboden, was eine relativ simple Verankerung mit Schraubankern ermöglicht. Aus einem von *Swimsol* in Auftrag gegebenen meeresbiologischen Gutachten geht hervor, dass die Plattformen keinen erheblichen Einfluss auf das marine Ökosystem haben. Es wurde beobachtet, dass kleine Fische vermehrt den Schatten unterhalb der Plattform nutzen und Korallen die Plattform bewachsen. Beides wird aus meeresbiologischer Sicht als ein positiver Effekt gesehen. Das elektromagnetische Feld des Stromkabels, welches am Meeresboden an Land geleitet wird, könnte größere Fische und Haie in unmittelbarer Nähe beeinflussen und zu Meideverhalten führen. Die Wahrscheinlichkeit, dass Haie oder andere große Fische in solch einem seichtem Lagunenbereich vorkommen, wird laut Gutachten als sehr unwahrscheinlich eingestuft (Swimsol 2016a).

Aufgrund von mehrfachen Anfragen an die Firma *Swimsol* nach Plattformen für Binnengewässer wurde die neue Konstruktion *Lake* entwickelt. Diese unterscheidet sich in Form und vor allem Größe von der *Lagoon*-Version. Auf Binnengewässern kann mit einer deutlich geringeren Wellenhöhe gerechnet werden. Je nach topographischen Gegebenheiten des Gewässers ist es auch wahrscheinlich, dass weniger hohe Windgeschwindigkeiten als am Meer herrschen. Aufgrund dieses deutlich geringeren Anspruches an die Plattform, ergibt sich eine erhebliche Materialreduktion (Swimsol 2016b). Die *Lake*-Version wurde bereits in einem Wellenkanal auf Wellenresistenz und Verhalten getestet. Zum Einsatz auf einem natürlichen Gewässer ist es noch nicht gekommen.

Aus unternehmerischer Sicht ist es relevant zu wissen, wie sich diese Plattfortmtypen in ihren Umwelteinflüssen unterscheiden. Des Weiteren ist es interessant zu ergründen, welchen Einfluss die verwendeten Materialien der *Lake*-Version, zum Beispiel in Trinkwasserreservoirs oder Stauseen haben könnten. Es werden sowohl negative als auch positive Auswirkungen erwartet. Positive Effekte werden vor allem aufgrund von Verdunstungsreduktion und weniger Algenwachstum vermutet. Als negativ könnte jedenfalls der Eingriff in ein Ökosystem gesehen werden, als auch potentielle Gefahren wie Brand oder Stromschlag.

2. Forschungsgegenstand

In dem nachfolgenden Teil wird die Technologie von schwimmenden Solaranlagen dargestellt. Die Einzigartigkeit dieser Innovation und die speziellen und daher nur sehr begrenzten Einsatzgebiete machen es aus wissenschaftlicher Perspektive sehr interessant,

diese Technologie samt ihrer gesellschaftlichen und naturwissenschaftlichen Ein- und Auswirkungen zu betrachten.

2.1. Technologie der schwimmenden Solaranlagen

Als Basis dieser Technologieentwicklung dienen klassische Photovoltaik-Anlagen auf Dächern. Bei diesen konventionellen Aufdachanlagen gibt es zwei Hauptkomponenten: Die Photovoltaik Module und das Montagesystem, in der Literatur auch oft Balance of System (BOS) genannt. Die Photovoltaik Module dienen der Stromerzeugung und das Montagesystem verbindet die Module mit dem Dach oder dem Boden. Bei Freiflächen-Anlagen wird das Montagesystem auf eine eigens errichtete Konstruktion geschraubt. Bei Aufdachanlagen wird je nach Dachneigung und Untergrund das Montagesystem direkt mit dem Dach verbunden oder bei Flachdächern einfach nur darauf gelegt (siehe Abbildung 3). Befindet sich das Flachdach in einer Region mit überdurchschnittlich hohen Windgeschwindigkeiten, wird diese Konstruktion zusätzlich mit Betonsteinen oder Ähnlichem beschwert oder mit dem Dach verschraubt (Schletter 2017).

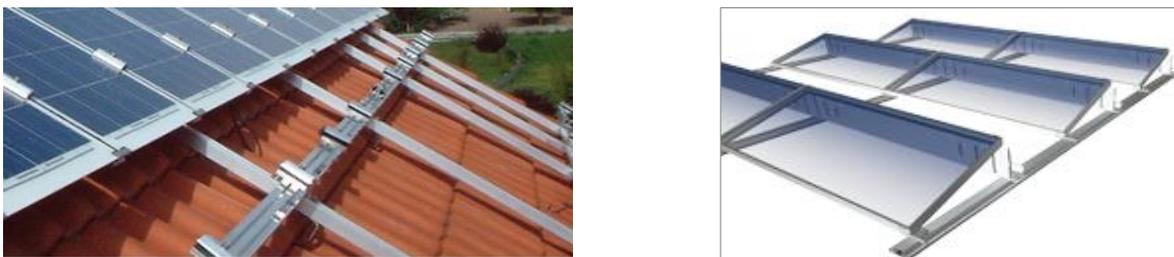


ABBILDUNG 3 Schrägdach Montagesystem mit direkter Dachverbindung (links) und aufliegendes Flachdach Montagesystem (rechts) (Quelle: Schletter 2017)

Im Gegensatz dazu bestehen schwimmende Solaranlagen aus insgesamt vier Hauptkomponenten, wobei die ersten beiden Komponenten (Module und Montagesystem) mit den klassischen Aufdachanlagen ident sind. Eine weitere Komponente ist die Konstruktion, auf der die Module und das Montagesystem fixiert werden. Für das Montagesystem wird auf die bereits oben erwähnte Flachdachvariante zurückgegriffen, welche mit der darunter liegenden Konstruktion verschraubt wird. Obwohl eine Aufständering bei 0° für den Solaroutput in Äquatornähe optimal wäre, wird bei der *Lagoon*-Variante dennoch mit bis zu 3° Neigung aufgeständert. Einerseits kann mit dieser minimalen Aufständering (in Äquator Nähe Ost-West ausgerichtet) die Solarproduktion besser über den Tag verteilt werden, andererseits werden so leichte Verschmutzungen durch die Neigung mit dem Regen weggeschwemmt. Damit dieser Selbstreinigungseffekt eintritt, reicht

ein geringer Neigungswinkel aus, weil sich die Plattformen durch die Wellen stetig bewegen. Bei der *Lake*-Version wurde aus Kostengründen auf einen Aufstellwinkel verzichtet.

Die zweite zusätzliche, und somit insgesamt vierte Komponente für schwimmende Anlagen, ist die Verankerung. Diese kann je nach Untergrundbeschaffenheit unterschiedlich aussehen. Bisherige Solarplattformen im Meer wurden mit Seilen und Schraubankern versehen, wobei auch ein System mit Seilen und Betonblöcken möglich ist. Für schwimmende Plattformen im See ist unter Umständen auch eine Verankerung oder Fixierung an Land denkbar. Im Folgenden wird aber davon ausgegangen, dass die Verankerung mit Schraubankern durchgeführt wird.

2.2. Forschung und Entwicklung

Eine wichtige Aufgabe zu Beginn der Entwicklung der schwimmenden Plattformen war es, den Anforderungen entsprechende Solarmodule zu finden. Dafür wurden verschiedene Module von verschiedenen Herstellern ausgewählt und getestet. Unter anderem wurden der Dampf-Heat-Test sowie ein Belastungstest durchgeführt. Speziell der Dampf-Heat-Test ist in der PV-Industrie wichtig, weil er Informationen über die Qualität und mögliche Produktionsfehler der rückwärtigen Modulschicht liefert. Es hat sich herausgestellt, dass eine hohe Qualität dieser Schicht einen wesentlichen Teil zur Langlebigkeit eines PV-Moduls beiträgt. Mindere Qualität kann zum Ablösen der Schicht, Veränderungen der Eigenschaften des elektrischen Widerstandes und der (Gas-)Durchlässigkeit, und in der Folge zum Versagen des kompletten Moduls führen (Ottersböck, Oreski, und Pinter 2016).

Die Firma *Smart Energy* hat 14 von *Swimsol* ausgewählte Solarmodule unterschiedlicher Modulhersteller getestet. Es wurde bei allen Modulen ein sogenannter Dampf-Heat-Test durchgeführt, welcher in der Solarindustrie üblich ist. Pro Modultyp wurden 3 Module getestet, wobei davon ein Modul als Referenzmodul verwendet wurde und bei Raumtemperatur gelagert wurde. Die beiden anderen Module wurden jeweils 1.000 beziehungsweise 2.000 Stunden in eine Dampfkammer (bei 85 °C und 85% Luftfeuchtigkeit) gelegt. Nach 0, 850, 1.000 und 2.000 Stunden wurden ihre Energieproduktionsverluste gemessen. Das Diagramm 1 zeigt die Ergebnisse dieses Tests. Im Diagramm gibt es für jedes Modul relative Verlustwerte nach 0, 850, 1.000 und 2.000 Stunden. Im Idealfall sollten alle Messpunkte bei 0% liegen. Dies würde bedeuten, dass kein relativer Verlust aufgetreten ist und das Solarmodul die Dampf-Hitze-Behandlung unbeschadet überstanden hat. Die Testergebnisse in Diagramm 1 zeigen aber, dass sich die Produktionsfähigkeit fast aller Module bereits nach den ersten 850 Stunden in der Dampfkammer verschlechtert hat, und

nach 2.000 Stunden die Verluste zum Teil bei über 5% liegen. Das Modul mit so gut wie gar keinen Verlusten war das Doppelglas-Modul mit Speziallaminierung der litauischen Firma Solitek.

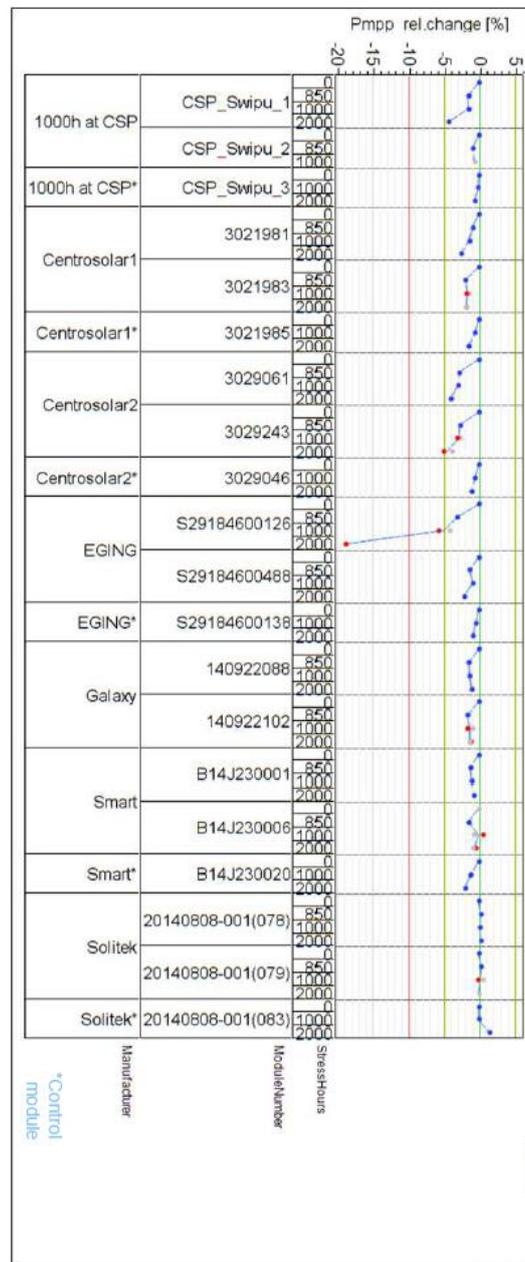


DIAGRAMM 1 Relativer Energieverlust verschiedener PV-Module nach dem Damp-Heat Tests (Quelle: Swimsol 2014)

Daraus wurde geschlossen, dass Module mit einem Glas als rückwertige Schutzschicht, einer Speziallaminierung und einer Randabdichtung die optimalen Voraussetzungen für den Einsatz am Wasser besitzen (Swimsol 2014).

Die Firma *Swimsol* hat bereits mehrere Plattform-Typen entwickelt und installiert. Abbildung 4 zeigt die bereits fertig entwickelte und realisierte *Lagoon*-Plattform. Die Konstruktion dieser Plattform ist etwa 3 m hoch, davon ist ungefähr die Hälfte submers. Das bedeutet, dass die PV-Module etwa 1,5 m oberhalb der Wasseroberfläche liegen. Dieser Abstand



ABBILDUNG 4 Drei schwimmende Plattformen (*Lagoon*) vor der Insel Dharavandhoo, Malediven (Quelle: Swimsol 2016b)

zwischen Modul und Wasser garantiert, dass die Wellen einfach unterhalb bleiben und dadurch die Module nicht nass werden (Swimsol 2016b).

Im Gegensatz dazu wurde die *Lake*-Version (Abbildung 5) für Binnengewässer ohne Wellen entwickelt. Für diesen Anwendungsbereich ist es eben nicht nötig, eine komplizierte und hohe Konstruktion zu entwickeln. Dafür werden die Module direkt über dem Schwimmkörper montiert und befinden sich mit einem deutlich geringeren Abstand zum Wasser. Somit konnten für die *Lake*-Version im Vergleich zur *Lagoon*-Plattform ungefähr 80% der Konstruktionsmaterialien eingespart werden (Swimsol 2017).

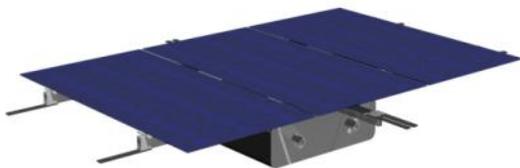


ABBILDUNG 5 Visualisierung Lake, Einzelelement (links) und im Verbund (rechts) (Quelle: Swimsol 2017)

3. Methodik

Das Ziel dieser Arbeit ist es, Aussagen über die Umwelteinflüsse von schwimmenden Solaranlagen treffen zu können. Da es sich um verschiedene Umweltaspekte handelt, wird ein Methodenmix angewendet. Einerseits wird eine Energiebilanz (basierend auf einer Sachbilanz aus dem Life Cycle Assessment) erstellt und darauf aufbauend werden LCA Kennzahlen, wie die Energierücklaufzeit und der Energy Return on Investment (EROI), berechnet. Die Technikfolgenabschätzung wiederum verwendet die in der LCA aggregierten techniknahen Daten über Energieverbrauch und Emissionen und bettet sie in einen ökonomisch sozialen Kontext (Grunwald 2010). Mithilfe von aktuellen wissenschaftlichen Artikeln, Marktstudien, unternehmensinternen Informationen und nationalen Energiestrategien werden mögliche Risiken erhoben und bewertet (Technikfolgenabschätzung). Im Folgenden werden die verwendeten Methoden kurz beschrieben und deren Relevanz für diese Arbeit dargelegt.

Die Technikfolgenabschätzung (TA) beschäftigt sich grundsätzlich mit der Frage, wie sich „Chancen von Technologien, gesellschaftliche Probleme zu bewältigen, vergrößern lassen, ohne dabei ungewollte Risiken und Nebenwirkungen eingehen zu müssen“ (Simonis 2013). TA beschäftigt sich nicht nur mit der Technologie und dem mit sich bringenden Fortschritt, sondern sie verfolgt einen inter- und transdisziplinären Ansatz, welcher versucht, durch Ermittlung und Bewertung der Folgen, Risiken und Chancen von Technologie einen mehrdimensionalen Analyse Raum zu schaffen. Simonis (2013) spricht von drei Komponenten der TA: Forschung, Bewertung und Beratung. Diese drei Begriffe sind eng miteinander verknüpft und bilden im Idealfall einen Kreislauf. Ebenso sprechen Liebert und Schmidt (2010) von drei Begriffen, welche nicht voneinander lösbar sind: Wissenschaft, Technik und Gesellschaft. Potentielle gesellschaftliche und ökologische Folgen von Technologisierung werden durch Forschungsarbeit bearbeitet und bewertet. Die Ergebnisse können einerseits die Politik beraten, aber auch über Institutionen in die Gesellschaft zurück gespielt werden.

Die vorliegende Arbeit verfolgt einen prospektiven Ansatz der Technikfolgenabschätzung. Die prospektive TA will idealerweise so früh wie möglich ansetzen, um negative Folgen einer technologischen Neueinführung frühzeitig zu erkennen, Politik und Gesellschaft zu informieren und um Technik gestalten zu können. Die Frühzeitigkeitsorientierung, also der Ansatz in Phasen der grundlegenden Forschung, hat bei einem prospektiven Ansatz eine zentrale Bedeutung (Liebert und Schmidt 2010). Die TA wird aber oft bei bereits genutzten Technologien eingesetzt und setzt somit zu spät an. In dieser Form wirkt sie daher eher nachsorgend, wie zum Beispiel TA zur Nanotechnologie (vgl. Fuchs und Gzásó 2014), zur

Atomenergie (vgl. Fullwood und Hall 1988) oder zum Mobilfunk (vgl. Revermann 2002). Abschätzungen zu ein und demselben Thema können oft sehr unterschiedlich sein und auch zu gegensätzlichen Ergebnissen und Bewertungen kommen, sowie es etwa noch heute teilweise in der Atomenergie der Fall ist. Dies kann aber keinesfalls als Kritik an der Methode gesehen werden, denn offene Diskussionen und verschiedene Meinungen sind in der Wissenschaft von großer Bedeutung, so, wie es der englische Philosoph Bertrand Russell einmal passend formuliert hat: „Wenn alle Experten einig sind, ist Vorsicht geboten.“ (Russell zit. nach Ronner 1974). Ein kritischer Blickwinkel und das Hinterfragen von Grundannahmen sind von großer Bedeutung. So ist es wichtig, sich nicht nur auf die nicht intendierten Folgen einer Technologie zu beschränken, sondern auch ein Übermaß der intendierten Folgen zu hinterfragen. So kann es passieren, dass eingangs positiv intendierte Wirkungen von negativ intendierten Wirkungen nicht mehr zu unterscheiden sind. Als Beispiel kann der Erfolg des Autos herangezogen werden: die enorme Mobilitätssteigerung (per se positiv) hat eben auch Verkehrstote und Umweltprobleme (negativ) mit sich gebracht (Liebert und Schmidt 2010). Die negativen Auswirkungen veranlassen die eigentliche Intention, nämlich die Mobilitätssteigerung, zu hinterfragen.

In der ISO Norm 14044 „Umweltmanagement und Ökobilanz“ befindet sich ein international anerkannter Standard zur Durchführung einer Lebenszyklusanalyse (International Standardization Organisation 2006). Die dort postulierten vier Hauptelemente sollen der hier durchgeführten Analyse als Leitfaden dienen, und gliedern sich wie folgt:

- o Zielsetzung
- o Sach- und Materialbilanz
- o Wirkungsabschätzung
- o Interpretation

So kann die Einleitung dieser Arbeit als *Zielsetzung* betrachtet werden. Die *Sachbilanz* wird mit der Materialanalyse und Erstellung der Materialliste gleichgesetzt. Als *Wirkungsabschätzung* wird die Energiebilanzanalyse, der Teil der hydrologischen Auswirkungen und das Gefahrenpotential gesehen und zuletzt der Diskussionsteil als *Interpretation*. Die Analyse sollte sich an bereits ähnlich durchgeführten Analysen orientieren, wie die schon erwähnte KRESSE Studie des Wuppertal Instituts (Viebahn u. a. 2014), im Rahmen welcher bereits eine umfangreiche Rohstoffanalyse von Solaranlagen durchgeführt wurde.

Es lässt sich also feststellen, dass die für diese Arbeit verwendete Methode ein Mix aus hauptsächlich zwei Methoden ist. Der Methodenmix wird auf folgende drei Themenkomplexe im Hauptteil angewendet:

- Materialliste und Energiebilanz
- Hydrologische Aspekte
- Gefahrenpotentiale

Dafür ist es notwendig, zu allererst eine Materialliste zu erstellen. Diese listet alle für das Produkt verwendeten Materialien und ihre Funktionen auf. Diese Liste dient als Basis für weitere Recherche, vor allem zum Thema Energiebilanz, Gefahrenpotential und Löslichkeit der unterschiedlichen Stoffe. Mithilfe von Daten aus chemischen und physikalischen Quellen zum Thema Korrosion und Löslichkeit, wird für ausgewählte Komponenten das Gefahrenpotential ermittelt. Durch zusätzliche Literaturrecherche wird das jeweilige Material mit gleichen Materialien in ähnlichen Einsatzgebieten verglichen und deren Analyseergebnisse untersucht. Eine benachbarte Forschungsrichtung ist zum Beispiel der Einsatz von Materialien in der Trinkwasserinfrastruktur, aber auch im Konstruktionsingenieurwesen im marinen Bereich wie bei Offshore-Anlagen.

Die Energiebilanz wird auf Basis des kumulierten Energieaufwandes (KEA) berechnet (Fthenakis und Kim 2011). Dadurch ist es möglich, den konkreten CO₂ Bedarf der schwimmenden Plattformen anhand des kumulierten Energieaufwandes im Ergebnisteil darzustellen. Mit dem bereits kumulierten Energieaufwand können weitere Kennwerte, wie die Energierücklaufzeit (Energy Payback Time) und der Erntefaktor (Energy Return on Investment) berechnet werden.

Da es so gut wie keine Literaturbasis zu schwimmenden Solaranlagen und deren Umwelteinflüsse gibt, wird die Recherche der Themen hydrologische Aspekte, Risiken und sozio-politische Aspekte in verwandten Themengebieten durchgeführt. Dabei geben Datenbanken wie ScienceDirect, Scopus oder Artikel des Springer Verlages einen guten Überblick. Im Speziellen werden auch wissenschaftliche Journals wie beispielsweise The International Journal of Life Cycle Assessment, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Energy Policy, Solar Energy, Solar Energy Materials and Solar Cells, Computer & Technical Engineering nach relevanten Artikeln durchsucht.

Das Kapitel der hydrologischen Aspekte wird die im vorangegangenen Kapitel ermittelten Materialien auf deren Einfluss im Wasser analysieren. Dabei wird sowohl der Einsatz im Salz- als auch im Süßwasser behandelt, um verschiedene Gefahrenpotentiale aufzuzeigen. Die Unterscheidung ist insofern relevant, als dass der existierende Plattfortmty für

Meerwasser ausgelegt wurde, und der in Entwicklung befindende Plattfortmtyf für Süßwasser.

Zum Thema Verdunstung und Verschattung wird eine Literaturrecherche durchgeführt und mithilfe von Daten aus vergleichbaren (PV-)Projekten oder Installationen eine einfache Abschätzung für schwimmende Solaranlagen getroffen.

Die für die schwimmenden Anlagen verwendeten Materialien werden auf ihr mögliches Gefahrenpotential untersucht, und mithilfe einer Literaturrecherche aufbereitet. Als mögliche Gefahren gelten alle Materialien während des ungestörten Anlagenbetriebs, aber auch mögliche zusätzliche Gefahren im Störfall.

Im letzten Kapitel werden soziopolitische und ökonomische Aspekte behandelt. Dazu zählt einerseits die Wirtschaftlichkeit von schwimmenden Solaranlagen, andererseits auch das Thema der politischen Awareness im Hinblick auf erneuerbarer Energien. Letzteres wird anhand von Energiestrategien und journalistischen Veröffentlichungen ausgewählter Staaten untersucht. Hierbei leisten auch unternehmensinterne Informationen und eine aktuelle Marktstudie einen essentiellen Beitrag. Die soziotechnischen und politischen Schlussfolgerungen daraus werden aus dem Blickwinkel einer prospektiven Technikfolgenabschätzung gezogen.

4. Technikfolgenabschätzung von schwimmenden Solaranlagen

4.1. Materialien

Als Basis für diese Arbeit werden alle verwendeten Materialien gesammelt und aufgelistet. Dazu dienen einerseits Pack- und Bestelllisten des Unternehmens (*Lagoon*) als auch ungefähre Abschätzungen (*Lake*). Sowohl die schwimmende *Lagoon*-Plattform für das Meer, als auch die weniger wellenresistente Plattform *Lake* bestehen aus ähnlichen Bauteilen. Beide Plattform-Varianten können in dieselben Anlagenkomponenten und ihre Hauptbestandteile aufgegliedert werden.

Aufgrund der hohen klimatischen Ansprüche werden für die Plattformen nur Doppelglas-Module mit spezieller Randabdichtung verwendet (vgl. Kapitel 1.3). Es handelt sich hierbei um klassische polykristalline Photovoltaik-Zellen. Bei der *Lagoon*-Plattform werden Module mit Rahmen verwendet, bei *Lake* Module ohne Rahmen. Die für die Anlage benötigten Kabel gliedern sich in ein klassisches Solarkabel (DC) und ein Unterwasserkabel (DC). Das Montagesystem ist das gleiche wie bei Solaranlagen am Dach und besteht hauptsächlich

aus Aluminium. Die Konstruktion besteht aus Aluminium-Profilen und Edelstahl-Knoten. Die Schwimmkörper bestehen aus einem zylindrischen Körper aus expandiertem Polystyrol (EPS-30), einer Polyethylen-Folie und aus zwei Aluminium-Platten zur Abdichtung. Die Schraubanker für die Bodenverankerung werden aus niedriglegiertem, verzinktem Stahl gefertigt. Das Stahlseil zur Verankerung besteht aus Edelstahl/Chromnickel und die Bojen wiederum aus EPS. Bevor es zur wechselstromseitigen Netzanbindung kommt, gibt es außerdem noch einen Wechselrichter.

Die Bilanzgrenzen wurden so gesetzt, dass Schrauben, Bolzen, Unterlegscheiben und andere kleine Hilfsmittel aufgrund des geringen Anteils für den gesamten Energiebedarf und des relativ großen Aufwands der Berechnung, nicht mitberechnet werden. Das Silikon zur Abdichtung mancher Stellen wurde ebenfalls ausgeklammert. Es wurden keine Klebstoffe oder ähnliche Mittel verwendet. Alle anderen Komponenten werden bis inklusive dem Wechselrichter miteinbezogen. Es wird davon ausgegangen, dass ein Wechselstromnetz vorhanden ist und der Strom nach dem Wechselrichter ohne weitere (elektrische) Komponenten ins Netz eingespeist werden kann. Laut einem Hersteller beträgt die Lebenszeit eines Wechselrichters 15 Jahre oder weniger (Lydic 2017). Die schwimmenden Plattformen mitsamt Modulen haben eine erwartete Lebenszeit von 30 Jahren. Somit ist klar, dass zumindest zwei Wechselrichter für das Betreiben der Anlage über ihre erwartete Lebenszeit notwendig sind. Dies wird in die Berechnung des kumulierten Energieaufwandes miteinbezogen, indem die benötigte Anzahl der Wechselrichter verdoppelt wird.

Oberhalb des Wasserspiegels befinden sich die Module, das Montagesystem und Teile der Konstruktion und der Kabel. Unterhalb des Wassers befinden sich die Konstruktion, die Schwimmkörper, die Verankerung, die Stahlseile und die Unterwasserkabel. Außerdem gibt es noch zusätzliche an der Wasseroberfläche schwimmende Bojen, welche für die Verankerung notwendig sind. Ein Kabeltyp befindet sich oberhalb des Wassers (Polyethylen Low Density) und verbindet die Module miteinander. Der andere Kabeltyp (Polyvinylchlorid), ein Unterwasserkabel, befindet sich im Wasser und führt den Gleichstrom am Meeresboden entlang an Land. Um den produzierten Gleichstrom in ein herkömmliches Netz einspeisen zu können, braucht es außerdem einen Wechselrichter, welcher Gleichstrom (DC) in Wechselstrom (AC) invertiert. Abbildung 6 zeigt schematisch die Konstruktion einer schwimmenden Solaranlage.

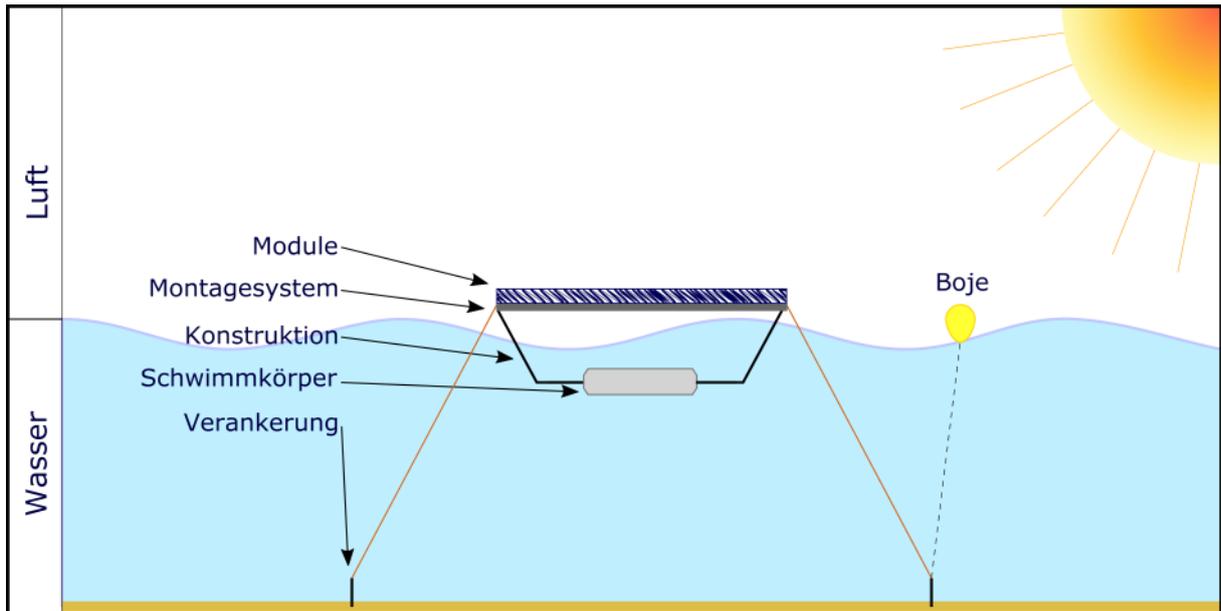


ABBILDUNG 6 Schematische Darstellung einer schwimmenden Solaranlage (eigene Darstellung)

Nachfolgende Tabelle 2 fasst die gesamten Materialien, welche für eine schwimmende Plattform notwendig sind, in einer Liste zusammen.

