

Diplomarbeit

# Betrachtungen von alternativen Energiewirtschaftskonzepten

Stefan Robert Stangl  
April 2013

Betreuer: Ao.Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Wolfgang Sanz  
Begutachter: Ao.Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Wolfgang Sanz

Technische Universität Graz  
Institut für Thermische Turbomaschinen und Maschinendynamik



## EIDESSTÄTLICHE ERKLÄRUNG

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen/Hilfsmittel nicht benutzt, und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe.

Graz, am.....

.....

(Unterschrift)

*Ach, Luise, lass...das ist ein zu weites Feld.*

Theodor Fontane (1819 - 1898)

*Wer will, dass die Welt so bleibt, wie sie ist, der will nicht, dass sie bleibt.*

Erich Fried (1921 - 1988)

## **Danksagung**

Ein großer Dank gebührt Herrn Ao.Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Wolfgang Sanz für die ausgezeichnete Betreuung dieser Arbeit und die zahlreichen Feedbacks. Ein ebenso großer Dank gilt Herrn Distinguished Professor Emeritus Maximilian F. Platzer für seine großartige Unterstützung und seine wertvollen Hinweise und Denkanstöße in Bezug auf diese Arbeit. Ebenfalls zu danken ist den Hydrographischen Landesdiensten Steiermark und Tirol, mit seinen Mitarbeitern Herrn Dr. Schatzl und Herrn Spiss, für die zur Verfügung gestellten Daten und Messreihen.

Ein ganz spezieller Dank gilt aber meinen Eltern, ebenso Daniel und Alex, da jeder auf seine Weise diese Arbeit erst möglich gemacht hat. Vielen Dank für die positive Energie, Geduld und Unterstützung.

## Kurzfassung

Diese Arbeit stellt zu Beginn das Energy-Ship-Konzept vor, mit dem es möglich sein könnte, den gesamten Energiebedarf der Erde mit Windenergie zu decken. Anders als bei herkömmlichen Windkraftanlagen passiert die Windkraftkonversion mit Hilfe eines Oscillating Wing Generators an Bord eines Schiffes, dem Energy-Ship, auf hoher See. Dadurch ergibt sich die Tatsache, dass das Energy-Ship immer mit dem vorherrschenden Windangebot mitbewegt werden kann und somit die Jahresvolllaststunden erhöht werden können. Der Betrieb auf hoher See macht es aber auch unmöglich das Energy-Ship direkt an ein Stromnetz zu koppeln. Es ist eine Speicherung der gewonnen elektrischen Energie nötig. Dies geschieht in Form von elektrolytisch hergestelltem Wasserstoff. Diese Arbeit liefert eine detaillierte Beschreibung wie das Energy-Ship aufgebaut ist und gibt Auskunft über die genaue Funktion der eingesetzten Komponenten. Zudem können Aussagen über die zu erwartenden Wirkungsgrade einer Speicherung der erzeugten elektrischen Energie in Form von Wasserstoff geliefert werden.

Mit dem an Bord des Energy-Ship gewonnenen Wasserstoffes kann an Land eine Wasserstoffwirtschaft betrieben werden, die diesen regenerativ erzeugten Wasserstoff als Primärenergieträger sieht. Es werden die Möglichkeiten aufgezeigt wie in den einzelnen Hauptenergiesektoren der regenerative Wasserstoff verwertet werden kann und welche Wirkungsgrade dabei erwartet werden können.

Zudem besteht die Möglichkeit den gewonnenen Wasserstoff mit Hilfe von ebenfalls regenerativ gewonnenem  $\text{CO}_2$ , zu gasförmigem Methan oder flüssigem Methanol zu wandeln. Mit diesen Energieträgern können ebenfalls Energiewirtschaften betrieben werden. Es werden auch hier die Optionen vorgestellt, wie die Hauptenergiesektoren ausschließlich mit diesen Energieträgern betrieben werden können und welche Wirkungsgrade dabei zu erwarten sind. Ein besonderes Augenmerk liegt auf der Bereitstellung des benötigten Kohlendioxids, da eine regenerative Bereitstellung die Wirtschaftlichkeit der gesamten Umwandlungskette stark beeinflusst. Es werden verschiedene Methoden zur  $\text{CO}_2$ -Bereitstellung vorgestellt und diskutiert.

Zusätzlich wird die Möglichkeit untersucht, den Oscillating Wing Generator, der am Energy-Ship zur Windkraftkonversion eingesetzt wird, stationär in Fließgewässern zu betreiben, um einen Teil der Energie der Gewässerströmung in elektrische Energie zu wandeln. Diese Arbeit gibt Auskunft über das Jahresarbeitsvermögen, das ein sogenanntes Strömungskraftwerk auf Basis eines Oscillating Wing Generators leisten kann. Ferner werden Themen wie die Befestigung eines solchen Strömungskraftwerks und die rechtlichen Hintergründe eines Betriebs in öffentlichen Fließgewässern betrachtet.

## Abstract

This thesis begins by setting out the overall concept of an Energy Ship which could enable the world's entire energy requirements to be covered using wind energy. Unlike other conventional wind power systems, wind energy is converted with the aid of an oscillating wing generator on board a ship, the Energy Ship, on the high seas. Consequently, the Energy Ship can always be moved to match the prevailing wind conditions, thereby increasing annual full load hours. By operating on the high seas, however, the Energy Ship cannot be connected directly to a power grid. Hence the electrical energy obtained in this way must be stored. This occurs via the electrolytic production of hydrogen. This thesis provides a detailed description of the design of the Energy Ship as well as the precise function of the components used. Furthermore, it provides information about the degrees of efficiency which can be expected from storing electrical energy generated in the form of hydrogen.

Hydrogen obtained on board the Energy Ship enables the running of a land-based hydrogen energy economy which regards such regeneratively produced hydrogen as a source of primary energy. This thesis sets out ways in which regenerative hydrogen can be used in each of the main energy sectors, and which degrees of efficiency can be expected under these scenarios.

There is also the possibility of using CO<sub>2</sub> derived from equally regenerative methods opens up the further possibility of converting the hydrogen thus obtained into gaseous methane or liquid methanol. The energy economy can also be efficiently run with such sources. Consequently, this thesis also presents options for running the main energy sectors exclusively on the basis of these energy sources, and specifies the degrees of efficiency which can be expected in such cases. Particular attention has been paid to the provision of the carbon dioxide required, since regenerative provision would have significant impacts along the entire energy conversion chain. The thesis presents and discusses various methods of CO<sub>2</sub> provision.

In addition, the present thesis discusses the option of operating the oscillating wing generator used on the Energy Ship to convert wind energy at a stationary point in watercourses. Here, the aim is to convert part of the energy derived from water flows into electrical power. This thesis also provides information about the annual energy output which a so called river in-stream power plant can be expected to yield if it is based on an oscillating wing generator. Furthermore, it examines issues related to the installation and fastening of such river in-stream power plants as well as the legal framework behind such operations in public-owned watercourses.

# Inhaltsverzeichnis

<b>1. EINLEITUNG UND AUSGANGSSITUATION.....</b>	<b>1</b>
1.1 Globales Winddargebot.....	2
1.2. Historische Entwicklung der Windenergienutzung .....	4
<b>2. ENERGY-SHIP-KONZEPT .....</b>	<b>7</b>
2.1 Konzeptaufbau .....	7
2.2 Wasserstoff als Speichermedium.....	8
<b>3. ENERGY-SHIP .....</b>	<b>11</b>
<b>3.1 Entwicklung und Systemaufbau des Energy-Ships .....</b>	<b>11</b>
3.1.1 Segelschiff.....	12
3.1.2 Oscillating Wing Generator.....	13
3.1.3 Generator .....	15
3.1.4 Elektrolysezelle .....	16
3.1.5 Verdichtung und Speicherung .....	18
<b>3.2 Wirkungsgradberechnung .....</b>	<b>19</b>
<b>4. WASSERSTOFFWIRTSCHAFT .....</b>	<b>23</b>
<b>4.1 Verwertung im Stromsektor .....</b>	<b>24</b>
4.1.1 Gas- und Dampf- Kombikraftwerk (GuD-Kraftwerk).....	24
4.1.2 Solid Oxide Fuel Cell (SOFC).....	25
4.1.3 Hybrid-Cycle.....	27
4.1.4 Blockheizkraftwerk (BHKW).....	28
4.1.5 Vergleich der Technologien zur Stromerzeugung.....	30
<b>4.2 Verwertung im Wärmesektor .....</b>	<b>30</b>
4.2.1 Direkte thermische Umwandlung.....	30
4.2.2 Kraftwärmekopplung und Abwärmenutzung .....	32
<b>4.3 Verwertung im Mobilitätssektor .....</b>	<b>34</b>
4.3.1 Wasserstoffverbrennungsmotor .....	34
4.3.2 Fluggasturbine .....	35
4.3.3 E-Mobilität .....	36
<b>4.4 Einspeisung in Erdgasnetz.....</b>	<b>37</b>
<b>4.5. Zusammenfassung.....</b>	<b>39</b>
<b>5. METHANWIRTSCHAFT .....</b>	<b>41</b>

<b>5.1 Methanherstellung</b> .....	<b>42</b>
5.1.1 Der Sabatier-Prozess.....	42
5.1.2 Die Methanogenese.....	49
<b>5.2 CO<sub>2</sub>-Gewinnung</b> .....	<b>50</b>
5.2.1 CO <sub>2</sub> -Gewinnung aus Rauchgas von thermischen Prozessen.....	51
5.2.2 CO <sub>2</sub> -Gewinnung aus atmosphärischer Abscheidung .....	54
<b>5.3 Methanverwertung im Stromsektor</b> .....	<b>55</b>
5.3.1 Konventionelle Kraftwerkskonzepte.....	55
5.3.2 Methanverwertung in Oxyfuel-Prozessen .....	56
5.3.3 Vergleich der Technologien zur Stromerzeugung.....	61
<b>5.4 Methanverwertung im Wärmesektor</b> .....	<b>61</b>
5.4.1 Explizite Wärmebereitstellung mit Methan.....	62
5.4.2 Implizite Wärmebereitstellung mit Methan .....	62
<b>5.5 Methanverwertung im Mobilitätssektor</b> .....	<b>63</b>
5.5.1 Mit Methan betriebene Verbrennungsmotoren .....	64
5.5.2 Mit Methan betriebene Flugzeugtriebwerke .....	65
5.5.3 E-Mobilität .....	65
<b>5.6 Zusammenfassung und Bewertung</b> .....	<b>66</b>
<b>6. METHANOLWIRTSCHAFT</b> .....	<b>69</b>
<b>6.1. Methanolherstellung</b> .....	<b>70</b>
6.1.1 Grundlagen der Methanolsynthese .....	71
6.1.2 Die Methanolsynthese in Bezug auf das Energy-Ship-Konzept .....	74
<b>6.2 Verwertung des Methanols im Stromsektor</b> .....	<b>79</b>
6.2.1 Thermische Kraftwerksprozesse mit dem Brennstoff Methanol.....	79
6.2.2 Direktmethanolbrennstoffzelle .....	80
<b>6.3 Verwertung des Methanols im Wärmesektor</b> .....	<b>82</b>
6.3.1 Direkte thermische Umwandlung.....	82
6.3.1 Kraftwärmekopplung und Abwärmenutzung .....	82
<b>6.4 Verwertung im Mobilitätssektor</b> .....	<b>83</b>
6.4.1 Methanolverwertung in einem Verbrennungsmotor .....	84
6.4.2 Methanolverwertung in einem Flugzeugtriebwerk .....	84
6.4.3 E-Mobilität .....	85
<b>6.5. Zusammenfassung und Bewertung</b> .....	<b>85</b>
<b>7. ZUSAMMENFASSENDE BEMERKUNGEN ZUM ENERGY-SHIP-KONZEPT</b> .	<b>88</b>
<b>8. SONDERANWENDUNG DES OSCILLATING WING GENERATORS IN FLÜSSEN</b> .....	<b>92</b>

<b>8.1 Jahresarbeitsvermögen eines Oscillating Wing Generator Strömungs-kraftwerks in österreichischen Flüssen .....</b>	<b>94</b>
8.1.1 Jahresarbeitsvermögen eines OWG-STKW im Lech bei Lechaschau .....	99
8.1.2 Jahresarbeitsvermögen eines OWG-STKW im Inn bei Innsbruck .....	106
8.1.3 Jahresarbeitsvermögen eines OWG-STKW in der Enns bei Liezen .....	112
<b>8.2 Mögliche Arten der Verankerung eines OWG-STKW.....</b>	<b>118</b>
<b>8.3 Rechtliche Grundlagen für die Errichtung und den Betrieb eines OWG-STKW .....</b>	<b>120</b>
8.3.1 Wasserrechtsgesetz .....	120
8.3.2 Umweltverträglichkeits- und Naturverträglichkeitsprüfung .....	121
<b>8.4. Zusammenfassung und Bewertung.....</b>	<b>122</b>
<b>LITERATURVERZEICHNIS .....</b>	<b>125</b>
<b>ABBILDUNGSVERZEICHNIS.....</b>	<b>132</b>
<b>TABELLENVERZEICHNIS .....</b>	<b>134</b>

## 1. Einleitung und Ausgangssituation

*Das globale tägliche Dargebot an Windenergie würde ausreichen, um die Welt mit sauberer, regenerativer Energie zu versorgen. [Popp, 2010]*

Und dennoch ist eine praktische Umsetzung dieser Feststellung mit den heute verwendeten Windkraftanlagen nur sehr schwer vorstellbar. Praktisch alle heute bekannten Varianten von Windkraftanlagen sind ortsfest und somit der Volatilität des vorherrschenden Winddargebotes ausgesetzt. Das bedeutet, dass bei einer Vollversorgung der Welt mit Windenergie immer genügend Residualanlagen bereitstehen müssen. Denn ist im Windpark A die Windgeschwindigkeit für einen Betrieb zu gering, muss zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität ein anderer Windpark die Leistung von A substituieren. Um diese Substitution zu ermöglichen, ist aber eine ausreichende globale Vernetzung aller Windparkanlagen und somit ein globaler Stromnetzausbau nötig. Aufgrund gesellschaftlicher Vorbehalte, wie man sie heute vom 360-kV-Leitungsausbau überall in Europa kennt, ist ein solcher Stromnetzausbau als sehr unsicher und problematisch zu bewerten.

Eine Lösung dieses Problems der ständig ausbalancierten Stromnetze würde die Entkoppelung von Energieangebot und Energienachfrage schaffen. Das bedeutet, dass Windkraftanlagen ihre elektrische Energie nicht mehr direkt in das Stromnetz liefern, sondern in ein Speichersystem. Aus diesem Speichersystem würde wiederum je nach Bedarf elektrische Energie in das Stromnetz geliefert. Diese Entkoppelung würde die Regelung sowohl der Windkraftanlagen als auch des Stromnetzes allgemein erleichtern und auch die Nachteile des Stromnetzes auf Grund seiner geringen Speicherfähigkeit ausgleichen.

Ein weiterer großer Vorteil dieser Entkoppelung wäre die Möglichkeit, Windkraftanlagen nicht mehr ortsfest an einem fixen Platz betreiben zu müssen. Windkraftanlagen könnten somit mit dem Winddargebot mitbewegt werden, da sie nicht mehr mit einer starren Leitung an das Stromnetz angebunden sind. Somit könnten die Jahresvolllaststunden der Anlagen erheblich gesteigert werden. Im Idealfall könnte so mit der gleichen Anzahl von Anlagen das gleiche Jahresarbeitsvermögen erreicht werden, obwohl ein verlustbehafteter Speicherzwischenschritt in das System eingeführt wurde.

Die Entkoppelung bringt auch die Möglichkeit Windkraftanlagen an Orten zu betreiben, die auf Grund ihrer exponierten Lage bis jetzt nicht mit einem Stromnetz verbunden werden konnten. Der Drang, Anlagen möglichst abseits von Ballungsräumen und an Stellen mit konstant hohen Windgeschwindigkeiten zu betreiben, ist groß. Dies sieht man an den Bemühungen, immer größere Offshore-Windparks in küstenfernen Regionen zu betreiben. Diese Bestrebungen werden aber durch eine wirtschaftliche Transportmöglichkeit des elektrischen Stroms zum Verbraucher begrenzt.

Ziel dieser Arbeit ist es, das ganzheitliche Modell namens Energy-Ship-Konzept vorzustellen, mit dem die Welt nur durch die vorherrschenden Windverhältnisse ihren Energiebedarf decken kann. Mit diesem Konzept soll es möglich sein, alle Bereiche unserer Gesellschaft und unseres Lebens mit Energie aus Windkraft zu versorgen. Dabei

stützt sich das Energy-Ship-Konzept auf eine neuartige Form der Windkraftkonversion, die sich besonders für den nichtstationären Betrieb eignet. Es wird eine komplette Umwandlungskette aufgestellt, um den Wirkungsgrad zu bestimmen und die größten Verlustbringer dieses Konzeptes zu identifizieren. Außerdem sollen in dieser Arbeit die Wahl des Energiespeichersystems zur Entkoppelung und die Lösung, die zur Anwendung gelangt, betrachten werden. Zusätzlich werden noch alternative Anwendungen einzelner Komponenten untersucht.