TABELLE 2 Materialliste der schwimmenden Solarplattformen (eigene Darstellung)

Anlagenkomponente	Teil/Art	Material
PV-Modul	Doppelglas-Modul	Glas, Silizium
Kabel	Solar-X 1X6 NAT/SW	Kupfer, PE-LD
	JZ-500 BLACK 3G1,5	Kupfer, PVC
Montagesystem	Speedrails von K2	Aluminium
Plattform-Konstruktion	Profile	Aluminium
	Knoten	Edelstahl
Schwimmkörper	Körper	EPS-30
	Schutzfolie	PE-HD
	Platte	Aluminium
Verankerung	Schraubanker	Verzinkter Stahl (niedriglegiert)
	Stahlseil	Edelstahl, Chromnickel

	Seil	Polyester
	Boje	EPS
Netzanbindung	Wechselrichter	Stahl, Aluminium, Kupfer etc. ¹

4.2. Energiebilanz

Die Berechnungsmethode stellt die energetische Bilanz in Form des kumulierten Energieaufwands (KEA) entlang des Lebenszyklus dar. Das Konzept umfasst den gesamten Lebenszyklus. Der kumulierte Energieaufwand betrachtet die energetischen Aufwendungen von der Rohstofflagerstätte über die Materialproduktion bis hin zur Entsorgung. Bei dem Material Edelstahl beispielsweise bedeutet das, dass der Energieaufwand beim Abbau aller Einzelbestandteile (Eisen, Kohlenstoff, Chrom, Nickel,...), der Energieaufwand zur Herstellung des Edelstahls als auch der Energieaufwand zur Wiedernutzbarmachung des (Roh-)Materials addiert werden. Die VDI-Richtlinie (Verein Deutscher Ingenieure) definiert die Einheit des KEA mit Joule pro funktionelle Einheit (J/fE) (Neugebauer, Götze, und Drossel 2014). Bei dieser Betrachtung bleibt jedoch außer Acht, dass recycelte (Roh-)Stoffe in den Prozess aufgenommen werden können, und somit der Energieaufwand für den Rohstoffabbau wegfällt. Vielmehr wird davon ausgegangen, dass das Produkt oder die Anlage stets aus neuen Rohstoffen hergestellt wird und nicht Teile aus dem Entsorgungsprozess des eigenen Produktionsprozess oder einem anderen Herstellungsprozess zurückgeführt werden.

Die Bewertungsmethode des kumulierten Energieaufwandes wurde bei der Berechnung von verschiedenen, für schwimmende Solaranlagen relevanten, Materialien verwendet (Höflinger 2013). Höflinger hat eine exemplarische Berechnung für den kumulierten Energieaufwand einer *Lagoon*-Plattform durchgeführt. Dabei ist er auf einen KEA von 722.039 MJ gekommen. Da dies nur eine grobe Abschätzung war, sollen im Folgenden Verbesserungen und Anpassungen der Berechnungen durchgeführt werden, um zu einem der Realität besser entsprechenden Wert zu gelangen.

4.2.1. Plattformkonstruktion

Erste Analysen ergaben, dass einige Materialien wie Doka-Platten (Schichtholz) und Betonblöcke mitberechnet wurden. Diese haben sich in derselben

¹ (Fthenakis und Kim 2011: Tabelle 3)

Containerlieferung/Packliste befunden, wurden aber für eine andere Testplattform beziehungsweise Solarinstallation verwendet. Daher wurden in einem ersten Schritt diese fehlerhaft miteinbezogenen Komponenten aus der Berechnung entfernt.

Des Weiteren werden die jeweiligen Daten auf ihre Herkunft und Glaubwürdigkeit geprüft. Vor allem die hohen KEA-Werte bei den Solarmodulen sind auffällig. Es wird vermutet, dass sich diese Werte nicht auf ein einzelnes Modul, sondern auf eine gesamte PV-Installation samt Montage- und Installationssystem beziehen. Höflingers kumulierter Energieaufwand bei den Modulen wurde untersucht, mit aktuellen Werten verglichen und für zu hoch bewertet.

4.2.2. Module

In der Literatur wird durchschnittlich ein KEA-Wert von etwa 7.500 kWh/kW_p [entspricht 27.000 MJ/kW_p] für polykristalline Zellen angenommen (vgl. Wesselak u. a. 2013; Quaschnig 2015). Es wird davon ausgegangen, „dass eine regenerativ erzeugte Energieeinheit eine fossile Energieeinheit und den mit ihr verbundenen Primärenergieaufwand ersetzt“ (Wesselak u. a. 2013, 53). Daher kann dieser Wert laut Wesselak und Voswinkel mit einem Kraftwerkskoeffizienten, oder besser bekannt als Wirkungsgrad, von 31% für westeuropäische Kraftwerke (Fthenakis und Kim 2011) multipliziert werden. Deswegen wird in dieser Berechnung ein KEA-Wert für polykristalline Solarmodule von 8.370 MJ/kW_p als Basis angenommen. Es wird davon ausgegangen, dass für 1 kW_p vier Module (á 250 W) mit jeweils 1,7 m² Platzbedarf gebraucht werden (entspricht der von Swimsol verwendeten Module, siehe Datenblatt Anhang I). Das entspricht dann einem Energieaufwand von 1.231 MJ/m².

TABELLE 3 Kumulierte Energieaufwand für polykristalline Solarmodul (eigene Darstellung)

KEA Solarmodul	
pro Leistung [MJ/kW _p]	pro Fläche [MJ/m ²]
8.370	1.231

Der alte KEA-Wert für Solarmodule von Höflinger wird mit diesem neu berechneten und aktuelleren KEA-Ergebnis ausgetauscht. Aufgrund der neuen Daten reduziert sich der KEA-Wert der Solarmodule erheblich. Da die Werte sehr unterschiedlich ausfallen, stellt sich die Frage, ob die Daten von Höflinger eventuell sehr veraltet waren. In den letzten Jahren wurde die Photovoltaik-Produktion sehr viel effizienter. Eine Studie spricht hier zum Beispiel von einer Energieeinsparung bei der Zellenproduktion von etwa einem Drittel gegenüber heutiger

Zellenproduktion (Jäger-Waldau 2017). Dass sich der Energieaufwand für eine Solarzelle in weniger als vier Jahren (Höflingers Daten von 2013) auf ein Siebtel reduziert hat, kann als unwahrscheinlich betrachtet werden. Somit ist davon auszugehen, dass die Solarmodul-Daten von Höflinger inkorrekt waren.

4.2.3. Transport

Das Tool von Höflinger beinhaltet auch die Möglichkeit, verschiedene Transportmittelwege miteinzubeziehen. Für die von ihm exemplarisch durchgeführte Berechnung wurde zwar kein Transport miteinbezogen, sondern lediglich darauf hingewiesen, dass das Tool die Möglichkeit dafür bietet. Nach mehrmaligem Testen der Funktion für die Transportwegberechnung hat sich aber herausgestellt, dass diese fehlerhaft ist. Es handelt sich um keinen inhaltlichen Fehler, sondern um eine falsche Verknüpfung von Werten und Formeln.

In das Tool wird normalerweise das Gewicht (m) des jeweiligen verwendeten Materials eingegeben. Diese Gewichtsangabe wird mit dem spezifischen KEA [MJ/kg] multipliziert, um den gesamten KEA des jeweiligen Materials zu berechnen. Für Solarmodule ist das etwas anders. Ein kg -Wert macht bei dieser Kategorie wenig Sinn, da die KEA-Werte für Solarmodule, wie bereits erwähnt, in MJ/kW_p oder MJ/m^2 angegeben werden. Bei Solarmodulen ist nicht das Gewicht die maßgebende Komponente für den energetischen Aufwand, sondern vielmehr die installierte Leistung beziehungsweise benötigte Fläche. Höflinger hat dies noch mitbedacht und verlangt bei der Eingabe der Solarmodule keinen kg -Wert sondern ein m^2 -Wert. Bis hier her ist die Berechnung korrekt. Aber durch die Zusatzfunktion der Transportberechnung ist ein Fehler entstanden. Die Formel für den Transport betrachtet unabhängig des Materials (egal ob Edelstahl oder Solarmodul) den individuell eingegeben Wert (m) als Gewichtsangabe.

FORMEL 1 KEA-Transportberechnungsformel (eigene Darstellung)

$$KEA_{Transport} = TM * m * l$$

$TM = \text{spezifischer Transportmittel-KEA [in } \text{MJ} \cdot \text{kg}^{-1} \cdot \text{km}^{-1} \text{]}$

$m = \text{Masse [in kg]}$

$l = \text{Länge [in km]}$

Die Werte „m“ und „l“ können individuell eingegeben werden, der spezifische Transportmittelwert kann je nach Transportmittel ausgewählt werden (LKW, Schiene, Luft, Binnensee, Hochsee). Im Fall des Solarmoduls ist der eingegebene Massewert aber der m²-Wert und nicht der kg-Wert. Die Transportberechnungsformel multipliziert dann diesen vermeintlichen kg-Wert mit dem jeweiligen Transportmittelwert [MJ·kg⁻¹·km⁻¹] und mit den im jeweiligen Transportmittel zurückgelegten Kilometern (l). Für die in kg-Werten angegebenen Materialien ist diese Formel korrekt, aber für die in m² angegebenen Solarmodule stimmt diese Formel nicht.

Daher muss für die Solarmodule eine Korrektur gemacht und ein zusätzlicher Wert in das Tool eingefügt werden, nämlich das Gewicht pro installierter Leistung (kg/kW_p), auf welchen sich die Transportformel beziehen kann. Das Gewicht für ein Glas-Glas Modul beträgt 27 kg für ein 60-Zellen Modul und 32 kg für ein 72-Zellen Module (siehe Datenblatt Anhang I). Der gleiche Fehler wurde bei den Wechselrichtern gemacht, indem die Eingabe für die installierte PV-Leistung als Gewicht (m) betrachtet wurde.

Da die schwimmende Anlage für eine maledivische Insel gefertigt wurde und die Plattform eine rein europäische Produktion ist, scheint es nicht unerheblich zu sein, sich den Transport etwas genauer anzusehen. Es muss bedacht werden, dass alle Komponenten und Bauteile nach Wien geliefert werden, mittels LKW-Transport aus verschiedenen europäischen Ländern. Dafür wird ein Durchschnittswert von 500 km je Komponente angenommen. Alle Komponenten werden in einen 40 Fuß High Cube Container verpackt und wiederum mit dem Zug von Wien nach Hamburg gebracht. Dafür wird eine Zugstrecke von 1.000 km angenommen. Von Hamburg wird der Container mit einem Frachtschiff in den Hafen der maledivischen Hauptstadt Malé verschifft. Der Seeweg über den Ärmelkanal, die Straße von Gibraltar und über den Suezkanal bis nach Malé beträgt 14.000 km. Um die Plattform-Varianten besser vergleichen zu können, wurde für beide dieselbe Wegstrecke berechnet. Tabelle 4 zeigt die verschiedenen Energieaufwandswerte der drei verwendeten Transportmittel in MJ·kg⁻¹·km⁻¹ und die jeweils zurückgelegten Kilometer (Swimsol 2016b). Durch Einsetzen der jeweiligen Werte (aus Anhang II) in die Formel 1 ergeben sich für den Transport der *Lagoon*-Version zusätzlich 673 MJ/kW_p und für die *Lake*-Version 418 MJ/kW_p.

TABELLE 4 Kumulierter Energieaufwand für Transportwege (eigene Darstellung)

Transportmittel	KEA ² [MJ·kg ⁻¹ ·km ⁻¹]	Wegstrecke [km]
LKW Transport nach Wien	0,0017	500
Zugstrecke Wien – Hamburg	0,0006	1.000
Frachtschiff Hamburg – Malé	0,0001	14.000

Die spezifischen Energieaufwandswerte aus der Datenbank von Höflinger für alle anderen Komponenten/Materialien werden als korrekt erachtet. Um nun den energetischen Aufwand der restlichen Komponenten (Montagesystem, Konstruktion, Schwimmkörper, Verankerung) zu berechnen, muss die Masse des jeweiligen Materials ermittelt werden und in das Tool eingegeben werden. Durch teilweise sehr detaillierte Packlisten der Firma Swimsol für den maledivischen Zoll, konnten alle Komponenten eruiert und das Gewicht recherchiert werden. Beispielsweise wurde bei den verwendeten Kabeln das jeweilige Datenblatt herangezogen, um von der Dicke der Isolierung, beziehungsweise Angaben zur Litze, auf das Gesamtgewicht des jeweiligen Materials rückrechnen zu können. Das Gewicht der andere Komponenten (Schwimmkörper, Profile, Knoten, Anker) wurde durch die spezifische Dichte des Materials und der jeweiligen Form errechnet. Das Gewicht des Montagesystems wurde durch Herstellerangaben ermittelt.

4.2.4. Unterschiedliche Plattfortmtypen

Für die *Lake*-Version werden fast die gleichen Materialien verwendet wie für die bisher betrachtete *Lagoon*-Variante, nur in einem anderen Ausmaß. Im Gegensatz zur *Lagoon*-Plattform gibt es für die *Lake*-Version keine reale Datengrundlage, sondern nur einen Prototypen und Abschätzungen aus der Forschungs- und Entwicklungsabteilung von *Swimsol*.

Die folgende Abschätzung des Lake-Typs bezieht sich auf eine 100 kW_p Anlage, die sich noch im Planungsstadium befindet. Anstatt der kleineren 60-Zellen-Module, werden für diese Plattformen die etwas größeren und leistungstärkeren Module mit 72 Zellen verwendet, womit sich auch das Gewicht auf 32 kg pro Modul erhöht. Die Menge der verwendeten Solarkabel über dem Wasser wurde von der *Lagoon*-Plattform hochskaliert. Es wurde angenommen, dass die Unterwasserkabel gleich bleiben. Dies ist damit zu begründen, dass

² Werte des kumulierten Energieaufwands aus Datenbank der TU Wien (2013)

erstens das Unterwasserkabel sehr teuer ist und zweitens, längere Kabel mehr elektrische Verluste bedeuten, und dies die technische Planung beeinflusst. Bei einem Binnengewässer ist davon auszugehen, dass die Anlage so geplant und installiert werden kann, dass das zum Ufer gelegene nächste Modul nicht mehr als 300 m entfernt schwimmt. Für die Wechselrichter wurden 3 Stück Huawei String Inverter à 33 kW eingesetzt, und diese wie schon bei der *Lagoon*-Plattform in doppelter Ausführung berechnet, um die gesamte Lebenszeit korrekt abzubilden. Das Montagesystem wurde ebenfalls auf die größere Anlage hochskaliert. Wobei die Schraubanker, im Gegensatz zu vier Anker pro *Lagoon*-Plattform, mit 8 Ankern pro 100 kW_p *Lake*-Plattform angenommen wurden. Die Abschätzung für die Schraubanker ist nur sehr grob, da noch keine endgültige technische Verankerungslösung für Süßwasserplattformen gefunden wurde. Zusätzlich wird diese Komponente stark variieren – je nach Wasserboden und Tiefe. Größere Abweichungen betreffen aber vor allem die Konstruktion, die Verankerung und die Schwimmkörper. Firmeninterne Berechnungen zufolge besteht ein Auftriebskörper aus etwa 6 kg EPS und trägt 3 Module (gesamt 900 W_p) (Swimsol 2016b). Für eine 100 kW_p Anlage bedarf es somit 666 kg expandiertes Polystyrol, welches von einer PE-Folie umwickelt wird und an den offenen Enden mit einem Aluminiumdeckel abgeschlossen wird. Für die Profile und Knoten der Konstruktion wurde eine Reduktion von 80% pro kW_p angenommen. Äquivalent dazu wurde diese Berechnung mit der Materialliste aus Tabelle 2 für eine *Lake*-Plattform durchgeführt.

In Anhang II wird die komplette Liste aller berechneten KEA-Werte für alle Komponenten der schwimmenden Anlage einzeln aufgelistet. In dieser Liste werden von mir überprüfte und ergänzte Mengenangaben (Spalte 3) und korrigierte KEA-Werte (Spalte 2 für PV-Modul und PV-Inverter) angegeben. Zusätzlich zu den Energiekosten für die Materialien kommen die Energiekosten für den Transport, welcher mit den Angaben in Anhang II und der Formel 1 errechnet werden können.

Tabelle 5 zeigt die Ergebnisse des kumulierten Energieaufwands je installierter Leistung für beide Plattfortmtypen, aufgeschlüsselt jeweils für die Solarmodule, den Transportweg und die Konstruktion/Elektrik. Unter Plattform/Elektrik werden die gesamten Plattformkomponenten (Montagesystem, Plattform-Konstruktion, Schwimmkörper, Verankerung) inklusive elektrischer Netzanbindung (Kabel, Wechselrichter) verstanden. Entsprechende Berechnungsgrundlage befindet sich im Anhang II. Dabei wurden die KEA-Werte von allen Komponenten aus Anhang II inklusive KEA für Transport summiert.

TABELLE 5 Spezifischer kumulierter Energieaufwand in MJ/kW_p für Lagoon- und Lake-Plattform (eigene Darstellung)

	Lagoon [MJ/kW _p]	Lake [MJ/kW _p]
Solarmodule	8.370	8.370
Transport	673	418
Plattform/Elektrik	23.059	9.788
Kumulierter Energieaufwand	32.102	18.576

Bei der hier betrachteten *Lagoon*-Plattform, die sich bereits im Einsatz befindet, handelt es sich um eine schwimmende Solarplattform, die Module mit einer 15 kW-Peakleistung trägt. Das bedeutet einen gesamten KEA von 481.530 MJ pro Plattform. Mehrere dieser Plattformen könne im Verbund installiert werden, kleiner als 15 kW_p ist nicht möglich. Bei der theoretischen *Lake*-Version verhält es sich etwas anders, weil die Anlagen für fast alle Peakleistungsgrößen gestaltet werden können. Bei einer 100 kW_p *Lake*-Installation würde das einen gesamten KEA von 1.857.600 MJ bedeuten. Der große Unterschied pro installierte Leistung ergibt sich alleinig durch den deutlich geringeren Materialeinsatz bei der Plattformkonstruktion, den Schwimmkörpern und der Verankerung der *Lake*-Version. Dies ist deswegen möglich, weil im Gegensatz zu einer Meeresinstallation am See weniger hohen Wellen auftreten. Geringere Wellenhöhe bedeutet gleichzeitig geringere auftretende Kräfte an der Plattformkonstruktion.

4.2.5. Temperatureinfluss

Wieviel Energie ein Solarmodul produzieren kann, hängt nicht nur von der vorhandenen Solareinstrahlung ab, sondern auch von der Modultemperatur. Diagramm 2 zeigt Temperaturverläufe zweier PV-Module an einem durchschnittlichen Tag auf den Malediven. Die rote Kurve zeigt den Tagesverlauf für ein Modul einer Installation an Land im Vergleich zur blauen Kurve, welche die Temperatur für ein Modul einer schwimmenden Solarplattform abbildet. Die Daten stammen aus zwei von *Swimsol* installierten Messstationen bei PV-Anlagen auf den Malediven. Für beide Stationen gibt es Daten für mehr als 365 Tage auf Minutenbasis. Die hier abgebildeten Temperaturverläufe sind Durchschnittswerte dieser Messungen.

Der maximale Temperaturunterschied zwischen „Modul Land“ und „Modul Wasser“ ist zu Mittag, und liegt bei 18,5 °C (siehe Diagramm 2). Im Tagesmittel sind Module am Wasser 9,5 °C kühler als gleiche Module an Land.

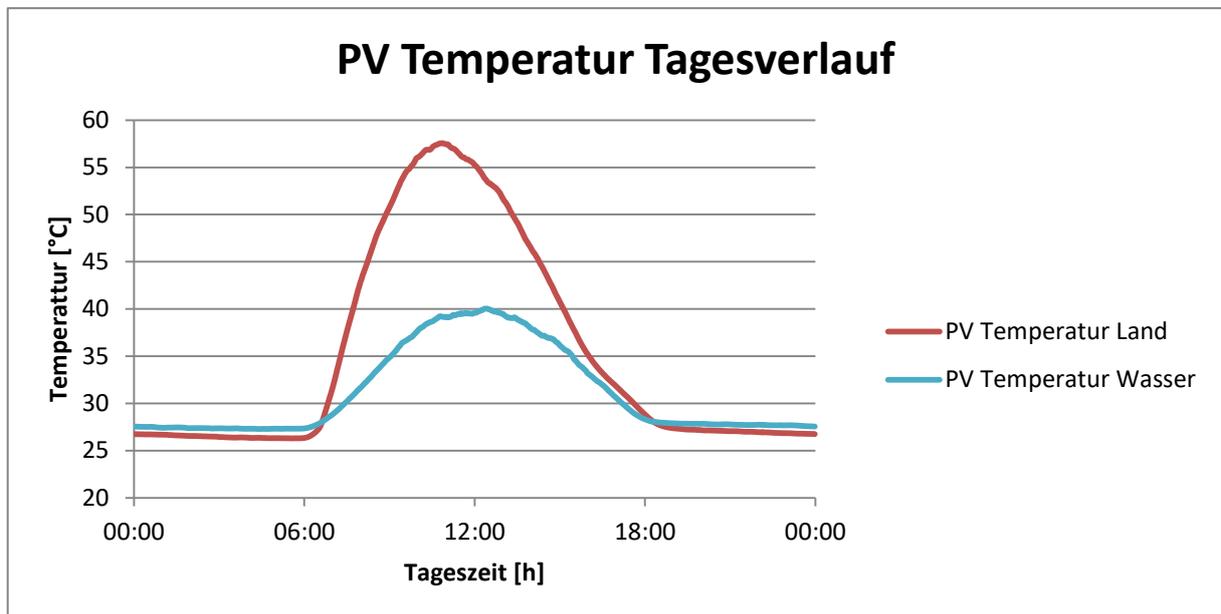


DIAGRAMM 2 Durchschnittlicher Temperaturverlauf von PV Modulen an Land und auf Wasser, installiert auf den Malediven (Quelle: Swimsol 2014, eigene Darstellung)

Die Effizienz eines Solarmoduls sinkt drastisch bei steigenden Temperaturen. Solarmodulhersteller geben diese Abhängigkeit meist in Form des sogenannten Temperaturkoeffizienten in ihren Datenblättern an. Im Datenblatt eines von *Swimsol* verwendeten polykristallinen Solarmoduls wird dieser Koeffizient (Peak Power Temperature Coefficient) mit $-0,37\%/^{\circ}\text{C}$ angegeben (siehe Anhang I). Das bedeutet, dass je einem Grad Celsius über den Standardbedingungen die Gesamteffizienz um 0,37% sinkt. Als Standard gilt die Zellennennbetriebstemperatur, also die erreichte Zelltemperatur bei 800 W/m^2 Solareinstrahlung, $20 \text{ }^{\circ}\text{C}$ Lufttemperatur und 1 m/s Windgeschwindigkeit bei einem nach hinten offen montiertem Modul. Für das von *Swimsol* verwendete Modul beträgt die Zellennennbetriebstemperatur $43 \text{ }^{\circ}\text{C}$. Jeder Grad Celsius darüber verursacht 0,37% weniger Output (Swimsol 2016b). Diagramm 2 basiert auf gemessenen Daten und veranschaulicht den Temperaturunterschied. Bei den Messungen handelt es sich aber nicht um die Zellennennbetriebstemperatur, sondern um die gemessene mittlere Temperatur zweier Temperaturfühler jeweils unterhalb des Moduls. Somit ist davon auszugehen, dass die Messdaten eine etwas kühlere Temperatur zeigen, als in der Zelle tatsächlich herrscht.

Der Temperaturunterschied wirkt sich vor allem in der Mittagszeit, wenn die Solaranlage am meisten Energie produzieren kann, am stärksten aus. Zur Mittagszeit ist auch der

Temperaturunterschied zwischen Modulen am Wasser und am Land am höchsten, wie in Diagramm 2 ersichtlich ist. Des Weiteren soll das nächste Diagramm die tatsächlichen Auswirkungen der Temperatur auf die Stromproduktion veranschaulichen. Die rote Kurve in Diagramm 3 zeigt die gemessene Leistung je W_p der Anlage an Land. Die blaue Kurve zeigt die errechnete Solarleistung eines Moduls am Wasser. Dabei wurde der Tag in drei Phasen eingeteilt (00:00 – 10:00 Uhr, 10:00 – 14:00 Uhr und 14:00-24:00) und der mittlere Temperaturunterschied des jeweiligen Zeitfensters mit dem Temperaturkoeffizienten multipliziert. Die Phaseneinteilung wurde deswegen vorgenommen, um den größeren Temperaturunterschied und die höhere Solareinstrahlung zur Mittagszeit auch in Relation mit einer höheren Produktion zu setzen.

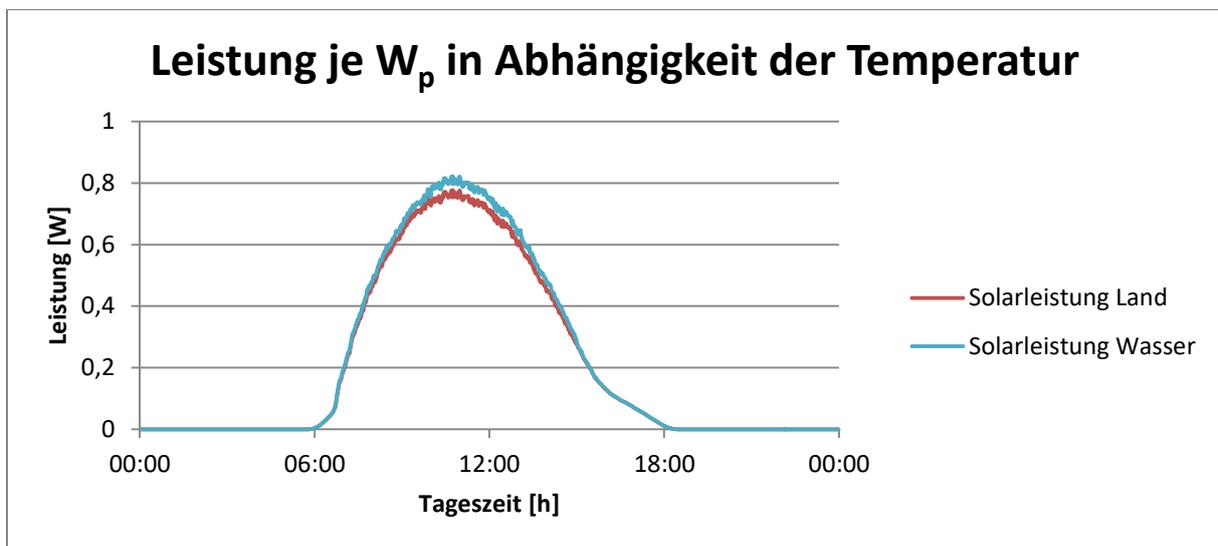


DIAGRAMM 3 Theoretischer Einfluss des Temperaturkoeffizienten auf PV-Installationen an Land und am Wasser (Quelle: Swimsol 2014, eigene Darstellung)

Energetisch bedeutet das einen Mehrertrag von 4,6% für Solaranlagen am Wasser. Tatsächlich gemessene Produktionswerte zeigen aber, dass der Mehrertrag bei 5 bis 10% liegt (Swimsol 2016b). Das ist damit zu begründen, dass der errechnete theoretische Mehrertrag rein auf den Temperaturunterschied basiert und nur die Moduleffizienz und nicht die Effizienz der gesamten Anlage betrifft. In Realität produzieren im Meer schwimmende Solaranlagen im Vergleich zu Landanlagen deshalb auch mehr Strom, weil es bei Anlagen am Wasser keine energetischen Verluste durch Verschattung der Module gibt.

Die hier errechneten und dargestellten Messergebnisse werden von Sahu u. a. (2016) bestätigt. Dieser wissenschaftliche Artikel untersucht schwimmende Solaranlagen im Süßwasserbereich und er kommt auf eine Effizienzsteigerung von etwa 11% im Vergleich zu einer PV-Installation an Land. Der Kühlungseffekt am Wasser kommt dadurch zustande,

dass sich Wasser weniger schnell erwärmt als beispielsweise ein Blechdach. Zirkulierende Luft zwischen Modul und Wasser kühlen die Module zusätzlich. Im Artikel steht auch, dass für den Stromtransport der schwimmenden Solaranlagen eine Art schwimmender Kabelkanal verwendet wird, welcher den Gleichstrom zum Wechselrichter an Land leitet. Im Gegensatz dazu verwendet *Swimsol* gekühlte Unterwasserkabel, was sich ebenfalls auf die Effizienz auswirken könnte.

4.2.6. Solareinstrahlung und Energierücklaufzeit

Nun stellt sich die Frage, wie lange es dauert, diese für die Herstellung und den Transport aufgewendete Energie durch die Photovoltaik-Produktion wieder zu kompensieren. Dafür ist es notwendig, den spezifischen Energieertrag der Solaranlage zu kennen. Der spezifische Energieertrag sagt aus, wieviel Energie ein kW_p (installierte Solarleistung) in einem Jahr produziert. In der Software *Sunny Design Web* der Firma SMA³, einem Programm zur Unterstützung der Konfiguration von PV-Anlagen, wird für die Malediven ein jährlicher spezifischer Energieertrag von $1.451 \text{ kWh}/kW_p$ angegeben. Das ist ein durchschnittlicher Wert für Anlagen auf Dächern. Aufgrund des Temperaturvorteils von schwimmenden Solaranlagen kann mit mindestens 5% mehr Ertrag gerechnet werden. Diese 5% sind eine eher konservative Annahme, da sie einerseits aus den theoretischen Ergebnissen des Temperaturunterschieds (4,6%) und andererseits von den energetischen Messungen von *Swimsol* (5 bis 10%) abgeleitet wurden (Swimsol 2016b).

Wegen der nicht vorhandenen realen Werte für schwimmende Anlagen aus anderen Ländern, wurde für die Berechnung der Rücklaufzeit für Anlagen auf den Malediven ebenfalls mit den aus Sunny Design Web Software stammenden Daten plus 5% Mehrertrag gerechnet, und nicht mit dem noch etwas höheren tatsächlich gemessenen spezifischen Energieertrag (5 bis 10%). Somit können die Rücklaufzeiten aus den verschiedenen Regionen besser in Vergleich gesetzt werden.

Unter der Rücklaufzeit versteht man die Zeitspanne, die es braucht bis der spezifische energetische Aufwand einer Anlage durch sie selbst wieder produziert und somit kompensiert wurde (Bhandari u. a. 2015). Für die Rücklaufzeit, im Englischen auch bekannt unter Energy Payback Time (EPBT), wird der Energieinput durch den jährlichen Energieoutput dividiert (siehe Formel 2). Bei der hier berechneten Rücklaufzeit wird für den Energieoutput (E_{output}) der jährliche spezifische Energieertrag ($E_{\text{spezifisch}}$) mit der installierten Peak-Leistung (kW_p) multipliziert. Als Energieinput (E_{input}) wird der bereits berechnete

³ SMA ist eine deutsche Firma für Photovoltaik-Systemtechnik.

kumulierte Energieaufwand (KEA) der jeweiligen Plattform (siehe Tabelle 5) verwendet. Durch Einsetzen aller Werte in die nachfolgende Formel ergibt sich die Rücklaufzeit für die jeweilige Plattform in Jahren.

FORMEL 2 Formel für die Energy Payback time (eigene Darstellung)

$$EPBT = \frac{E_{input}}{E_{output}} = \frac{KEA}{E_{spezifisch} * kW_p}$$

KEA = Kumulierter Energieaufwand [kWh]

$E_{spezifisch}$ = jährlicher spezifischer Solarenergieertrag [kWh/kW_p]

kW_p = installierte Solarleistung [kW_p]

Rechenbeispiel für eine 15 kW_p-Lagoon-Plattform auf den Malediven:

$E_{input} = KEA = 32.102 \text{ MJ/kW}_p$ (aus Tabelle 5)

→ Um MJ in kWh umzurechnen muss durch 3,6 dividiert werden!

→ Bei einer Anlagengröße von 15 kW_p muss mit 15 multipliziert werden!

KEA = 133.758 kWh

E_{spezifisch} = 1.523 kWh/kW_p (Tabelle 6)

kW_p = 15 kW_p

$$EPBT = \frac{133.758}{1.523 * 15} = 5,9 \text{ Jahre}$$

Tabelle 6 listet die verschiedenen Energierücklaufzeiten je nach Plattform-Typ und je nach geographischer Lage auf. Die Tabelle zeigt, dass der jährliche spezifische Energieertrag in den vier gewählten Regionen unterschiedlich ist, und in Folge dessen ihre Energy Payback Time ebenfalls variiert. Es ist deutlich zu erkennen, dass die *Lake*-Plattform eine geringere Rücklaufzeit als die *Lagoon*-Plattform hat.

TABELLE 6 Energy Payback Time für schwimmende PV-Anlage (eigene Darstellung)

Land/Ort	Energieertrag pro Jahr [kWh/kW _p]	Anlagentyp ⁴	EPBT [Jahre]
Malé/Malediven	1.523	Lagoon	5,9
		Lake	3,4
Mumbai/Indien	1.729	Lagoon	5,2
		Lake	3,0
Kuala Lumpur/Malaysia	1.420	Lagoon	6,3
		Lake	3,6
Singapur	1.454	Lagoon	6,1
		Lake	3,5

Tabelle 6 zeigt, dass der Installationsort einen großen Einfluss auf die jährlichen Solarertrag hat. Dies ist damit zu begründen, dass je nach geographischem Breitengrad die Solareinstrahlung unterschiedlich ist. Generell gilt je näher am Äquator desto mehr Solareinstrahlung. Aber auch andere Parameter wie Klima, jahreszeitliche Unterschiede (Regenzeit, Monsun) und Meereshöhe haben Einfluss auf die Solareinstrahlung und damit auf die Solarleistung eines PV-Moduls, und damit wiederum auf die Energierücklaufzeit der gesamten Anlage. Die beiden Plattform-Varianten unterscheiden sich beinahe um das Doppelte, welches mit den enormen energetischen Kosten für die *Lagoon*-Plattformkonstruktion zu begründen ist.

Werden nur die Solarmodule alleine betrachtet, dann weisen diese eine errechnete Rücklaufzeit von 1,4 (Mumbai/Indien) bis 1,6 Jahren (Malediven) auf. Diese Modulrücklaufzeiten sind auch mit einer aktuellen Studie vergleichbar (Akinyele, Rayudu, und Nair 2017). In dieser Studie wird ein kristallines PV-Modul mit einem gesamten KEA von 1.056 bis 2.417 kWh angegeben. Die dementsprechenden Rücklaufzeiten werden mit 0,83 bis 2,83 Jahren angegeben. Die Plattform-Module entsprechen also etwa der Mitte der in der Literatur angegebenen Werte. Bei diesem Vergleich muss bedacht werden, dass es sich in der Studie um Module mit monokristallinen Zellen handelt und diese in der Herstellung energieintensiver sind als die auf den Plattformen verwendeten polykristallinen Modulen.

⁴ Werte siehe Tabelle 5

Der Vergleich von schwimmenden Solaranlagen zu anderen kompletten PV-Anlagen (inklusive Module, Wechselrichter und Balance of System) ist als schwierig einzustufen. Eine ausführliche Studie über wissenschaftliche Artikel zu Rücklaufzeiten und Energieverbrauch von PV-Anlagen an Land hat gezeigt, dass die Ergebnisse eine bis zu 10-fache Abweichung zeigen. Dies ist vor allem damit zu begründen, dass unterschiedliche Montage- und Befestigungssysteme verwendet wurden, welche unterschiedlich energieintensiv in ihrer Herstellung sind. Auch der Standort der untersuchten Anlage spielt eine große Rolle in diesen Berechnungen (Bhandari u. a. 2015).

Vergleiche in der Literatur erweisen sich oft als schwierig, weil die Ausgangsdaten nicht immer klar und verständlich sind, und daher sich oft stark unterscheiden. Häufige Missverständnisse gibt es nämlich bei Leistungs- und Kapazitätswerten. Dazu ist es wichtig, unterscheiden zu können, ob es sich um die potentielle Kapazität in Watt (auch in Wattpeak $[W_p]$ angegeben) oder um die tatsächlich generierte Energie in Wattstunden, handelt. Die installierte Kapazität, auch Nennleistung genannt, ist jene Energie, die bei Standard-Testbedingungen maximal erreicht werden kann. Dafür gibt es die sogenannten Standard Test Conditions (STC), die mit einer Solareinstrahlung von 1.000 W/m^2 und einer Zell-Temperatur von $25 \text{ }^\circ\text{C}$ festgelegt sind. Offiziell gibt es dafür keine Norm, aber Solarmodulhersteller verweisen auf ihren Datenblättern immer auf diese Standards, bei der Angabe der Solarkapazität, in W_p . Reale Solarinstallationen sind aber von diesen Testbedingungen oft weit entfernt. So liegt etwa die Solareinstrahlung an einem sonnigen Sommertag in Deutschland zwischen $600\text{-}1.000 \text{ W/m}^2$ und im Winter zwischen $300\text{-}500 \text{ W/m}^2$ (Meteorological Office 1983). Viel größere Unterschiede gibt es aber bei der Temperatur, welche erheblichen Einfluss auf die Stromproduktion hat. So kann es in den Solarzellen einer Dachinstallation im mitteleuropäischen Sommer schnell zu $60 \text{ }^\circ\text{C}$ bekommen. Bei einem herkömmlichen Temperaturkoeffizienten von zum Beispiel $0,5\%$ heißt das, dass je $1 \text{ }^\circ\text{C}$ Temperaturunterschied im Vergleich zu den Testbedingungen, der maximale Energieoutput um $0,5\%$ sinkt. Das würde bedeuten, dass die Maximalleistung dieser Dachinstallation 10% niedriger liegt, alleine aufgrund der Temperatur. Mitberücksichtigt wurden dabei weder die tatsächliche Sonneneinstrahlung noch die Leitungsverluste. Auch der World Energy Outlook weist darauf hin, dass durchschnittlich 10 bis 20% Verluste der weltweit installierten Leistung auf nicht optimal ausgerichtete Module, zeitweise Schatten und außer Betrieb befindliche Module zurückzuführen sind. In Anbetracht des Temperaturkoeffizienten und der zuvor genannten Verluste ist jedenfalls mit einer geringeren Effizienz zu rechnen. Kommerzielle Solarfirmen gehen von einer maximalen

Effizienz von 80% der angegebenen Leistung aus (International Energy Agency 2014). Ein 260 W_p Solarmodul liefert unter STC maximal 260 W. In Realität bedeutet das aber, dass dieses Modul maximal 208 W (80%) produzieren wird.

4.3.Hydrologische Aspekte

In diesem Kapitel der hydrologischen Aspekte werden nun die Materialien der Plattformkonstruktion genauer untersucht (Aluminium, Edelstahl, PE, PVC). Einerseits wurden die zu untersuchenden Materialien danach ausgewählt, ob sie bei einem normalen Anlagenbetrieb mit Wasser in Kontakt kommen (zum Beispiel Aluminium, Edelstahl, PE). Es wurden aber auch Materialien ausgewählt, welche normal nicht im Wasser sind aber dennoch mit Wasser in Kontakt kommen könnten (Module/EPS).

Außerdem werden mögliche Auswirkungen auf Flora und Fauna durch Verschattung auf das Wassers und Informationen zum Thema Verdunstung erhoben.

4.3.1. Korrosion und Löslichkeit

Das Vermögen des Wassers, andere Stoffe zu lösen, ist aufgrund des starken Dipolmomentes der Moleküle besonders ausgeprägt und betrifft vor allem Stoffe, deren Molekülzusammenhalt sich teilweise oder vollständig über Ionenbindung realisiert. [...] Die Löslichkeit ist dabei in starkem Maße temperaturabhängig und nimmt mit steigender Wassertemperatur ab. (Vietinghoff 2000, 201:14)

Dass Wasser zum Teil einen sehr starken Einfluss auf die Beschaffenheit von Materialien hat, ist allgemein bekannt. So lösen sich beispielsweise Salze (Ionenbindungen) sehr leicht im Wasser, Metalle aber meist nicht, beziehungsweise über einen viel längeren Zeitraum. Metalle hingegen sind wiederum anfällig für Korrosion. Unter Korrosion versteht man die chemische Reaktion von metallischen Werkstoffen mit ihrer Umgebung.

Für die Materialien der schwimmenden Plattform sollen, unter Bezugnahme auf Erkenntnisse bei ähnlichen Einsatzgebieten dieser Materialien, Abschätzungen über deren Reaktions- und Löslichkeitspotentials und damit einhergehenden (Umwelt-)Gefahren ermittelt werden.

Edelstahl

Edelstahl gehört zu der Gruppe der nichtrostenden Stähle. Edelstahl rostfrei (V2A und V4A) bedeutet, dass diese Stähle eine höhere Korrosionsbeständigkeit haben gegenüber nicht legiertem Stahl. Des Weiteren beinhaltet rostfreier Edelstahl einen Mindestanteil von 10,5% Chrom. Edelstahl bildet eine sehr dünne, aber fest haftende und bei Verletzungen auch selbstheilende Passivschicht aus. Diese Schicht schützt das darunter liegende Metall vor

Angriffen aus dem umgebenden Medium. Rostfreie Edelstähle sind wartungsarm, vollständig recyclebar und langlebig. Aufgrund dieser Eigenschaften werden diese Stähle in der Wasserwirtschaft bevorzugt verwendet. Die für die Plattform verwendete Edelstahl V4A gehört zur Gruppe der Austenite und besteht aus Eisen, Chrom, Nickel, Molybdän und Kohlenstoff. Dieser wird auch häufig im Trinkwasserbereich eingesetzt, wohingegen der etwas weniger korrosionsbeständige Edelstahl V2A im Abwasserbereich seine Anwendung findet. Generell wird bei der Verwendung von Edelstahl in einem Medium, dessen Chloridwert größer als 200 mg/l ist, der Edelstahl V4A empfohlen (Heubner und Hini 2007).

Bei den im Meer schwimmenden Plattformen hat sich der Edelstahl V4A als geeignet erwiesen. Höher legierte Stähle sind in der Regel auch teurer und energieintensiver in ihrer Herstellung. Für Installationen im Süßwasser könnte es sich lohnen, auf den weniger korrosionsbeständigen Edelstahl V2A umzusteigen. Dies gilt aber nur für jenen Süßwasserbereich, bei dem es sich um kein Trinkwasser handelt.

Aluminium

Aufgrund der hohen Sauerstoffaffinität des Aluminiums bildet sich in normaler Luft eine dichte Oxidschicht. Diese stellt einen natürlichen Korrosionsschutz und eine elektrochemische Passivierung dar. Die Wachstumsrate dieser Schicht wird durch Feuchtigkeit und erhöhte Temperatur gefördert, nimmt aber bei konstanten Bedingungen mit der Zeit wieder ab. Bei mechanischer oder chemischer Verletzung bildet sich eine neue schützende Oxidschicht (Ostermann 2014).

Aluminium gehört zu den Nichteisenmetallen. Eine Aluminiumknetlegierung gilt dann als seewassergeeignet, wenn sie innerhalb ihrer geplanten Nutzungsdauer im Meerwasser keinen Korrosionsschaden nimmt. Je nach Zone (Dauertauchzone, Wechselltauchzone, Spritzwasserzone oder in der maritimen Atmosphäre), Temperatur und Bewegung des Bauteils gibt es bevorzugte Knetlegierungen (Gesamtverband der Aluminiumindustrie 2005).

PVC, PE

Polyvinylchlorid (PVC) und Polyethylen (PE-HD, PE-LD) gehören zu den Kunststoffen. In einer Studie zum Thema Korrosion in Wasserleitungen wird der Werkstoff Kunststoff generell als harmlos eingestuft. Es gibt weder einen Einfluss des Wassers auf den Kunststoff (Korrosion), noch vom Kunststoff auf das Wasser (Förstner 2012). Für Kabelisolation wird oft ein sogenannter Weich-PVC verwendet, welcher auch bei den von *SwimSol* verwendeten Unterwasserkabeln verwendet wird und somit für die Untersuchung relevant ist. Diesem PVC werden Weichmacher (Phthalate) beigefügt, welche nicht an den Kunststoff gebunden sind und somit leicht entweichen können (Umweltbundesamt 2017). Diese können sich in

Sedimenten anreichern und in die Nahrungskette, über die Anreicherung in Fischen, kumulieren. Die Auswirkungen der Phthalate auf den Menschen sind nicht restlos geklärt. Aufgrund kontroverser Meinungen gibt es mittlerweile auch alternative Weichmacher wie Adipate, Adipinsäurepolyester oder Zitate. Besonders Hexamol® DINCH und Zitate wurden wissenschaftlich intensiv untersucht und wurden als Weichmacher in Spielzeug und im Lebensmittelkontakt zugelassen. Bei diesen Phthalat-Alternativen gibt es bis dato keine Hinweise auf negative Gesundheits- und Umweltauswirkungen (Windsperger, Windsperger, und Tuschl 2007).

PE-HD gilt als sehr beständig gegen verdünnte Säuren, Laugen, Alkohol, Benzin, Wasser, Fette und Öle. Durch Sonnenstrahlung wird PE-HD, sowie die meisten Kunststoffe, in seiner mechanischen Eigenschaft und in seinem Farbton beeinflusst. Antioxidantien oder Aktivruß werden oft als UV Schutz verwendet. Polyethylen ist wasserabweisend und quillt bei Wasserlagerung nicht. PE-HD ist aufgrund der Beständigkeit gegen Chemikalien seit über 40 Jahren der bevorzugte Werkstoff für Trinkwasser-Druckrohre und Abwasserrohre. Aus der lebensmittelrechtlichen und pharmazeutischen Perspektive gibt es keine Bedenken gegenüber dem Einsatz von PE im Wasser (Domininghaus 2012).

Weitere Risiken

Das Kupfer in den Kabeln der schwimmenden Anlagen kann als unbedenklich eingestuft werden, weil das Kupfer mit PE umwickelt ist und somit keine Berührung mit dem Wasser hat. Es könnte aber möglich sein, dass schlecht isolierte Kabel verlegt werden. Das würde es möglich machen, dass sich Kleinstmengen an Kupfer im Wasser lösen. Es ist aber davon auszugehen, dass der Kupferanteil sehr gering ist und somit wenig bis gar keine Auswirkungen hat. Bei Installation auf Trinkwasserinstallationen sollte noch genauer darauf geachtet werden, dass alle verwendeten Materialien intakt sind und jegliches Lösen von Materialien unterbunden wird. Kupfer im Trinkwasser ist schädlich und muss unter allen Umständen verhindert werden. Sollte es zu einem Kabelschaden durch eine kaputte Isolierung kommen wird dies mit Sicherheit durch fehlende Solarstromproduktion bemerkt und im besten Fall sehr schnell gegen ein neues Kabel ausgetauscht. Ist das Kabel komplett kaputt fließt auch kein Strom mehr. Kein Strom bedeutet meist auch, dass der ökonomische Druck bei den BetreiberInnen steigt, weil diese den verlorenen Strom nicht ins Netz einspeisen können und somit Geld verlieren. Bei einer unabhängig produzierenden Anlage wird ebenfalls der Druck steigen, weil im schlimmsten Fall die komplette oder teilweise Energieversorgung still steht.

Das Styropor wird sowohl vor Wasser, als auch vor UV-Strahlung durch die PE-Folie beziehungsweise die Aluminiumdeckel geschützt. Im Falle einer Beschädigung dieser Schutzvorrichtungen, könnte das Styropor (EPS) vermehrt und dauerhaft mit Wasser in Kontakt kommen. In Folge dessen würde das Styropor mit der Zeit Wasser absorbieren und die Auftriebsfähigkeit würde sich vermindern (Ossa und Romo 2012). Dieses Risiko muss bei der Plattformkonstruktion mitbedacht werden. Durch eine Überdimensionierung in Form von mehr Schwimmkörpern und damit mehr Auftriebskraft als nötig, kann diesem Risiko entgegen gewirkt werden. Die *Lagoon*-Plattform ist so ausgelegt, dass an mehreren Stellen Schwimmkörper angebracht sind. Das Hinzufügen von weiteren Schwimmkörpern, im Falle eines Ausfalles eines Körpers, ist dabei relativ simpel zu realisieren. Bei der *Lake*-Version wird bei der Materialdimensionierung auf eine starke Kostenreduktion gesetzt. Das bedeutet auch, dass die gesamte Konstruktion kleiner ist und es wenig freien Platz für zusätzliche Schwimmkörper gibt. Es soll darauf hingewiesen werden, dass eine geringe Überdimensionierung der im Verbund installierten Plattformen jedenfalls als Sicherheitsfaktor zu verstehen ist. Diese Überdimensionierung der Schwimmkörper kann die verminderten Auftriebskräfte bei Ausfall oder Verlust eines Schwimmkörpers kompensieren.

Styropor selbst hat eine gewisse eigene Widerstandsfähigkeit gegen Wasser, wässrige Salzlösungen und verdünnte Säuren und Laugen. Auch im Seewasser bei 20° C kann Styropor über Jahre standhalten ohne aufzuquellen oder sich aufzulösen. Eine konkrete Haltbarkeit in Jahren wurde in der Studie von BASF (2007) nicht angegeben. Die Haltbarkeit wurde nur in fünf Kategorien eingeteilt (widerstandsfähig über Stunden, Tage, Wochen, Monate, Jahre).

Eine Studie zu Styropor Trinkbechern hat ergeben, dass vor allem die Temperatur der eingefüllten Flüssigkeit einen Einfluss auf die Löslichkeit hat. Bei Temperaturen über 50° C lösen sich nämlich gesundheitsschädliche Styrole und andere aromatische Verbindungen in die eingefüllte Flüssigkeit. Während der Versuche wurde festgestellt, dass es auch große Unterschiede bei der Styropor-Qualität gibt und bei manchen Exemplaren sich auch bei hohen Temperaturen wenig gesundheitsgefährdender Substanzen gelöst haben (Ahmad und Bajahlan 2007).

Die verwendeten PV-Module reagieren im Normalbetrieb ebenfalls wenig mit dem Wasser beziehungsweise mit der in der Umgebung befindlichen Feuchtigkeit. Wie eingangs bereits ausführlich beschrieben wurde, sind die Doppelglas Module von Feuchtigkeitseinflüssen von außen isoliert. Würde ein komplettes Solarmodul untergehen, dann würde die Isolierung zumindest eine Zeit lang das Wasser von außen fernhalten können. Schwachpunkt könnte

hier die Anschlussdose mit den Kabeln sein, welche laut Hersteller aber auch der Schutzklasse IP67 zugeordnet werden kann. Diese Schutzklasse bedeutet, dass die Anschlussdose auch gegen zeitweiliges Untertauchen geschützt ist. Genauso wie im Falle des kaputten Kabels wird davon ausgegangen, dass kaputte und untergegangene Module schnellst möglich aus dem Wasser geholt werden.

Im Gegensatz dazu könnte ein gebrochenes Modul im Wasser, welches nicht geborgen wird, einen erheblichen Schaden im Ökosystem verursachen. Je nach Modultechnologie können die verwendeten Stoffe und Materialien aus ökotoxikologischer Sicht gefährlich sein. Um die potentiellen Gefahren eines gebrochenen Moduls zu minimieren, müsste ein absolut bruchsaferes Modul entwickelt werden. Daher muss aktuell bei dem Einsatz von Solarmodulen darauf geachtet werden, dass so wenig umweltgefährliche Materialien verwendet werden als möglich. Dies ist vor Allem bei Trinkwasserinstallationen wichtig, da umweltgefährliche Stoffe nicht toleriert werden können. Bei offenen Gewässern kann eine minimale Verunreinigung unter Umständen noch toleriert werden, sie sollte aber dennoch vermieden werden. Monokristalline und polykristalline Zellen bestehen hauptsächlich aus Silizium, welches als unbedenklich eingestuft wird. Auch die Dotierung mit Bor und Phosphor werden als unkritisch eingestuft (Viebahn u. a. 2014). De facto gibt es aber noch andere Solarmoduletechnologien. Es gibt zum Beispiel eine neue Entwicklung wie etwa die bereits erwähnten Zellen aus Perowskit. Diese Zellen bestehen unter anderem aus Blei, welches im Falle eines Modulbruchs und einer Submersion zu einem erhöhten Bleianteil im Wasser führt. Abgesehen davon sind Perowskit-Zellen sehr empfindlich gegenüber Feuchtigkeit und würden für den Einsatz am Wasser daher ausscheiden (Monteiro Lunardi u. a. 2017). Bei den bekannteren Dünnschichtmodulen aus CdTe-Zellen wird eine umweltgefährliche Kontamination des Bodens bei beschädigten Modulen als theoretisch möglich, aber nicht wissenschaftlich bestätigt, erachtet. Im Falle eines defekten Moduls soll laut Ebert und Müller (2011) im Sinne des vorsorgenden Bodenschutzes das Modul schnellst möglich entfernt werden. Es kann davon ausgegangen werden, dass für defekte Dünnschicht Module im Wasser dasselbe Vorsorgeprinzip gilt.

In Bezug auf die Konstruktionsmaterialien gibt es bei der schwimmenden Plattform, trotz der oben beschriebenen theoretischen Widerstandsfähigkeit, dennoch Korrosionsprobleme in der Realität. Diese Probleme bestehen vor allem bei der Plattformkonstruktion und den Schwimmkörpern. Die verwendeten Materialien sind theoretisch für diese Einsatzumgebung gemacht und sollten dieser auch standhalten können. Die Probleme betreffen die Metallteile und deren Korrosionsverhalten. Verletzungen an der obersten Schicht begünstigen nämlich

das Korrosionswachstum. Solche Beschädigungen können sowohl bei der Herstellung, beim Transport, aber auch bei der Montage und im eigentlichen Betrieb vorkommen. Neuralgische Punkte können hierbei unsaubere Löt- und Schweißstellen oder Schleif- und Strahlrückstände sein. Um Korrosionsprobleme zu minimieren, muss aber auch beim Transport und der Montage auf Vorsichtsmaßnahmen gesetzt werden. So kann Transportvibration oder Bodenberührung während der Lagerung Korrosion initiieren (Linhardt und Haubner 2012). Aufgrund des langen und schwierigen Transportwegs der schwimmenden Plattformen sollte hier besonders Acht gegeben werden, um Verletzungen an der Oberschicht zu verhindern. Auch Verbesserungen an der Plattformkonstruktion selbst, die Beschädigungen während dem Betrieb verhindern, können als Vorsichtsmaßnahme getroffen werden.

Da sich Metalle nur über eine sehr lange Zeitspanne lösen, welche die eigentlich erwartete Lebenszeit der Anlage übersteigen würde, spielt die Löslichkeit in Bezug auf Wasserverunreinigung keine Rolle.

4.3.2. Verdunstung

Unter Verdunstung wird der Übergang eines Mediums von der flüssigen in die gasförmige Phase verstanden. Dieser Prozess wird als Verdampfungsprozess bezeichnet. Im allgemeinen Sprachgebrauch aber wird der Begriff Verdunstung vielmehr für einen Phasenübergang weit unterhalb des eigentlichen Siedepunktes verwendet. Dieser Vorgang ist durch eine geringe Geschwindigkeit gekennzeichnet, wohingegen das Sieden, ebenfalls ein Begriff des Verdampfungsprozesses, von hoher Geschwindigkeit geprägt ist. Hierbei diffundieren die Wassermoleküle nicht mehr primär über die Oberfläche, sondern es bilden sich vielmehr Dampfblasen in der Flüssigkeit, die dann abgasen (Vietinghoff 2000).

Aufgrund von wesentlichen physikalischen und chemischen Eigenschaften hat das Molekül H_2O eine Sonderstellung. Diese Eigenschaften führen zu besonders hohen Schmelz- und Verdampfungswärmen. Die aufgenommene, beziehungsweise abgegebene Energiemenge während des Phasenübergangs, wird auch als latente Wärme bezeichnet. Speziell in der gasförmigen Phase wird ein bedeutender Anteil an latenter Wärme transportiert. Bis zur Verdampfungstemperatur wird fühlbare Wärme aufgenommen. Bei weiterem Erhitzen wird das Wasser nicht mehr wärmer, sondern es verdampft. Der Dampf enthält mehr Energie als das flüssige Wasser, hat aber dennoch die gleiche Temperatur. So hilft Verdunstung im allgemeinen dem Temperaturhaushalt, indem das Wasser die Energie aus der Solareinstrahlung in Form von latenter Wärme abgibt (Vietinghoff 2000).