Realistischerweise muss man natürlich festhalten, dass es auch in Zukunft einen Mix an Energiegewinnungsmöglichkeiten geben wird. Schon aus ökonomischen Überlegungen heraus wird man sich nicht dafür entscheiden, vorhandene und wirtschaftlich noch sinnvolle regenerative Kraftwerksanlagen, wie Wasserkraftwerke oder photovoltaische Kraftwerke, einfach abzustellen. Es zeigt sich zudem, dass einzelne Komponenten des Energy-Ship-Konzepts nicht zwingend für die Windkraftkonversion eingesetzt werden müssen. Einzelne Bauteile kann man auch für Sonderanwendungen z.B. zur Energiegewinnung in Flüssen, heranziehen. Energiewirtschaftlich und energiepolitisch würde eine Konzentration auf nur eine einzelne Technologie und die Vernachlässigung von Alternativen ebenfalls ein Gefahrenpotential bedeuten.

Vielmehr soll mit dem Energy-Ship-Konzept gezeigt werden, dass es angesichts des voranschreitenden Klimawandels und der zunehmenden Verknappung von fossilen Energieträgern bereits mit einer einzigen Technologie möglich wäre, eine nachhaltige Energiewende einzuleiten.

## **1.1 Globales Winddargebot**

Das Vorhandensein globaler Zirkulationsströmungen und somit das Vorhandensein von Wind verdanken wir wie fast alles auf der Erde, der Sonne. Durch die rundliche Form der Erde und der Schräge der Erdachse trifft die Strahlung der Sonne in unterschiedlichen Winkeln auf die Erdoberfläche. In Äquatornähe treffen die Sonnenstrahlen nahezu im rechten Winkel auf die Erde und erwärmen diese Bereiche schneller. In den Regionen um die Pole hingegen fallen die Sonnenstrahlen in einem sehr flachen Winkel auf die Erdoberfläche. Diese nördlichen und südlichen Regionen werden somit viel langsamer durch die Sonne erwärmt. Grob vereinfacht lässt sich sagen, die warme äquatoriale Luft steigt auf und strömt in Richtung der kälteren Polkappen, um dort abzukühlen. Durch die Abkühlung sinkt sie wieder Richtung Erdoberfläche und strömt zurück Richtung Äquator. Es stellt sich eine Konvektionsströmung ein.

Die Erde nimmt im Jahr ungefähr  $1,5 \times 10^{18}$  kWh an Sonnenenergie auf. Rund 2% davon werden für die Zirkulation in der Atmosphäre verbraucht. Somit stehen rund  $3 \times 10^{16}$  kWh pro Jahr als Windenergie in der Atmosphäre zur Verfügung. [Hau, 2008] Der jährliche globale Gesamtenergieverbrauch lag 2011 laut BP [2012] bei umgerechnet  $1,428 \times 10^{14}$  kWh. Das bedeutet, der jährliche globale Gesamtenergieverbrauch könnte mit nur 0,5% des jährlichen globalen Winddargebotes gedeckt werden.

Diese Windenergie weist über die Erdoberfläche verteilt, unterschiedliche Charakteristika auf. Bei einer genaueren Betrachtung der eingangs erwähnten Konvektionsströmung stellt man fest, dass sich zwischen den verschiedenen warmen Breitenzonen nur auf etwa 1000

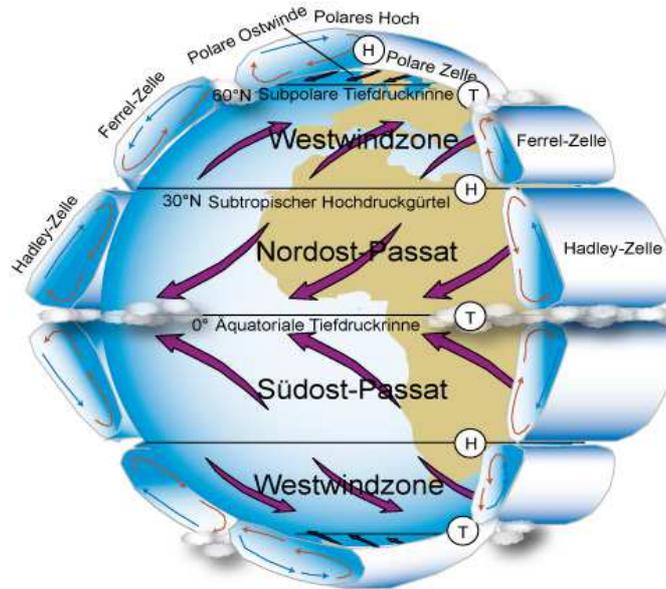


Abbildung 1: Globale Zirkulation [Bildungsserver, 2013]

km breiten Gürteln ähnliche Zirkulationen ausbilden. Dieser Umstand wird durch die auf Grund der Erdrotation wirkende Corioliskraft verursacht. Während sich in den äquatorialen Zonen die Rotationsgeschwindigkeit der Erde um nur 2 km/h ändert, beträgt der Geschwindigkeitsunterschied in mittleren Breiten bereits rund 20 km/h pro Breitengrad. Betrachtet man also ein Teilchen, das in mittleren Breiten um 4 Breitengrade polwärts verschoben wird, so hat dieses Teilchen einen Geschwindigkeitsüberschuss, der 100 km/h beträgt und nach Osten gerichtet ist. Auf der Nordhalbkugel wird somit ein Nordwind zum Ostwind und Südwind zum Westwind. [Scherhag & Lauer, 1985] Unter diesen Bedingungen bildet sich normalerweise beiderseits des Äquators bis hin zum 30. nördlichen und südlichen Breitengrad ein nach Ost gerichteter Passat. Die Passatwinde wehen in der Regel sehr gleichmäßig, auf der nördlichen Hemisphäre in nordöstlicher und auf der südlichen Hemisphäre in südöstlicher Richtung und haben auch in den Sommermonaten eine ausreichend hohe Windgeschwindigkeit. Die Passatwinde treffen entlang des Äquators aufeinander und bilden die Innertropische Konvergenzzone, eine Zone mit tieferem Druck. Auf das Gebiet des Passats folgt polwärts eine Zone hohen Drucks und häufiger Flauten, die Rossbreiten. Daran anschließend, sich von 30° bis 60° nördlicher und südlicher Breite ausdehnend, befindet sich die planetare Westwindzone. Die Beschaffenheit dieser Zone mit westwärts gerichteten Winden ist aber keinesfalls mehr so regelmäßig und konstant wie die Passate. Es kommt immer wieder zu Überlagerungen mit lokal, durch terrestrische Einflüsse, entstandenen Winden. Begrenzt wird die Westwindzone durch die subpolare Tiefdruckrinne. Hier treffen die Westwinde auf die zirkumpolaren Ostwinde, die sich durch den Einfluss der großen Eismassen um die Pole bilden. Die polaren Ostwinde schließen den Kreislauf der globalen Zirkulation, siehe dazu Abbildung 1. [Kappas, 2009]

Für die Windenergienutzung lässt sich aus der Betrachtung der globalen Windverhältnisse erkennen, dass es große Gebiete auf beiden Seiten des Äquators gibt, auf denen konstante und vorhersehbare Windgeschwindigkeiten existieren und die sich somit für die

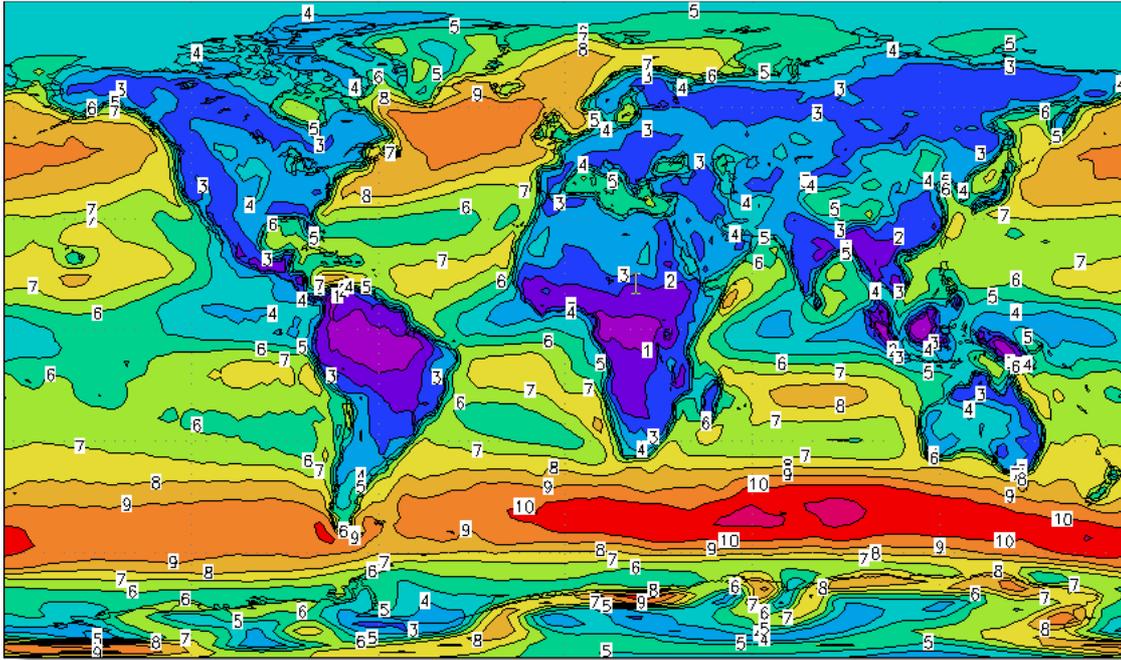


Abbildung 2: Durchschnittliche globale Windgeschwindigkeiten [The World of Wind Atlases, 2013]

Windenergienutzung hervorragend eignen. Diese Gebiete, die ca. zwischen 60° nördlicher und südlicher Breite liegen und sich über den kompletten Umfang der Erde erstrecken, sind mit konventionellen Windkraftanlagen nur in einem geringen Ausmaße erschließbar. Durch das Energy-Ship-Konzept können aber gerade diese Regionen, die das größte Potential aufweisen, erschlossen werden.

Die globale Verteilung der Windgeschwindigkeiten ist in Abbildung 2 zu sehen. Es werden die durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten für einen Beobachtungszeitraum von 20 Jahren, in einer Höhe von 10 m über Grund dargestellt. Die Zahlen in Abbildung 2 geben die Windgeschwindigkeiten in m/s im jeweiligen Bereich an. [The World of Wind Atlases, 2013] Anhand dieser Abbildung lässt sich erkennen, dass die Windgeschwindigkeiten über den offenen Wasserflächen der Ozeane deutlich höher sind als über den Landmassen. In den Passatzonen um den Äquator ist mit Windgeschwindigkeiten von 6 – 7 m/s zu rechnen, in den Westwindzonen mit deutlich höheren Geschwindigkeiten, die stellenweise 10 m/s erreichen. Dieser Geschwindigkeitsverhältnisse lassen ebenfalls den Schluss zu, dass die Ozeane, im Vergleich zu den Landgebieten, in Bezug auf Windkraftnutzung, ein größeres Potential aufweisen.

## 1.2. Historische Entwicklung der Windenergienutzung

Bereits in den Jahren vor unserer Zeitrechnung wurde im arabischen Raum die Windkraft mittels einfacher Windmühlen für die Getreideverarbeitung genutzt. Aber auch für die Bewässerung der Felder wurde in dieser Zeit bereits die Windenergie, in Form von Windrädern, die Schöpfwerke antrieben, zu Hilfe genommen. Um das 12. Jahrhundert n. Chr. sind die Windmühlen auch in unseren Breiten bekannt geworden, wie man auf Bildern der damaligen Zeit gut erkennen kann. In den folgenden Jahrhunderten gewannen

sie stark an Zuspruch. Noch im 19. Jahrhundert drehten sich im Deutschen Reich über 18.000 Windmühlen, europaweit waren es an die 200.000. In Holland wurden zu dieser Zeit Windmühlen vorwiegend zur Entwässerung der Landflächen genutzt, die unter dem Meeresspiegel lagen. Mit Ende des 19. Jahrhunderts setzte jedoch, eingeleitet durch die Errichtung von großen Mehlfabriken, das Windmühlensterben ein. Denn wie überall hielt auch mit den Mehlfabriken die Dampfkraft Einzug und mit ihr die ausgedehnte Nutzung von fossilen Primärenergieträgern. Neben den Windmühlen hatte sich auch das einfachere Windrad weiterentwickelt. 1853 entwickelt der US Amerikaner Daniel Halladay ein Windrad, das dem Prinzip einer heutigen axialen Windkraftanlage entspricht. Bereits 1881 warnte der Brite Lord Kelvin vor der Endlichkeit der Kohle und pries die Windkraft als Alternative an. Zeitgleich entwickelte der deutsche Adolf Piper Windräder mit einem Durchmesser von 18 m. Zu Beginn des 20. Jahrhunderts ist die Stromerzeugung durch Windkraft eine vertraute Technik, die 1925 ihren Höhepunkt erreichte. Ab diesem Zeitpunkt übernahmen aber auch hier die fossilen Energieträger in der Form von Kohle, die in Kohlekraftwerken verstromt wurde, die Führung. [Kriener, 2012]

Das neuerliche Erstarken verdankt die Windkraft der ersten Energiekrise von 1973/74. Bis zu diesem Zeitpunkt lag dieser Sektor der Erneuerbaren Energie, bis auf einige gigantomanische Projekte der Nationalsozialisten, nicht zuletzt auch wegen des Atombooms, vollkommen brach. Doch gerade diesem Atomboom verdankt die Windkraft ihr neuerliches Erstarken. Durch die erste Energiekrise nahm der Zuspruch zur Atomkraft noch größere Formen an. Einige Länder, darunter auch Dänemark, wollten, um Erdöl einzusparen bei der Stromproduktion ausschließlich auf Atomkraft setzen. Dies motivierte wiederum Atomkraftgegner an Alternativen zu forschen und zu arbeiten. Das Windrad wurde zum Symbol der Atomkraftgegner. [IG Windkraft, 2010] Gleichzeitig erkannten aber auch einzelne Nationalstaaten das Potential, das die Windkraft zu bergen schien. Um einer potenziellen 2 MW Anlage der NASA entgegenzuhalten, plante Deutschland Ende der 1970er eine Großversuchsanlage. [Kriener, 2012]

Dies alles wird heute als Pionierphase der modernen Windenergienutzung bezeichnet, die sich ab dem Zeitpunkt des Reaktorunfalls von Tschernobyl von 1986 schlagartig in eine Phase des Aufbruchs wandelt. Durch eine neue freundliche Steuerpolitik wurden zu dieser Zeit in den USA die ersten Windparks angelegt. Die Anlagen kamen von der damaligen Windkraftnation Dänemark und hatten eine Leistung von 125 kW bei 20 m Rotordurchmesser. Gleichzeitig wurden in den USA und Europa Forschungs- und Förderprogramme hochgefahren. In Österreich kam es in dieser Zeit zu ersten Standortanalysen, so dass Ende der 80er feststand, dass es in Österreich durchaus konkurrenzfähige Standorte im Osten des Landes gibt. Der weltweite Durchbruch kam 1991 mit den ersten Ökostromgesetzen in Deutschland und Dänemark, die wirtschaftliche Einspeisetarife in die jeweiligen Stromnetze garantierten. Diese Idee der Förderung der Windenergie wurde auch von anderen Ländern aufgegriffen. [Bruns et al., 2009] In Österreich gab es 1994 das erste Ökostromgesetz, was dazu führte, dass im Marchfeld die erste größere Anlage mit 150 kW in Betrieb genommen wurde. Auf diesen Durchbruch folgte leider bald wieder Ernüchterung. Die Energiewirtschaft, aber auch Umweltschützer bliesen zum Angriff. Sprachen die Einen von Utopie und Fantasterei und, dass die Windenergie immer nur eine Nischentechnologie bleiben werde, prangerten die Anderen die Einschnitte in die Natur und den Lebensräumen von verschiedensten Tieren durch die Errichtung von Windrädern an. Zu diesem Zeitpunkt hatte sich die Windkraft

## Entwicklung der Windenergie

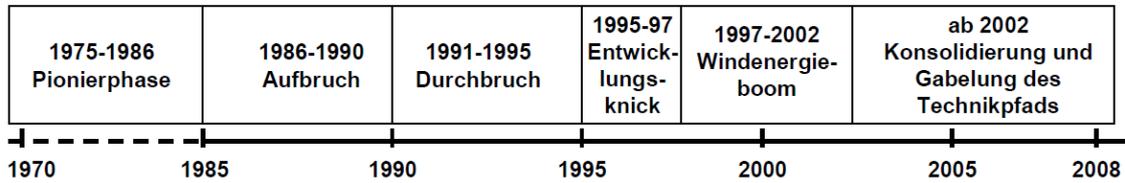


Abbildung 3: Entwicklungsphasen der Windenergienutzung [Bruns et al., 2009]

aber bereits als fixer Bestandteil in unserem Energiemix, aber auch in unserem Alltag etabliert. Mit der Debatte über den Klimawandel, die zu dieser Zeit beständig an Fahrt gewonnen hat, konnte die Windkraft diesen Platz festigen und immer weiter ausbauen. [IG Windkraft, 2010]

Das neue Jahrtausend gilt als die Boomphase der Windkraft schlechthin. Der Grund hierfür war vor allem die Veränderung von politischen Leitbildern, technische Neuerungen, aber auch das beginnende Lobbying der Windindustrie, ganz in der Manier der „alten“ Energiewirtschaft. Abnahmeverpflichtungen und Mindestpreise für den erzeugten Ökostrom wurden geschaffen. Dies führte zu wichtigen wirtschaftlichen Absicherungen der Windparkbetreiber und zu einem massiven Ausbau der Anlagen in ganz Europa. [Bruns et al., 2009] [Kriener, 2012] Einen zusammenfassenden Überblick der Entwicklung im Bereich der Windenergie bietet Abbildung 3.