Die Wassermenge, die von der Fläche einer Wasseroberfläche in einer bestimmten Zeit verdunstet, ist bei ruhender Luft abhängig von der Temperatur der Wasseroberfläche, vom Grade der Sättigung der Luft über dem Wasserspiegel mit Wasserdampf und von der Geschwindigkeit mit welcher die Diffusion von Wasserdampf in der Luft erfolgt. (Bindemann 1921, 30)

Bindemann hat die wichtigsten Verdunstungseinflüsse in obigem Zitat zusammengefasst, dennoch ist der Verdunstungsprozess von freien Wasserflächen komplex und die Einflussfaktoren auf diesen sind zahlreich. Die Berechnungen und Messungen von Verdunstung von freien Wasserflächen bereiten daher Schwierigkeiten. So gibt es von der UNESCO Richtlinien zu den verschiedensten Messverfahren, wie zum Beispiel die Ermittlung aus Atmometer- und Evaporimeterdaten, Berechnung aus Wasserbilanz, Ableitung aus der Wärmebilanz oder auch mittels Fernerkundung.

Die Temperatur von Wasseroberflächen wird vor allem durch die Sonneneinstrahlung beeinflusst. Die Albedo (a), also der Quotient aus dem Anteil der reflektierten, kurzwelligigen Strahlung (QRK) und der Globalstrahlung (QG), gibt Auskunft, wie stark sich eine Oberfläche erwärmt. Die Albedo ist definiert als:

FORMEL 3 Albedo Formel (Quelle: Bindemann 1921, 39)

$$a = 100 * \frac{QRK}{QG}$$

Die Albedo ist von den Eigenschaften der bestrahlten Oberfläche und von der Sonnenhöhe, beziehungsweise vom Einstrahlwinkel, abhängig. Liebscher und Baumgartner (1990) gehen von folgenden durchschnittlichen Werten des Rückstrahlungsvermögens aus:

TABELLE 7 Albedowerte verschiedener Oberflächen im Vergleich (Quelle: Liebscher und Baumgartner 1990, eigene Darstellung)

Oberfläche	Albedo [%]
Wald	5 – 15
Straßenbelag, Teer	5 – 10
Seen, Flüsse, Meer ruhig	5 – 15
See-Eis	30 – 40
Schnee frisch	70 – 95

Angaben zum Reflexionsvermögen von Wasseroberflächen sind besonders stark variabel. Ruhige Wasseroberflächen haben beispielsweise eine kleinere Albedo als Wasseroberflächen mit Wellen. Eis wiederum reflektiert einen höheren Anteil an kurzwelligem Strahlungen und hat daher einen noch höheren Albedowert. Noch mehr kurzwellige Strahlung wird von Schnee reflektiert.

Je höher der Albedowert, desto mehr kurzwellige Strahlung wird zurück gestrahlt und die Oberfläche wird weniger stark erwärmt. Die optischen Eigenschaften des Wassers spielen in der Hydrologie eine bedeutsame Rolle und die Auflistung (in Tabelle 7) der verschiedenen Albedo Werte des Wassers im jeweilige Aggregatzustand zeigt die Unterschiede deutlich (Liebscher und Baumgartner 1990).

Zusätzlich zum Aggregatzustand des Wassers, spielt aber auch der Sonnenstand eine wichtige Rolle, wie Tabelle 7 zeigt. Je nach geographischer Lage (Breitengrad) ändert sich der Einstrahlungswinkel der Sonne und in Folge dessen auch die Albedo. Der Äquator befindet sich bei dem Breitengrad 0°. Je weiter man sich von dort wegbewegt, desto flacher ist der Winkel, in dem die Strahlung auftrifft und desto mehr Strahlung wird reflektiert. Dies wiederum resultiert in größeren Albedowerten (siehe Tabelle 8). Indien beispielsweise befindet sich innerhalb der Breitengrade 8° und 38° Nord und hat eine durchschnittliche Albedo von 6,6 bis 8,6 (Cogley 1979). Auch der Sonnenstandverlauf während des Jahres hat einen Einfluss auf die Albedo. Während es fast keine monatlichen Änderungen in der Nähe des Äquators gibt, sind die Differenzen in der Nähe des Polarkreises zwischen Sommer und Winter deutlich erkennbar.

TABELLE 8 Monatliche durchschnittliche Albedowerte von offenen Gewässern, Längengrad 0° bis 70° Nord (Quelle: Cogley 1979, 779)

Lat (deg)	Month												Year
	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	
70	30.1	33.8	22.9	14.8	11.6	11.2	11.4	13.4	20.2	31.3	30.1	--	14.1
60	33.9	24.0	15.5	10.5	8.8	8.4	8.6	9.8	13.6	21.6	32.1	35.5	12.0
50	22.0	16.1	10.8	8.4	7.5	7.3	7.4	8.0	9.9	14.4	21.0	24.1	10.2
40	14.5	11.1	8.5	7.3	6.8	6.7	6.8	7.1	8.0	10.3	13.8	16.1	8.6
30	10.3	8.6	7.3	6.7	6.5	6.4	6.4	6.6	7.1	8.2	10.0	11.1	7.6
20	8.3	7.4	6.7	6.4	6.3	6.3	6.3	6.4	6.6	7.2	8.1	8.7	6.9
10	7.2	6.7	6.4	6.3	6.4	6.4	6.4	6.3	6.3	6.6	7.1	7.4	6.6
0	6.6	6.4	6.3	6.4	6.6	6.8	6.7	6.4	6.3	6.4	6.6	6.8	6.5

Im Zusammenhang mit den schwimmenden Solarplattformen ist die Betrachtung der Verdunstung und der Albedo besonders bei der *Lake*-Version relevant, weil diese im Süßwasserbereich aufgestellt werden soll. Unter Süßwasser wird ein See, ein Stausee aber auch ein Trinkwasserreservoir oder ein Bewässerungsgewässer verstanden. Vor allem in

den letzten beiden Fällen ist das Thema Verdunstungsminimierung von großer Bedeutung. Da das Wasser möglichst nicht verdunsten soll, sondern die Trinkwasser- oder Bewässerungsversorgung sichern soll, ist es in trockenen Gebieten (nahe dem Äquator) ein großes Anliegen, die Verdunstung weitgehend zu minimieren. Eine australische Studie schätzt, dass die nationalen Trinkwasserreservoirs ungefähr 40% ihrer gesamten jährlichen Trinkwasser Speicherkapazität aufgrund von Verdunstung verlieren (Helfer, Lemckert, und Zhang 2012). Derselbe Wert wird auch in der Studie zu schwimmenden Solaranlagen von Sahu u. a. (2016) verwendet.

Im Bereich der Verdunstungsminimierung gibt es einige innovative Lösungsansätze. Zum Beispiel hat die Regierung von Gujarat in Indien veranlasst, dass oberhalb eines offenen Bewässerungskanals, welcher Wasser vom Narmada Damm im Bezirk Vadadora transportiert, Solarmodule installiert werden. Nach einer Testphase wurden auf einer 3,5 km langen Strecke von Baroda's Sama bis Chhani insgesamt 10 MW Solarleistung installiert. Dies bringt nicht nur nachhaltigen Strom für die Region, sondern vermindert auch die Verdunstung des transportierten Wassers (Satapathy u. a. 2016). In einer Studie über den Kanal wird von einer Verdunstungseinsparung von 9.000.000 Litern pro MW pro Jahr gesprochen (Arora 2016).

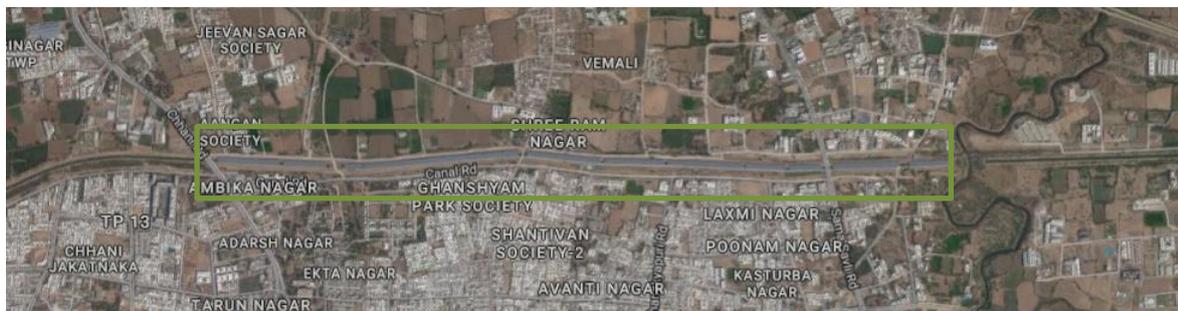


ABBILDUNG 7 Ausdehnung des Narmada Canals mit erkennbarem Solardach (Quelle: google.maps)

Bei genauerer Betrachtung des Solardachs kann festgestellt werden, dass sich die Konstruktion, auf die die Module montiert werden, der Konstruktion der schwimmenden Anlagen ähnelt. Das lässt vermuten, dass die schwimmenden Plattformen durch ihre Nähe am Wasser und die weniger steil aufgeständerten Solarmodule dazu führen, dass noch weniger Wasser verdunstet, als bei dem indischen Solardach.



ABBILDUNG 8 Vogelperspektive Solardach Abschnitt Narmada Canal (links) (Quelle: google.maps) und Narmada Canal mit 1 MW_p Testkonstruktion (Quelle: Sahu u. a. 2016)

Eine weitere Innovation im Bereich der Verdunstungsminimierung sind die sogenannten Shade Balls. Kalifornien kämpft ebenfalls mit längeren Trockenperioden und versucht auch seine offenen Gewässer vor Verdunstung zu schützen. Laut Medienberichte wurden in das 750.000 m² umfassende Los Angeles Reservoir in Sylmar, Kalifornien, 96 Millionen schwarze Plastikbälle geworfen. Diese Bälle sollen das darunter liegende Wasser verschatten und somit kühlen. Laut Stadtrat Mitch Englander können damit 1.136.000.000 Liter Trinkwasser pro Jahr vor der Verdunstung bewahrt werden (Seeker 2016; Daily Mail UK 2015). Zwar produzieren die Bälle keinen Strom, aber sie machen das Wasser weniger anfällig für Algenwachstum und Bakterien (Howard 2015).

Demgegenüber berichtet ein anderer Artikel, dass die Bälle nicht wegen der Verdunstungsminimierung ins Wasser geworfen wurden, sondern um eine krebserregende Reaktion zwischen Bromid (kommt im Grundwasser vor) und Chlor (Wasserreinigung und Bakterientöter zur Trinkwasserbereitstellung), ausgelöst durch UV-Strahlung, zu verhindern. Dies wird von den Betreibern des Reservoirs bestätigt. Außerdem berichtet die Journalistin Katie Herzog, dass alleine die Kosten der Shade Balls von 34,5 Millionen Dollar bei weitem nicht dem Wert des eingesparten Trinkwassers (2 Millionen Dollar laut aktuellem Preise) entsprechen würden. Abgesehen davon, bräuchten die Plastikbälle in ihrer Herstellung ebenso eine Menge Wasser, welche die Wasserbilanz noch schlechter aussehen lässt. Die Journalistin Herzog berichtet davon, dass die Verantwortlichen des Reservoirs bestätigen, dass die Verdunstungseinsparung zum Teil als Marketingzweck ausgenutzt wurde (Herzog 2015).

4.3.3. Weitere Aspekte & Risiken

Abgesehen von den sehr positiven Kühlungseffekten auf die Module und der damit einhergehenden Effizienzsteigerung, bringen schwimmende Solarmodule aber auch weitere positive, sowie auch potentielle, negative Effekte für ihre unmittelbare Umwelt.

Verdunstung und Verschattung

Bei der Untersuchung des Einsatzes von Shade Balls hat sich gezeigt, dass die Verschattung eine Verminderung des Algenwachstums verursacht. Außerdem verhindern sie unerwünschte chemische Reaktionen, welche durch UV-Strahlung ausgelöst werden. Diese beiden Effekte sind auch für die schwimmenden Solaranlagen der Firma *Swimsol* zu erwarten, welches auch die Studie zu schwimmenden Solaranlagen von Sahu u. a. (2016) bestätigt. Der letztgenannte Artikel spricht von zwei sehr positiven Effekten durch die Verschattung auf das sie umgebende Wasser. Erstens verhindern sie große Verdunstungsraten. Dies ist vor allem bei Bewässerungskanälen, Trinkwasserreservoirs oder Stauseen relevant, weil somit eine größere Wassermenge zur Verfügung steht. Zweitens wird durch die Verschattung das Algenwachstum gehemmt, welches sich positiv auf die Wasserqualität auswirkt.

Bei schwimmenden Solaranlagen im Meer wiederum wurden auch positive Effekte beobachtet. Die Anlagen werden über sandigen und wenig belebten Meeresboden installiert, weil sie dort keine bekannten negativen Auswirkungen haben. Würden die Anlagen über Korallenriffe installiert, so würde dies einen erheblichen Schaden verursachen, weil die Korallen Licht brauchen. Bei den installierten Plattformen über sandigen Meeresboden wurde einerseits festgestellt, dass sich im Schatten der Plattformen gerne Fische aufhalten. Es wurden auch kleine Riffhaie und Rochen in der Nähe gesichtet, obwohl sich diese normalerweise nicht dort aufhalten. Andererseits bietet die Plattform den idealen Ansiedelungsort für Organismen wie Bakterien, Mikroorganismen und Muscheln welche wiederum Krebstiere, Fische, Korallen oder Anemonen anlocken und somit das Mikroökosystem diversifizieren (Swimsol 2016a).

Brand

In einer Studie wurde das Brennverhalten und die Brandgefahr für polykristalline Solarmodule getestet (Yang u. a. 2015). Mithilfe eines Reaktionskalorimeters wurde nachgewiesen, dass Module bis zu einem Wärmestrom von 26 kW/m² nicht entzündlich sind. Bei Wohnungs- und Hausbränden können aber weit höhere Wärmeströme entstehen. Bei Wärmeströmen über diesen Wert hinaus haben sich die Module entzündet, und je höher die Temperatur war, desto weniger lang hat es gedauert, bis sich das Modul entzündet hat. Die Messungen dieser Studie haben ebenso ergeben, dass die beim Brand entstehenden Gase hauptsächlich CO und CO₂ sind.

Chow u. a. (2017) haben sich in ihrer Studie ebenfalls mit dem Brandverhalten von PV-Modulen beschäftigt. Es wurden zwei polykristalline Module mit einem Reaktionskalorimeter gemessen. Das Ergebnis zeigt, dass sich Module bei einem Wärmestrom $<35 \text{ kW/m}^2$ nicht entzünden. Die Studie hat ebenfalls herausgefunden, dass die Module teils sehr unterschiedlich entzündlich sind und das Brandverhalten stark variiert. So wurde zum Beispiel bei einem Modul festgestellt, dass es bereits bei einem Wärmestrom von 10 kW/m^2 zu brennen beginnt, obwohl laut Modulhersteller diesem Modul sogar Stoffe zur Brandhemmung beigefügt wurden. Ein weiteres interessantes Ergebnis dieser Studie besagt, dass Module mit einer oberen Glasschicht (anstatt Plastik) die brennbaren Stoffe bis zu einem Wärmestrom von 70 kW/m^2 relativ gut schützen. Die für die schwimmenden Plattformen eingesetzten Module bestehen aus einer oberen und einer unteren Glasschicht. Bis dato gibt es aber noch keine Studien zum Brennverhalten dieser Doppelglas Module. Es kann vermutet werden, dass derartige Module noch höhere Wärmeströme aushalten können und somit die Gefahr von giftigen Gasen im Brandfall geringer, als die bei herkömmlichen Modulen, ist.

Natürlich stellt sich die Frage, wie wahrscheinlich es ist, dass schwimmende Plattformen zu brennen beginnen, weil sie durch das Wasser einen Schutz vor Feuer haben und zusätzlich gekühlt sind. Yang u. a. (2015) und Chow u. a. (2017) gehen bei ihren Studien davon aus, dass sich Module meist verursacht durch einen Hausbrand entzünden, und nicht der Auslöser für einen Hausbrand sind.

Im Gegensatz dazu beschäftigen sich Armijo u. a. (2016) mit dem tatsächlichen Hauptbrandauslöser bei PV-Modulen, dem Störlichtbogen. Wie in den meisten elektrotechnischen Anlagen besteht auch bei PV-Modulen die Gefahr der Entstehung eines Lichtbogens. Durch defekte Anschlussstellen oder Isolierungen, aber auch durch fehlerhafte Installation können Lichtbögen entstehen. Die dabei auftretenden hohen Temperaturen können Teile der Anlage beschädigen oder sogar bis zu einem Anlagenbrand führen (Mühlberger 2011). Um diese Lichtbögen bei Auftreten schnellstmöglich zu unterbrechen, wurden sogenannte arc-fault circuit interrupters (AFCI) entwickelt. Diese nach US Norm (UL 1699b) zertifizierten Instrumente zur Detektion und Unterbrechung von Lichtbögen in PV-Anlagen können in herkömmlichen Wechselrichtern eingebaut werden. Die von *SwimSol* bisher verwendeten Wechselrichter (e.g. Huawei) haben AFCIs integriert.

Abgesehen von den Solarmodulen tragen die anderen Materialien der schwimmenden Solaranlagen ein geringes Brandrisiko. Laut Windsperger u. a. (2007) hat PVC im Vergleich

zu anderen Kunststoffen, Holz oder Papier ein geringes Brandrisiko. Dies lässt sich darauf zurückführen, dass PVC einen kleineren Chloranteil, als die anderen Materialien hat und somit weniger entzündlich ist. Das geringste Brandrisiko gibt es für Plattformkomponenten aus Edelstahl oder Aluminium.

Submersion

Im Falle eines Unterganges einer Solarplattform, könnte es weitere Umweltgefahren geben. Es ist davon auszugehen, dass im Normalbetrieb die Anlagen nicht untergehen, da sie mit den überdimensionierten Schwimmkörpern immer genug Auftrieb haben. Auch die Konstruktion ist so ausgelegt, dass sie Wellen und Wind überstehen können (Swimsol 2014). Große Wellen oder Stürme könnten dennoch Teile der Plattform beschädigen und so zum Untergehen der gesamten Anlage führen. Generell ist davon auszugehen, dass die Gefahr am Binnengewässer geringer als im Meer ist. Die Ursache dessen liegt darin, dass bei Installationen am Meer größere Kräfte, durch Wellen und Gezeiten verursacht, auf die Plattformen wirken. Aufgrund des Zusammenwirkens eines Sturmes mit hohen Windgeschwindigkeiten mit einem abgerissenen Verankerungsseil, hat sich auf den Malediven eine Prototyp-Plattform umgedreht. Fast alle Module sind dabei zu Bruch gegangen und sind auf den Meeresgrund auf etwa zwei Meter Tiefe gesunken. Die Plattform selbst wurde nur wenig beschädigt. Innerhalb von wenigen Tagen wurden die kaputten Module geborgen und entsorgt. Die Plattform wurde wieder umgedreht und schwimmt bis dato wieder verankert vor einer maledivischen Insel, ohne Module (Swimsol 2017). Ob die Module in dieser Zeit unter Wasser giftige Stoffe abgegeben haben, ist unklar. Da sie aber nur kurz unter Wasser waren, ist anzunehmen, dass der Schaden auf das lokale Ökosystem in der Lagune gering war. Es sind aber dennoch zwei unmittelbare Schäden vorstellbar. Beim Bergen der Module hat sich herausgestellt, dass nicht alle Module kaputt gegangen sind, sondern dass viele Paneele trotzdem noch Strom produziert haben. Des Weiteren wurde beobachtet, dass – wenn Module an Land zerbrechen – eine hohe Wärmeentwicklung an der Moduloberfläche stattfindet, die nach ein paar Stunden wieder abgeklungen ist (Swimsol 2017). Sowohl die kurzfristige Wärmeentwicklung, als auch der Strom könnten marine Lebewesen zumindest teilweise beeinflussen.

Es gibt bereits Ideen zu Solarmodulen, welche unter der Wasseroberfläche installiert werden. Der Vorteil hierbei ist die zu erwartende höhere Effizienz durch den Kühlungseffekt des Wassers. Eine Studie hat untersucht, welche Auswirkungen eine Unterwasserinstallation auf die Effizienz der Solarmodule hat. Diese unter Wasser schwimmenden monokristallinen Solarmodule sind bisher nicht vermarktet, sie sind vielmehr noch in der Entwicklung und

werden wissenschaftlich untersucht (Tina u. a. 2012). Eine neue Technologie von wasserdichten Solarmodulen könnte auch für *Swimsol* interessant sein, wenn es eine Alternative zu den bisher verwendeten Doppelglasmodulen mit Randabdichtung ist.

4.4. Soziopolitische und ökonomische Aspekte

Es stellt sich letztlich die Frage, welche Folgen eine neue Technologie, wie schwimmende Solaranlagen, in ihrer soziopolitischen und ökonomischen Umwelt verursachen. Dass die Photovoltaik ein großes Potential innerhalb der erneuerbaren Energien darstellt, wird nicht nur in der europäischen Wissenschaftsgesellschaft so gesehen (vgl. Viebahn u. a. 2014), ein ähnliches Bild zeigt sich auch in weltweiten Berichten (vgl. International Energy Agency 2016).

Der World Energy Outlook der International Energy Agency, ein jährlich erscheinender Bericht von renommierten WissenschaftlerInnen verfasst, versucht mit Hilfe von drei unterschiedlichen Szenarien (Current Policies Scenario, New Policies Scenario, 450 Scenario) die Zukunftsentwicklungen für verschiedene Energiequellen und fossiler Energieträger zu analysieren. Im Current Policies Scenario wird davon ausgegangen, dass die derzeitigen Politiken in der Zukunft weiterhin so ausgeführt werden, wie es momentan geschieht, und es somit keine großen Veränderungen geben wird. Das New Policies Scenario wird auch als Baseline Scenario betrachtet und geht davon aus, dass alle geplanten Maßnahmen und Verpflichtungen ausgeführt werden, welche in den letzten Jahren beschlossen wurden. Im 450 Scenario werden international alle Maßnahmen ergriffen, um unterhalb der maximalen Steigerung der Erderwärmung von zwei Grad Celsius zu bleiben und damit die CO₂-Werte in der Atmosphäre mit 450 ppm zu limitieren. Je nach Szenario sollen die erneuerbaren Energien einen Anteil des Primärenergiebedarfs von 19% (New Policies Scenario), 30% (450 Scenario) oder 15% (Current Policies Scenario) im Jahr 2040 decken können. Äquivalent dazu wird der Anteil der erneuerbaren Energien in der Stromproduktion auf 33%, 51% oder 25% steigen. Für die Photovoltaik heißt das in absoluten Zahlen im Jahr 2040, dass 1.291 TWh im New Policies Scenario, 1.982 TWh im 450 Scenario oder 832 TWh im Current Policies Scenario generiert werden (International Energy Agency 2014, 241–43). Außerdem betrachtet der World Energy Outlook der IEA die Photovoltaik (nach der Windenergie) als die Technologie mit dem zweitgrößten Zuwachs an weltweit installierter Leistung bis zum Jahr 2040 (New Policies Scenario).

Der enorme Zuwachs an Photovoltaikinstallationen weltweit hat einerseits die Kosten der Solarpaneele in den letzten Jahren enorm sinken lassen, andererseits hat die Kostenreduktion den Photovoltaikausbau wiederum gefördert. Das liegt unter anderem

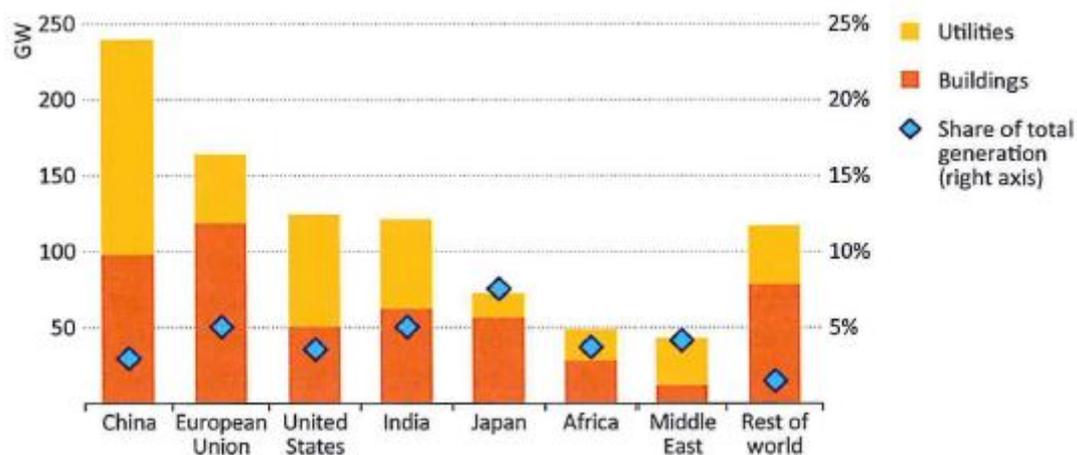
daran, dass viele Staaten politische Maßnahmen gesetzt haben, um den Ausbau von Photovoltaik zu fördern. Somit ist die Nachfrage nach PV-Modulen gestiegen und es wird von einer steigenden Nachfrage in Zukunft ausgegangen. Daher kam es zu einer raschen Expansion von Solarpanel-Fabriken und deren Kapazität, welche wiederum zu Skaleneffekten und Verbesserungen in der Technologie führten. Hinzu kommt, dass diese Entwicklung zu einer Überproduktion von Solarpaneelen und Solarpaneel-Fabriken führte. Das erklärt die Preisreduktion von Solarpaneelen. Außerdem haben Low-Cost-Paneele aus China den Preis noch tiefer gedrückt (International Energy Agency 2014).

Die PV-Kapazität (im Gegensatz zur tatsächlich produzierten Leistung aus Photovoltaik) könnte gemäß des New Policies Scenarios im Jahr 2040 930 GW_p erreichen. Das entspräche einer jährlichen Zuwachsrate von 7,4% bis 2040 und einem Anteil von 3% an der weltweiten Stromproduktion im Jahr 2040 (International Energy Agency 2014). In einer von *Swimsol* in Auftrag gegebenen Marktstudie wurde angenommen, dass in einem konservativen Szenario 0,1% der weltweiten Bevölkerung durch schwimmende Solaranlagen mit Strom versorgt werden könnten, und bis zu 0,5% in einem optimistischen Szenario. Die Marktstudie kommt zu dem Ergebnis, dass der Markt für schwimmende Solaranlagen eine Größenordnung von 100-500 MW_p hat. Diese Zahlen gelten nur für die meerestaugliche Plattform und inkludieren nicht die neue, für Süßwasser geeignete, Plattform (Swimsol 2013). Im Sinne der prospektiven Technikfolgenabschätzung muss aber die Frage gestellt werden, ob ein über diese Abschätzung hinausreichender Erfolg von schwimmenden Solaranlagen eventuell negative Wirkungen verursachen kann. Es ist denkbar, dass beispielsweise sehr große schwimmende Solaranlagen (mehrere MW_p) am Meer dennoch einer Platzkonkurrenz ausgesetzt sind, wie etwa Schiffs- und Bootsverkehrswege. Platzkonkurrenz könnte es auch bei Süßwasserinstallationen geben in Bezug auf Angel- und Ausflugsboote und Badebetrieb. Geringe Platzkonkurrenz ist vermutlich auf Stauseen oder Seen mit sehr schlechter Wasserqualität zu erwarten, da es dort wenig bis gar keine platzkonkurrierenden Aktivitäten gibt.

Bei der Implementierung von Umwelt-Policies in Bezug auf Photovoltaik wird im World Energy Outlook darauf hingewiesen, dass es eine wesentlich zu beachtende Eigenschaft der Photovoltaik gibt. Denn wie bereits erklärt, unterscheidet sich die installierte Kapazität von der tatsächlich produzierten Energie. Nur zu Mittag produziert eine Solaranlage annähernd das, was seine installierte Leistung ist. An den anderen Stunden tagsüber wird dementsprechend weniger produziert, und in den Nachtstunden gar nicht. Am meisten Energie wird jedoch morgens und abends benötigt. Weil sich die Spitzenzeiten der

Solarproduktion (Mittag) oft nicht mit den Spitzenlastzeiten der VerbraucherInnen decken, wird es ab einem gewissen Anteil an Solarenergie im Strommix schwieriger bedarfsgerecht zu produzieren. Bei größeren Anteilen an Solarenergie müssen Speichertechnologien vorhanden sein, die die Überproduktion zu Mittagszeiten speichern können, um die Spitzenlastzeiten am Abend und in der Früh decken zu können (Groiß, Boxleitner, und Chochole 2013). Diagramm 4 zeigt die für 2040 erwartete installierte Solarkapazität aufgeteilt je nach Region. Die auf der linken y-Achse aufgetragene Peak-Leistung in GW bezieht sich auf die gelb-orangenen Balken und zeigt die installierte Solarkapazität. Die blauen Karos bilden den Solaranteil (rechte Achsenbeschriftung) der gesamten Stromkapazität der jeweiligen Region ab.

DIAGRAMM 4 Photovoltaik Kapazität je nach Region im New Policies Scenario bis 2040, aufgeteilt in Stromversorger und Gebäudeinstallation (Quelle: International Energy Agency 2014, 266)



Das Diagramm zeigt auch, dass für China, USA und Indien erwartet wird, dass Photovoltaikanlagen häufiger von Stromversorgern in Form von Großanlagen gebaut werden. In Europa wird davon ausgegangen, dass der größte Anteil durch kleinere private Gebäudeanlagen abgedeckt wird. Global betrachtet steigt der Anteil der large-scale Anlagen, und es sinkt der Anteil der Gebäudeanlagen. Diese Entwicklung wird stark von staatlichen Policies getrieben, welche wiederum den steigenden Energiebedarf aber auch Umweltziele und ökonomische Überlegungen widerspiegeln (International Energy Agency 2014).

Nicht nur der jährlich erscheinende World Energy Outlook, sondern auch die immer wieder stattfindenden Klimakonferenzen berichten von einem stetigen Anstieg des Energiekonsums weltweit (International Energy Agency 2014, 2016). Der Ausbau der nachhaltigen Energieversorgung wird immer wichtiger, denn die Umweltauswirkungen der konventionellen fossilen Energieträger werden in vielen wissenschaftlichen Studien bestätigt (Smith u. a.

2015; Awofeso 2011; Meng 2017; Viebahn u. a. 2014; International Energy Agency 2016). Es gibt bereits eine Bandbreite an alternativen Energieversorgungsmöglichkeiten, dennoch gibt es Regionen der Welt, wo es an Alternativen mangelt. Auch die 2015 von der UN verabschiedeten *17 Sustainable Development Goals* (SDG) widmen das Ziel 7 der bezahlbaren und nachhaltigen Energie. Laut UN hat jeder fünfte Mensch keinen Zugang zu Strom. Außerdem ist der Energiesektor für rund 60% der gesamten globalen Treibhausgas-Emissionen verantwortlich, und trägt somit einen entscheidenden Beitrag zum Klimawandel bei. Um dieses Ziel erreichen zu können, muss ein Umdenken stattfinden. Der Anteil an erneuerbare Energien muss steigen um leistbaren, nachhaltigen und modernen Strom für alle zu garantieren. Investitionen in nachhaltige Technologien müssen gefördert werden, sowie die Forschung und Entwicklung von neuen erneuerbare Technologien. Die UN mit ihren SDG's propagiert „Clean energy for all“, denn sie sind davon überzeugt, dass Zugang zu Energie gleichzeitig Entwicklung und Fortschritt für die Menschen bedeutet (UN 2016). Technologien wie schwimmende Solaranlagen sind ein gutes Beispiel dafür, wie die Umsetzung solcher internationalen Ziele in der Praxis aussehen kann.

Länder wie die Malediven, Seychellen oder Fidschi sind in viele kleine Inseln aufgeteilt. Die BewohnerInnen von solchen Kleininselstaaten haben oft einen schlechten oder gar keinen Zugang zu Strom. Dies gilt aber nicht nur für Inselstaaten sondern auch für abgelegene Küstenregionen, welche weit von der Zivilisation situiert sind. Diese Regionen sind entweder sehr weit von einem öffentlichen Netzanschlusspunkt entfernt und die Kosten für den Ausbau der Infrastruktur wären zu hoch, oder ein Netzausbau ist einfach zu komplex, weil sich das Gebiet über mehrere Inseln erstreckt (beispielsweise Indonesien). Aufgrund der enormen Infrastrukturkosten hat sich daher kein flächendeckendes Netz entwickelt, sondern jede Region oder Insel besitzt ihr eigenes kleines Microgrid ohne Möglichkeit auf eine öffentliche Netzanbindung. Dieselgeneratoren sind meist die einzige Möglichkeit für diese Orte Strom zu bekommen. Die Abhängigkeit von Diesel ist dementsprechend hoch, dazu kommt, dass der Transportaufwand für Diesel ebenfalls hoch und damit Strom überdurchschnittlich teuer ist (Cader u. a. 2016; Gan, Shek, und Mueller 2015; Shezan u. a. 2016).

Erneuerbare Energien wiederum sind aber auch nicht überall einsetzbar. Windenergie ist nur dort eine Alternative, wo auch Wind bläst und Photovoltaik nur dort, wo es eine gute Sonneneinstrahlung und Platz gibt. Auf den maledivischen Inseln beispielsweise herrschen schlechte Windverhältnisse und die Konkurrenz um die Landfläche ist groß (Swimsol 2014). Betrachtet man die Malediven auf google.maps so wird schnell ersichtlich, dass es auf den Inseln hauptsächlich Gebäude, Bäume und Strand gibt. Richtige Agrarflächen oder sonstig

geeignete Flächen für größere Photovoltaikanlagen gibt es nicht. Wenn Bäume gefällt werden, dann eher im kleinen Rahmen und um Platz für Gebäude wie Schulen, Moscheen oder Fischverarbeitungsbetriebe bereitzustellen. Das Unternehmen *Swimsol* hat dieses Thema des Platzbedarfs mit seinen schwimmenden Solaranlagen aufgegriffen und zugleich eine umweltfreundlichere Alternative für genau diese Regionen der Welt geschaffen – für Standorte deren Alternative kein Strom ist, oder Strom aus CO₂-intensiven konventionellen Stromproduktionsanlagen. Aufgrund der Tatsache, dass die ständigen Dieseltransporte an diese Orte teuer sind, ergibt sich in Folge dessen ein hoher Strompreis. Obwohl schwimmende Solaranlagen teurer in der Anschaffung als herkömmliche Solaranlagen sind, können diese, auf längerer Zeit betrachtet, trotzdem eine kostengünstigere Alternative zur Stromproduktion aus Dieselgeneratoren sein (Swimsol 2013). Exemplarisch werden Investitionskosten von rund 2,8 Millionen USD für eine 1 MW_p-Solaranlagen angenommen. Bei einem spezifischen Solarenergieertrag von 1.523 kWh/kW_p pro Jahr auf den Malediven bedeutet das eine Solarenergieproduktion von 1.523.000 kWh pro Jahr. Mit einer angenommenen Generatoreffizienz von 3,8 kWh/l Diesel ergibt das eine Dieseleinsparung von rund 400.800 l Diesel. Bei einem aktuellen Dieselpreis von 0,50 USD bedeutet das, dass die Investition der schwimmenden Solaranlage in rund 14 Jahren eingespart werden kann. Es ist davon auszugehen, dass der Dieselpreis in den nächsten 14 Jahren nicht gleichbleiben wird. Steigende Dieselpreise in der Zukunft, wie sie auch im World Energy Outlook prognostiziert werden (International Energy Agency 2016), bedeuten eine noch kürzere Amortisationszeit der Plattform-Investition im Vergleich zur alternativen Dieselstromproduktion.

Platzkonkurrenz gibt es einerseits auf Inseln, andererseits auch in Küstenregionen. Megastädte, wie etwa Singapur, haben nur eine geringe Fläche, die sie mit Hochhäusern und Industrie bebauen, anstatt sie großflächig für Photovoltaik zu verwenden. Dort wurde 2013 eine erste schwimmende Testplattform in einem Teich installiert, und 2016 weitere zehn Installationen in einem Wasserreservoir installiert. Diese Anlagen werden vom Solar Energy Research Institut of Singapore über ein Jahr lang beobachtet. Die Stromproduktion wird gemessen und analysiert und mit einer herkömmlichen Aufdachanlage verglichen. Es soll auch eine Untersuchung zu den Umwelteinflüssen auf das Wasserreservoir durch schwimmende Solaranlagen geben (Eco-Business 2016; The Straits Times 2016). Es kann damit gerechnet werden, dass nach Ablauf der Testphase im Jahr 2018 eine umfangreiche Studie zu schwimmenden Solaranlagen in Singapur veröffentlicht wird.

Auch viele andere Länder sind bereits auf die Technologie der schwimmenden Solaranlagen aufmerksam geworden. So gibt es zum Beispiel schon einige von der Firma *Ciel et terre*

installierte Solaranlagen in indischen und japanischen Wasserreservoirs (Ciel et terre 2017). Ein Bericht der Weltbank zum Potential von Innovationen im Hybrid- und Solarenergiebereich für Indien zeigt auf, dass schwimmende Solaranlagen auf 10% der indischen Gewässer eine Gesamtkapazität von 300 GW_p aufweisen (The World Bank 2016). In Malaysia spricht man ebenfalls von einem großen Potential für schwimmende Solaranlagen (Eco-Business 2015). Von der Malaysian Investment Development Authority wurde angekündigt, dass die Malaysia PV-Roadmap 2030 im Dezember 2016 veröffentlicht wird (MIDA 2016). Der neueste Stand ist, dass die PV-Roadmap erst Ende 2017 veröffentlicht wird (Dermawan 2017). Aber nicht nur Malaysia sondern auch die Golf Staaten, Indonesien, Pakistan, Südkorea, Taiwan, Thailand, Philippinen und Vietnam zeigen großes Interesse an Photovoltaik durch ihre nationalen Nachhaltigkeits- und Energiestrategien und ihr staatliches Engagement durch verpflichtende Energieziele im Bereich der Erneuerbaren Energien (Jäger-Waldau 2017).

Ein Unternehmen aus Taiwan hat *Swimsol* ein Projektvolumen für die nächsten drei Jahre von 300-600 MW im Bereich schwimmende Solaranlagen prognostiziert. Aber es zeigt sich auch Interesse aus Nigeria. In der größten nigerianischen Stadt Lagos ist das Land knapp, weil es von Sumpf und Wasser umgeben ist. Dazu ist die allgemeine Stromversorgung schlecht. Nigeria fördert zwar viel Erdöl, hat aber keine einzige Raffinerie im Land. Daher ist Nigeria trotz Erdölvorkommen von Diesel-Reimporten abhängig, deren Preis bis zu 2 USD/l beträgt. Ein Projekt in Dubai erwägt auch den Einsatz von schwimmenden Solaranlagen. Das Projekt besteht aus einer aufgeschütteten Insel. Um nicht noch mehr Land aufschütten zu müssen, und um die Stromversorgung aus erneuerbaren Energien gewährleisten zu können, ist auch hier der Strom von schwimmenden Solaranlagen eine kosteneffiziente Alternative. Aus Chile wiederum gibt es ebenso Bedarf an schwimmenden Solaranlagen. In den chilenischen fruchtbaren Tälern gibt es riesige Agrarflächen und zusätzlich Bewässerungsbecken, weil es dort sehr wenig regnet. Aufgrund der hohen Bodenkonkurrenz ist eine Solaranlage auf den dortigen Flächen sehr teuer. Obwohl es wenig BewohnerInnen dort gibt, ist der Strombedarf nicht unerheblich, denn es müssen die Wasserpumpen betrieben werden. Daher können die chilenischen Bewässerungsbecken auch potentielle Orte für schwimmende Solaranlagen bieten (Swimsol 2017).

Diese verschiedenen Beispiele von Energiestrategien und Vorhaben zeigen, dass das Thema *schwimmende Solaranlagen* jedenfalls schon bei Stakeholdern aus Wirtschaft und Politik angekommen ist - auch wenn es sich hauptsächlich noch um Solaranlagen in wellenberuhigten Süßwasserreservoirs handelt.

Tatsache ist, dass die Investitionskosten für eine Solarplattform hoch jedoch die laufenden Kosten gering sind. Bei Dieselgeneratoren verhält es sich konträr. Der Vergleich zeigt, dass die Investition in einen Dieselgenerator zwar relativ gering, die laufenden Kosten für Diesel und die Instandhaltung des Generators eher hoch sind. Dies ist ein ausschlaggebender Grund, warum Microgrids auch heute noch mit Dieselgeneratoren ausgestattet werden. Das passiert vermehrt in wirtschaftlich ärmeren Regionen der Welt, weil hier die hohen Investitionssummen für eine Solaranlage nicht aufgebracht werden können. Auf kurze Sicht betrachtet, sind Dieselgeneratoren günstiger als Solaranlagen, aber auf lange Sicht gesehen können Solaranlagen günstigeren Strom produzieren (Casillas und Kammen 2011).

5. Ergebnisse und Diskussion

Zum Abschluss werden hier nun die Ergebnisse noch einmal beleuchtet und analysiert. Fragen und Gedanken dazu werden aufgeworfen und diskutiert. Außerdem werden Probleme während des Forschungsprozesses und offen gebliebene Fragen dargelegt und begründet.

Die Hauptforschungsfrage dieser Arbeit war es, welche energetischen und ökologischen Auswirkungen schwimmende Solaranlagen haben. Die Ergebnisse werden im Folgenden nun dargestellt, miteinander verglichen und diskutiert.

Energetische Ergebnisse

Die Frage nach der energetischen Auswirkung wurde mithilfe des kumulierten Energieaufwands und der Berechnung der Energierücklaufzeit beantwortet. Für jedes Bauteil und jede Komponente wurde dabei der spezifische Energieaufwand eruiert. Zusätzlich zu den Materialien wurde auch der Energieaufwand für den Transportweg von Europa auf die Malediven untersucht. Betrachten wir den Anteil des Transports (von Wien über Hamburg auf die Malediven) im Vergleich zum Anteil der Materialien am gesamten kumulierten Energieaufwand, dann ergibt sich für beide schwimmfähigen PV-Plattformtypen eine Verteilung wie in Diagramm 5 dargestellt. 98% des gesamten Energieaufwands können der Herstellung, Nutzung und Entsorgung der Materialien zugeschrieben werden. Lediglich 2% werden für den Transportweg aufgewendet.

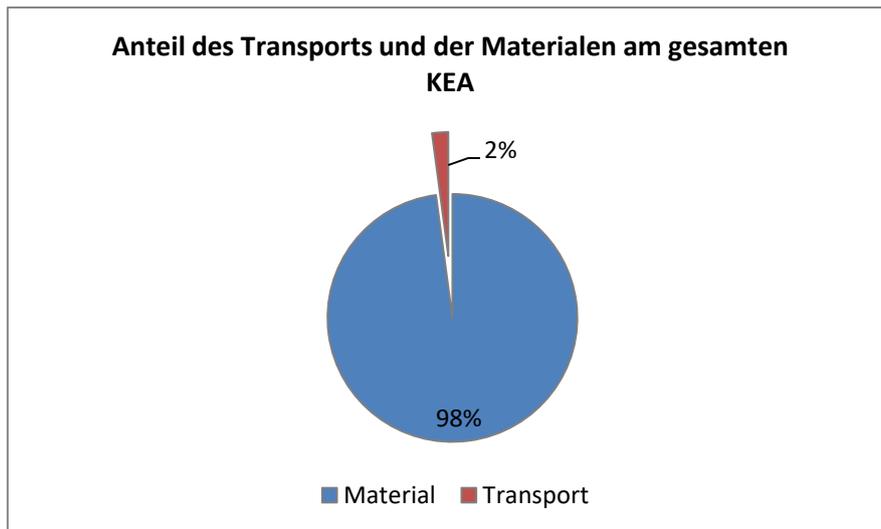


DIAGRAMM 5 Anteil des KEAs der Plattformen aufgeteilt in Transport und Materialien (eigene Darstellung)

Des Weiteren können schwimmenden Solaranlagen grob in drei Komponenten eingeteilt werden: Wechselrichter, Module und Konstruktion/Montagesystem. In Diagramm 6 und Diagramm 7 ist zu sehen, dass der Anteil der Konstruktion/Montagesystem am gesamten energetischen Aufwand für die *Lagoon*-Plattform mit 70% deutlich höher liegt, als bei der *Lake*-Plattform mit 49%. Betrachtet man die absoluten Werte, dann ist auch ersichtlich, dass die Anteilsverschiebung eben genau auf die unterschiedliche Konstruktion zurück zu führen ist. Es kann gesagt werden, dass die Konstruktionsreduzierung nicht nur zu wirtschaftlichen Kosteneinsparungen führen kann, sondern auch den energetischen Aufwand deutlich vermindern kann.

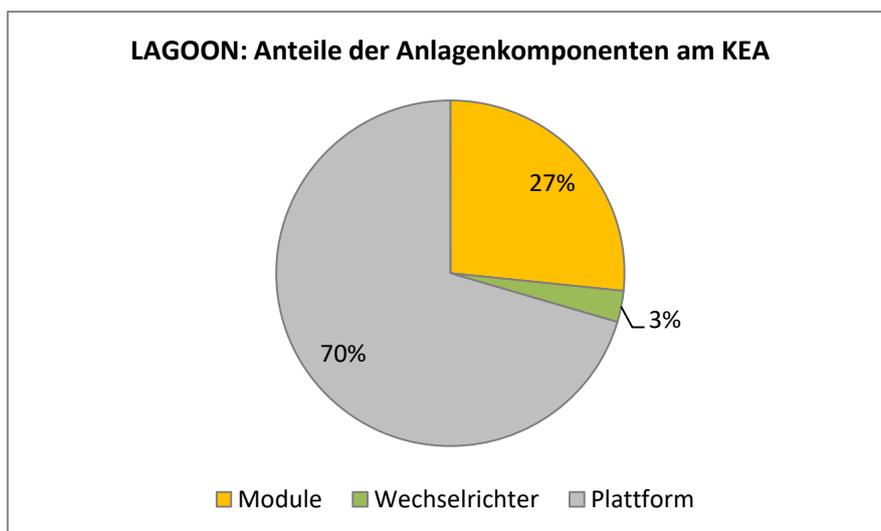


DIAGRAMM 6 Anteil des KEAs der Lagoon-Plattform (ohne Transport) (eigene Darstellung)

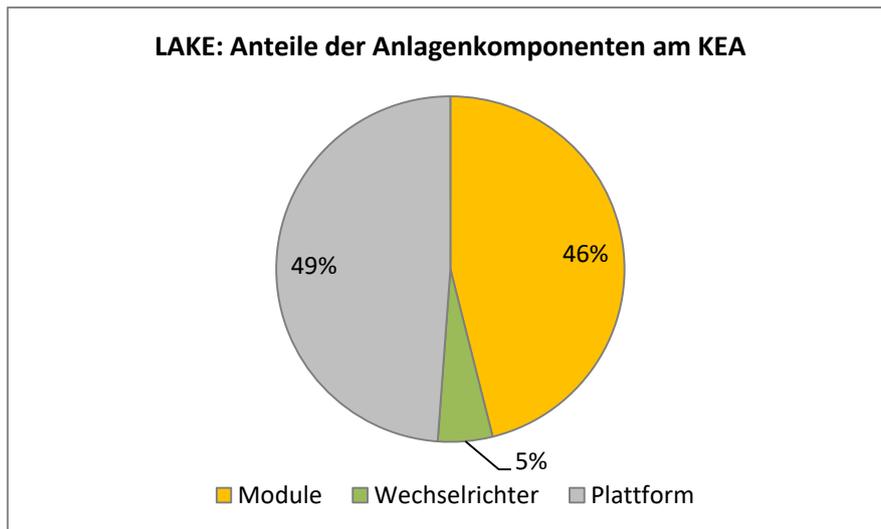


DIAGRAMM 7 Anteil des KEAs der Lake-Plattform (ohne Transport) (eigene Darstellung)

Basierend auf den kumulierten Energieaufwänden wurden Energierücklaufzeiten errechnet. Diese beträgt für die *Lagoon*-Plattform je nach Standort zwischen 5,2 und 6,3 Jahre und für die *Lake*-Plattform zwischen 3,0 und 3,6 Jahre. Betrachtet man nur die Module für schwimmende Solaranlagen inklusive Transport, so ergibt sich eine Rücklaufzeit von 1,6 Jahren (sowohl für *Lake* als auch *Lagoon* auf den Malediven). Für die Konstruktion und die Wechselrichter inklusive Transport kommen dann laut den Berechnungen noch 4,3 Jahre für *Lagoon* und 1,8 Jahre für *Lake* dazu.

Als weitere Kennziffer in Sachen Energiebilanz gibt es den EROI (Energy Return on Investment beziehungsweise zu Deutsch Erntefaktor). Diese Kennzahl setzt die in der gesamten Lebenszeit genutzte Energie zur investierten Energie in ein Verhältnis. Bei einer erwarteten Lebenszeit der schwimmenden Plattformen von mindestens 30 Jahren ergibt sich ein Erntefaktor von 5,1 (*Lagoon*) und 8,9 (*Lake*) auf den Malediven. Das heißt, dass die Solarplattformen das 5,1- beziehungsweise 8,9-fache an Energie produzieren, als sie an Energie in ihrem gesamten Lebenszyklus verbrauchen. Im Vergleich dazu hat laut Quaschnig eine polykristalline Solaranlage in Deutschland einen Erntefaktor von 10 (2015). Im Vergleich dazu liegt die Rücklaufzeit sowohl bei Quaschnig (2015) als auch im Photovoltaics Report des Fraunhofer Instituts (Burger u. a. 2016) für eine komplette PV-Anlage (polykristallin) in Südeuropa bei 1,5 Jahren. Das liegt noch deutlich unter der Rücklaufzeit der schwimmenden Solaranlage *Lake*. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Konstruktion einer schwimmenden Solaranlage einen deutlich höheren energetischen Aufwand bei der Herstellung hat. Bei schwimmenden Anlagen kommen zusätzlich zu den Modulen und dem Montagesystem (wie bei Land-Installationen) noch Aluminium-Profile,

Edelstahl-Knoten und Polystyrol-Schwimmkörper hinzu. Diese zusätzlichen energetischen Kosten werden aber zum Teil kompensiert. Solarmodule von schwimmenden Solaranlagen produzieren sehr effizient, weil sie erstens gekühlt sind, zweitens ideal ausgerichtet sind (weil sie sich nicht an die Ausrichtung von Dächern oder anderen Gegebenheiten richten müssen) und weil sie keine Produktionsverluste durch Verschattung haben. Außerdem werden schwimmende Solaranlagen nur in Gebieten hoher Solareinstrahlung installiert, welches die zuvor erwähnten positiven Effekte nochmals verstärkt.

CO₂-Bilanz

Mit dem kumulierten Energieaufwand in MJ kann auch eine ungefähre Abschätzung zur CO₂-Bilanz gemacht werden, indem der Energieaufwand mit einem CO₂-Wert multipliziert wird. Eine von der EU veröffentlichte Tabelle (siehe Anhang Tabelle 10) gibt CO₂-Werte für den verbrauchten Strom, nach Ländern aufgeschlüsselt, an (Priesner 2013). Der mittlere europäische Emissionswert liegt bei 0,460 t CO₂/MWh_e. Die Ergebnisse des kumulierten Energieaufwands für schwimmende Solaranlagen (siehe Tabelle 5) werden in MJ/kW_p angegeben. Werden diese durch 3,6 dividiert, erhält man die Ergebnisse in der Einheit kWh. Diese Energieeinheit kann dann mit dem europäischen Emissionsfaktor multipliziert werden um einen CO₂-Ausstoß in t/kW_p zu erhalten. Umgerechnet auf die schwimmenden Plattformen je installierter Leistung bedeutet das, dass die *Lagoon*-Plattform auf einen CO₂ Ausstoß von 4,1 t CO₂/kW_p und die *Lake*-Plattform auf 2,4 t CO₂/kW_p inklusive Transport kommen. Für die Berechnung wurde deswegen der europäische Mittelwert verwendet, da fast alle Bauteile und Komponenten von europäischen Herstellern bezogen werden. Natürlich ist nicht auszuschließen, dass Teile außerhalb Europas produziert werden, obwohl die Firma ihren Sitz in Europa hat. Die berechneten CO₂-Werte zeigen an, dass die *Lake*-Plattform über 40%, gegenüber der *Lagoon*-Plattform, weniger CO₂ ausstößt.

Eine *Lagoon*-Plattform hat einen gesamten KEA von 133.759 kWh (siehe Tabelle 5). Das heißt, dass wenn davon ausgegangen wird, dass die Herstellung und Installation der Anlage stromgeneriert ist, dann fallen insgesamt 61,5 t CO₂ an (kWh multipliziert mit Emissionsfaktor). Gleichzeitig verhindert die Solaranlage aber über 30 Jahre die Diesel-Stromproduktion von etwa 685.000 kWh (bei einer installierten Leistung von 15 kW_p und einer jährlichen Energieproduktion von 1.523 kWh/kW_p). Für diese eingesparte Stromproduktion würde ein Dieselgenerator mit einer Effizienz von 3,3 kWh/l und bei einem angenommenen CO₂-Ausstoß von 2,67 kg CO₂ pro Liter verbranntem Diesel (EU Commission 2004) insgesamt 554 t CO₂ ausstoßen. Dies bedeutet eine jährliche CO₂-Einsparung von 18,5 t und führt zu einer CO₂-Amortisationszeit von 3,3 Jahren für die *Lagoon*-Plattform.

Äquivalent dazu ergibt sich eine jährliche CO₂-Einsparung von 123,2 t und eine CO₂-Amortisationszeit von 1,9 Jahren für die *Lake*-Version. Diese schnellen CO₂-Amortisationszeiten zeigen, dass ein Umstieg von Dieselstromgeneratoren auf Photovoltaik-Technologie eine enorme Auswirkung auf das Weltklima haben kann.

Ökologische Ergebnisse

In Bezug auf die ökologische Bewertung von schwimmenden Solaranlagen lässt sich sagen, dass sowohl positive, als auch negative Effekte zu erwarten sind. Zu den im Meer schwimmenden Anlagen wurde in einer vorangegangenen Studie bereits bestätigt, dass installierte Plattformen auf den Malediven wenig Einfluss auf die marine Flora und Fauna haben. Einerseits verstecken sich Fische gerne im Schatten der Plattformen, andererseits werden diese durch Reparaturarbeiten an der Plattform vermutlich gestört. Da die Anlagen nicht über einem Korallenriff installiert werden, sondern über sandigen Meeresböden, gibt es dahingehend keine Beschädigungen (Swimsol 2016a).

Dagegen sind bei schwimmenden Anlagen in Binnengewässern weitere positive Effekte bekannt. So wird einerseits das Wasser durch die Solaranlage verschattet, welches Algenwachstum vermindert und somit positiv auf die Wasserqualität wirkt. Andererseits vermindert die Verschattung zusätzlich die Verdampfungsrate des Wassers, welches zum Beispiel bei (Trink-)Wasserreservoiren oder Bewässerungskanälen als sehr positiv bewertet werden kann. Die Edelstahlkonstruktion wird wenig bis keinen negativen Einfluss haben.

Aufgrund der relativ guten Korrosionsbeständigkeit von Aluminium und Edelstahl ist die Gefahr gering, dass sich Stoffe in das Wasser lösen, die schädlich für die Umwelt sind.

Das von der PE-Folie ausgehende Risiko kann ebenfalls als gering eingestuft werden, da auch in der Wasserwirtschaft und im Trinkwasserbereich aufgrund der Unbedenklichkeit für Mensch und Umwelt PE-Rohre verwendet werden. Dazu kommt, dass der PE-Anteil bei den von *Swimsol* hergestellten Plattformen relativ gering ist. Bei anderen schwimmenden Solaranlagen-Herstellern könnte dieses Risiko höher eingestuft werden, da sie für ihre Konstruktion rein aus PE geblasene Körper verwenden.

Bisher wurde noch keine Möglichkeit gefunden, die Schwimmkörper außen so abzuschließen, dass kein Wasser an das Styropor kommt. Dass das ein- beziehungsweise durchströmende Wasser einen erheblichen Schaden am Styropor nimmt, wurde aber bisher noch nicht festgestellt. Es wurde jedenfalls keine verminderte Auftriebskraft an den Anlagen beobachtet. Da das Styropor eine theoretisch ausreichende Widerstandsfähigkeit gegen (nicht heißes) Wasser hat, wird es wenig negative Einflüsse auf die Wasserqualität haben. Eine gute Styropor-Qualität garantiert, dass sich auch bei höheren Temperaturen keine

gesundheits- und umweltgefährlichen Stoffe in das Wasser lösen. Unbekannte Additive im Styropor könnten jedoch vermutet werden, welche dennoch schädlich sein könnten. Bei der Auswahl der Hersteller-Firma sollte darauf geachtet werden, dass diese für die Herstellung des Produkts keine gesundheitsschädlichen Zusatzstoffe beifügen.

Das von kaputten oder zerbrochenen Solarmodulen ausgehende Risiko ist schwer einzuschätzen. Studien dazu gibt es keine. Der Einsatz von Solarmodulen im Wasser ist noch relativ neu, und bisherige Installationen wurden nicht in Trinkwasserreservoirien realisiert. Somit gibt es auch keine Studien zur Risikoabschätzung von zerbrochenen Modulen in Trinkwasserreservoirien. Außerdem verwenden die Modulhersteller auch unterschiedliche Materialien und Stoffe, welche aus Konkurrenzgründen nicht öffentlich preisgegeben werden und somit eine wissenschaftliche Risikoabschätzung schwierig macht. Da das Risiko unbekannt ist, sollte es jedenfalls vorsorglich zunächst als hoch eingestuft werden. Es kann vermutet werden, dass die bei der Solarmodulherstellung verwendeten Rohstoffe im Falle eines zerbrochenen Panels unter Wasser einen negativen Effekt auf die Wasserqualität haben.