Für das Jahr 2012 erwartet die IG Windkraft [2012a] das Erreichen der 1,1 GW Marke an installierter Leistung in Österreich. Somit können bei einer angenommenen Jahresvolllaststundenzahl von 2000 h rund 2,2 Mio. MWh in Österreich erzeugt werden. Bei einem Jahresendverbrauch an elektrischer Energie von 62,3 Mio. MWh in Österreich [Statistik Austria, 2012] ergibt sich damit, dass rund 4% des Stromes in Österreich mit Windenergie erzeugt werden. Der gesamteuropäische Wert liegt, bei 96,6 GW installierter Leistung, zum Vergleich bei 6,3% [EWEA, 2012]. Aber auch die Ausbaupläne lassen erahnen, welchen Stellenwert die Windkraft in der heutigen Zeit eingenommen hat. Allein für das Jahr 2012 sind in Österreich 138 neue Windräder geplant, diese entsprechen 375,8 MW an neu errichteter Leistung [IG Windkraft, 2012b].

## 2. Energy-Ship-Konzept

Das Energy-Ship-Konzept stellt ein ganzheitliches Energieversorgungskonzept dar, mit dem der gesamte globale Energiebedarf nur mittels Windkraft gedeckt werden könnte. Durch verschiedene Umwandlungsschritte können die drei Hauptenergiesektoren (Stromsektor, Wärmesektor und Verkehrssektor) ausschließlich mit regenerativer Energie aus Windkraft versorgt werden. In Abbildung 4 sieht man einen schematischen Aufbau des Energy-Ship-Konzeptes.

### 2.1 Konzeptaufbau

Die eigentliche Energiegewinnung erfolgt nach Platzer et al. [2009] durch Windkraftkonversion im Energy-Ship auf hoher See. Das Energy-Ship bildet somit das Herzstück des gesamten Konzeptes und besitzt die Möglichkeit den erzeugten elektrischen Strom an Bord zu speichern und muss somit nicht mittels Stromleitung mit dem Stromnetz verbunden sein. Diese Tatsache bewirkt, dass das Energy-Ship flexibel immer dort operieren kann, wo es das größte Windangebot gibt. Somit findet durch die Speicherung der gewonnenen elektrischen Energie die Entkoppelung von Energieproduktion und Energieverbrauch statt.

Die Speicherung der gewonnenen elektrischen Energie erfolgt durch eine Umwandlung in chemische Energie, welche anschließend an Bord gespeichert wird. Genauer gesagt wird die durch Windkraftkonversion gewonnene elektrische Energie mit Hilfe einer an Bord

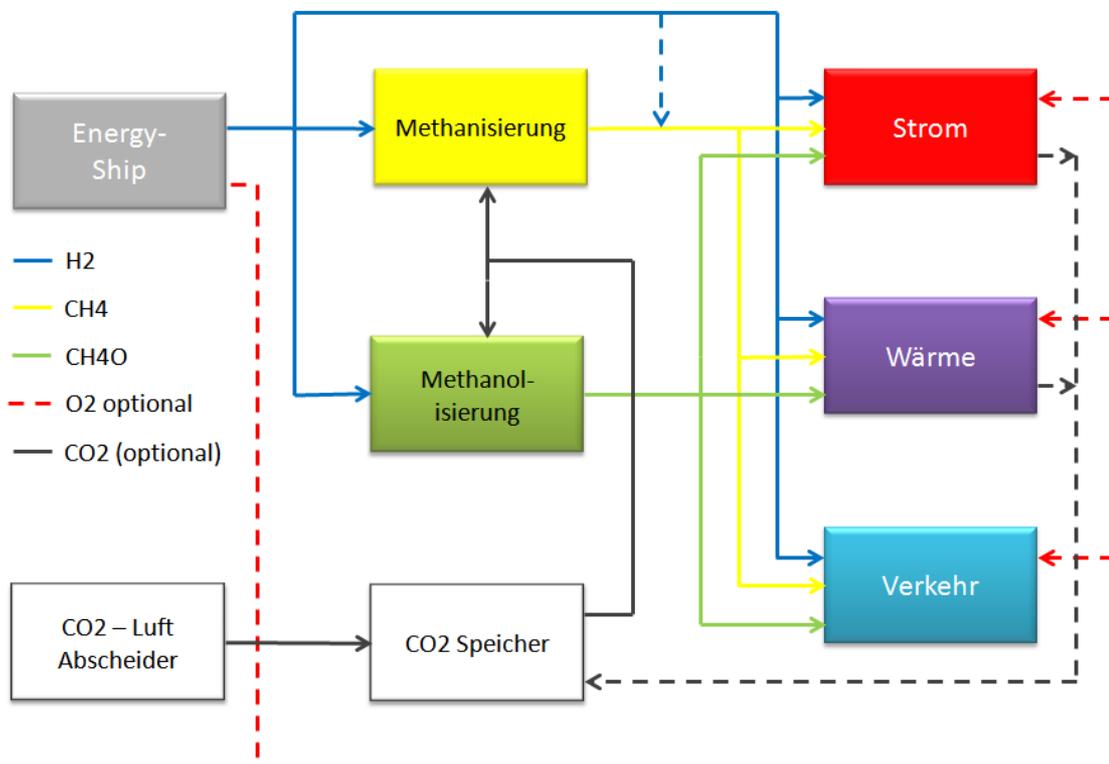


Abbildung 4: Das Energy-Ship-Konzept

befindlichen Elektrolysezelle in molekularen Wasserstoff  $H_2$  und molekularen Sauerstoff  $O_2$  zerlegt. Das  $H_2$  und optional das  $O_2$  wird anschließend verdichtet und am Schiff eingelagert. Nach Erreichen der Speicherkapazität werden der Wasserstoff und der Sauerstoff an Land gebracht, um wieder bedarfsorientiert in die jeweilige von den Hauptenergiesektoren benötigte Endenergie umgewandelt zu werden.

Um die jeweilige Form der Endenergie zu erreichen, stehen verschiedene Umwandlungsketten zur Verfügung. Einerseits kann, wie in Abbildung 4 ersichtlich, der gewonnene Wasserstoff ohne weitere Konversionsschritte in die gewünschte Energieform umgewandelt werden. So kann er beispielsweise in geeigneten Anlagen direkt verstromt werden. Es kann Wärme durch Wärmeauskopplung oder durch direkte Umsetzung mit  $O_2$  gewonnen werden. Für diese Anwendungen kann der für die Wasserstoffumsetzung benötigte Sauerstoff je nach Anlage aus der Luft oder vom Energy-Ship kommen. Eine weitere Variante der direkten Wasserstoffanwendung ist der Betrieb von Verkehrsmittel. Bei all diesen Anwendungen entsteht als Abgas lediglich  $H_2O$ .

Andererseits kann der vorhandene Wasserstoff durch einen zusätzlichen Konversionsschritt entweder in das gasförmige Methan ( $CH_4$ ) oder in das flüssige Methanol ( $CH_3OH$ ) umgewandelt werden. Sowohl die Methanisierung als auch die Methanolisierung des Wasserstoffs erfolgt durch eine katalytische Reaktion mit  $CO_2$ . Das so gewonnene  $CH_4$  und  $CH_3OH$  ist geeignet, um in die von den Verbrauchern gewünschte Endenergieform umgewandelt zu werden. Die Bereitstellung des nötigen  $CO_2$  kann beispielsweise durch eine Abtrennung nach der Verbrennung von  $CH_4$  oder  $CH_3OH$  erfolgen oder direkt aus der Atmosphäre abgetrennt werden.

## 2.2 Wasserstoff als Speichermedium

Bei der Wahl des Speichermediums für das Energy-Ship-Konzept spielen eine Vielzahl von Faktoren eine Rolle. Das wohl wichtigste Kriterium für die Auswahl des Speichermediums ist der Anspruch der ganzheitlichen Energieversorgung. Es muss möglich sein, mit Hilfe des Speichermediums den gesamten Energiebedarf der Hauptenergiesektoren direkt zu stillen. Das heißt, es muss die Möglichkeit bestehen, die gespeicherte Energie ohne aufwendige Zwischenschritte in jede gewünschte Energieform zu wandeln. Des Weiteren soll das Speichermedium eine einfache Speicherung zulassen und für den mobilen Einsatz auf hoher See (Inselbetrieb) geeignet sein. Somit ergibt sich die Forderung nach einer hohen Speicherdichte und ebenso nach einer hohen Energiedichte. Diese beiden letzten Kriterien spiegeln sich maßgeblich im Wirkungsgrad der gesamten Umwandlungskette wider und haben somit einen großen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit des Energy-Ship-Konzepts.

Für eine großangelegte Energiespeicherung für einen längeren Zeitraum würden sich Druckluft, Batterien und Wasserstoff anbieten. Schwungräder, Spulen und Kondensatoren scheidet auf Grund ihrer geringen Speicherkapazität prinzipiell aus. Druckluft als Speichermedium würde einen relativ einfachen Speichersystemaufbau bieten, bei dem bewährte und erprobte Technologie zur Verdichtung und Speicherung von Druckluft zum Einsatz kommen könnten. Die Wirkungsgrade von diabaten Druckluftspeichern liegen bei maximal 55% [Sternier et al., 2011]. Die an Bord des Energy-Ships gespeicherte Druckluft könnte an Land ohne größeren technischen Aufwand wieder verstromt werden. Am

Mobilitätssektor müsste jedoch eine komplette Umrüstung der Fahrzeugflotte auf Druckluftbetrieb durchgeführt werden. Diese würde einen großen technologischen und finanziellen Mehraufwand nach sich ziehen. Die Umrüstung von anderen Sparten des Mobilitätssektors, wie Luftfahrt oder Schifffahrt, auf Druckluftbetrieb scheinen sehr unrealistisch. Es besteht aber die Möglichkeit den Mobilitätssektor auf E-Mobilität umzurüsten und diesen Sektor somit über den Zwischenschritt der elektrischen Energie mit Druckluft zu betreiben. Der Wärmesektor könnte mit Druckluft ebenfalls nur über Zwischenschritte bedient werden. Die Erzeugung von Wärme zur privaten und prozesstechnischen Nutzung müsste durch die Umwandlung von elektrischer Energie in Wärme erfolgen. Dies würde hauptsächlich mittels elektrischer Widerstandsheizungen passieren. Diese Umwandlung erscheint energetisch nicht als sinnvoll, da hochwertige elektrische Energie in minderwertigere Wärme umgewandelt würde. Einzig der Einsatz von Wärmepumpen würde einen energetisch sinnvollen Weg zur Wärmeerzeugung mittels elektrischen Stroms darstellen. Der Einsatz von Akkumulatoren zur Energiespeicherung an Bord des Energy-Ships würde primär die sinnvollste Variante darstellen. Der durch Windkraftkonversion gewonnene Strom könnte direkt, ohne zusätzliche, verlustbehaftete Umwandlung in eine andere Energieform, gespeichert werden. Eine ganzheitliche Versorgung der Hauptenergiesektoren ist aber auch hier nicht möglich. Natürlich könnte der Stromsektor direkt, mit nur geringen Verlusten, die sich aus den Wirkungsgraden der Akkumulatoren ergeben, bedient werden. Wärmeerzeugung wäre aber wieder nur über den Stromsektor möglich. Am Mobilitätssektor müsste komplett auf E-Mobilität umgestellt werden. Dies scheint bei Straßenfahrzeugen, unter der Berücksichtigung von finanziellem und technischem Mehraufwand, noch machbar, in den anderen Sparten aber aus heutiger Sicht nicht. Ein weiterer Nachteil ist die im Vergleich zu Wasserstoff geringe Energiedichte bei der Speicherung mit Akkus. Eine Bleibatterie

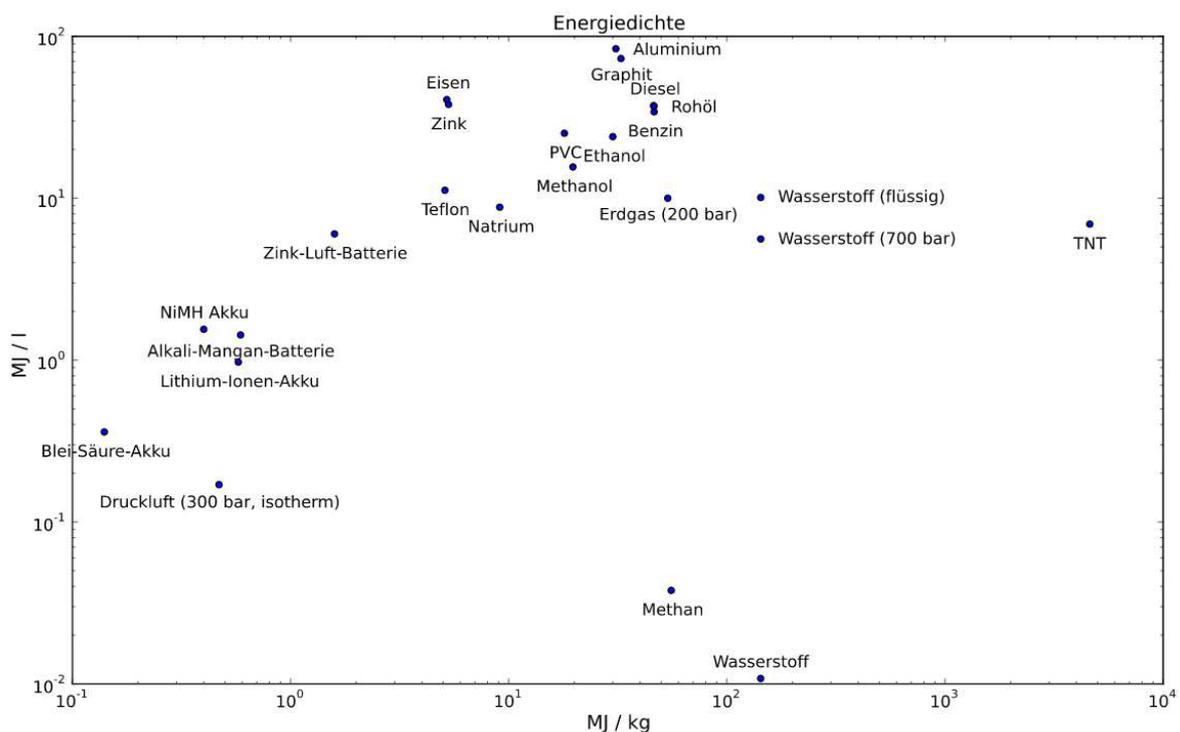


Abbildung 5: Vergleich von Energiedichten [Crastan, 2012]

weist eine Energiedichte von 40 Wh/kg auf, eine Lithium-Ionen Zelle bis zu 200 Wh/kg. Zum Vergleich, Wasserstoff hat eine Energiedichte von rund 33000 Wh/kg, siehe dazu Abbildung 5. Ein weiterer Nachteil der Energiespeicherung mittels Akkumulatoren ist die Selbstentladung, die durchschnittlich bei 5 %/Monat liegt. [Crastan, 2012] Wasserstoff hingegen ist nach Eichlseder & Klell [2012] bei gasförmiger Speicherung auf lange Zeit verlustlos speicherbar. Darüber hinaus können mit Wasserstoff alle Hauptenergiesektoren direkt abgedeckt werden. Wasserstoff kann beispielsweise in Brennstoffzellen verstromt werden, oder in GuD- Kraftwerken zu elektrischen Strom und Wärme umgewandelt werden. Im Mobilitätssektor ist es möglich, alle Sparten mit Wasserstoff zu betreiben. So können Straßenfahrzeuge und auch Schiffe auf Wasserstoffmotoren umgestellt werden. Im Flugverkehr ist eine Umrüstung der Gasturbinen auf Wasserstoff als Treibstoff möglich. Die Verwendung von Wasserstoff als Energiespeicher bringt aber auch Nachteile mit sich. Auf Grund der Tatsache, dass Wasserstoff das kleinste und leichteste Element ist, ist mehr Energie für die Verdichtung zur Einspeicherung in Druckbehälter nötig. Nach Eichlseder & Klell [2012] ist ein Energieaufwand von rund 15 % des Heizwerts von Wasserstoff nötig, um  $H_2$  auf 700 bar zu verdichten. Durch die hohe Reaktivität von Wasserstoff sind höhere Sicherheits- und Brandschutzmaßnahmen als bei anderen Speichermedien erforderlich. Zusätzlich weist  $H_2$  die höchste Diffusionsgeschwindigkeit aller Stoffe auf [Blumenthal et al., 2006]. Durch diese Eigenschaft ist bei der Werkstoffwahl besonderes Augenmerk zu legen, um Schäden zu vermeiden.

### 3. Energy-Ship

Hört man heute den Begriff Windkraft oder Windenergie, denkt man automatisch an hohe Türme, auf deren Spitze ein Generator sitzt, der von zumeist drei Rotorblättern angetrieben wird. Diese Windkraftanlagen mit horizontaler Drehachse sind uns ein Sinnbild für Windkraft/Windenergie geworden. Nur die Wenigsten von uns assoziieren damit auch eine vertikale Drehachse, so wie sie bei einem Darrieus-Rotor in Verwendung ist. Die Windkraft ist in der heutigen Zeit stark in eine technologische Richtung, nämlich der horizontalen Drehachse, fokussiert. Aber gerade diese Fokussierung bringt auch gravierende Probleme mit sich. Eine konstante Versorgungssicherheit ist in Folge einer starken Volatilität des Winddargebotes auch heute noch nicht gegeben. Eine konventionelle Windkraftanlage kann nur stationär an einem Platz betrieben werden. Im Schatten dieser und anderer Probleme sind neue Ideen für Windkraftkonzepte entstanden, die mit einer horizontalen Drehachse und somit mit unserem gewohnten Bild einer Windkraftanlage nicht viel gemeinsam haben. Aber gerade diese futuristischen Konzepte stellen sich an, einiger dieser Probleme, an denen die Windkraftnutzung noch immer leidet, zu lösen. Im Folgenden wird das futuristische Energy-Ship vorgestellt, das das Kernstück des gleichnamigen Energieversorgungskonzeptes bildet. Es zeichnet sich verantwortlich für die Umwandlung von Windenergie in chemische Energie. Im Folgenden soll die Entwicklung des Energy-Ships und der Systemaufbau analysiert und der zu erwartende Wirkungsgrad der Umwandlungskette Windenergie – mechanische Energie – elektrische Energie - chemische Energie betrachtet werden.

#### 3.1 Entwicklung und Systemaufbau des Energy-Ships

Das Konzept des Energy-Ships wurde von Max F. Platzer et al. [2009] vorgestellt und sieht als Basis die Energiegewinnung aus Ozeanwinden auf hoher See an. Dazu wird auf einem Segelschiff ein sogenannter Oscillating Wing Generator (OWG) installiert. Mit diesem OWG kann durch die Relativgeschwindigkeit zwischen Ozean und Segelschiff, die durch den Segelvortrieb und somit durch Windenergie entsteht, Nutzenergie gewonnen werden. Da dieser Vorgang auf hoher See passiert und somit keine Verbindung für die Energieübertragung der gewonnenen Energie zwischen Energy-Ship und Festland besteht, ist eine Speicherung der gewonnenen Windenergie unerlässlich. Wie bereits in Kapitel 2 erläutert, wird Wasserstoff als Energiespeicher verwendet. Der Wasserstoff wird mittels einer Elektrolysezelle direkt an Bord erzeugt und gasförmig bei Umgebungstemperatur unter hohem Druck in dafür vorgesehene Speichereinrichtungen an Bord eingespeichert. Der bei der Elektrolyse ebenfalls entstandene Sauerstoff kann, wenn er an Land für die Verwertung des Wasserstoffs wieder benötigt wird, auch an Bord des Energy-Ships gespeichert werden. Bei Erreichen der Speicherkapazität wird der so gewonnene Wasserstoff und Sauerstoff an Land gebracht und kann dort wieder in die gewünschte Energieform gewandelt werden.

Der Systemaufbau ist in Abbildung 6 zu sehen und umfasst mehrere Teilbereiche und Energieformen. Der OWG erzeugt über den Schiffsvortrieb mechanische Energie. Diese mechanische Energie, die nach dem OWG als translatorische Bewegung vorliegt, wird mittels Getriebe G in eine rotatorische Bewegung umgewandelt und für den

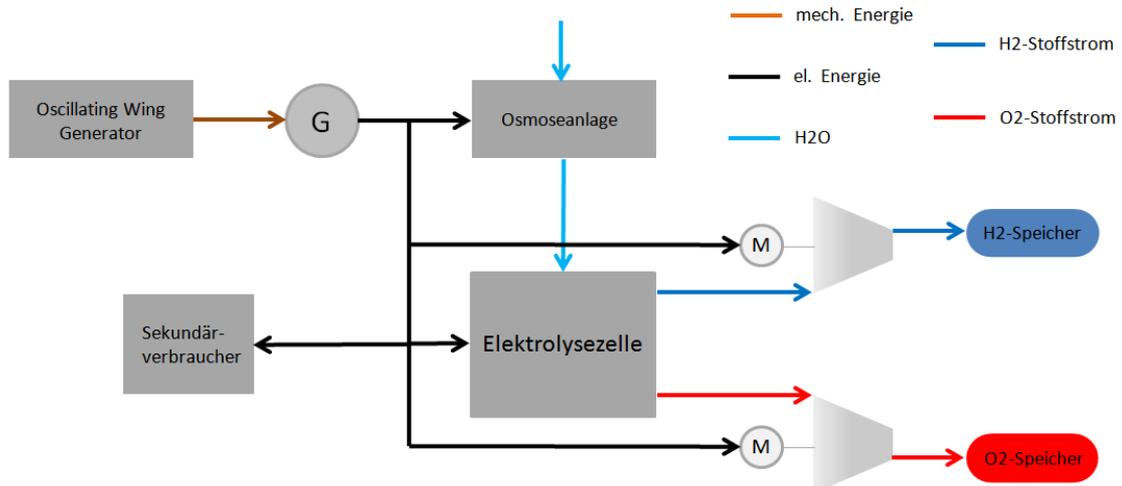


Abbildung 6: Systemaufbau des Energy-Ships

Gleichstromgenerator brauchbar gemacht. Dieser Generator liefert elektrische Energie, welche wiederum mittels Elektrolyse in Wasserstoff H<sub>2</sub> und Sauerstoff O<sub>2</sub> umgewandelt wird. Für die Elektrolyse ist eine Wasseraufbereitung und Entsalzung nötig, da die Elektrolysezelle nicht direkt mit Meerwasser betrieben werden kann. Diese Entsalzung erfolgt mittels Umkehrosmosezelle. Die elektrische Energie wird aber auch dafür genutzt, um den erzeugten H<sub>2</sub> und O<sub>2</sub> zu verdichten und in Hochdrucktanks zu speichern. Ein weiterer, wenn auch kleinerer Teil der erzeugten elektrischen Energie wird für die Sekundärsysteme des Energieships selbst bereitgestellt. Diese Systeme können schiffseigene Regel- und Steuereinrichtungen wie z.B. die hydraulisch unterstützte Ruderanlage oder Windenanlagen sein. Im Folgenden werden nun die Hauptkomponenten des Systems beschrieben und alle notwendigen Angaben und Einschränkungen, die für die Wirkungsgradberechnung notwendig sind, gemacht.

### 3.1.1 Segelschiff

Als Basis für das Energy-Ship stehen grundsätzlich einrumpfige oder mehrrumpfige Segelschiffe zur Verfügung. Bei einem konventionellen Segelschiff mit nur einem Rumpf, kann der OWG nicht direkt oder nur schwer am Schiff angebracht werden. Er müsste beispielsweise an einem Schwimmkörper befestigt und vom Segelschiff nachgezogen werden. Bei schlechten Wetterbedingungen und schwerer See könnte dies zur Gefahr werden, da beide kollidieren oder der OWG sich losreißen könnte. Als Alternative dazu bieten sich mehrrumpfige Segelschiffe in der Form von Katamaran und Trimaran an. Bei einem Katamaran wie auch beim Trimaran besteht die Möglichkeit den OWG direkt zwischen den Rümpfen zu installieren. Dies bietet bei Schlechtwetter den Vorteil, dass das Energy-Ship eine Einheit bildet und nicht wie beim konventionellen Segelschiff aus zwei getrennten Einheiten besteht. Gegenüber einem Trimaran ist aber bei einem Katamaran, auf Grund des Fehlens eines dritten Rumpfes, mit einer möglichen Einschränkung des Speicherplatzes zu rechnen.

Als weiteres Auswahlkriterium kann der Schiffswiderstand, der bei der Fortbewegung des Segelschiffes im Ozean vorliegt, heran gezogen werden. Dieser Widerstand ergibt sich einerseits durch Reibung zwischen Schiffsoberfläche und Wasser und andererseits durch die schiffsinduzierte Wellenentstehung. Durch günstige Anordnung der Schiffsrümpfe

zueinander kann der Wellenwiderstand minimiert werden. Entsprechende Untersuchungen wurden von Hongxuan Peng [2001] für verschiedene mehrrümpfige Schiffsformen durchgeführt. Dabei erwies sich der Wave Cancellation Multihull (WCM) Trimaran in Bezug auf den Wellenwiderstand als am günstigsten. Es konnten  $C_{w,w}$ -Werte für den Wellenwiderstand von 0,001 ermittelt werden. Deshalb soll der WCW-Trimaran wie auch schon von Platzer et al. [2011] beschrieben als Basis des Energy-Ships dienen. Ebenfalls bei Hongxuan Peng [2001] sieht man, dass Gesamtwiderstandsbeiwerte  $C_w$  für mehrrümpfige Segelschiffe von 0,004 erreicht werden können. Die Hauptabmessungen des Energy-Ships, die auf den Abmessungen des WCM-Trimarans basieren lauten folgendermaßen [Plazer et al., 2011]:

Haupttrumpflänge: 120 m  
 Haupttrumpfdurchmesser: 9 m  
 Auslegerlänge: 58 m  
 Auslegerdurchmesser: 4,2 m  
 Abstand Haupttrumpf/Ausleger: 32 m

Damit lässt sich der Schiffswiderstand wie folgt berechnen:

$$D_s = C_w \left( \frac{1}{2} \rho U^2 \right) \cdot A_w \quad (3.1)$$

Wobei  $\rho$  für die Dichte des Wassers bei Betriebsbedingungen und  $U$  für die Geschwindigkeit des Schiffs stehen. Platzer et al. [2011] legte für die Analyse seines Konzepts eine benetzte Fläche  $A_w$  von 5000 m<sup>2</sup> und einen  $C_w$ -Wert von 0,004 fest, die für die Berechnung des Energy-Ships übernommen werden.

### 3.1.2 Oscillating Wing Generator

Das Herzstück des Energy-Ships ist der von Platzer et al. [2009, 2011] weiterentwickelte Oscillating Wing Generator. Er wandelt den durch Windkraft erzeugten Vortrieb in eine translatorische Bewegung, die wiederum in eine rotatorische Bewegung übergeführt werden kann, um somit einen Generator anzutreiben. Übergreifend gesprochen führt der OWG die eigentliche Windkraftkonversion durch, da er erst die Windkraft zur Stromerzeugung nutzbar macht.

Im Grund basiert der Oscillating Wing Generator auf dem Phänomen des aerodynamischen Flatterns, das sich typischerweise an Tragflächen von Flugzeugen beobachten lässt. Es entsteht aus einer Interaktion von aerodynamischen Kräften, elastischen Reaktionen und Trägheit, die auf die Tragfläche wirken [Lindsey, 2002]. Dieses Phänomen kann aber auch genützt werden, um Energie aus einem Fluidstrom zu extrahieren. Betrachtet man ein symmetrisches Profil in einer Strömung, das die Möglichkeit besitzt eine Vertikalbewegung und eine Änderung des Anstellwinkels zu vollführen, so wird man feststellen, dass es unter bestimmten Voraussetzungen möglich ist, Energie aus der Strömung zu ziehen. Diese Voraussetzungen sind gegeben, wenn zwischen der Änderung der vertikalen Lage des Profils und der Änderung des

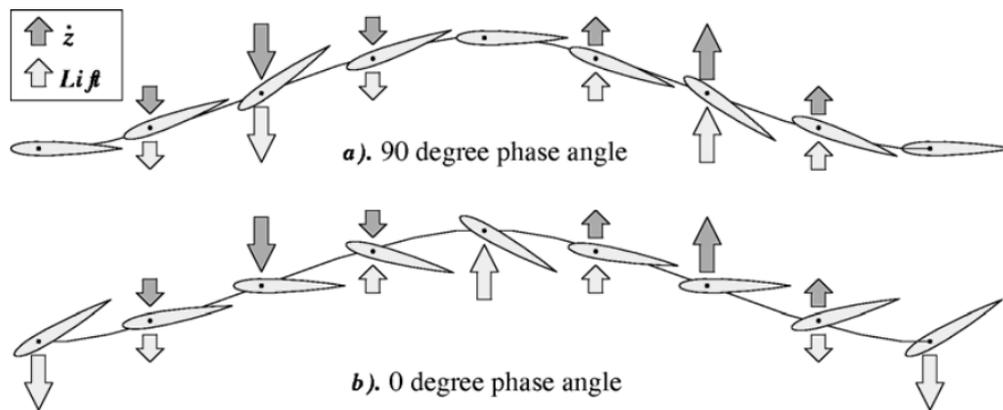


Abbildung 7: Zusammenhang zwischen Anstellwinkel und Phasenversatz  
[Platzer et al., 2009]

Anstellwinkels eine Phasenverschiebung von  $90^\circ$  besteht. Das bedeutet, befindet sich das Profil in einer neutralen, vertikalen Lage, muss der Anstellwinkel maximal sein. Oder, befindet sich das Profil in der maximalen vertikalen Auslenkung, muss der Anstellwinkel Null sein, siehe Abbildung 7a. Mit diesem  $90^\circ$  Phasenversatz wird erreicht, dass Auftrieb und Richtung der vertikalen Bewegung immer in derselben Richtung zueinander stehen. Würde dieser Phasenversatz null sein, würde Auftrieb und Richtung der vertikalen Auslenkung nicht übereinstimmen und somit müsste für den Betrieb des OWG Energie bereitgestellt werden, Abbildung 7b.

Bereits 1981 nutzten McKinney und DeLaurier [1981] diese Flattereigenschaften für die Stromerzeugung. Ende der 1990er Jahre entwickelte das Britische Unternehmen Engineering Business Limited eine 150-kW-Anlage, die mit diesem Prinzip aus einem Gezeitenstrom elektrische Energie gewinnen konnte.