Folgende Tabelle fasst die Einschätzung der potentiellen Umweltgefahr, aufgrund der vorliegenden Datenlage, zusammen:

TABELLE 9 Einstufung der potentiellen Umweltgefahr von den, für schwimmende Solaranlagen, verwendeten Materialien und mögliche Alternativen (eigene Darstellung)

Material	Umweltgefahr	Alternative
Edelstahl	gering	Titan
Aluminium	gering	Edelstahl
Polyethylen	gering	-
Polystyrol	mittel	luftgefüllte Polyethylen Form
Solarmodul	hoch	bruchsicheres Glas/Modul

Obwohl Edelstahl sehr robust ist, könnte trotzdem Titan eine noch bessere Alternative bieten. Titan und Eisen-Nickel Legierungen werden auch bei Offshore-Ölplattformen und U-Booten verwendet. Diese Materialien sind vor allem gegen Meerwasser noch korrosionsbeständiger als Edelstahl, da sie vom im Meerwasser enthaltenen Chlorid nicht angegriffen werden (Linhardt und Haubner 2012).

Um eine noch höhere Korrosionsbeständigkeit zu gewährleisten, kann versucht werden sowohl für die Konstruktion, als auch für das Montagesystem und sämtliche Schrauben dasselbe Material, wie etwa Edelstahl VA4, zu verwenden. Bei dem Montagesystem handelt es sich um ein herkömmliches Solarmodulmontagesystem, welches meist als stranggepresstes Aluminium gefertigt wird. Es gibt auch Systeme aus Edelstahl, diese sind sehr robust gegenüber Umwelteinflüssen wie Regen, Hagel oder Schnee, haben aber gleichzeitig ein höheres Gewicht und sind deutlich teurer in ihrer Herstellung (Heubner und Hini 2007). Dazu kommt, dass der spezifische Energieaufwand für Edelstahl fast doppelt so hoch wie der für Aluminium ist (siehe Anhang II). Daher soll der Einsatz von Edelstahl aus energetischer Betrachtung eher gering gehalten werden. Andere Montagesysteme aus Holz, Stahl oder Plastik haben eine geringe Korrosionsbeständigkeit und bieten keine Alternative für die schwimmenden Plattformen (Weimar 2011). Ein Montagesystem aus Stahl könnte nur dann in Frage kommen, wenn es verzinkt und somit vor Korrosion geschützt wird. Diese Zinkschicht ist unedler (als Stahl) und schützt somit den darunter liegenden Stahl vor Korrosion. Dieser Verzinkungsprozess ist aufwendig und teuer, da die mehrere Meter langen Stahlprofile komplett in ein Zinkbad eingetaucht werden müssen. Herkömmliche Zinkbäder sind eher kleiner als die verwendeten Profile, daher gibt es nur wenige Anbieterfirmen, die eine so große Materialverzinkung durchführen können.

Als Alternative für das Polystyrol könnten aus Polyethylen geformte hohle Schwimmkörper gefertigt werden. Aufgrund der langjährigen Erfahrungen im (Trink-)Wasserbereich kann Polyethylen eine eindeutigere Unbedenklichkeit als Polystyrol gewährleisten.

Alternativen für die verwendeten Solarmodule stehen eher nicht zur Verfügung. Aktuell werden schon Hochleistungsmodule verwendet, welche robuster und feuchtigkeitsresistenter sind als herkömmliche Module. Denkbar wäre hier beispielsweise die Verwendung von noch bruchsichererem Glas, wobei natürlich unklar ist ob das Glas für den Moduleinsatz überhaupt geeignet ist (Durchlässigkeit der Sonnenstrahlung, Gewicht).

Betrachten wir noch einmal die Energierücklaufzeit von schwimmenden Solarplattformen, so erscheint diese im ersten Moment relativ hoch (*Lagoon* 5,2 - 6,3 Jahre; *Lake* 3,0 – 3,6 Jahre). Auch im Vergleich zu anderen wissenschaftlichen Studien zu Solardachanlagen schneiden die Plattformen schlechter ab. Es ist aber durchaus wichtig, sich zu überlegen mit welchem System der Vergleich gezogen wird. Wird die Plattform mit einer konventionellen Solaranlage am Dach oder am Boden verglichen, ist der Energieaufwand und auch der CO₂-Ausstoß höher für schwimmende Konstruktionen. Vergleicht man aber die schwimmenden Anlagen mit der möglichen Energieproduktionsalternative am Einsatzort, so ergibt sich ein

deutlich positiveres Bild. In den bisherigen Einsatzgebieten für schwimmende Solaranlagen ist die Alternative nämlich einzig der Dieselgenerator. Betrachtet man einmal nur den Betriebsprozess, also die Stromherstellungsphase beider Möglichkeiten, so ergeben sich dort enorme CO₂-Einsparungen bei den Solaranlagen. Jede kWh aus Solarproduktion spart Diesel ein. Gehen wir von einer durchschnittlichen Generatoreffizienz von 0,33 l/kWh aus (Asokan 2011). Das bedeutet im Vergleich, dass jede kWh Solarstrom 0,33 l Diesel einspart und somit 2,67 kg CO₂ (EU Commission 2004) nicht in die Atmosphäre kommen. Das betrifft aber nur die Dieselerparnis aus der Stromproduktion. Der Kraftstoff, der nötig ist, um den Diesel an den jeweiligen Ort zu bringen, wurde hier noch nicht eingerechnet, genauso wie der CO₂-Austoß für die Herstellung der jeweiligen Stromproduktionsanlage.

Es hat sich als schwierig herausgestellt, ein Life Cycle Assessment zu Dieselgeneratoren zu finden. Der Grund ist, dass es viele Herstellerfirmen und viele verschiedene Generatortypen für verschiedene Einsatzmöglichkeiten gibt, was eine allgemeine Aussage für Dieselgeneratoren nahezu unmöglich macht. Generatorhersteller weisen meist den Dieserverbrauch in l/hr bei einem Viertel, der Hälfte, drei Viertel und 100% ihrer maximalen Kapazität in ihren Datenblättern aus. Dies bezieht sich aber auf den optimalen Betrieb, und nicht auf den realistischen Betrieb mit ständig wechselndem Strombedarf. Nur selten gibt es in einem Stromnetz eine so konstante Last und perfekt ausgelegte Generatoren, dass diese ausgewiesene Dieseleffizienz stimmen. Die von den Herstellern angegebenen Dieserverbräuche beziehen sich auf Standard-Bedingungen, die mit den tatsächlichen Verbräuchen im realen Betrieb nicht übereinstimmen. Durch das Auslesen und Analysieren von bestehenden Dieselstromnetzen auf den Malediven hat sich ergeben, dass die tatsächliche Effizienz von den dort eingesetzten Generatoren mit durchschnittlich 3,0 bis 3,6 kWh/l deutlich unter den von Herstellern angegebenen Werte liegen (Swimsol 2016b).

Smith (u. a. 2015) hat in seiner Studie eine thailändische Stadt auf ihre Energieausbaumöglichkeiten und deren Einflüsse auf die Umwelt untersucht. Die Studie teilt sich in drei Alternativen auf: Erstens, das optimale Microgrid bestehend aus Diesel, PV und Windenergie, zweitens die Stromversorgung durch Dieselgeneratoren und drittens, der Möglichkeit das zentrale Stromversorgungsinfrastruktur auszubauen. In der Studie wird geschildert, dass der Ressourceneinsatz bei Dieselgenerator während der Verwendungsphase relativ hoch ist. Der abiotische Ressourceneinsatz während der Verwendungsphase ist hauptsächlich mit dem verwendeten Diesel gleichzusetzen, und zeigt dass der kritische Punkt bei Dieselgeneratoren nicht die Herstellung sondern die

Verwendungsphase ist. Wohingegen bei Photovoltaik der abiotische Aufwand hauptsächlich die Herstellung betrifft, genauso wie es die vorliegende Arbeit gezeigt hat.

Das Wuppertal Institut, welches sich mit dem abiotischen Ressourcenverbrauch verschiedener Technologien beschäftigt hat, geht auch auf den Stahleinsatz in der Photovoltaik-Branche ein. Es wird darauf hingewiesen, dass aufgrund von innovativen Tragekonstruktionen in der Photovoltaikindustrie auch hier ein vermehrter Einsatz von Stahllegierungen zu beobachten ist. Der Bedarf von Stählen in Leichtbauweise für Photovoltaikanlagen wird, im Gegensatz zum Bedarf für Windkraftanlagen oder Geothermie, als relativ gering bewertet. Auch die Produktion aus Sicht der Legierungselemente wird als unkritisch eingestuft (Viebahn u. a. 2014).

Soziopolitische und ökonomische Ergebnisse

Es sind aber nicht nur die Auswirkungen auf die Umwelt allein, die relevant sind. Schwimmende Solaranlagen sind als alternative Stromquelle zu Strom aus Dieselgeneratoren einzuordnen, daher gibt es auch eine soziopolitische und ökonomische Wirkung. So zeigt beispielsweise die *National Energy Policy India*, dass dort das Thema der schwimmenden PV auch bereits von der politischen Seite aufgegriffen worden ist. Dort wird darauf hingewiesen, dass diese spezielle Solarproduktkategorie sowohl einen sozialen Beitrag leisten (Elektrifizierung von abgelegenen Orten, Befreiung der reinen Dieselabhängigkeit), als auch als positiv für die Umwelt betrachtet werden kann (Einsparung von CO₂ und anderen Abgasen) (Eco-Business 2015; The Straits Times 2016; The World Bank 2016).

Warum aber schwimmen dann nicht Solaranlagen vor jeder tropischen Insel, vor abgelegenen Küstenregionen und vor den energiehungrigen Megastädten wie Singapur, Hongkong, Mumbai und Jakarta?

Ein Grund dafür mag sein, dass sich das Konzept von schwimmenden Solaranlagen noch in der Phase eines Nischenprodukts befindet und sie technisch gesehen womöglich erst am Anfang ihrer Lernkurve steht. Andererseits hat sich gezeigt, dass schwimmende Solaranlagen gegenüber Dieselgeneratoren auf längere Zeit betrachtet kostengünstiger Strom produzieren können und daher wirtschaftlich betrachtet am Markt konkurrenzfähig sind.

Es lässt vermuten, dass sich diese Tatsache nicht mit einem klassischen mikroökonomischen Ansatz erklären lässt. Der globale Energiemarkt ist komplex und weit verzweigt. Das ist auch ein Grund, warum die Strompreise nicht alleine über Angebot und

Nachfrage bestimmt, sondern durch mehrere Faktoren (etwa multinationale Konzerne und Spekulationen) beeinflusst werden (Foster u. a. 2017).

The use of solar energy has not been opened up because the oil industry does not own the sun. (Ralph Nader zit. nach The Economist 2012)

Im Zitat von Ralph Nader, einem bekannten US-amerikanischen Anwalt, wird darauf angespielt, dass es auch weniger wissenschaftlich belegte Theorien und Hypothesen gibt, warum erneuerbare Energien noch nicht überall als bevorzugte Energiequelle verwendet werden. Es ist einerseits einfach, die Schuld auf große Konzerne zu schieben, aber andererseits gehört die konventionelle Energieindustrie und im Speziellen die Rohölproduktion zu den profitabelsten der Welt (vgl. Abbildung 9) (Statista 2008). Diese Statistik zeigt den Anteil des Gewinns (vor Abzug der Steuern und Abgaben) am Umsatz des jeweiligen Industriezweiges.

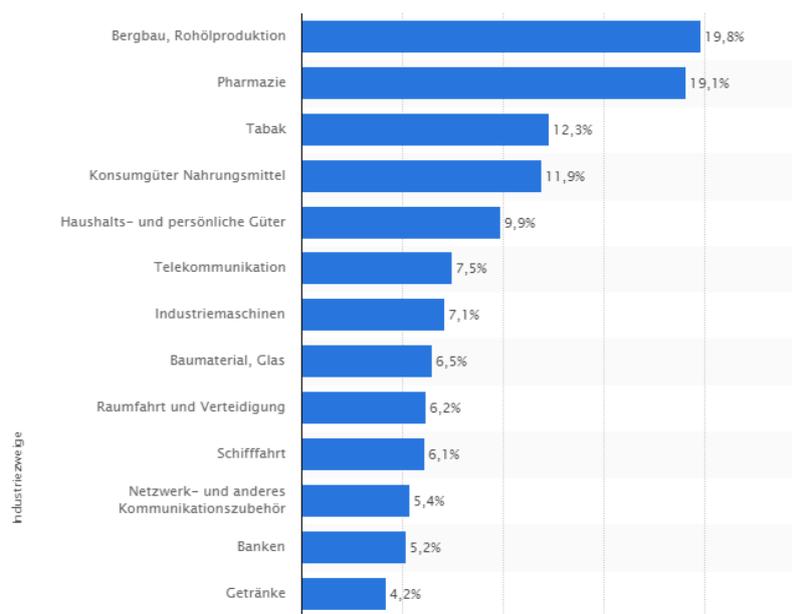


ABBILDUNG 8 Ausschnitt aus der Statistik: Die ersten 13 (von 20) profitabelsten Industriezweige weltweit berechnet nach dem Anteil des EBIT (operatives Ergebnis) am Umsatz (Quelle: Statista 2008)

Die Energieindustrie ist die größte Industrie der Welt und laut dem World Energy Council sollen bis 2020 etwa 30 Billionen US Dollar in die Entwicklung des Energiemarktes fließen (Kneissl 2008). Auch wenn die Erdölindustrie in den nächsten Jahren weniger mächtig werden wird, so wird die gesamte Energieindustrie noch immer eine der wichtigsten

Industrien bleiben. Diese dominierende Präsenz der Energiewirtschaft bringt auch gleichzeitig Machtkonstruktionen mit sich. Aktuelle Global Player wie die Erdölindustrie möchten ihre Monopolstellung wahrscheinlich nur ungern abgeben und haben verschiedene Strategien um mit ihrer Konkurrenz umzugehen. De facto sind die meisten Länder der Welt von wenigen Öl exportierenden Ländern abhängig. Besonders Inselstaaten sind von diesen Importen abhängig, weil ihre einzige Energiequelle das Öl beziehungsweise Diesel ist. Malé, die Hauptstadt der Malediven, beispielsweise bezieht seinen Strom zu mehr als 95% aus Dieselgeneratoren. Laut dem lokalen Energieversorger beträgt die installierte Leistung über 62 MW, welche alleine durch Dieselgeneratoren gedeckt wird. Bis dato wurden lediglich etwa 700 kW_p an Solarleistung auf den Dächern von Malé installiert (Ahmed 2014). Diese Zahlen verdeutlichen, dass die Abhängigkeit von Dieselimporten besonders hoch ist. Diese Dieselabhängigkeit hat über die Jahre ein enormes Machtgefälle generiert, und diese zu dekonstruieren scheint schwierig zu sein. Nicht zuletzt, weil für die Malediven eine starke wirtschaftliche Beziehung mit Saudi Arabien unterhält und es keine Steuern auf Diesel gibt. Photovoltaik hingegen wird vom Staat wenig unterstützt. Es gibt keine klare Einspeiseregulierung oder Förderung von Solarstrom. Zwar gibt es seit ein paar Jahren ein jährliches Kontingent an Einspeisevergütung für neu errichtete Solaranlagen, aber dieses Kontingent ist meist sehr klein und geht ausschließlich an einen der beiden Energieversorger.

In diesem Zusammenhang gibt es aber auch noch weitere lokalpolitisch Herausforderungen, welche die schwimmenden Solarplattformen zu meistern haben. So wurde beispielsweise eine der schwimmenden Anlagen mit der finanziellen Unterstützung der Austrian Development Bank auf einer einheimischen Insel auf den Malediven errichtet. Diese knapp 100 kW_p große Anlage wurde Anfang 2016 fertig gestellt, konnte aber bisher nicht ans Netz gehängt werden. Der Manager des Stromversorgers, welcher die Dieselgeneratoren auf dieser Insel betreibt, hat die letzte notwendige Unterschrift zum Netzanschluss nie getätigt und verweigert, trotz anfänglicher Projektkooperation, seit Fertigstellung der Anlage nun jegliche Kontaktaufnahme. Die Insel, welche mehr als 2.000 EinwohnerInnen hat, war im Jahr 2017 mehrere Tage ohne Strom und somit auch ohne Internetverbindung, weil die Generatoren aufgrund von Überlastung abgeschaltet haben. Dass es eigentlich nur einen Knopfdruck gebraucht hätte, um den Solarstrom verfügbar zu machen, zeigt wie mächtig politische Interessen sind.

Wie in der Arbeit bereits berichtet wurde, ist der Solarstrom momentan auf den Malediven, im Vergleich zu Dieselstrom kurzfristig betrachtet teurer (basierend auf den dortigen

aktuellen Dieselpreis von 0,45 bis 0,50 USD/l). Andere Inselstaaten haben deutlich höhere Dieselpreise wie beispielsweise die Philippinen mit 0,87 USD/l, Indonesien mit 0,63 USD/l oder Fidschi mit 0,93 USD/l (Global Petrol Prices 2017). Höhere Dieselpreise bedeuten auch eine bessere Wirtschaftlichkeit für schwimmende Solaranlagen. Denn wenn der Strompreis aus Diesel sehr hoch ist, dann sind potentielle Solarstromkunden auch bereit, annähernd so hohe Solarstrompreise zu zahlen, und somit können die Investitionskosten schneller zurückgezahlt werden, beziehungsweise wieder eingespart werden.

Der Vergleich mit dem Dieselstrom ist deswegen auch relevant, weil die schwimmenden Plattformen von Swimsol nicht nur schlüsselfertig gekauft werden können, sondern auch im Rahmen einer Finanzierung erstanden werden können. Das funktioniert so, dass der oder die KäuferIn keine Investitionskosten zu Beginn tätigen muss. Er oder sie muss aber einen Stromliefervertrag unterschreiben, bei dem er garantiert, den produzierten Solarstrom zu einem bestimmten Preis abzukaufen, solange bis alle Investitions- und Finanzierungskosten abbezahlt wurden. Der Solarstrompreis setzt sich aus dem kundenspezifischen Dieselpreis und einem 5-25% Rabatt zusammen. So kann dem oder der KäuferIn garantiert werden, dass er oder sie sofortige Einsparungen hat im Vergleich zum alternativen Dieselstrom. Nach einer Laufzeit von durchschnittlich etwa 15-25 Jahren gehört die Anlage dem oder der KäuferIn und der produzierte Strom ist gratis. Diese Finanzierungsform ermöglicht es insbesondere ärmeren Regionen, eine Technologie mit hohen Investitionskosten zu nutzen. Außerdem trägt dieses Modell einen wertvollen Beitrag zur Verwirklichung des *Sustainable Development Goals* Nummer 7 (Affordable and Clean Energy) bei, indem es eine günstigere und zugleich sauberere Stromproduktionsalternative ermöglicht.

Im Sinne der Technikfolgenabschätzung werden nicht nur die positiv intendierten Folgen betrachtet, sondern auch mögliche negative Folgen (sowie eingangs am Beispiel mit der „Mobilität/Auto für Alle“ gezeigt wurde). Welche gesellschaftlichen Auswirkungen könnte es geben, wenn Energie für alle und überall zu jeder Zeit bereit steht? Ist dieses Ziel überhaupt realistisch? Es könnte auch sein, dass obwohl immer mehr Zugang zu Strom geschaffen wird, die ärmsten Weltregionen dennoch ohne Stromversorgung bleiben. Somit würde das Bestreben nach „Energie für Alle“, einen noch größeren Abstand erzeugen, zwischen denen die Stromzugang haben und denen die keinen haben.

Die Folgenabschätzung kann auch von einem weniger gesellschaftlichen, sondern aus einem praktischeren Blickwinkel betrachtet werden. So ist ein wesentlicher Vorteil von schwimmenden Solaranlagen, dass sie weniger Platzkonkurrenz haben als Anlagen an

Land. Aber ein starker Ausbau von schwimmenden Solaranlagen könnte vielleicht dazu führen, dass ganze Lagunen und Küsten damit verbaut werden. Damit einhergehen könnten einerseits ökologische negative Auswirkungen, welche erst bei Großinstallationen sichtbar werden. Andererseits kann die schwimmende Plattform als Basis für weitere schwimmende Technologieentwicklungen dienen, welche wiederum um den idealen Platz am Wasser konkurrieren müssen. Obwohl das Wasser scheinbar „unendlich“ viel Platz bietet, gibt es einige Anforderungen für die Platzauswahl für schwimmende Plattformen wie beispielsweise Nähe zur Küste (Kabellänger/Kosten), sandiger unbelebter Boden (Bewahrung der marinen Lebensräume), vorgelagerte(s) Riff/Insel (Schutz vor hohen Wellen) oder Tiefe (Verankerung/Kosten). Diese Faktoren begrenzen de facto die potentiellen, für schwimmende Anlagen geeigneten Wasserflächen. Bei einer zukünftig steigenden Entwicklung von (schwimmenden) Installationen am Meer könnte das Thema der Platzkonkurrenz dennoch wieder eine Rolle spielen.

Weitere Überlegungen und Herausforderungen

Diese Masterarbeit beruht auf einer Datenbasis des Instituts für Energietechnik und Thermodynamik der Technischen Universität Wien. Höflinger (2013) hat diese Datenbank weiterverarbeitet und teilweise ergänzt. Höflinger hat ebenfalls eine Energiebilanz erstellt und die von ihm errechnete Energieücklaufzeit für eine schwimmende Plattform wurde mit über acht Jahren angegeben. Die Differenz in den Ergebnissen von Höflinger und der vorliegenden Arbeit ergibt sich durch verschiedene Materialangaben. Wie in dieser Arbeit ausführlich beschrieben, wurden einige Werte falsch angenommen (PV-Modul und Wechselrichter). Außerdem wurden bei der Berechnung von Höflinger zum Teil Materialien wie Holzplatten mitgerechnet, die nicht zur tatsächlichen Plattform gehörten. Zum Zeitpunkt der Datenerstellung von Höflinger (2013) wurde ein großer Container mit Materialien für verschiedene Projekte von Wien auf die Malediven geschickt. Höflinger hat den Inhalt dieses Containers zur Berechnung seiner Energiebilanz verwendet. Einige der verschickten Teile aus diesem Container gehörten aber zu anderen Projekten beziehungsweise zu einer zusätzlichen Messplattform. Bei der Transportberechnung musste für die Solarmodule und Wechselrichter eine Anpassung vorgenommen werden, weil das Tool von Höflinger falsche Werte als Gewichtsangaben verwendet hat. Die neuen berechneten Zahlen zeigen einen deutlich geringeren energetischen Aufwand für das Produkt „schwimmende Solaranlage“. Dies ist aber nicht auf eine Konstruktionsänderung oder Änderung der Materialzusammensetzung zurückzuführen, sondern alleinig durch die Bereinigung auf Optimierung der Daten und der Berechnung. Es kann davon ausgegangen werden, dass

diese hiermit berechneten Werte dem tatsächlichen energetischen Aufwand von schwimmenden Anlagen näher kommt, als die alten Berechnungen.

Da es sich bei schwimmenden Solaranlagen um ein relativ neues Nischenprodukt handelt, gibt es dazu auch eine recht überschaubare Literaturgrundlage. Durch eine Schlagwortsuche zum Thema konnten nur drei relevante wissenschaftliche Artikel gefunden werden (Trapani und Millar 2014; Trapani und Redón Santafé 2015; Sahu, Yadav, und Sudhakar 2016). Während die beiden Artikel von Trapani u. a. sich eher auf ältere Forschungsmodelle beziehen, gibt Sahu u. a. einen aktuellen Überblick über Süßwasserinstallationen und potentielle neue, schwimmende Lösungen. Diese Arbeit kann einerseits die von Sahu u. a. angeführte Effizienzsteigerung durch Kühlungseffekte mit Messdaten bestätigen, andererseits geht diese Arbeit darüber hinaus, indem sie schwimmende Plattformen aus verschiedenen Perspektiven beleuchtet und bewertet. Diese Arbeit zeigt konkrete Energieaufwände (siehe Tabelle 5) und Energierücklaufzeiten für ausgewählte Regionen (siehe Tabelle 6) auf und erklärt außerdem die Berechnungsschritte so gut wie möglich. Im Anhang werden sämtliche Materialinputs angegeben. Weil es aus patentrechtlichen Gründen nicht möglich ist, genauere Angaben zur Komponentenform und Konstruktion zu geben, sind die jeweiligen Materialien nur in Kilogramm angegeben. Berechnungen zu den jeweiligen Kilogramm-Werten können hier in dieser Arbeit nicht veröffentlicht werden.

In dem Artikel von Sahu u. a. (2016) wurde behauptet, dass eine Verankerung von schwimmenden Solaranlagen am Meeresboden nicht möglich sei. Außerdem sind die AutorInnen davon überzeugt, dass die Bewegung der Module, verursacht durch große Wellen, einen stark negativen Einfluss auf die Stromproduktion haben wird. Die Erfahrungen von *SwimSol* mit ihren schwimmenden Solaranlagen können dies nicht bestätigen. Denn einerseits ist die Verankerung der Plattformen mittels Schraubanker im Meeresboden möglich, und andererseits hat die Bewegung der Module wenig Einfluss auf deren Effizienz. Das ist sicherlich auch damit zu begründen, dass die schwimmende *SwimSol*-Konstruktion so designt wurde, dass die Wellen einfach unten durch gehen und die gesamte Plattform nicht übermäßig in Schwingungen versetzen.

Diese Masterthesis bezieht sich geographisch hauptsächlich auf den asiatischen Raum. Das hat den Grund, weil dort zumeist optimale Bedingungen für schwimmende Solaranlagen im Meer vorzufinden sind. Im karibischen Raum treten beispielsweise häufig Stürme mit hohen Windgeschwindigkeiten auf, für die die Plattformen nicht ausgelegt sind. In der südostasiatischen Region gibt es viele Meeresbuchten oder Inseln mit vorgelagerten Korallenriffen, die die Anlage vor zu hohen Wellen schützen können. Es sind einerseits die

technischen Gegebenheiten dieser Region, zugleich ist Süd- und Südostasien auch das Gebiet dessen Energieverbrauch in der Zukunft am meisten wachsen wird (International Energy Agency 2016). Aus diesen Gründen macht es Sinn, sich mit dieser Region des indischen und pazifischen Ozeans näher zu beschäftigen. Dass besagte Gebiete ebenso Interesse an dieser Technologie haben, zeigt beispielsweise die bereits mehrfach zitierte wissenschaftliche Veröffentlichung *Floating photovoltaic power plant* (Sahu, Yadav, und Sudhakar 2016), welcher an einer indischen Universität verfasst wurde und sich intensiv mit diesem Thema beschäftigt hat. Mehr als die Hälfte der schwimmenden Solaranlagen, über die in diesem Artikel berichtet werden, befinden sich in Asien. Zeitungsartikel aus Indien, Singapur und Malaysia berichten darüber hinaus von ihren nationalen Plänen, schwimmende Photovoltaikanlagen bauen zu wollen. So wird die mit Ende 2017 angekündigte Energy Roadmap Malaysia das Thema „floating PV“ beinhalten, und konkrete Ausbaupläne darlegen (Saurabh 2017; Eco-Business 2015, 2016).

Beim energetischen Aufwand für den Transport von schwimmenden Anlagen wird davon ausgegangen, dass das Containerschiff von Hamburg nach Malé über den Suezkanal fährt. Es könnte allerdings auch sein, dass der Transport des Containers nicht über den Suezkanal erfolgt, sondern um die Südspitze Afrikas herum. Dies passiert tatsächlich, weil die Kosten für die Durchfahrt eines Containerschiffes durch den Suezkanal mitunter höher sind als die Verschiffung über Südafrika (Swimsol 2017). Dieser Transportweg würde die Schifffahrt von 14.000 km auf 23.000 km verlängern. Dies entspricht einer Steigerung von etwa 60% des kumulierten Energieaufwands für den Hochseeschiffweg. Der gesamte kumulierte Energieaufwand einer schwimmenden Plattform ändert sich dabei in einer Größenordnung von unter 1%. Für die Berechnung des Energieaufwands in dieser Arbeit wurde aber die kürzere Variante über den Suezkanal gewählt.

Die größte Schwierigkeit in dieser Masterarbeit war es, vertrauenswürdige Quellen zum kumulierten Energieaufwand zu den spezifischen Komponenten von Solaranlagen zu finden. Es gibt sehr viele Studien zu Thema Energiebilanz von Solarmodulen. Deren Bilanzgrenzen werden aber jedes Mal anders gesetzt, und oft sind diese auch unklar formuliert. Hinzu kommt, dass immer unterschiedliche Einheiten verwendet werden und zum Beispiel Werte in MJ/m² angegeben werden, aber dann nicht ersichtlich ist, mit welcher Modulgröße gerechnet wurde beziehungsweise, ob sich die Fläche auf die Modulfläche oder auf die Gesamtfläche der Installation mit allen notwendigen Zwischenabständen bezieht. Einerseits gibt es unzählige Studien zum Energieaufwand von Photovoltaikanlagen, andererseits sind diese oft

sehr speziell auf eine Bauweise oder ein Modul konzentriert und können deswegen nur begrenzt mit schwimmenden Solaranlagen verglichen werden.