Diese Oscillating Wing Generatoren waren aber mechanisch aufwendig. Die Regelung für den Phasenversatz konnte nur über eine komplexe kinematische Regelung realisiert werden. Nach mehreren Innovationsschritten gelang es Platzer et al. [2009] aber den OWG entscheidend zu vereinfachen. Dies gelang indem man auch die Regelung für Anstellwinkel und Vertikalbewegung rein aerodynamisch gestaltete. Für diese Erneuerung machte man sich eine Eigenschaft eines Profils zu Nutze, die auftritt, wenn man das Profil in Strömungsrichtung nach dem aerodynamischen Mittelpunkt drehbar lagert. Bei dieser Lagerung wird das Profil instabil und es bildet sich ein Moment um den aerodynamischen Mittelpunkt aus. Dieses Moment nutzt man, um das Profil in der Strömung anzustellen. Der Betrag des Anstellwinkels selbst wird mittels eines einfachen Anschlags realisiert, siehe Abbildung 8. Der Anstellwinkel sollte einen Wert von  $60^\circ$  annehmen. Der Wechsel des Anstellwinkels am Ende eines Bewegungszykluses erfolgt über das Anschlagen eines Bolzens an einem weiteren Anschlag, der fix mit den Führungsschienen verbunden ist. Dieses Anschlagen generiert ein weiteres aerodynamisches Moment, das das Profil umschlagen lässt. So läuft das Profil in die entgegengesetzte Richtung, wo es wieder

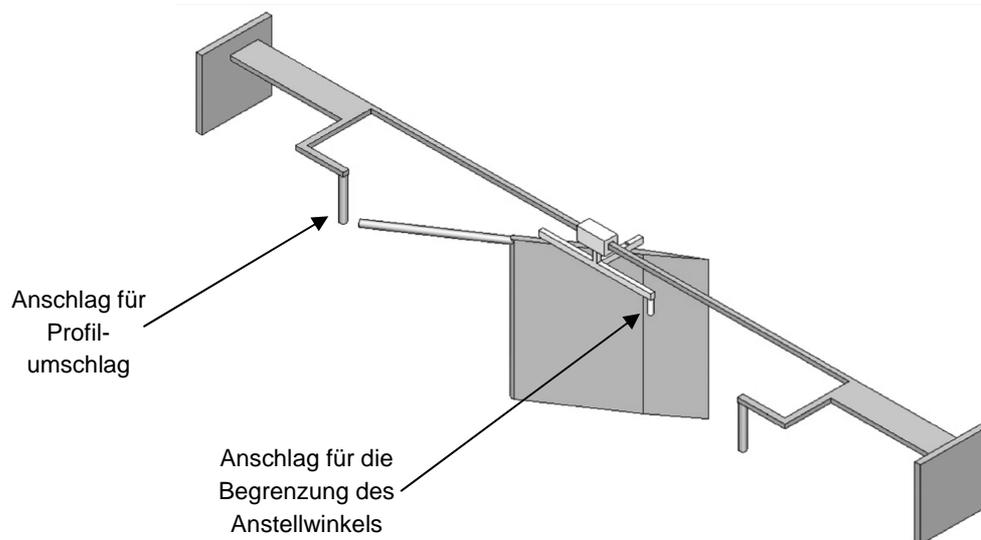


Abbildung 8: OWG in Mittelstellung eines Bewegungszykluses [Platzer et al., 2009]

durch das Anschlagen den Anstellwinkel wechselt und den Zyklus wiederholt. Die Länge des Bewegungszykluses lässt sich ebenfalls durch diese Anschläge festlegen. Je näher diese beiden zusammen liegen, desto kürzer dauert es von einem Umschlagen bis zum nächsten und desto kürzer ist somit der Bewegungszyklus. Die Leistung  $P_{OWG}$  und der Widerstand  $D_{OWG}$  des OWG im Betrieb [Platzer et al., 2011] lässt sich wie folgt berechnen:

$$P_{OWG} = c_p \left( \frac{1}{2} \rho U^3 \right) S \quad (3.2)$$

$$D_{OWG} = C_w \left( \frac{1}{2} \rho U^2 \right) S \quad (3.3)$$

Für den Leistungskoeffizienten  $c_p$  lässt sich, ebenfalls nach Platzer et al. [2011] ein Wert von 0,8 erwarten.  $\rho$  entspricht der Dichte von Wasser bei Betriebsbedingungen. Die Geschwindigkeit des Trimarans relativ zur Wasseroberfläche wird durch  $U$  berücksichtigt.  $S$  entspricht der Fläche des Profils und sollte laut eines Gesprächs mit Prof. Platzer ein Verhältnis Breite zu Tiefe von 1:2 aufweisen. Der Widerstandsbeiwert  $C_w$  wurde von Platzer et al. [2011] mit 2 ermittelt.

### 3.1.3 Generator

Nach Hau [2008] stehen für die Stromerzeugung mehrere Generatorarten zur Auswahl: Asynchrongeneratoren, Synchrongeneratoren, Gleichstromgeneratoren, Generatoren mit Permanentmagneten usw.. Da für den Betrieb des Energy-Ships sowohl ein Wechselstromnetz für die Bordelektronik als auch ein Gleichstromnetz für die Elektrolysezelle nötig ist, ist eine umfassende Leistungselektronik an Bord notwendig. Diese Leistungselektronik, die u.a. aus Gleich- und Wechselrichter besteht, kann auch

dafür verwendet werden, Wechselstrom mit ausreichender Qualität zu produzieren. Somit kann bei der Auswahl des Generators, das Verhalten bei Drehzahlfluktuationen vernachlässigt werden. Auf Grund dieser Tatsache kann der Generator mit dem besten Wirkungsgrad ausgewählt werden. Laut Hau [2008] ist dies der Generator mit Permanentmagneterregung, da er den Vorteil besitzt, auf die Erregerleistung verzichten zu können. Der große Nachteil, die Kosten für die Permanentmagnetmaterialien, den ein solcher Generator besitzt, konnte in den letzten Jahren deutlich abgemildert werden. Es sind Generatorwirkungsgrade von 98% zu erwarten. Gemeinsam mit den dem benötigten Getriebe kann ein Wirkungsgrad von 97 % für die Umwandlung von mechanischer Energie in elektrische Energie angenommen werden.

### 3.1.4 Elektrolysezelle

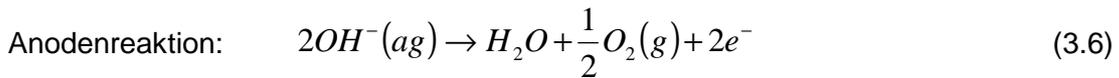
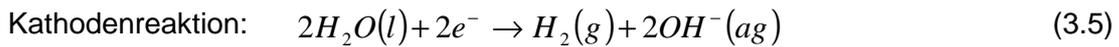
Da die mittels OWG auf hoher See gewonnene elektrische Energie nicht sofort an Land transportiert werden kann, muss sie in eine speicherbare Sekundärenergie umgewandelt werden. Im Falle des Energy-Ships ist eine Speicherung von gasförmigem Wasserstoff angedacht. Die Erzeugung des Wasserstoffs muss direkt auf hoher See erfolgen. Es hat sich gezeigt, dass die elektrolytische Spaltung von Wasser als am brauchbarsten in der vorherrschenden Umgebung erscheint, siehe Kapitel 2.2 Wasserstoff als Speichermedium.

Direkte thermische Spaltung von H<sub>2</sub>O in H<sub>2</sub> und O<sub>2</sub> erfolgt nur bei sehr hohen Temperaturen ab 1700°C und auch nur sehr unvollkommen. Die chemische Spaltung mittels eines unedleren Metalls hat sich, durch den großen Bedarf dieses Spaltmetalls, für diese großtechnische Anwendung als nicht zielführend erwiesen. Somit erscheint die elektrochemische Spaltung, die zwar sehr energieintensiv ist, aber mittlerweile bei industriellen Anlagen guten Wirkungsgrade aufweist, am geeignetsten. Grundsätzlich gilt die Reaktionsgleichung:



Dabei muss, damit aus einem kmol H<sub>2</sub>O ein kmol H<sub>2</sub> entsteht, ein theoretischer Energieeinsatz von 286 MJ geleistet werden. Oder anders gesagt, es ist ein Energieeinsatz von 38,7 kWh pro kg Wasserstoff nötig. Der Sauerstoff fällt hierbei sozusagen als Nebenprodukt an, für dessen Erzeugung bedarf es keines zusätzlichen Energieeinsatzes. [Eichseder & Klell, 2012]

Als eigentlicher Elektrolyseur wurde für die Berechnung eine alkalische Elektrolysezelle (AKE) gewählt, Abbildung 9. Bei dieser Elektrolysezelle wird eine ca. 25 % Kalilauge als Elektrolyt verwendet. Anders als beispielsweise beim Hoffmannschen Wasserzersetzungsapparat sind Anode und Kathode durch ein OH<sup>-</sup> durchlässiges Diaphragma voneinander getrennt. Dadurch entsteht an der Kathode reiner Wasserstoff H<sub>2</sub> und an der Anode reiner Sauerstoff O<sub>2</sub>, siehe Gl. 3.5 und 3.6. Betrieben wird die AKE mit ca. 1,5 V Gleichspannung.



Als Elektrodenwerkstoff werden meistens vernickelte Drahtnetze eingesetzt. Ein Drahtnetz hat den Vorteil, dass es eine vergrößerte Oberfläche bietet und sich somit positiv auf den Wirkungsgrad der Elektrolysezelle auswirkt. Allgemein ist zu sagen, dass der Wirkungsgrad bei drucklosen Systemen bei 80% und darüber liegt. Alkalische Elektrolysezellen die im Überdruckbereich arbeiten, erreichen Wirkungsgrade von bis zu 78 %. [Smolinka, 2007] Würde man ausschließlich die Wasserstofferzeugung betrachten, würde es Sinn machen, eine drucklose AKE zu verwenden, da sie den besseren Wirkungsgrad aufweist. Da der gewonnene Wasserstoff und bei Bedarf auch der gewonnene Sauerstoff für die Speicherung an Bord des Energy-Ships verdichtet werden, kann jedoch der geringerer Wirkungsgrad, der mit Überdruck betriebenen AKE akzeptiert werden, da für die nachträglicher Verdichtung von  $H_2$  und  $O_2$  weniger Energie aufgewendet werden muss. In Zahlen bedeutet dies: Wird ein kg  $H_2$  mit einer drucklosen AKE erzeugt, sind bei einem Wirkungsgrad von 80 % 48,36 kWh nötig. Eine mit Überdruck betriebene AKE benötigt für die Erzeugung von einem kg Wasserstoff 49,62 kWh, wenn der Wirkungsgrad 78 % beträgt. Wird dieses Kilogramm  $H_2$  unter den Bedingungen und Annahmen aus Abschnitt 3.1.5 auf 100 bar verdichtet, wie es bei der drucklosen AKE nötig ist, sind 3,132 kWh nötig. Eine Überdruck-AKE wird laut Wenske [2010] bei 30 bar betrieben. Dadurch verringert sich der Energieaufwand für die Verdichtung von einem kg Wasserstoff auf 100 bar, auf 0,837 kWh, da das Wasserstoffgas erst von 30 bar an mit einem Kompressor verdichtet werden muss. Der Drucksprung von 1 auf 30 bar erfolgt als Flüssigkeit vor der Elektrolyse und kann

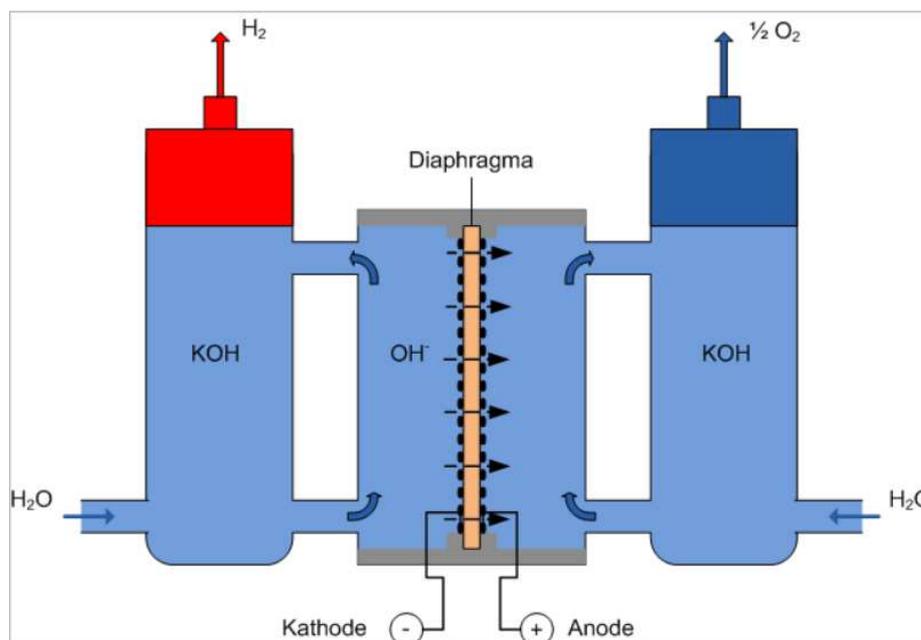


Abbildung 9: Alkalische Elektrolysezelle [Wenske, 2010]

vernachlässigt werden. Addiert man die benötigten Energien für Wasserstoffherzeugung und Verdichtung sieht man den klaren energetischen Vorteil der Druck-AKE. Es wird für die Berechnung des Wirkungsgrades des Energy-Ship ein Druck-AKE mit einem Betriebsdruck von 30 bar und einem Wirkungsgrad von 78 % angenommen.

Die AKE ist heute Stand der Technik und wird meist im industriellen Maßstab zur Wasserstoffherzeugung eingesetzt. Elektrolysezellen, die höhere Effizienz versprechen, wie die PEM Elektrolysezelle (Proton Exchange Membrane Elektrolysezelle), sind zur Zeit über den Laborbetrieb noch nicht hinausgekommen. [Smolinka, 2007]

Für den Betrieb des AKE unerlässlich ist die Wasseraufbereitung und Entsalzung. Für das Energy-Ship wird das Deionat mittels Umkehrosmoseanlage direkt aus Meerwasser bereitgestellt. Die Firma Eurowater [2012] gibt den Energieeinsatz für reines H<sub>2</sub>O, das mittels Umkehrosmose hergestellt wird, mit 6 kWh pro m<sup>3</sup> H<sub>2</sub>O an. Das bedeutet, dass pro kmol H<sub>2</sub>O 0,108 kWh an Energie benötigt werden.

### 3.1.5 Verdichtung und Speicherung

Für die Speicherung von Wasserstoff stehen heute drei grundlegende Möglichkeiten zur Verfügung. Neben der Speicherung im gasförmigen Zustand gibt es noch die Möglichkeit den Wasserstoff tiefkalt verflüssigt zu speichern oder ihn in chemischen oder physikalischen Verbindungen einzubinden. Für das Energy-Ship scheint die gasförmige Speicherung des H<sub>2</sub> unter hohem Druck, kurz CGH<sub>2</sub> (Compressed Gaseous Hydrogen) die bestmögliche Art der Speicherung, weil so eine annähernd verlustlose Speicherung über einen längeren Zeitraum möglich ist. Die verflüssigte tiefkalte Speicherung würde zwar eine höhere Energie- und Speicherdichte zulassen, aber ob der Tatsache, dass die Kondensation von H<sub>2</sub> bei Umgebungsdruck erst bei -252,85°C einsetzt, einen hohen Energiebedarf und anlagentechnischen Aufwand nach sich ziehen. In der Praxis lässt sich ein Energiebedarf von rund 40 MJ/kg H<sub>2</sub> für die Flüssig-speicherung beobachten, da sich die Verflüssigung in mehrere Verdichtungs- und Kühlteilschritte gliedert. Bei einem Heizwert des Wasserstoffs von 119,972 MJ/kg entspricht dieser Energiebedarf rund 30 %. Die chemische oder physikalische Einspeicherung in andere gasförmige, flüssige oder feste Stoffe würde teilweise große Speicherdichten bewirken, ist aber derzeit noch im Versuchs- und Laborstadium. [Eichlseder & Klell 2012]

Auf Grund der geringen Dichte von Wasserstoff ist die Verdichtung zur Erhöhung der Energiedichte und zur Verringerung des volumetrischen Speicherplatzes unbedingt nötig. Drücke bis zu 1000 bar sind heute standardmäßig technisch machbar. Nach dem ersten Hauptsatz der Thermodynamik für den stationären Fließprozess folgt für die spezifische Verdichterarbeit mit:

$$w_i = h_2 - h_1 + q_k \quad (3.7)$$

$$q_k = T \cdot \Delta s \quad (3.8)$$

Die Differenz der Enthalpien  $h$  vor und nach der Verdichtung plus der Kühlwärme  $q_k$ , nach Gleichung 3.8, ergibt die spezifische Verdichterarbeit, um vom Zustand 1 zum Zustand 2 zu gelangen. Die Terme der kinematischen und potenziellen Energie können vernachlässigt werden. [Eichlseder & Klell 2012] Mit diesem Ansatz hat sich gezeigt,

dass sich bei der isothermen Verdichtung, d.h., wenn die Temperatur  $T$  während des Verdichtungs Vorganges konstant gehalten wird, die geringste Verdichterarbeit ergibt. Zur Veranschaulichung wurde die spezifische Verdichterarbeit  $w_i$  für die Verdichtung von  $H_2$  von 1 bar auf 75 bar isotherm und adiabat berechnet. Für die isotherme Verdichtung bei  $20^\circ\text{C}$  ergibt sich eine spezifische Arbeit von  $5377 \text{ kJ/kg}$ . Bei einer adiabaten Verdichtung ergibt sich hingegen eine spezifische Arbeit von  $10540 \text{ kJ/kg}$ , also fast das Doppelte. Zusätzlich erreicht der Wasserstoff am Ende der Verdichtung auf 75 bar eine Temperatur von  $722^\circ\text{C}$ . Bei einer Verdichtung auf 1000 bar würde diese Temperatur eklatant höher sein und unter anderem zu Festigkeits- und Sicherheitsproblemen führen. Da die Zündtemperatur des Wasserstoffs bei  $585^\circ\text{C}$  liegt, könnte bei einer Leckage Explosionsgefahr bestehen [Linde, 2010]. Realisiert werden kann eine isotherme Verdichtung z.B. mit einem mehrstufigen, gekühlten Kolbenkompressor. Die Kühlung kann durch Meerwasser erfolgen. Der Wirkungsgrad eines solchen Verdichters liegt nach Eichseder & Klell [2012] bei 50%.

Die  $H_2$ -Speicherung selbst findet in einer Mehrzahl einzelner Druckbehälter bei 700 bar statt. Die Befüllung dieser Druckbehälter sollte möglichst rasch und mit einem ausreichenden Druckgefälle stattfinden. Deshalb erscheint es sinnvoll, die Befüllung über einen Zwischenspeicher zu realisieren. Nur so stellt sich bei der Betankung eine adiabate Drosselströmung ein. [Eichseder & Klell 2012]

### 3.2 Wirkungsgradberechnung

Für die Wirkungsgradberechnung des Energy-Ships, Abbildung 6, wird zuerst die Leistung  $P_{OWG}$ , die der Oscillating Wing Generator nach Gleichung 3.2 abgibt, berechnet. Hierfür wird angenommen, dass sich der Trimaran mit  $6 \text{ m/s}$  Relativgeschwindigkeit über die Wasseroberfläche bewegt. Dies entspricht umgerechnet rund 12 Knoten. Dies ist, nach Platzer et al. [2011], die Geschwindigkeit, bei der das Energy-Ship bei konstanter Leistung, die Geringste Segelfläche benötigt. Die Dichte des Wassers  $\rho$  wird mit  $998,21 \text{ kg/m}^3$  berücksichtigt, was dem Wert von  $H_2O$  bei  $20^\circ\text{C}$  entspricht. Die Fläche des Profils  $S$  beträgt  $18 \text{ m}^2$  und der Leistungskoeffizient  $c_p$   $0,8$ . Unter diesen Voraussetzungen kann der OWG eine Leistung von  $1552 \text{ kW}$  generieren.

Diese mechanische Leistung wird mit Hilfe eines Generators und unter der Berücksichtigung eines Wirkungsgrades von  $\eta_{Gen,M}$  von  $0,97$  in elektrische Leistung umgewandelt. Der Wirkungsgrad  $\eta_{Gen,M}$  berücksichtigt sowohl die mechanischen Verluste des Getriebes, das dem Generator vorgeschaltet ist als auch die Generatorverluste selber. Somit kann eine elektrische Bruttoleistung  $P_{el, brutto}$  von  $1505 \text{ kW}$  erzeugt werden. Von  $P_{el, brutto}$  wird eine Sekundärleistung  $P_{sek}$  von  $10 \text{ kW}$  abgezogen. Die elektrische Nettoleistung  $P_{el, netto}$  beträgt  $1495 \text{ kW}$  und wird für den Betrieb der Osmoseanlage, der Elektrolysezelle und der Verdichter verwendet.

$$P_{el, netto} = \frac{\Delta_R H_{H_2O, f}}{\eta_{ely}} \cdot \dot{H}_2 + \frac{w_{i, H_2}}{\eta_{Verd}} \cdot \dot{H}_2 + \frac{w_{i, O_2}}{\eta_{Verd}} \cdot \dot{O}_2 + w_{OSM, H_2O} \cdot \dot{H}_2 \quad (3.9)$$

$$\dot{O}_2 = \frac{1}{2} \dot{H}_2 \quad (3.10)$$

Tabelle 1: Übersicht über die einzelnen Leistungen des Energy-Ship-Prozesses

	H <sub>2</sub> und O <sub>2</sub> -Speicherung	H <sub>2</sub> -Speicherung
$P_{OWG}$ [kW]	1552	1552
$\eta_{Gen,M}$ [%]	97	97
$P_{el, brutto}$ [kW]	1505	1505
$P_{sek}$ [kW]	- 10	- 10
$P_{el, netto}$ [kW]	1495	1495
$P_{osm}$ [kW]	-2,2	-2,3
$P_{verd,H2}$ [kW]	-73,1	-76,5
$P_{verd,O2}$ [kW]	-31,2	-
$P_{ely}$ [kW]	1389	1417
$\eta_{ely}$ [%]	78	78
$P_{H2,Hu}$ [kW]	916	958
$P_{H2,Ho}$ [kW]	1083	1133
$\dot{H}_2$ [kmol/h]	13,64	14,27
$\dot{H}_2$ [kg/h]	27,5	28,8
$\dot{O}_2$ [kmol/h]	6,82	-
$\dot{O}_2$ [kg/h]	218,3	-
$\eta_{OWG \rightarrow H2,Hu}$ [%]	59	61,8
$\eta_{OWG \rightarrow H2,Ho}$ [%]	69,8	73

Mittels der Gleichungen 3.9 und 3.10 ist es möglich aus  $P_{el, netto}$  die Stoffströme  $\dot{H}_2$  und  $\dot{O}_2$  zu bestimmen. Die Reaktionsenthalpie  $\Delta_R H_{H_2O,f}$  entspricht dem bereits in Abschnitt 3.1.4 erwähnten notwendigen Energieeinsatz für die Elektrolyse von 79,44 kWh/kmol. Der Wirkungsgrad der Elektrolysezelle  $\eta_{ely}$  ist für die Berechnung mit 78 % festgelegt. Die spezifischen Verdichterarbeiten für Wasserstoff  $w_{i,H_2}$  und Sauerstoff  $w_{i,O_2}$  können mit der Gleichung 3.7 für eine Verdichtung auf 900 bar berechnet werden,  $w_{i,H_2}$  beträgt 5,36 kWh/kmol und  $w_{i,O_2}$  beträgt 4,57 kWh/kmol. Die spezifische Arbeit für Meerwasserentsalzung  $w_{OSM,H_2O}$  liegt bei 0,106 kWh/kmol.

Mit diesen Werten stellt sich ein Wasserstoffstrom  $\dot{H}_2$  von 13,64 kmol/h ein, das entspricht 27,5 kg/h oder 305,67 Nm<sup>3</sup>/h. Der Sauerstoffstrom  $\dot{O}_2$  liegt bei 6,82 kmol/h. Dieser Wert wiederum entspricht einem Massenstrom von 218,25 kg/h oder einem Volumenstrom von 152,84 Nm<sup>3</sup>/h. Bezogen auf den unteren Heizwert  $H_u$ , der für Wasserstoff 119,97 MJ/kg beträgt, ergibt sich eine Leistung des erzeugten Wasserstoffs  $P_{H_2,Hu}$  von 916 kW. Bei Bezugnahme auf  $P_{OWG}$  ergibt sich ein Wirkungsgrad für die Wasserstoff- und Sauerstofferzeugung  $\eta_{OWG \rightarrow H_2,Hu}$  von 59 %. Bewertet man den H<sub>2</sub>-Stoffstrom mit dem Brennwert  $H_o$  von 141,8 MJ/kg ergibt sich Leistung des Wasserstoffs von 1083 kW und somit ein Wirkungsgrad  $\eta_{OWG \rightarrow H_2,Ho}$  von 69,8 %. Die Leistung  $P_{verd,H_2}$  für die Verdichtung des Wasserstoffs beträgt für den vorliegenden Massenstrom 73,1 kW. Die des Sauerstoffmassenstroms beträgt 31,2 kW.

Entscheidet man sich nur den gewonnenen Wasserstoff zu speichern und den bei der Elektrolyse gleichzeitig entstandenen Sauerstoff in die Atmosphäre entweichen zu lassen, kann der O<sub>2</sub>-Verdichter eingespart werden. Die so freiwerdende Leistung  $P_{verd,O_2}$  kann nun für die Elektrolyse verwendet werden. Dadurch steigert sich der Wasserstoffstrom  $\dot{H}_2$  um 0,63 kmol/h und beträgt somit 14,27 kmol/h oder umgerechnet auf einen Massenstrom 28,8 kg/h. Für den Wirkungsgrad  $\eta_{OWG \rightarrow H_2, H_u}$  bedeutet das eine Steigerung um 2,8 % auf 61,8 %, da die Leistung  $P_{H_2, H_u}$  auf 958 kW steigt. Bei einer Bewertung mit dem Brennwert  $H_o$  errechnet sich eine Leistung von 1133 kW und ein Wirkungsgrad  $\eta_{OWG \rightarrow H_2, H_o}$  von 73 %. Eine detaillierte Aufschlüsselung der Leistungen der einzelnen Verbraucher und Massenströme sieht man in Tabelle 1. Aus Tabelle 1 geht deutlich hervor, wie sich die 31,2 kW, die für die O<sub>2</sub>-Verdichtung nötig sind, bei reiner H<sub>2</sub>-Speicherung aufteilen. Einerseits ist ein größerer Anteil von  $P_{el, netto}$  für die Wasserstoffelektrolyse vorhanden, was einen Anstieg des H<sub>2</sub> Massenstroms bedeutet. Diese Tatsache bedeutet aber andererseits auch, dass mehr Leistung in die Osmoseanlage und in den H<sub>2</sub>-Verdichter fließen muss. Aus Tabelle 1 ist auch deutlich zu erkennen, dass die Osmoseanlage nur einen kleinen Teil der am Schiff erzeugten elektrischen Leistung verbraucht. Die von Platzer et al. [2011] geäußerte Befürchtung, die Meerwasserentsalzung würde zu große Verluste verursachen, wurden nicht bestätigt.

Welchen Wirkungsgrad das Energy-Ship in Bezug auf die eigentliche Windkraftkonversion aufweist, lässt sich durch den Vergleich der Windleistung  $P_W$  mit der mechanischen Leistung  $P_{OWG}$  des OWG verdeutlichen.

$P_W$  ist jene Leistung, die durch den Wind aufgebracht werden muss, um das Energy-Ship bei beschriebener Konfiguration mit 6 m/s über die Wasseroberfläche zu bewegen. Damit kann gesagt werden, dass  $P_W$  gleich groß sein muss als die Widerstandsleistung des Energy-Ships, siehe Gl. 3.11.

$$P_W = P_{DS} + P_{DG} \quad (3.11)$$

$$P_{DS} = C_w \left( \frac{1}{2} \rho U^3 \right) A_w \quad (3.12)$$

$$P_{DG} = C_w \left( \frac{1}{2} \rho U^3 \right) S \quad (3.13)$$

Dabei ist  $P_{DS}$  die Widerstandsleistung des Katamarans nach Gleichung 3.12 und  $P_{DG}$  die Widerstandsleistung des OWG nach Gl. 3.13. Der Widerstandsbeiwert  $C_w$  kann für den Trimaran nach Abschnitt 3.1.1 mit 0,004, der  $C_w$  des OWG kann nach Platzer et al. [2011] mit 2 angenommen werden. Die benetzte Fläche des Trimarans  $A_w$  ist ebenfalls nach Abschnitt 3.1.1 5000 m<sup>2</sup> und die OWG-Profilfläche  $S$  beträgt 18 m<sup>2</sup>. Die Dichte des Wassers  $\rho$  wird mit 998,21 Kg/m<sup>3</sup> festgelegt. Bei einer Geschwindigkeit  $U$  von 6 m/s ergeben sich Widerstandsleistungen von 2156 kW für  $P_{DS}$  und 3880 kW für  $P_{DG}$ . Das bedeutet, dass die benötigte Windleistung  $P_w$ , um das Energy-Ship zu betreiben, für den oben angenommenen Fall bei 6036 kW liegt. Bezogen auf die mechanische Leistung des

OWG  $P_{OWG}$  von 1552 kW bedeutet das, dass 25,7 % der Leistung die aus dem Luftstrom entzogen werden in mechanische Leistung umgewandelt werden können.

Die Segelfläche, die benötigt wird um, das Energy-Ship mit 6 m/s über die Wasseroberfläche zu bewegen kann mit Hilfe der Widerstandskräfte von Trimaran und OWG nach Gl. 3.1 und 3.3 berechnet werden. Die Summe dieser Widerstandskräfte  $D_S$  und  $D_{OWG}$  muss gleich der Schubkraft  $T$  sein, die mit Hilfe der Segelfläche erzeugt wird.  $T$  kann mit Gl. 3.14 errechnet werden.

$$T = C_L \left( \frac{1}{2} \rho_L U_s^2 \right) S_s \quad (3.14)$$

Es wird dabei angenommen, dass das benutzte Segel wie eine Tragfläche wirkt. Das die Schubkraft, die in diesem Fall der Auftriebskraft der Tragfläche entspricht, in Fahrtrichtung wirkt, muss der scheinbare Wind normal auf die Fahrtrichtung des Energy-Ships stehen. Bei einer zu erwartenden Windgeschwindigkeit von 8 m/s und einer Fahrgeschwindigkeit von 6 m/s des Energy-Ships beträgt der scheinbare Wind  $U_s$ , der  $90^\circ$  zum Energy-Ship wirkt 5,3 m/s. 8 m/s sind im Anbetracht der globalen Windgeschwindigkeiten nach Abbildung 2 als durchaus realistischer Mittelwert zu erwarten. Gl 3.1 und 3.3 liefern eine benötigte Schubkraft  $T$  von 1006 kN. Der Auftriebsbeiwert  $C_L$  lässt sich bei einer gut ausgelegten konventionellen Besegelung mit 2 annehmen [Richards et al., 2001]. Zusammen mit der Dichte von Luft  $\rho_L$  mit 1,293 Kg/m<sup>3</sup> kann so eine Segelfläche von 27600 m<sup>2</sup> errechnet werden. Um die benötigte Segelfläche zu minimieren kann z.B. auf ein sogenanntes Hybrid Sail nach Fujiwara et al. [2001] zurückgegriffen werden. Dieses weist einen Auftriebsbeiwert von bis zu 2,7 auf, wenn der scheinbare Wind wieder in einem Winkel von  $90^\circ$  zur Fahrtrichtung angenommen wird. So lässt sich die benötigte Segelfläche auf rund 20500 m<sup>2</sup> senken. Eine signifikante Minderung der Segelfläche würde die Steigerung der scheinbaren Windgeschwindigkeit bewirken. Würde die Richtung des scheinbaren Windes mit einem Winkel von  $70^\circ$  zur Fahrtrichtung angenommen, wäre der Scheinbarewind, bei einer Schiffsgeschwindigkeit von 6 m/s, gleichgroß als die wahre Windgeschwindigkeit von 8 m/s. Der Auftriebsbeiwert des Hybrid Sails sinkt jedoch auf 2,2. Auf Grund der höheren Windgeschwindigkeit die im Quadrat berücksichtigt wird, sinkt die benötigte Segelfläche jedoch auf 11000 m<sup>2</sup>. Würde man diese Fläche auf zwei Hybrid Sails verteilen, würden diese eine Abmessung von 104 mal 52 m einnehmen.

## 4. Wasserstoffwirtschaft

Eine Wasserstoffwirtschaft beschreibt eine Energiewirtschaft, die ausschließlich Wasserstoff als Primärenergieträger einsetzt. Der an Bord des Energy-Ship gewonnene Wasserstoff kann demnach an Land als Primärenergieträger gesehen werden und wieder in verschiedene Arten von Endenergie umgewandelt werden und so für Verbraucher zugänglich gemacht werden. Es besteht zum Beispiel die Möglichkeit, Wasserstoff und Sauerstoff in Kraftwerken zu elektrischem Strom und bei Kraftwärmekopplung zusätzlich in Wärme umzuwandeln. Der Sauerstoff für diese Umwandlungsprozesse kann je nach Verfahren aus der Umgebungsluft bezogen werden oder falls benötigt ebenfalls vom Energy-Ship bereitgestellt werden. Wasserstoff kann aber auch als Kraftstoff gesehen werden und direkt über entsprechende Verteilnetze im Mobilitätssektor eingesetzt werden. Je Endenergie stehen mehrere Varianten zur Verfügung. Eine weitere Variante zur Bereitstellung der gespeicherten Energie des gewonnenen  $H_2$  für die Verbraucher besteht durch die Einspeisung von bestimmten Mengen an Wasserstoff in bereits bestehende Erdgaspipelines.