Interessant wäre es auch, die in dieser Masterarbeit erstellte Analyse mit mehreren schwimmenden Solaranlagen von unterschiedlichen Herstellern durchzuführen (Ciel et terre, Kyocera). Dies würde es ermöglichen, die verschiedenen Konzepte und Konstruktionen direkt miteinander zu vergleichen und ihre Energiebilanz zu untersuchen. Klar ist, dass dies vermutlich schwierig ist, weil die Hersteller untereinander in Konkurrenz stehen und vermutlich keine Informationen zu ihren genauen Konstruktionsdetails öffentlich machen wollen. Außerdem kann mit Hilfe der erstellten Materialliste eine noch ausführlichere Materialanalyse durchgeführt werden. Es ist vorstellbar, dass die verschiedenen Materialien auf ihre Löslichkeit und Korrosionsbeständigkeit in einem Labor getestet werden. Diese Tests müssten so durchgeführt werden, dass sie auch die Langzeitauswirkungen (über 30 Jahre) im Wasser abbilden können.

100% Strom aus konventionellen Energieträgern zu beziehen, funktioniert relativ gut, solange genug Energierohstoffe vorhanden sind. Bei erneuerbaren Energien verhält es sich ein wenig anders, obwohl der „Rohstoff“ unendlich ist. Aber die Solar- und Windenergieproduktion folgt der Natur und ihren lokalen Gegebenheiten. Das heißt, wenn es Windflauten bei einem Windkraftwerk gibt oder Wolken und Regen über einer Solaranlage, dann wird kein Strom produziert. Um täglich 24 Stunden ein verlässliches Stromnetz garantieren zu können, kann entweder ein Hybrid-System gewählt werden, oder die Kombination mit einem Speichersystem ist erforderlich. Nehmen wir ein Diesel-PV-Hybrid-System auf einer Insel als Beispiel. Gibt es einen kurzen Einbruch in der Solarproduktion aufgrund einer Wolke und der Strombedarf bleibt etwa gleich, wird der Dieselgenerator dies bis zu seiner eigenen Nennleistung ausgleichen müssen und können. Dies funktioniert gut, wenn der Anteil der Solarstromproduktion einen geringen Anteil an der gesamten Stromproduktion ausmacht (als Faustregel gilt etwa 30% PV von der durchschnittlich benötigten Leistung zwischen 9:00 und 15:00 (Swimsol 2016b)). Diese kurzfristigen Einbrüche werden so überbrückt, indem die Dieselgeneratoren einfach mehr Strom produzieren. Wird der Solaranteil größer, muss der Dieselgenerator auch größere Einbrüche übernehmen können. Die Fähigkeit des Generators, solche Sprünge abzufangen gilt als ein limitierender Faktor für die PV-Anlagengröße. Des Weiteren nehmen große Solaranlagen dem Dieselgenerator mehr Last ab. Es kann der Punkt erreicht werden, an welchem dem Dieselgenerator zu wenig Last übrig gelassen wird, wenn er beispielsweise nur mehr auf 20% oder weniger seiner Nennleistung fährt. Das verursacht, dass der Generator in einem

sehr ineffizienten Bereich operieren muss (Bhattacharya und Mishra 2016). Eine Möglichkeit besteht darin, den Solarstrom zu drosseln und damit überschüssigen Strom zu verhindern, oder aber ein Speichersystem welches den zu viel produzierten Strom aus diesen Phasen dann speichert und damit spätere Produktionseinbrüche der PV-Anlage puffern kann.

Nehmen wir ein Inselnetz als Beispiel (900 kW Durchschnittslast), welches von einem 1 MW Dieselgenerator versorgt wird. Um auch eine Spitzenlast abzudecken wird beispielsweise ein zusätzliches 500 kW_p Solarsystem installiert. Allgemein ist es so, dass beim Wechsel von voller Sonne auf Wolkenbedeckung die Solarproduktion innerhalb kürzester Zeit auf 20% ihrer vorigen Leistung nach unten fallen kann. Der Generator muss diesen Einbruch dann auffangen. Je nach Generatorengröße ist das „Auffangen“, wie bereits erwähnt wurde, durch seine Nennleistung limitiert. Daher ist bei einem größer werdenden Solaranteil ein Speichersystem eine Möglichkeit, welches den Unterschied zwischen volatiler Solarstromproduktion und dem Verbrauch ausgleicht (Rummich 2013). Dieses Prinzip funktioniert nicht nur bei kleinen Inselnetzen, sondern auch zum Beispiel in Österreich, wo überschüssiger Strom zum Teil in Form von potentieller Energie in Pumpspeicherwasserkraftwerken für spätere Spitzenlastzeiten gespeichert wird und bei Spitzenlastzeiten verfügbar gemacht werden kann (Groiß, Boxleitner, und Chochole 2013).

Energiespeichermöglichkeiten für kleinere Netze werden momentan intensiv erforscht. So gibt es elektrochemische Speicher wie Batterien, welche eine immer größer werdende Rolle spielen. Besonders zur Verwendung von Batteriesystemen gibt es bereits viel Forschung, vor allem in Bezug auf ökologische und wirtschaftliche Betrachtungsweisen (Viebahn u. a. 2014). Das Schwungrad als Speichermedium ist insofern interessant, weil es durch seine rotierende Masse, genauso wie ein Generator die Netzfrequenz stabilisieren kann. Stromproduktion aus Photovoltaik stellt an sich keine Frequenz bereit. Dies ist aber unwichtig, solange es eine rotierende Masse wie den Dieselgenerator gibt, der die Netzfrequenz bei wechselnder Energienachfrage stabilisieren kann. Bei beispielsweise Diesel-PV-Hybrid-Systemen mit einem großen Solaranteil (>50%) könnte ein Schwungrad Sinn machen. Mittlerweile gibt es aber auch netzbildende Wechselrichter, die die platzintensive rotierende Masse durch elektronische Verschaltungen ersetzen kann (Bhattacharya und Mishra 2016).

Bei solchen Lastbetrachtungen kommt es immer darauf an, welche Objekte mit Energie versorgt werden. Handelt es sich um einfache Haushalte, die für eine kurze Zeitspanne auch ohne Strom sein können, geht es um Luxusresorts auf Inseln, deren Lastprofil um ein Vielfaches höher ist oder geht es um Orte an denen eine Stromunterbrechungen keine

Option sind (zum Beispiel Krankenhäuser oder Kühlhallen für Lebensmittel). Prinzipiell unterscheidet sich das Lastprofil von Hotels von anderen Lastgängen. Es gibt über den Tag verteilt eine relativ konstante, hohe Last, deren Peak kurz vor Mittag und am späten Nachmittag liegen. Aufgrund der hohen Grundlast sowohl am Tag als auch in der Nacht, würde ein völliges Versorgen des Hotels mit Strom aus beispielsweise Solarenergie schwierig werden. Denn der Energiespeicherbedarf für die Nacht wäre enorm groß und müsste so dimensioniert werden, dass dieser auch ausreicht, wenn Schlechtwetter ist und die Solarproduktion gering ist. Große Energiespeicher haben einerseits einen großen Platzbedarf (problematisch auf Inseln) und sind andererseits relativ teuer. Daher ist es für große Hotelanlagen meist unwirtschaftlich ihren Strom rein aus erneuerbaren Energiequellen zu beziehen (Dalton, Lockington, und Baldock 2009).

Mittlerweile gibt es einige schwimmende Plattformen im Süßwasserbereich. Mehrere Testbecken wurden 2016 in Singapur installiert in Kooperation mit dem Solar Energy Research Institute of Singapore (SERIS). *Ciel et terre*, ein französisches Unternehmen, ist der Marktführer im Bereich schwimmender Süßwassertechnologie. Ähnlich zu schwimmenden Stegen in Badeseen hat *Ciel et terre* ein modulares Stecksystem, bestehend aus Pontons aus Polyethylen entwickelt, auf welche Solarmodule montiert werden (Ciel et terre 2017). *4CSolar* hat 2017 auf den Malediven einen ersten schwimmenden Prototypen aus Rohren, ebenfalls aus PE-HD, gebaut (Smadja und Smadja 2017). *Kyocera*, ein japanisches Unternehmen, installiert schwimmende Anlagen in Japan mit der Polyethylen Unterkonstruktion von *Ciel et terre* und ihren eigenen Solarmodulen (Kyocera 2017). Dennoch könnten die Innovationen im Bereich erneuerbare Energien noch häufiger sein. Der World Energy Outlook (International Energy Agency 2016) stellt fest, dass es im Energiebereich und vor allem bei den erneuerbaren Energien noch ein großes Innovationspotential gibt. Um das volle Potential auszuschöpfen, müssen Regierungen und Industrien erneuerbare Energieinnovationen fördern und öffentliche Akzeptanz dieser schaffen. Insbesondere bei der Photovoltaik wird noch ein großes Potential vermutet. Der Solarindustrie wird in den nächsten Jahren ein großer Anstieg vorhergesagt (International Energy Agency 2016).

Es gibt auch ein Entwicklungskonzept von *Swimsol* im Süßwasserbereich, bei dem anstatt der Polystyrol-Schwimmkörper Pontons aus Polyethylen verwendet werden. Dies hat den Vorteil, dass die gesamte Konstruktion mit weniger Bauteilen auskommt und in Folge dessen die Montage auch weniger aufwendig ist. Größere Anlagen können so in kürzerem Zeitraum installiert werden und die Installationskosten werden damit minimiert. Das französische

Unternehmen *Ciel et terre* verwendet eine Spezialanfertigung desselben Ponton-Typs, um ihre Solarmodule direkt darauf zu montieren. Diese zeichnen sich auch durch eine sehr schnelle Installationszeit aus (Ciel et terre 2017). Bei dem neuen Entwicklungskonzept von *Swimsol* werden die ursprünglich aus Styropor bestehenden Schwimmkörper gegen blasgeformte Polyethylen-Schwimmkörper getauscht. Anstatt unter den Plattformen wird der neue Schwimmkörper zwischen den Modulen platziert, und übernimmt die Auftriebseigenschaft. Zugleich dient er als Verbindungselement. Diese Variation von *Swimsol* verwendet aber eine Metallkonstruktion welche die Module trägt, im Gegensatz zum System von *Ciel et terre*, welches ohne einer Konstruktion zusätzlich zu den Pontons auskommt. Ob diese *Swimsol*-Variante allen Anforderungen entspricht und auch funktioniert, wird momentan von der Forschungs- und Entwicklungsabteilung noch getestet und simuliert. Die Hoffnung ist groß, dass es in der Solarindustrie noch viele andere innovative Ideen geben wird. Diese Ideen müssen ökologischer und nachhaltiger sein, als die konventionelle Stromversorgung durch Kohle und Öl, und dabei müssen sie auch wirtschaftlich konkurrenzfähig bleiben. Der größte Vorteil in der Solarbranche ist es, dass der Rohstoff „Sonne“ gratis ist und allen gehört, oder es wie der deutsche Journalist Franz Alt einmal formulierte:

Die Sonne schickt uns keine Rechnung. (Alt 2009)

Literatur und Quellenverzeichnis

- Ahmad, Maqbool, und Ahmad S. Bajahlan. 2007. „Leaching of styrene and other aromatic compounds in drinking water from PS bottles“. *Journal of Environmental Sciences* 19 (4): 421–26.
- Ahmed, Ibrahim. 2014. „Greater Malé Central Power Station“. Malé: IRENA und STELCO. <http://www.irena.org/EventDocs/Maldives/1ExpandingRenEnIntegSTELCOGrid.pdf>.
- Akinyele, D., R. Rayudu, und N. Nair. 2017. „Life cycle impact assessment of photovoltaic power generation from crystalline silicon-based solar modules in Nigeria“. *Renewable Energy* 101: 537–49.
- Alt, Franz. 2009. *Die Sonne schickt uns keine Rechnung: Neue Energie, neue Arbeit, neue Mobilität*. München Zürich: Piper Taschenbuch.
- Armijo, Kenneth M., Jay Johnson, Richard K. Harrison, Kara E. Thomas, Michael Hibbs, und Armando Fresquez. 2016. „Quantifying Photovoltaic Fire Danger Reduction with Arc-Fault Circuit Interrupters“. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 24 (4): 507–16.
- Arora, Dinesh. 2016. „Field Corroboration Study report on Canal Top Solar Power Project“. Indian Administrative Service/Rural Electrification Corporation.
- Asdrubali, Francesco, Giorgio Baldinelli, Francesco D’Alessandro, und Flavio Scrucca. 2015. „Life Cycle Assessment of Electricity Production from Renewable Energies: Review and Results Harmonization“. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 42 (Februar): 1113–22.
- Asokan, Vikram Sathish. 2011. „MRC Green energy services: Biomass gassfier“. Technology, Chennai.
- Awofeso, Niyi. 2011. „Generator Diesel Exhaust: a Major Hazard to Health and the Environment in Nigeria“. *American Journal of Respiratory and Critical Care Medicine* 183 (10): 1437–1437.
- BASF. 2007. „Verhalten von Polystyrol gegen Chemikalien“. The Chemical Company.
- Behrendt, Siegfried, Rolf Kreibich, Sven Lundie, Ralf Pfitzner, und Michael Scharp. 2013. *Ökobilanzierung komplexer Elektronikprodukte: Innovationen und Umweltentlastungspotentiale durch Lebenszyklusanalyse*. Springer-Verlag.
- Bhandari, Khagendra P., Jennifer M. Collier, Randy J. Ellingson, und Defne S. Apul. 2015. „Energy payback time (EPBT) and energy return on energy invested (EROI) of solar photovoltaic systems: A systematic review and meta-analysis“. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 47 (Juli): 133–41.
- Bhattacharya, S., und S. Mishra. 2016. „Efficient power sharing approach for photovoltaic generation based microgrids“. *IET Renewable Power Generation* 10 (7): 973–987.
- Bindemann, N. 1921. *Die Verdunstungsmessungen der Preußischen Landesanstalt für Gewässerkunde auf und an dem Grimnitzsee und am Werbellinsee bei Joachimsthal in der Uckermark*. Jahrbuch für die Gewässerkunde Norddeutschlands.
- Breyer, Christian, Dmitrii Bogdanov, Ashish Gulagi, Arman Aghahosseini, Larissa S. N. S. Barbosa, Otto Koskinen, Maulidi Barasa, u. a. 2017. „On the Role of Solar Photovoltaics in Global Energy Transition Scenarios“. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*.
- Burger, Bruno, Klaus Kiefer, Christoph Kost, und Sebastian Nold. 2016. „Photovoltaics Report“. Freiburg: Fraunhofer Institut, Institute for Solar Energy Systems.
- Cader, C., P. Bertheau, P. Blechinger, H. Huyskens, und Ch. Breyer. 2016. „Global Cost Advantages of Autonomous Solar–battery–diesel Systems Compared to Diesel-Only Systems“. *Energy for Sustainable Development* 31 (April): 14–23.
- Casillas, Christian E., und Daniel M. Kammen. 2011. „The delivery of low-cost, low-carbon rural energy services“. *Energy Policy* 39 (8): 4520–28.
- Chow, C. L., S. S. Han, und X. M. Ni. 2017. „A Study on Fire Behaviour of Combustible Components of Two Commonly Used Photovoltaic Panels“. *Fire and Materials* 41 (1): 65–83.

- Ciel et terre. 2017. „Ciel et terre“. *Ciel & Terre*. Zugegriffen Mai 10. <http://www.ciel-et-terre.net/>.
- Cogley, J. Graham. 1979. „The Albedo of Water as a Function of Latitude“. *Monthly Weather Review* 107 (6): 775–81.
- Daily Mail UK. 2017. „Los Angeles releases millions of plastic balls to protect its water“. *Mail Online*, August 11. <http://www.dailymail.co.uk/sciencetech/article-3194098/Could-plastic-balls-bring-relief-drought-stricken-California-Los-Angeles-releases-96-million-spheres-protect-reservoir-water.html>.
- Dalton, G. J., D. A. Lockington, und T. E. Baldock. 2009. „Case study feasibility analysis of renewable energy supply options for small to medium-sized tourist accommodations“. *Renewable Energy* 34 (4): 1134–44.
- Dermawan, Audre. 2017. „Malaysian Solar PV Roadmap 2030 launched by year’s end“. *NST Online*. März 14. <http://www.nst.com.my/node/220589>.
- Dominghaus, Hans. 2012. *Kunststoffe*. Herausgegeben von Peter Elsner, Peter Eyerer, und Thomas Hirth. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg.
- Dröge, Susanne, und Oliver Geden. 2016. „Nach dem Pariser Klimaabkommen: neue Herausforderungen für eine Vorreiterrolle der EU“.
- Ebert, Titus, und Christa Müller. 2011. „Schadstoffe in Photovoltaik – Freiflächenanlagen“. *Bodenschutz*, Nr. 3. <https://www.bodenschutzdigital.de/ce/schadstoffe-in-photovoltaik-freiflaechenanlagen/detail.html>.
- Eco-Business. 2015. „Huge potential for floating photovoltaic systems in Malaysia“. *Eco-Business*. <http://www.eco-business.com/news/huge-potential-for-floating-photovoltaic-systems-in-malaysia-tnb/>.
- . 2016. „Singapore unveils world’s largest floating PV system test bed“. *Eco-Business*. <http://www.eco-business.com/news/singapore-unveils-worlds-largest-floating-pv-system-test-bed/>.
- EU Commission. 2004. „Environmentally Harmful Subsidies: Identification and Assessment, A study led by IEEP“. <http://ec.europa.eu/environment/enveco/taxation/pdf/Annex%205%20-%20Calculations%20from%20the%20case%20studies.pdf>.
- Förstner, Ulrich. 2012. *Umweltschutztechnik*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg.
- Foster, Edward, Marcello Contestabile, Jorge Blazquez, Baltasar Manzano, Mark Workman, und Nilay Shah. 2017. „The Unstudied Barriers to Widespread Renewable Energy Deployment: Fossil Fuel Price Responses“. *Energy Policy* 103 (April): 258–64.
- Fthenakis, V.M., und H.C. Kim. 2011. „Photovoltaics: Life-Cycle Analyses“. *Solar Energy* 85 (8): 1609–28.
- Fuchs, Daniela, und André Gzásó. 2014. „Warum die öffentliche Wahrnehmung von Risiken ernst zu nehmen ist - der spezielle Fall der Nanotechnologie“. NanoTrust dossiers 42. Institut für Technikfolgenabschätzung der Österreichischen Akademie der Wissenschaften.
- Fullwood, R. R., und R. E. Hall. 1988. „Probabilistic Risk Assessment in the Nuclear Power Industry“, Jänner.
- Gan, Leong Kit, Jonathan K.H. Shek, und Markus A. Mueller. 2015. „Hybrid Wind–photovoltaic–diesel–battery System Sizing Tool Development Using Empirical Approach, Life-Cycle Cost and Performance Analysis: A Case Study in Scotland“. *Energy Conversion and Management* 106 (Dezember): 479–94.
- Gesamtverband der Aluminiumindustrie. 2005. „Meerwasserbeständigkeit von Aluminiumknetlegierungen“.
- Global Petrol Prices. 2017. „Gasoline prices around the world, 19-Jun-2017“. *GlobalPetrolPrices.com*. Zugegriffen Juni 23. http://www.globalpetrolprices.com/gasoline_prices/.
- Gore, Al. 2009. *Our Choice: A Plan to Solve the Climate Crisis*. Rodale Books.

- Groiß, Christoph, Martin Boxleitner, und Michael Chochole. 2013. „Nachhaltige Stromerzeugungspotenziale in Österreich“. *e & i Elektrotechnik und Informationstechnik* 130 (1): 9–15.
- Grunwald, Armin. 2010. *Technikfolgenabschätzung: eine Einführung*. Berlin: Sigma.
- Gürzenich, Dirk. 2003. „Cumulative Energy Demand and Cumulative Emissions of Photovoltaic Systems in the European Community“. *The International Journal of Life Cycle Assessment* 8 (2): 64–64.
- Helfer, Fernanda, Charles Lemckert, und Hong Zhang. 2012. „Impacts of climate change on temperature and evaporation from a large reservoir in Australia“. *Journal of Hydrology* 475: 365–78.
- Herzog, Katie. 2015. „Why shade balls aren’t such a great idea after all“. *Grist*. August 19. <http://grist.org/article/why-shade-balls-arent-such-a-great-idea-after-all/>.
- Heubner, U., und E. Hini. 2007. „Edelstahl Rostfrei für die Wasserwirtschaft, Merkblatt 893“.
- Höflinger, Johannes. 2013. *Graue Energie und Ökobilanz*. Technische Universität Wien, Institut für Energietechnik und Thermodynamik.
- Höltinger, Stefan, Boris Salak, Thomas Schauppenlehner, Patrick Scherhauser, und Johannes Schmidt. 2016. „Austria’s Wind Energy Potential – A Participatory Modeling Approach to Assess Socio-Political and Market Acceptance“. *Energy Policy* 98 (November): 49–61.
- Howard, Brian Clark. 2015. „Why Did L.A. Drop 96 Million ‘Shade Balls’ Into Its Water?“ *National Geographic News*. August 12.
- Hunt, Robert G., William E. Franklin, und R. G. Hunt. 1996. „LCA — How It Came about“. *The International Journal of Life Cycle Assessment* 1 (1): 4–7.
- IAEA. 2006. „Management of Problematic Waste and Material Generated During the Decommissioning of Nuclear Facilities“. *International Atomic Energy Agency*.
- International Energy Agency. 2014. „World Energy Outlook 2014“. International Energy Agency.
- . 2016. „World Energy Outlook 2016“. International Energy Agency.
- International Standardization Organisation. 2006. „ISO 14044 Environmental management — Life cycle assessment — Requirements and guidelines“.
- Jäger-Waldau, Arnulf. 2017. „Snapshot of Photovoltaics—2017“. *Sustainability* 9 (5): 783.
- Jungbluth, Niels, Christian Bauer, Roberto Dones, und Rolf Frischknecht. 2005. „Life Cycle Assessment for Emerging Technologies: Case Studies for Photovoltaic and Wind Power“. *The International Journal of Life Cycle Assessment* 10 (1): 24–34.
- Kabakian, V., M. C. McManus, und H. Harajli. 2015. „Attributional life cycle assessment of mounted 1.8 kWp monocrystalline photovoltaic system with batteries and comparison with fossil energy production system“. *Applied Energy* 154 (September): 428–37.
- Kneissl, Karin. 2008. *Wie Erdöl und Erdgas die Weltwirtschaft beeinflussen*. FinanzBuch Verlag.
- Kyocera. 2017. „KYOCERA TCL“. Zugegriffen Mai 10. http://global.kyocera.com/news/2016/0102_knds.html.
- Liebert, Wolfgang, und Jan C. Schmidt. 2010. „Governance von Technoscience durch antizipierende Gestaltung. Zugänge durch ProTA“. In: G. Aichholzer et al., *Technology Governance*. Der Beitrag der Technikfolgenabschätzung. Berlin: Sigma, 145–56.
- Liebscher, Hans-Jürgen, und Albert Baumgartner, Hrsg. 1990. *Allgemeine Hydrobiologie. Quantitative Hydrologie*. Bd. Lehrbuch der Hydrobiologie, Band 1. Berlin, Stuttgart: Borntraeger.
- Linhardt, P., und R. Haubner. 2012. „Skriptum zur Lehrveranstaltung Korrosion“. Technische Universität Wien, Institut für Chemische Technologien und Analytik.
- Lydic, Brian. 2017. „Fronius Sustainability Study“. USA. Zugegriffen Februar 22. http://www.fronius.com/cps/rde/xbcr/SID-3D874C68-85991420/fronius_usa/SE_TEA_PV_Sustainability_Study_USA_EA_382277_snapshot.pdf.

- Meng, Qingmin. 2017. „The impacts of fracking on the environment: A total environmental study paradigm“. *Science of The Total Environment* 580 (Februar): 953–57.
- Meteorological Office. 1983. *Tables of Temperature, Relative Humidity, Precipitation and Sunshine for the World*. Großbritannien: Stationery Office Books.
- MIDA. 2016. „Malaysian Investment Development Authority - News“. <http://www.mida.gov.my/home/3052/news/pvcelltech-2016-reaffirms-malaysia%E2%80%99s-position-as-leader-for-new-cell-fabrications-in-asean/>.
- Monteiro Lunardi, Marina, Anita Wing Yi Ho-Baillie, Juan Pablo Alvarez-Gaitan, Stephen Moore, und Richard Corkish. 2017. „A Life Cycle Assessment of Perovskite/Silicon Tandem Solar Cells“. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, Jänner.
- Mühlberger, Thomas. 2011. „Lichtbögen in der Photovoltaik“. Fronius International.
- Multicon. 2017. „Mobile Solar Container“. Zugegriffen März 29. <http://www.solarcontainer.info/>.
- Neugebauer, Reimund, Uwe Götze, und Welf-Guntram Drossel. 2014. „Energetisch-wirtschaftliche Bilanzierung - Diskussion der Ergebnisse des Spitzentechnologieclusters eniPROD“. Wissenschaftliche Scripten.
- Newton, James. 1989. *Uncommon Friends: Life with Thomas Edison, Henry Ford, Harvey Firestone, Alexis Carrel, and Charles Lindbergh*. 1. Auflage. San Diego: Mariner Books.
- Ossa, A., und M.P. Romo. 2012. „Confining Stress Influence on EPS Water Absorption Capability“. *Geotextiles and Geomembranes* 35 (Dezember): 132–37.
- Ostermann, Friedrich. 2014. *Anwendungstechnologie Aluminium*. Berlin, Heidelberg: Springer.
- Ottersböck, Bettina, Gernot Oreski, und Gerald Pinter. 2016. „Correlation Study of Damp Heat and Pressure Cooker Testing on Backsheets“. *Journal of Applied Polymer Science* 133 (47).
- Priesner, Georg. 2013. „Covenant of Mayors: Die Emissionsfaktoren“. EU Sustainable Energy Action Plan.
- Purwono, Bambang Sugiyono Agus, Rahbini, Ubud Salim, Djuwahir, und Solimun. 2015. „Analysis of Dominants' Factors of National Renewable Energy Strategy“. *Energy Procedia* 68 (April): 336–44.
- Quaschnig, Volker. 2015. *Regenerative Energiesysteme: Technologie - Berechnung - Simulation*. München: Hanser.
- Revermann, Christoph. 2002. „Gesundheitliche und ökologische Aspekte bei mobiler Telekommunikation und Sendeanlagen - Wissenschaftlicher Diskurs, regulatorische Erfordernisse und öffentliche Debatte“. Sachstandsbericht 82. Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag.
- Ronner, Markus R. 1974. *Die Treffende Pointe: humoristisch-satirische Geistesblitze des 20. Jahrhunderts nach Stichwörtern alphabetisch geordnet*. Ott.
- Rummich, Erich. 2013. „Energiespeicher“. *e & i Elektrotechnik und Informationstechnik* 130 (6): 143–44.
- Sahu, Alok, Neha Yadav, und K. Sudhakar. 2016. „Floating photovoltaic power plant: A review“. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 66 (Dezember): 815–24.
- Satapathy, Suresh Chandra, Amit Joshi, Nilesh Modi, und Nisarg Pathak, Hrsg. 2016. *Proceedings of International Conference on ICT for Sustainable Development*. Bd. 408. Advances in Intelligent Systems and Computing. Singapore: Springer Singapore.
- Saurabh, Mahapatra. 2017. „Indian State Considers 100 Megawatt Floating Solar Project“. *CleanTechnica*. <https://cleantechnica.com/2017/02/10/indian-state-considers-100-megawatt-floating-solar-project/>.
- Schletter. 2017. „Photovoltaik PV Montage für Flachdächer - Flachdach - Solar Montagesysteme - Schletter GmbH“. Zugegriffen Februar 8. <https://www.schletter.eu/DE/solar-montagesysteme/flachdach.html>.