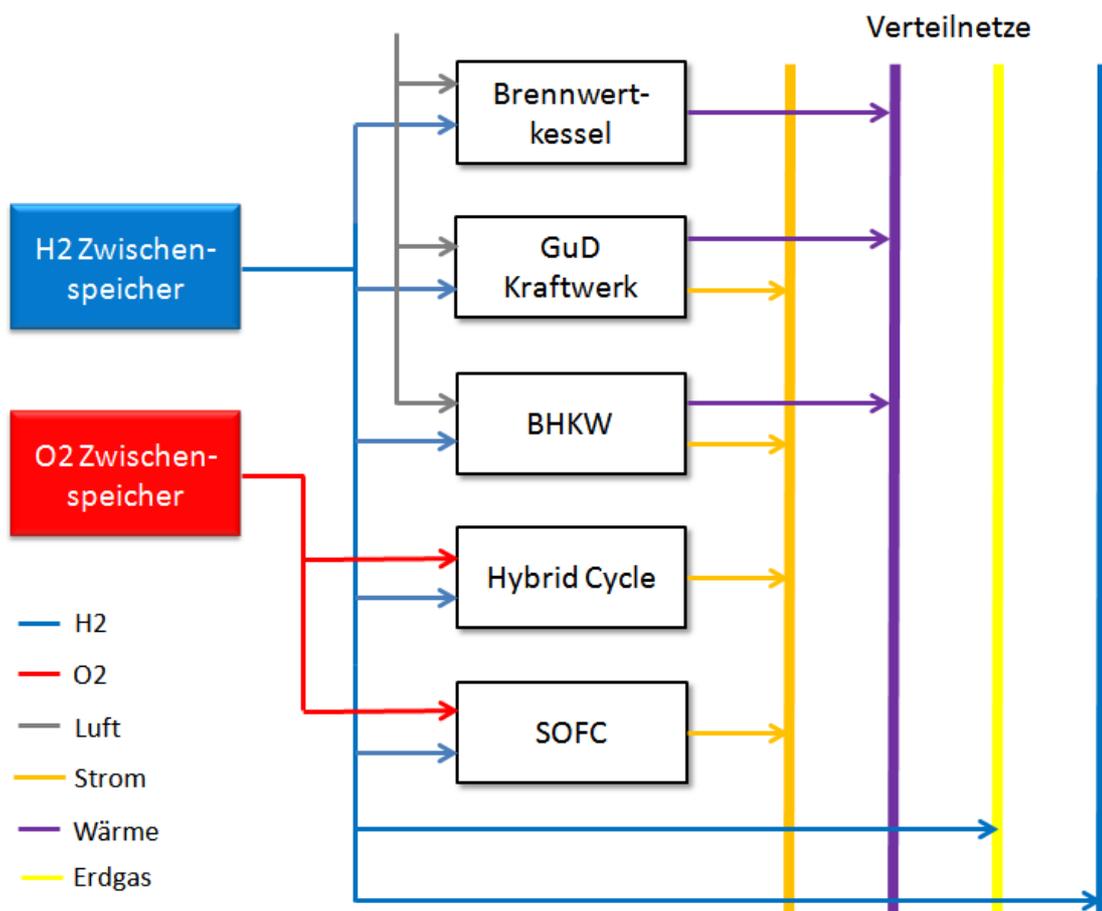


Abbildung 10: Wasserstoffwirtschaft



Alle Umwandlungen basieren im Grunde auf der Gleichung 4.1 und trotzdem gibt es im Bezug auf die Wirkungsgrade der einzelnen Umwandlungs- und Konvertierungsschritte große Unterschiede. Ein einfacher Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft ist in Abbildung 10 zu sehen und umfasst alle Elemente, die für diese Untersuchung betrachtete wurden. Es ist zu beachten, dass die Energiewandlung des Mobilitätssektors nicht direkt dargestellt wird. Sie wurde durch die Einspeisung des Wasserstoffs in die Verteilnetze angedeutet. Das heißt, welchen Gesamtwirkungsgrad  $\eta$ , die komplette Umwandlungskette, von der mechanischen Energie, die aus Windkraftkonversion gewonnen wurde, bis zur Endenergie aufweist, ist stark von der Wahl der Umwandlungsmethode abhängig. Es sollte also bei der Wahl des Kraftwerkstyps oder der Umwandlungsvariante darauf geachtet werden, effizient und wirtschaftlich zu sein, um ausreichend Erlöse erzielen zu können um zum Beispiel den Bau und Einsatz des Energy-Ships auch finanzieren zu können.

## 4.1 Verwertung im Stromsektor

Die Verwertung von Wasserstoff für die Erzeugung von in elektrischer Energie wird zumeist in thermischen Kraftwerken, mittels thermischen Prozessen erfolgen. Es besteht aber auch die Möglichkeit  $H_2$  mittels galvanischer Zellen in elektrischen Strom zu wandeln. Solche Zellen werden Brennstoffzellen genannt und wenden das Prinzip der kalten Verbrennung an. Für beide grundsätzlichen Möglichkeiten gibt es eine Vielzahl von Anlagenkonzepten, die nach verschiedenen Prinzipien und Schaltungen arbeiten. Ebenso verschieden sind die Wirkungsgrade und die Vor- und Nachteile einer jeden Anlage. Der Sauerstoff für die Umsetzung des  $H_2$  kann je nach Technologie aus der Luft bezogen werden oder aber, wenn er in reiner Form vorliegen muss, vom Energy-Ship stammen. Im Folgenden sind nun explizit für einige Anlagenvarianten die Gesamtwirkungsgrade  $\eta$  für die Umwandlungskette mechanische Energie, die durch Windkraftkonversion gewonnen wurde – elektrische Energie – chemische Energie ( $H_2$ ) - elektrische Energie berechnet.

### 4.1.1 Gas- und Dampf- Kombikraftwerk (GuD-Kraftwerk)

Ein GuD-Kraftwerk besteht im Allgemeinen aus zwei Teilprozessen, einem Gasturbinenprozess und einem Dampfprozess. Die Besonderheit besteht darin, dass der Dampfprozess mittels des heißen Abgasstrahls der Gasturbine betrieben wird. Dieser heiße Abgasstrahl würde ohne die Nutzung für den Dampfprozess einfach in die Atmosphäre geleitet und mit ihm die enthaltene Restwärme. Im Standardfall würde die Gasturbine mit Erdgas, in seltenen Fällen auch mit Heizöl betrieben werden. Diese Verbrennung kann aber mit nur geringen Umrüstungen auf reinen Wasserstoffbetrieb umgestellt werden. Herkömmliche moderne GuD-Kraftwerke haben heute einen Wirkungsgrad um die 58 %. In modernsten Anlagen, wie dem Kraftwerk Irsching, hat man bei Versuchsmessungen bereits die 60 % Marke durchbrochen. [Oeding & Oswald, 2011] In Abbildung 11 ist ein Schaltbild für ein GuD-Kraftwerk zu sehen. Es ist zu beachten, dass diese Schaltung als ein Zweidruck-System ausgeführt ist. Dies ermöglicht eine noch

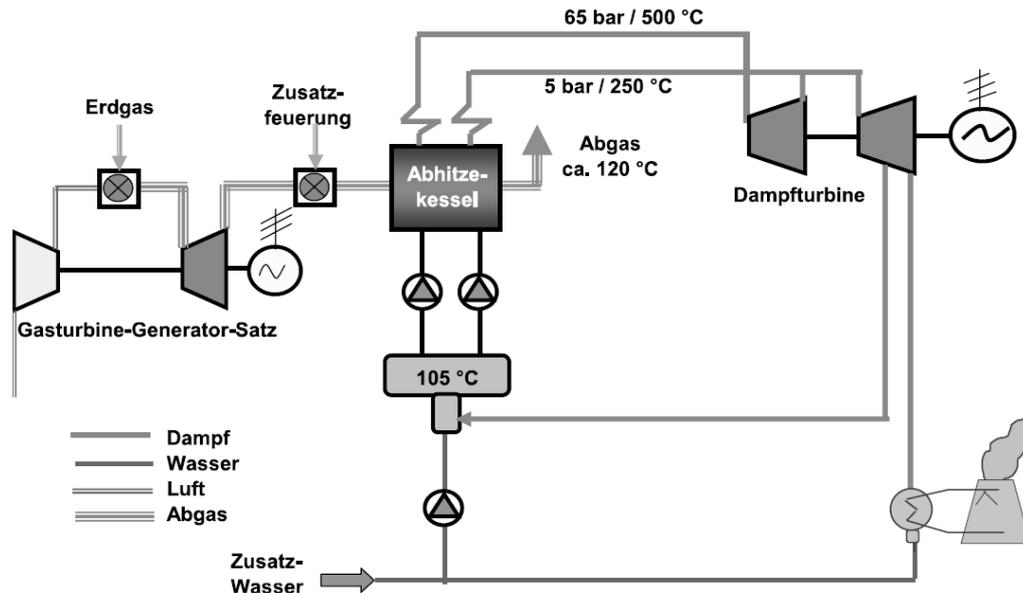


Abbildung 11: Schaltbild eines GuD-Kraftwerks [Panos, 2009]

bessere Ausnutzung der Abgaswärme im Abhitzedampferzeuger. Für die Wirkungsgradberechnung der kompletten Umwandlungskette bis hin zur Endenergie wird ein elektrischer Wirkungsgrad des GuD-Kraftwerks von den erwähnten 58 % angenommen.

Die Feuerungsleistung  $P_{H_2}$  des an Bord des Energy-Ships erzeugten Wasserstoffstroms beträgt, bewertet mit  $H_u$ , 958 kW, siehe Tabelle 1. Wandelt man diese mit einem elektrischen Wirkungsgrad von 58 % in elektrischen Strom um, ergibt sich eine elektrische Leistung von 556 kW. Der für die Verbrennung benötigte Sauerstoff wird aus der Umgebungsluft bezogen. Bezogen auf mechanische Leistung  $P_{OWG}$  des OWG von 1552 kW beträgt der Gesamtwirkungsgrad  $\eta$  35,8 %. Allgemein gesprochen bedeutet das, dass von der per Windkraft erzeugten mechanischen Leistung des Oscillating Wing Generators von 1552 kW am Ende 556 kW an elektrischem Strom für die Endnutzung übrigbleibt. Das ist mehr als ein Drittel. Eine Zusammenfassung dieser Rechnung findet man in Tabelle 2.

#### 4.1.2 Solid Oxide Fuel Cell (SOFC)

Die SOFC ist eine Brennstoffzelle, die bei hohen Temperaturen von bis zu 1000°C betrieben wird. Diese hohen Temperaturen bieten den Vorteil, dass bei einem Betrieb mit Kohlenwasserstoffen diese direkt an der Anode in Wasserstoff und Kohlenmonoxid CO reformiert werden. An der Kathode entsteht aus dem Sauerstoff, unter der Aufnahme von Elektronen, ein negatives Sauerstoffion  $O^{2-}$ . Anode und Kathode sind voneinander durch einen Elektrolyten getrennt. Dieser Elektrolyt besitzt die spezielle Eigenschaft, Sauerstoffionen zu leiten, Elektronen hingegen nicht. An der Kathode verbinden sich die diffundierten Sauerstoffionen, unter der Abgabe von Elektronen, mit dem  $H_2$  und CO zu  $H_2O$  und  $CO_2$ . Wird die SOFC nur mit reinem Wasserstoff als Brennstoff betrieben wird ausschließlich  $H_2O$  entstehen und das klimaschädliche Emittieren von  $CO_2$  unterbunden. Sie eignet sich besonders für den Kraftwerksbetrieb, da sie theoretisch Leistungen bis zu

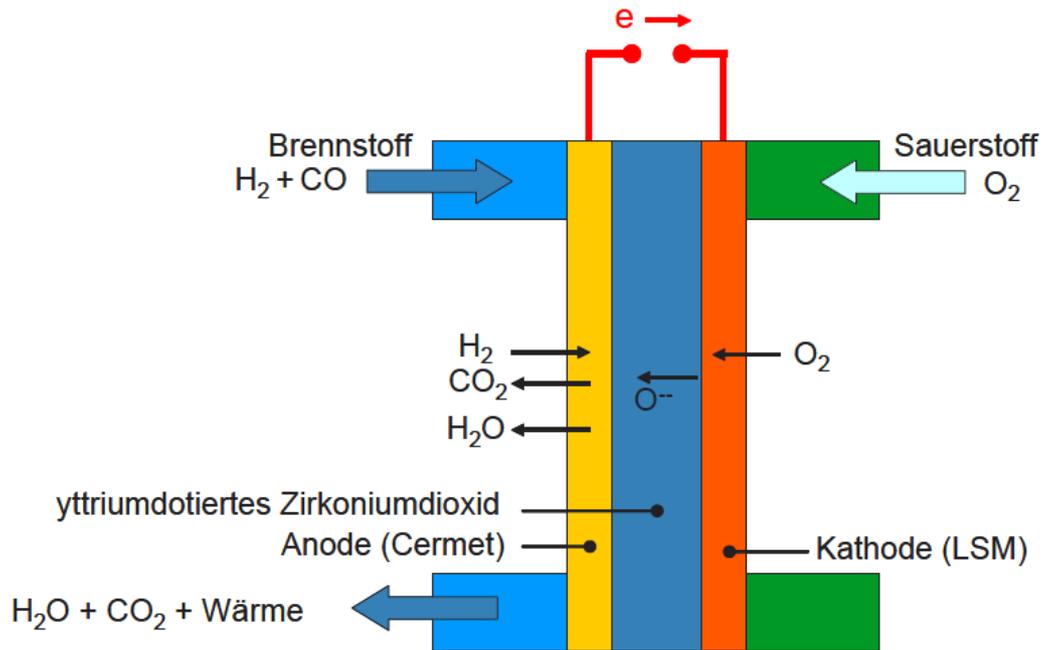
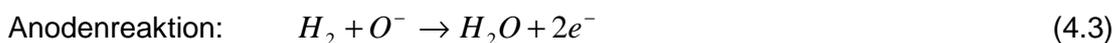


Abbildung 12: Aufbau einer SOFC [Eichlseder & Klell, 2012]

100 MW aufweisen kann. Ein prinzipieller Aufbau einer SOFC ist in Abbildung 12 zusehen. [Zahoransky et al., 2013]



Die elektrische Leistung  $P_{el}$  der Brennstoffzelle lässt sich mit der bekannten Gleichung 4.4 und 4.5 berechnen.

$$P_{el} = U \cdot I \quad (4.4)$$

$$I = n \cdot F \cdot \left( \frac{\dot{m}}{M} \cdot \eta_{fu} \right) \quad (4.5)$$

Die Zellenspannung  $U$  wird mit 0,63 V festgelegt. [Hacker, 2012] Für die Berechnung des Zellenstromes  $I$  benötigt man die Anzahl der Elektronen  $n = 2$ , die Faraday-Konstante  $F = 96485 \text{ As/mol}$ , den Massenstrom  $m$ , die Molmasse  $M = 0,002 \text{ kg/mol}$  und den Brennstoffausnutzungsrad  $\eta_{fu}$ .

Der Massenstrom  $m$  entspricht für diese Berechnung dem Wert  $\text{H}_2$  aus Tabelle 1, also umgerechnet 0,0076 kg/s, wenn auch der Benötigte Sauerstoff vom Energy-Ship bereitgestellt wird. Wird die SOFC mit Sauerstoff aus der Umgebungsluft betrieben steigt der  $m$  auf 0,008 kg/s, siehe ebenfalls Tabelle 1. Für  $\eta_{fu}$  ist nach heutigen Modellen ein

Wert von 85% durchaus realistisch. Für den Fall des Betriebs mit reinem Sauerstoff, lässt sich mit dem durch das Energy-Ship bereitgestellten Wasserstoffmassenstroms eine elektrische Leistung von 392 kW mit der SOFC erzeugen. Bezogen auf die mechanische Leistung  $P_{OWG}$  von 1552 kW des OWGs ergibt sich ein Gesamtwirkungsgrad  $\eta$  der Umwandlungskette von 25,3 %. Bei einem Betrieb mit Luftsauerstoff steigen diese Werte auf 410 kW und 26,4 % Gesamtwirkungsgrad. Eine Zusammenfassung dieser Wirkungsgradbrechung gibt Tabelle 2. Allgemein lässt sich somit wieder sagen, dass am Ende der Umwandlungskette von 1552 kW mechanischer Leistung, des OWG nur rund ein Viertel als elektrische Endenergie überbleibt. Dieser geringe Anteil lässt sich vor allem damit erklären, dass die SOFC eine große Abwärmemenge auf einem hohen Temperaturniveau produziert. Ein Betrieb mit Luftstauerstoff ist zu favorisieren, der einen höheren Wirkungsgrad aufweist. Lässt man diese Wärme ungenutzt, bleibt der Wirkungsgrad gering. Ist es aber möglich diese Wärme zu nützen, z.B. als Wärmeauskopplung oder in einem Abhitzekeessel, siehe Hybrid-Cycle, lassen sich bedeutend höhere Brennstoffausnutzungsgrade erzielen.