- Seeker. 2016. *Youtube: Shade Balls*. <https://www.youtube.com/watch?v=xjs4-eCaHUs>.
- Shezan, Sk.A., S. Julai, M.A. Kibria, K.R. Ullah, R. Saidur, W.T. Chong, und R.K. Akikur. 2016. „Performance analysis of an off-grid wind-PV (photovoltaic)-diesel-battery hybrid energy system feasible for remote areas“. *Journal of Cleaner Production* 125 (Juli): 121–32.
- Simonis, Georg, Hrsg. 2013. *Konzepte und Verfahren der Technikfolgenabschätzung*. Wiesbaden: Springer.
- Smadja, Judith, und Paul Smadja. 2017. „4cSolar - Floattracker, Water treatment, Nearshore, Open sea“. *4csolar*. Zugegriffen Mai 10. <https://www.4csolar.com>.
- Smartflower. 2017. „Smartflower POP – das weltweit erste All-in-One Solarsystem“. Zugegriffen März 29. <https://www.smartflower.com/de>.
- Smith, Cameron, John Burrows, Eric Scheier, Amberli Young, Jessica Smith, Tiffany Young, und Shabbir H. Gheewala. 2015. „Comparative Life Cycle Assessment of a Thai Island’s Diesel/PV/Wind Hybrid Microgrid“. *Renewable Energy* 80 (August): 85–100.
- Srinivasan, Sunderasan. 2007. „The Indian solar photovoltaic industry: a life cycle analysis“. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 11 (1): 133–47.
- Statista. 2008. „Die Top 20 der profitabelsten Industriezweige weltweit“. *Statista Deutschland*. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/37227/umfrage/die-top-20-der-profitabelsten-industriezweige-weltweit/>.
- Swimsol. 2013. „Swimsol - Market Study“. Unpublished.
- . 2014. „Swimsol - Research & Development Report“. Unpublished.
- . 2016a. „Marine Biological Report on possible impacts of floating PV platforms“. Unpublished.
- . 2016b. „Swimsol - Technical Report“. Unpublished.
- . 2017. „Swimsol - Current Research & Development“. Unpublished.
- Tao, Coby S., Jiechao Jiang, und Meng Tao. 2011. „Natural resource limitations to terawatt-scale solar cells“. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 95 (12): 3176–80.
- The Economist. 2012. „The oil and gas industry“. November 24. <http://www.economist.com/blogs/schumpeter/2012/09/z-business-quotations-1>.
- The Straits Times. 2016. „World’s largest floating solar photovoltaic cell test-bed launched in Singapore“. Oktober 25. <http://www.straitstimes.com/singapore/worlds-largest-floating-solar-photovoltaic-cell-test-bed-launched-in-singapore>.
- The World Bank. 2016. „Innovation in Solar Power and Hybrid Technologies“. PIDISDSC19599.
- Tina, G.M., M. Rosa-Clot, P. Rosa-Clot, und P.F. Scandura. 2012. „Optical and Thermal Behavior of Submerged Photovoltaic Solar Panel: SP2“. *Energy* 39 (1): 17–26.
- Trapani, Kim, und Dean L. Millar. 2014. „The Thin Film Flexible Floating PV (T3F-PV) Array: The Concept and Development of the Prototype“. *Renewable Energy* 71 (November): 43–50.
- Trapani, Kim, und Miguel Redón Santafé. 2015. „A Review of Floating Photovoltaic Installations: 2007–2013“. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 23 (4): 524–32.
- TU Wien. 2013. „Datenbank: Kumulierter Energieaufwand“. Institut für Energietechnik und Thermodynamik, Unpublished.
- Umweltbundesamt. 2017. „Phthalate: PVC-Weichmacher mit Gesundheitsrisiko“. Zugegriffen März 1. <http://www.umweltbundesamt.at/umweltsituation/schadstoff/pvcweichmacher/>.
- UN. 2016. „UN Sustainable Development Goal 7: Clean energy“. New York. http://www.un.org/sustainabledevelopment/wp-content/uploads/2016/08/7_Why-it-Matters_Goal-7_CleanEnergy_2p.pdf.
- Varun, I.K. Bhat, und Ravi Prakash. 2009. „LCA of Renewable Energy for Electricity Generation systems—A Review“. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 13 (5): 1067–73.
- Viebahn, Peter, Karin Arnold, Jonas Friege, Christine Krüger, Arjuna Nebel, Sascha Samadi, Ole Soukup, Michael Ritthoff, Jens Teubler, und Klaus Wiesen. 2014. „Kritische mineralische

- Ressourcen und Stoffströme bei der Transformation des deutschen Energieversorgungssystems“. *Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie*, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, .
- Vietinghoff, Hartwig. 2000. *Die Verdunstung freier Wasserflächen - Grundlagen, Einflußfaktoren und Methodern der Ermittlung*. Bd. 201. Allensbach: Ufo.
- Weimar, Niclas D. 2011. „A guide to solar panel mounting racks“. *SINOVOLTAICS | Solar Technology & Asia*. <http://sinovoltaics.com/solar-basics/a-guide-to-mounting-structures-for-solar-panels-pv/>.
- Wesselak, Viktor, Thomas Schabbach, Thomas Link, und Joachim Fischer. 2013. *Regenerative Energietechnik*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg.
- Windsperger, Andreas, Brigitte Windsperger, und Richard Tuschl. 2007. „Die aktuelle Situation des Werkstoffs Weich-PVC in den relevanten Themenbereichen“. *PVC Heute*. Institut für industrielle Ökologie.
- Yang, Dong, Jingru Liu, Jianxin Yang, und Ning Ding. 2015. „Life-cycle assessment of China’s multi-crystalline silicon photovoltaic modules considering international trade“. *Journal of Cleaner Production* 94 (Mai): 35–45.
- Yang, Hong-Yun, Xiao-Dong Zhou, Li-Zhong Yang, und Tao-Lin Zhang. 2015. „Experimental Studies on the Flammability and Fire Hazards of Photovoltaic Modules“. *Materials* 8 (7): 4210–25.

Verzeichnis: Abbildungen, Tabellen und Diagramme

Abbildung 1 Screenshot der Benutzeroberfläche des Berechnungstools von Höflinger (2013)	11
Abbildung 2 Doppelglas Modul mit Speziallaminierung nach 3.000 Stunden Dampftest (links), korrodiertes Standardmodul (Glas-Folie ohne Laminierung) nach Einsatz auf den Malediven (rechts) (Quelle: Swimsol 2014)	13
Abbildung 3 Schrägdach Montagesystem mit direkter Dachverbindung (links) und aufliegendes Flachdach Montagesystem (rechts) (Quelle: Schletter 2017)	15
Abbildung 4 Drei schwimmende Plattformen (Lagoon) vor der Insel Dharavandhoo, Malediven (Quelle: Swimsol 2016b)	18
Abbildung 5 Visualisierung Lake, Einzelelement (links) und im Verbund (rechts) (Quelle: Swimsol 2017)	18
Abbildung 6 Schematische Darstellung einer schwimmenden Solaranlage (eigene Darstellung)	23
Abbildung 7 Ausdehnung des Narmada Canals mit erkennbarem Solardach (Quelle: google.maps)	46
Abbildung 8 Vogelperspektive Solardach Abschnitt Narmada Canal (links) (Quelle: google.maps) und Narmada Canal mit 1 MWp Testkonstruktion (Quelle: Sahu u. a. 2016)	47
Abbildung 9 Ausschnitt aus der Statistik: Die ersten 13 (von 20) profitabelsten Industriezweige weltweit berechnet nach dem Anteil des EBIT (operatives Ergebnis) am Umsatz (Quelle: Statista 2008)	66
Abbildung 10 Datenblatt eines 60 Zellen Moduls, Gewicht grün umrandet, Temperaturkoeffizient rot umrandet (Quelle: Swimsol 2016b)	84
Tabelle 1 Jährliche (erwartete) Stromproduktion im New Policies Scenario (Quelle: International Energy Agency 2014, 608).....	7
Tabelle 2 Materialliste der schwimmenden Solarplattformen (eigene Darstellung)	24
Tabelle 3 Kumulierte Energieaufwand für polykristalline Solarmodul (eigene Darstellung)	26
Tabelle 4 Kumulierter Energieaufwand für Transportwege (eigene Darstellung)	29
Tabelle 5 Spezifischer kumulierter Energieaufwand in MJ/kW _p für Lagoon und Lake-Plattform (eigene Darstellung).....	31
Tabelle 6 Energy Payback Time für schwimmende PV-Anlagen (eigene Darstellung)	36
Tabelle 7 Albedowerte verschiedener Oberflächen im Vergleich (Quelle: Liebscher und Baumgartner 1990, eigene Darstellung)	44
Tabelle 8 Monatliche durchschnittliche Albedowerte von offenen Gewässern, Längengrad 0° bis 70° Nord (Quelle: Cogley 1979, 779).....	45
Tabelle 9 Einstufung der potentiellen Umweltgefahr von den, für schwimmende Solaranlagen, verwendeten Materialien und mögliche Alternativen (eigene Darstellung).....	62
Tabelle 10 Nationale und europäische Emissionsfaktoren für verbrauchten Strom (Quelle: Priesner 2013)	85
Tabelle 11 Berechnung des kumulierten Energieaufwands für Lagoon-Plattform	87
Tabelle 12 Berechnung des kumulierten Energieaufwands für Lake-Plattform	90
Diagramm 1 Relativer Energieverlust verschiedener PV-Module nach dem Damp-Heat Tests (Quelle: Swimsol 2014)	17
Diagramm 2 Durchschnittlicher Temperaturverlauf von PV Modulen an Land und auf Wasser, installiert auf den Malediven (Quelle: Swimsol 2014, eigene Darstellung)	32
Diagramm 3 Theoretischer Einfluss des Temperaturkoeffizienten auf PV-Installationen an Land und am Wasser (Quelle: Swimsol 2014, eigene Darstellung)	33
Diagramm 4 Photovoltaik Kapazität je nach Region im New Policies Scenario bis 2040, aufgeteilt in Stromversorger und Gebäudeinstallation (Quelle: International Energy Agency 2014, 266)	53

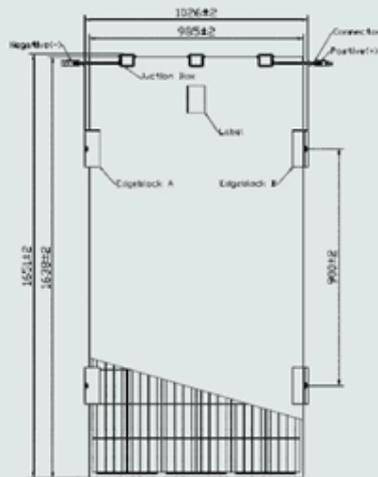
Diagramm 5 Anteil des Kumulierter Energieaufwands der Plattformen aufgeteilt in Transport und Materialien (eigene Darstellung)	58
Diagramm 6 Anteil des Kumulierten Energieaufwands der Lagoon Plattform (ohne Transport) (eigene Darstellung).....	58
Diagramm 7 Anteil des Kumulierten Energieaufwands der Lake-Plattform (ohne Transport) (eigene Darstellung)	59
Formel 1 KEA-Transportberechnungsformel (eigene Darstellung)	27
Formel 2 Formel für die Energy Payback time (eigene Darstellung).....	35
Formel 3 Albedo Formel (Quelle: Bindemann 1921, 39)	44

Anhang I

BYD P6D-30 Series-4BB-156.75P

Build Your Dreams

250W 255W 260W 265W 270W 275W 280W



Mechanical Specifications

Cell	Polycrystalline Silicon solar cells 156.75 mm * 156.75 mm / 6.2 inch
No. of Cells	60 (6 * 10) pcs
Dimension of Module	1638 mm*985 mm*7.5 mm / 64.5 inch*38.8 inch*0.3 inch
Weight	27.7 kg / 61.1 lbs
Front Glass	3.2 mm tempered glass with AR Coating
Junction Box	ZH-011B-5, TS03-13, TS03-13B
Plug Connector	IP67
Bypass-Diodes	3 pcs
Type of Connector	PV-ZH202, TL-CABLE01S, TS01
Cable Section Area	4 mm ² / 0.0062 Sq in
Cable Length	2 * 400 mm / 2 * 15.7 inch

Temperature Coefficients

Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	43°C ± 2°C
Short-Circuit Current Temperature Coefficient	0.066%/°C
Open Circuit Voltage Temperature Coefficient	-0.22%/°C
Peak Power Temperature Coefficient	-0.37%/°C

ABBILDUNG 6 Datenblatt eines 60 Zellen Moduls, Gewicht grün umrandet, Temperaturkoeffizient rot umrandet (Quelle: Swimsol 2016b)

TABELLE 10 NATIONALE UND EUROPÄISCHE EMISSIONSFAKTOREN FÜR VERBRAUCHTEN STROM (QUELLE: PRIESNER 2013)

Land	Standard-Emissionsfaktor (t CO ₂ /MWh _e) *	LCA-Emissionsfaktor (t CO ₂ -Äquiv./MWh _e) **
Österreich	0.209	0,310
Belgien	0.285	0,402
Deutschland	0.624	0,706
Dänemark	0.461	0,760
Spanien	0.440	0,639
Finnland	0.216	0,418
Frankreich	0.056	0,146
Großbritannien und Nordirland	0.543	0,658
Griechenland	1.149	1,167
Irland	0.732	0,870
Italien	0.483	0,708
Niederlande	0.435	0,716
Portugal	0.369	0,750
Schweden	0.023	0,079
Bulgarien	0.819	0,906
Zypern	0.874	1,019
Tschechische Republik	0.950	0,802
Estland	0.908	1,593
Ungarn	0.566	0,678
Litauen	0.153	0,174
Lettland	0.109	0,563
Polen	1.191	1,185
Rumänien	0.701	1,084
Slowenien	0.557	0,602
Slowakei	0.252	0,353
EU-27	0.460	0,578

* Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC)

** European Reference Life Cycle Database (ELCD)

Anhang II

Erklärung zum Anhang II:

Die Daten aus nachfolgenden Tabellen stammen einerseits aus der Arbeit von Höflinger (2013) (Spalte 1,2,5,7), wobei die Werte aus Spalte 2 und 7 ursprünglich aus der Datenbank des Instituts für Energietechnik und Thermodynamik stammen (TU Wien 2013). Spalte 1 beinhaltet die genaue Bezeichnung des jeweiligen Materials aus der Datenbank des Instituts. Die Gewichtswerte (Spalte 3) wurden von mir errechnet und eingefügt. Für alle Gewicht-Berechnungen wurden die Angaben der Hersteller verwendet und wenn nötig einfache Kalkulationen durchgeführt. Bei den Kabeln beispielsweise waren der Kabelquerschnitt und die Dicke der Isolation bekannt. Dadurch konnte die Dicke der Kupfer-Litzen errechnet werden. Gemeinsam mit dem Kupfer-Dichte-Wert und der Kabellänge konnte so das anteilmäßige Gewicht für Kupfer errechnet werden. Genaue Angaben zur Form der jeweiligen Plattform-Komponenten können hier nicht veröffentlicht werden. Der Fertigungszuschlag (Spalte 4) wurde je nach Komponente und Herstellungsbetrieb von der Firma Swimsol ergänzt und zu den jeweiligen KEA-Werten addiert. Die zurückgelegten Transport-Kilometer wurden von mir abgeschätzt und gelten für alle Komponenten. Jede Komponente wurde in dieser Tabelle viermal angegeben, um den KEA-Anteil des jeweiligen Transportweges (LKW, Schiene und Hochseeschiff) vom KEA ohne Transport unterscheiden zu können. Der Transport berechnet sich aus dem KEA-Wert mal dem Gewicht (kg) der jeweiligen Komponente mal den zurückgelegten Kilometern (km). Das Gewicht der Module und Wechselrichter ist extra angegeben, weil der KEA in MJ/kW_p (Spalte 2) angegeben wird und somit in der Tabelle die Masse-Angabe zur Transportberechnung fehlen würde. Die KEA-Werte der Module und Wechselrichter wurden mit Werten aus Quaschnig (2015) und Fthenakis und Kim (2011) ergänzt. Die in der Tabelle aufgelisteten Materialien werden folgenden Komponenten zugeordnet:

Aluminium, Profil (stranggepresst) – Photovoltaik-Montagesystem und Plattform-Konstruktion

PA (Polyamid) – Kabelschutzschlauch (Unterwasser)

PVC (Polyvinylchlorid) – Boje

Polyester – Verankerung/Seil

Aluminium, Bleche – Schwimmkörper-Abdeckung

Edelstahl, Chromnickelstahlblech – Konstruktionsknoten für Plattform

EPS, EPS 30 (Expandiertes Polystyrol) – Schwimmkörper

PE-HD (Polyethylen-High Density) – Schwimmkörper-Folie

PE-LD (Polyethylen-Low Density) – Kabelisolierung

PVC, Kabelisolierung (Polyvinylchlorid) – Kabelisolierung (Unterwasser)

Kupfer, Kabel 5x1,5 mm² - Kabellitze

Kupfer, Kabel 3x1,5 mm² - Kabellitze (Unterwasser)

Stahl, niedriglegiert, verzinkt – Schraubanker

PV-Modul pro kW_p – PV-Modul

PV-Inverter – PV-Wechselrichter

TABELLE 11 Berechnung des kumulierten Energieaufwands für Lagoon-Plattform

Werkstoff, Typ	KEA [MJ/kg]	Masse [kg]	Fertigungszuschlag	KEA (o. Transp.) [MJ]	Transp. [km]	Transportmittel [MJ·kg ⁻¹ ·km ⁻¹]
Aluminium , Profile (stranggepresst)	168,81	1 282	18%	255.369	0	0,0000 kein Transport
Aluminium , Profile (stranggepresst)	168,81	1 282	18%	255.369	500	0,0017 LKW
Aluminium , Profile (stranggepresst)	168,81	1 282	18%	255.369	1.000	0,0006 Schiene
Aluminium , Profile (stranggepresst)	168,81	1 282	18%	255.369	14.000	0,0001 Hochseeschiff
PA,PA	120,7	10,4	0%	1.255	0	0,0000 kein Transport
PA,PA	120,7	10,4	0%	1.255	500	0,0017 LKW
PA,PA	120,7	10,4	0%	1.255	1.000	0,0006 Schiene
PA,PA	120,7	10,4	0%	1.255	14.000	0,0001 Hochseeschiff
PVC, PVC	59,1	38	15%	2.583	0	0,0000 kein Transport
PVC, PVC	59,1	38	15%	2.583	500	0,0017 LKW
PVC, PVC	59,1	38	15%	2.583	1.000	0,0006 Schiene
PVC, PVC	59,1	38	15%	2.583	14.000	0,0001 Hochseeschiff
Polyester	180	43,1	15%	8.922	0	0,0000 kein Transport
Polyester	180	43,1	15%	8.922	500	0,0017 LKW
Polyester	180	43,1	15%	8.922	1.000	0,0006 Schiene
Polyester	180	43,1	15%	8.922	14.000	0,0001 Hochseeschiff
Aluminium, Bleche	146,96	31,79	18%	5.513	0	0,0000 kein Transport

Aluminium, Bleche	146,96	31,79	18%	5.513	500	0,0017 LKW
Aluminium, Bleche	146,96	31,79	18%	5.513	1.000	0,0006 Schiene
Aluminium, Bleche	146,96	31,79	18%	5.513	14.000	0,0001 Hochseeschiff
Edelstahl, Chromnickelstahlblech	270	63,97	15%	19.863	0	0,0000 kein Transport
Edelstahl, Chromnickelstahlblech	270	63,97	15%	19.863	500	0,0017 LKW
Edelstahl, Chromnickelstahlblech	270	63,97	15%	19.863	1.000	0,0006 Schiene
Edelstahl, Chromnickelstahlblech	270	63,97	15%	19.863	14.000	0,0001 Hochseeschiff
EPS, EPS 30	102	138,48	15%	16.244	0	0,0000 kein Transport
EPS, EPS 30	102	138,48	15%	16.244	500	0,0017 LKW
EPS, EPS 30	102	138,48	15%	16.244	1.000	0,0006 Schiene
EPS, EPS 30	102	138,48	15%	16.244	14.000	0,0001 Hochseeschiff
PE, HD	78,28	19,74	0%	1.545	0	0,0000 kein Transport
PE, HD	78,28	19,74	0%	1.545	500	0,0017 LKW
PE, HD	78,28	19,74	0%	1.545	1.000	0,0006 Schiene
PE, HD	78,28	19,74	0%	1.545	14.000	0,0001 Hochseeschiff
PE-LD	81,87	64,8	16%	6.154	0	0,0000 kein Transport
PE-LD	81,87	64,8	16%	6.154	500	0,0017 LKW
PE-LD	81,87	64,8	16%	6.154	1.000	0,0006 Schiene
PE-LD	81,87	64,8	16%	6.154	14.000	0,0001 Hochseeschiff
PVC, Kabelisolierung	59,9	14,1	16%	980	0	0,0000 kein Transport
PVC, Kabelisolierung	59,9	14,1	16%	980	500	0,0017 LKW

PVC, Kabelisolierung	59,9	14,1	16%	980	1.000	0,0006 Schiene
PVC, Kabelisolierung	59,9	14,1	16%	980	14.000	0,0001 Hochseeschiff
Kupfer, Kabel 5x1,5 mm ² (flexibel)	68,596	115,2	16%	9.167	0	0,0000 kein Transport
Kupfer, Kabel 5x1,5 mm ² (flexibel)	68,596	115,2	16%	9.167	500	0,0017 LKW
Kupfer, Kabel 5x1,5 mm ² (flexibel)	68,596	115,2	16%	9.167	1.000	0,0006 Schiene
Kupfer, Kabel 5x1,5 mm ² (flexibel)	68,596	115,2	16%	9.167	14.000	0,0001 Hochseeschiff
Kupfer, Kabel 3x1,5 mm ² (flexibel)	62,301	12,9	16%	932	0	0,0000 kein Transport
Kupfer, Kabel 3x1,5 mm ² (flexibel)	62,301	12,9	16%	932	500	0,0017 LKW
Kupfer, Kabel 3x1,5 mm ² (flexibel)	62,301	12,9	16%	932	1.000	0,0006 Schiene
Kupfer, Kabel 3x1,5 mm ² (flexibel)	62,301	12,9	16%	932	14.000	0,0001 Hochseeschiff
Stahl, niedriglegiert, verzinkt	35,2	88	15%	3.562	0	0,0000 kein Transport
Stahl, niedriglegiert, verzinkt	35,2	88	15%	3.562	500	0,0017 LKW
Stahl, niedriglegiert, verzinkt	35,2	88	15%	3.562	1.000	0,0006 Schiene
Stahl, niedriglegiert, verzinkt	35,2	88	15%	3.562	14.000	0,0001 Hochseeschiff
	KEA [MJ/kW _p]	kW _p	Fertigungszuschlag	KEA (o. Transp.) [MJ]	Transp. [km]	Transportmittel [MJ·kg ⁻¹ ·km ⁻¹]
PV Modul (27 kg/Modul)	8 370	15	0%	125.550	0	0,0000 kein Transport
PV Modul (27 kg/Modul)	8 370	15	0%	125.550	500	0,0017 LKW
PV Modul (27 kg/Modul)	8 370	15	0%	125.550	1.000	0,0006 Schiene
PV Modul (27 kg/Modul)	8 370	15	0%	125.550	14.000	0,0001 Hochseeschiff

PV-Inverter ⁵	920	15	0%	13.801	0	0,0000 kein Transport
PV-Inverter	920	15	0%	13.801	500	0,0017 LKW
PV-Inverter	920	15	0%	13.801	1.000	0,0006 Schiene
PV-Inverter	920	15	0%	13.801	14.000	0,0001 Hochseeschiff
Summe (exkl. Transport)				471.439 [MJ]		

TABELLE 12 Berechnung des kumulierten Energieaufwands für Lake-Plattform

Werkstoff, Typ	KEA [MJ/kg]	Masse [kg]	Fertigungszuschlag	KEA (o. Transp.) [MJ]	Transp. [km]	Transportmittel [MJ·kg ⁻¹ km ⁻¹]
Aluminium , Profile (stranggepresst)	168,81	2.987	18%	595.064	0	0,0000 kein Transport
Aluminium , Profile (stranggepresst)	168,81	2.987	18%	595.064	500	0,0017 LKW
Aluminium , Profile (stranggepresst)	168,81	2.987	18%	595.064	1.000	0,0006 Schiene
Aluminium , Profile (stranggepresst)	168,81	2.987	18%	595.064	14.000	0,0001 Hochseeschiff
PA,PA	120,7	10,4	0%	1.255	0	0,0000 kein Transport
PA,PA	120,7	10,4	0%	1.255	500	0,0017 LKW
PA,PA	120,7	10,4	0%	1.255	1.000	0,0006 Schiene
PA,PA	120,7	10,4	0%	1.255	14.000	0,0001 Hochseeschiff

⁵ Gewicht: Für 15 kW_p-Anlage ein 20kW-Wechselrichter mit 40kg (Firma Huawei), doppelte Ausführung wegen 15 Jahre Lebensdauer → Transportgewicht = 80kg

PVC, PVC	131	38	15%	5.725	0	0,0000 kein Transport
PVC, PVC	131	38	15%	5.725	500	0,0017 LKW
PVC, PVC	131	38	15%	5.725	1.000	0,0006 Schiene
PVC, PVC	131	38	15%	5.725	14.000	0,0001 Hochseeschiff
Polyester	600	43,1	15%	29.739	0	0,0000 kein Transport
Polyester	600	43,1	15%	29.739	500	0,0017 LKW
Polyester	600	43,1	15%	29.739	1.000	0,0006 Schiene
Polyester	600	43,1	15%	29.739	14.000	0,0001 Hochseeschiff
Aluminium, Bleche	165	31,79	18%	6.190	0	0,0000 kein Transport
Aluminium, Bleche	165	31,79	18%	6.190	500	0,0017 LKW
Aluminium, Bleche	165	31,79	18%	6.190	1.000	0,0006 Schiene
Aluminium, Bleche	165	31,79	18%	6.190	14.000	0,0001 Hochseeschiff
Edelstahl, Chromnickelstahlblech	360	63,97	15%	26.484	0	0,0000 kein Transport
Edelstahl, Chromnickelstahlblech	360	63,97	15%	26.484	500	0,0017 LKW
Edelstahl, Chromnickelstahlblech	360	63,97	15%	26.484	1.000	0,0006 Schiene
Edelstahl, Chromnickelstahlblech	360	63,97	15%	26.484	14.000	0,0001 Hochseeschiff
EPS, EPS 30	666	138,48	15%	106.062	0	0,0000 kein Transport
EPS, EPS 30	666	138,48	15%	106.062	500	0,0017 LKW
EPS, EPS 30	666	138,48	15%	106.062	1.000	0,0006 Schiene
EPS, EPS 30	666	138,48	15%	106.062	14.000	0,0001 Hochseeschiff
PE, HD	261	19,74	0%	5.152	0	0,0000 kein Transport

PE, HD	261	19,74	0%	5.152	500	0,0017 LKW
PE, HD	261	19,74	0%	5.152	1.000	0,0006 Schiene
PE, HD	261	19,74	0%	5.152	14.000	0,0001 Hochseeschiff
PE-LD	545,8	64,8	16%	41.027	0	0,0000 kein Transport
PE-LD	545,8	64,8	16%	41.027	500	0,0017 LKW
PE-LD	545,8	64,8	16%	41.027	1.000	0,0006 Schiene
PE-LD	545,8	64,8	16%	41.027	14.000	0,0001 Hochseeschiff
PVC, Kabelisolierung	59,9	14,1	16%	980	0	0,0000 kein Transport
PVC, Kabelisolierung	59,9	14,1	16%	980	500	0,0017 LKW
PVC, Kabelisolierung	59,9	14,1	16%	980	1.000	0,0006 Schiene
PVC, Kabelisolierung	59,9	14,1	16%	980	14.000	0,0001 Hochseeschiff
Kupfer, Kabel 5x1,5 mm ² (flexibel)	457	115,2	16%	61.070	0	0,0000 kein Transport
Kupfer, Kabel 5x1,5 mm ² (flexibel)	457	115,2	16%	61.070	500	0,0017 LKW
Kupfer, Kabel 5x1,5 mm ² (flexibel)	457	115,2	16%	61.070	1.000	0,0006 Schiene
Kupfer, Kabel 5x1,5 mm ² (flexibel)	457	115,2	16%	61.070	14.000	0,0001 Hochseeschiff
Kupfer, Kabel 3x1,5 mm ² (flexibel)	62,301	12,9	16%	932	0	0,0000 kein Transport
Kupfer, Kabel 3x1,5 mm ² (flexibel)	62,301	12,9	16%	932	500	0,0017 LKW
Kupfer, Kabel 3x1,5 mm ² (flexibel)	62,301	12,9	16%	932	1.000	0,0006 Schiene
Kupfer, Kabel 3x1,5 mm ² (flexibel)	62,301	12,9	16%	932	14.000	0,0001 Hochseeschiff
Stahl, niedriglegiert, verzinkt	35,2	176	15%	7.124	0	0,0000 kein Transport
Stahl, niedriglegiert, verzinkt	35,2	176	15%	7.124	500	0,0017 LKW

Stahl, niedriglegiert, verzinkt	35,2	176	15%	7.124	1.000	0,0006 Schiene
Stahl, niedriglegiert, verzinkt	35,2	176	15%	7.124	14.000	0,0001 Hochseeschiff
	KEA [MJ/kW _p]	kW _p	Fertigungszuschlag	KEA (o. Transp.) [MJ]	Transp. [km]	Transportmittel [MJ·kg ⁻¹ ·km ⁻¹]
PV Modul (27 kg/Modul)	8.370	100	0%	837.000	0	0,0000 kein Transport
PV Modul (27 kg/Modul)	8.370	100	0%	837.000	500	0,0017 LKW
PV Modul (27 kg/Modul)	8.370	100	0%	837.000	1.000	0,0006 Schiene
PV Modul (27 kg/Modul)	8.370	100	0%	837.000	14.000	0,0001 Hochseeschiff
PV-Inverter ⁶	920	100	0%	92.001	0	0,0000 kein Transport
PV-Inverter	920	100	0%	92.001	500	0,0017 LKW
PV-Inverter	920	100	0%	92.001	1.000	0,0006 Schiene
PV-Inverter	920	100	0%	92.001	14.000	0,0001 Hochseeschiff
Summe (exkl. Transport)				1.815.804 [MJ]		

⁶ Gewicht: Für 100 kW_p-Anlage 3 Stück 33kW-Wechselrichter mit je 50kg (Firma Huawei), doppelte Ausführung wegen 15 Jahre Lebensdauer
→Transportgewicht: 300kg