#### 4.1.3 Hybrid-Cycle

Der Hybrid-Cycle wurde von Jericha et al. [2010] vorgestellt und beinhaltet wie ein GuD-Kraftwerk zwei Teilprozesse. Einen Brennstoffzellenprozess, der mittels der entstehenden Abwärme einen Gasturbinenprozess betreibt. Als Brennstoffzellentyp ist wieder eine SOFC vorgesehen. Beim Betrieb der Brennstoffzelle entsteht ein Dampfmassestrom mit einer Temperatur von 800°C und einem Druck von 40 bar. Dieser Dampf wird in einer Brennkammer, in der Wasserstoff und Sauerstoff verbrannt werden, weiter überhitzt. Er erreicht dabei eine Temperatur von 1550°C bei 40 bar. Dieser Heißdampf wird in einer Hochtemperaturturbine (HTT) bis auf 1 bar expandiert. Die Dampftemperatur sinkt dabei auf 670°C. Um diese Restwärme zu nutzen, produziert dieser Dampfstrom in einem

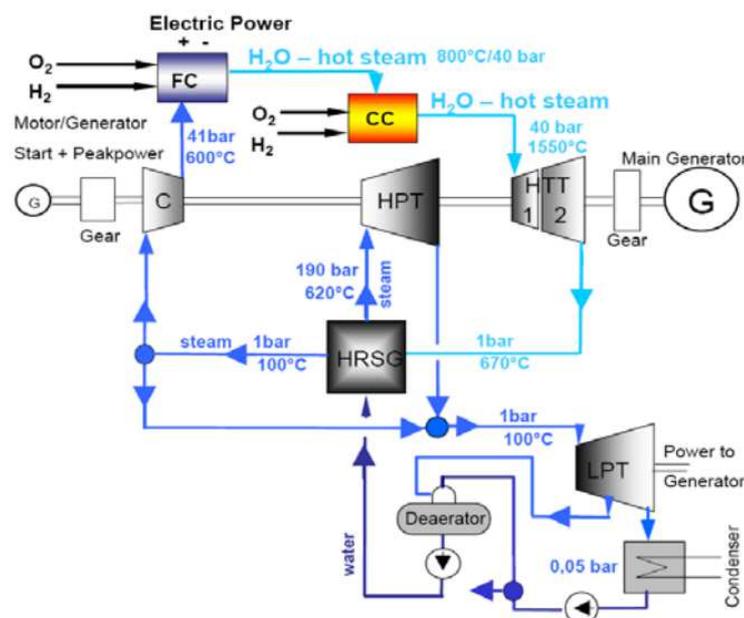


Abbildung 13: Prinzipschaltbild eines Hybrid-Cycle Kraftwerks [Jericha et al., 2010]

Abhitzedampferzeuger (HRSG) Dampf mit einer Temperatur von 620°C bei 190 bar. Dieser Hochdruckdampf wird in einer Hochdruckturbine (HPT) auf 100°C und 1 bar expandiert, um gemeinsam mit ungefähr einem Drittel des abgekühlten Dampfes aus dem HRSG in einer Niederdruckturbine (LPT) auf Kondensationsdruck zu expandieren. Der restliche Dampf aus dem HRSG wird über einem Verdichter der SOFC zugeführt. Das Prinzipschaltbild eines solchen Kraftwerks ist in Abbildung 13 zu sehen.

Der Hybrid-Cycle weist laut Jericha et. al [2010] einen elektrischen Wirkungsgrad von 73,8 % auf. Dies würde bedeuten, dass von der Brennstoffleistung des am Energy-Ships erzeugten Wasserstoffs, die bei 916 kW liegt, nach der Umwandlung in elektrische Energie, eine Leistung 676 kW übrig bleibt. Der für den Betrieb des Hybrid-Cycle notwendige Sauerstoff O<sub>2</sub> wird vom Energy-Ship bereitgestellt und muss nicht für diesen Zweck unter Energieeinsatz erzeugt werden. Gesamt gesehen bedeutet das einen Gesamtwirkungsgrad  $\eta$  von 43,6 %, wenn die elektrische Leistung auf die mechanische Leistung des OWG von 1552 kW bezogen wird. Eine Zusammenfassung dieser Überlegung findet man ebenfalls in Tabelle 2.

Am von Jericha et. al [2010] vorgeschlagenen Konzept, lässt sich auch eine Abschätzung treffen, wie viele Energy-Ships nötig sind, um ein solches Kraftwerk mit ausreichend H<sub>2</sub> und O<sub>2</sub> zu versorgen. Das Hybrid-Cycle Kraftwerk hat eine elektrische Leistung von 138,7 MW und benötigt für diese Leistung einen Massenstrom von 1,568 kg/s H<sub>2</sub> und 12,44 kg/s O<sub>2</sub>. Umgerechnet bedeutet dies, dass das Kraftwerk 5710 kg H<sub>2</sub> pro Tag für den Betrieb benötigt. Es wird angenommen, dass ein Energy-Ship, unter der Berücksichtigung des Platzbedarfs von Anlagen und Geräten, einen Speicherplatz von rund 5800 m<sup>3</sup> bietet. Unter dieser Annahme ist die volle Speicherkapazität bei der Einspeicherung von H<sub>2</sub> und O<sub>2</sub> unter 700 bar Druck nach rund 242 Tagen auf See erreicht. Nach diesen Tagen auf See befindet sich eine Ladung von 159724 kg H<sub>2</sub> an Bord des Trimarans. Dies bedeutet wiederum, dass eine Hybrid Cycle Kraftwerk mit der Ladung eines Energy-Ships ca. 28 Tage betrieben werden kann. Somit lässt sich sagen, dass mindestens 9 Schiffe nötig sind, um ein Kraftwerk dieses Typs mit 138,7 MW elektrischer Leistung zu betreiben.

#### 4.1.4 Blockheizkraftwerk (BHKW)

Ein Blockheizkraftwerk dient zur gleichzeitigen Erzeugung von elektrischem Strom und Wärme. Dabei werden zur Stromerzeugung meist an Generatoren gekoppelte Verbrennungskraftmotoren oder Gasmotoren, in seltenen Fällen auch Gasturbinen, verwendet. Die durch den Motor entstandene Kühlwärme und Abgaswärme wird durch eine Kraft-Wärme-Kopplung für den Wärmeverbraucher nutzbar gemacht, siehe Abbildung 14. In der Regel werden solche Anlagen wärmeorientiert betrieben und erzeugen dabei eine gewisse gekoppelte Menge an Strom. BHKW sind für kleine bis mittlere elektrische Leistungen von 10 MW konzipiert und haben oft einen modularen Aufbau. Dieser modulare Aufbau, der meist aus mehreren parallel betriebene Motoren besteht, ermöglicht, wie in Abbildung 15 ersichtlich, eine möglichst gute Annäherung an die Jahrendauerlinie der Wärmelast. Zur Abdeckung von Spitzenlasten wird meist ein mit Heizöl oder Gas befeuerter Spitzenkessel vorgesehen. Der Gesamtwirkungsgrad  $\eta_{BHKW}$  setzt sich aus elektrischem Wirkungsgrad  $\eta_{el}$  und thermischem Wirkungsgrad  $\eta_{th}$

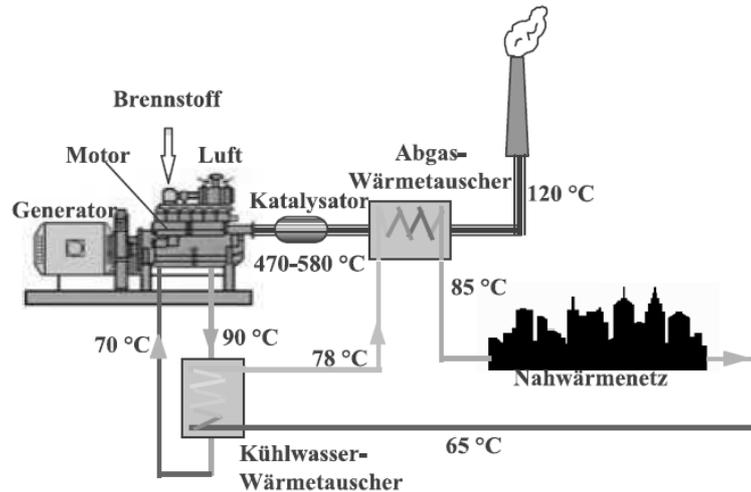


Abbildung 14: Blockheizkraftwerk [Panos, 2009]

zusammen liegt heute bei 90% und darüber. [Panos, 2009] Für die Berechnung des Gesamtwirkungsgrad des Energy-Ship-Konzepts mit der Variante Rückverstromung des gespeicherten Wasserstoffes mittels BHKW wird ein  $\eta_{BHKW}$  von 90 % mit dem Teilwirkungsgrad  $\eta_{el} = 40 \%$  angenommen. Bei der bereits bekannten Feuerungsleistung des erzeugten Wasserstoffs von 958 kW, die bei der alleinigen Einspeicherung von  $H_2$  am Energy-Ship entsteht, lässt sich unter der Berücksichtigung des elektrischen Wirkungsgrades 383 kW elektrische Leistung erzeugen. Der für die Verbrennung notwendige Sauerstoff kommt aus der Umgebungsluft. Somit ergibt sich bezogen auf die Leistung des OWG von  $P_{OWG} = 1552$  kW ein Gesamtumwandlungswirkungsgrad von  $\eta = 24,7 \%$ . Für eine Übersicht dieser Berechnung, siehe Tabelle 2. Natürlich muss man sagen, dass ein BHKW, wie sein Aufbau schon zeigt, eher für den Heizbetrieb ausgelegt ist.

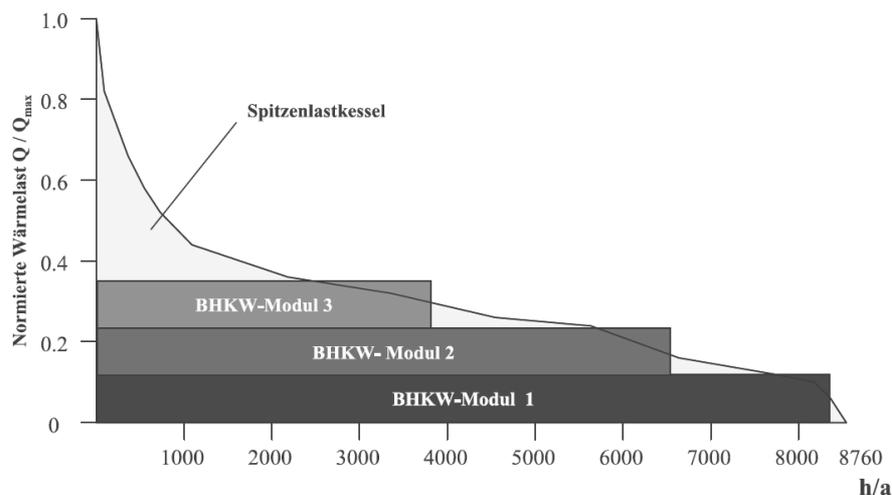


Abbildung 15: Jahresdauerlinie der Wärmelast [Panos, 2009]

#### 4.1.5 Vergleich der Technologien zur Stromerzeugung

Vergleicht man die oben beschriebenen Technologien miteinander, lässt sich ein Bild nach Tabelle 2 zeichnen. Zu Beginn der Umwandlungskette mechanische Energie – chemische Energie – elektrische Energie, stehen 1552 kW die vom OWG durch Windkraftkonversion bereitgestellt werden, am Ende die jeweilige, durch die verwendete Technologie erzeugte elektrische Leistung. Von diesem Gesichtspunkt würde der Hybrid-Cycle die zu bevorzugende Technologie sein, da mit dieser die größte elektrische Leistung erstellt werden kann. Zu beachten ist, dass es vom Hybrid-Cycle bis jetzt noch keine Versuchsanlage gibt und somit nicht festgestellt werden kann, ob die durch Jericha et al. [2010] zu erwartenden Anlagenwirkungsgrade wirklich eintreten. Von den hier betrachteten Anlagen, die bereits in der Realität existieren, zeichnet sich das GuD – Kraftwerk mit dem größten Wirkungsgrad aus. Mit Hilfe dieses Kraftwerktyps kann rund ein Drittel der am Energy-Ship durch den OWG gewonnen Leistung von 1552 kW wieder in elektrische Energie umgewandelt werden. Bei den beiden weiteren Technologien liegt der Gesamtumwandlungswirkungsgrad  $\eta$  niedriger, bei rund einem Viertel bezogen auf die OWG-Leistung. Bei diesen Technologien, sowohl bei der SOFC als auch beim BHKW, wird bei der Stromerzeugung eine große Wärmemenge frei. Die Nutzung dieser Abwärme ist beim BHKW vom Prinzip her vorgesehen. Die zurzeit bestehenden SOFC Konzepte sehen eine Abwärmenutzung bis jetzt nicht vor. Nutzung von Abwärme würde zwar den Gesamtumwandlungswirkungsgrad bezogen auf die elektrische Leistung nicht erhöhen, sehr wohl aber den Brennstoffausnutzungsgrad.

Tabelle 2: Erzielbare Leistungen und Wirkungsgrade der H<sub>2</sub>-Verstromung

	GuD-Kraftwerk	SOFC	Hybrid-Cycle	BHKW
$P_{OWG}$ [kW]	1552	1552	1552	1552
$\eta_{OWG \rightarrow H_2, Hu}$ [%]	61,8	61,8	59	61,8
$P_{H_2, Hu}$ [kW]	958	958	916	958
$\eta_{el}$ [%]	58	42,8	73,8	40
$P_{el}$ [kW]	556	410	676	383
$\eta$ [%]	35,8	26,4	43,6	24,7

#### 4.2 Verwertung im Wärmesektor

Die Verwertung des durch Windkraftkonversion gewonnenen Wasserstoffs in Wärme erfolgt durch thermische Prozesse, einfach gesagt durch Verbrennen des H<sub>2</sub> mit O<sub>2</sub>. Diese Umwandlung kann dabei explizit für diesen Zweck erfolgen oder implizit durch eine Kraftwärmekopplung oder Abwärmenutzung einer bestehenden thermischen Anlage wie z.B. thermischen Kraftwerken erfolgen. Die Wärme, die auf einen dieser beiden Wege hergestellt wird, liefert eine der beiden Energiedienstleistungen, die am Wärmesektor angeboten wird, Raumwärme oder Prozesswärme.

##### 4.2.1 Direkte thermische Umwandlung

Die direkte thermische Umsetzung von Wasserstoff mit Sauerstoff erfolgt im Allgemeinen in einer Kesselanlage mit dem alleinigen Zweck der Wärmegewinnung. Diese

Kesselanlagen können je nach Anwendung in ihrer Bauart, Technik und Wirkungsgrad variieren.

Für die Raumwärmebereitstellung scheint ein Brennwertkessel, siehe Abbildung 16, als am geeignetsten. Diese Technologie ermöglicht einen maximalen Wirkungsgrad  $\eta_{BW,H_2}$  von 118 % bezogen auf den unteren Heizwert von Wasserstoff. Zum Vergleich, ein mit Erdgas betriebener Brennwertkessel weist einen maximalen Wirkungsgrad  $\eta_{BW,NG}$  von 111 % bezogen auf den unteren Heizwert von Erdgas auf. Möglich werden solche, an sich unmöglichen Wirkungsgrade von größer als 100 % durch die Ausnutzung der Kondensationswärme des im Rauchgas vorhanden Wasserdampfes. Es wird somit der Energieinhalt des Brenngases in Form des Brennwertes ausgenutzt. Bezieht man den Wirkungsgrad eines Brennwertkessels auf den Brennwert (oberer Heizwert) des Brenngases, so würde wieder ein theoretisch maximaler Wirkungsgrad von 100 % vorliegen. Der höhere Wirkungsgrad eines mit Wasserstoff betriebenen Brennwertkessels resultiert aus der Tatsache, dass das Rauchgas nur aus Wasserdampf und Stickstoff besteht, das  $H_2O$  kann kondensiert und somit genutzt werden. Bei einem mit Erdgas betriebenen Brennwertkessel besteht das Rauchgas zusätzlich noch aus  $CO_2$  und Spuren von anderen Bestandteilen. Siehe dazu Reaktionsgleichungen 4.1 und 4.14. Für einen Brennwertkessel mit 20 kW Nennleistung  $Q_N$ , wie er z.B. in einem Einfamilienhaus zum Einsatz kommt, beutet das, dass nach Gleichung 4.6 nur mehr eine Feuerungswärmeleistung von 16,95 kW nötig ist. Wird der selbe Brennwertkessel mit Erdgas betrieben, ist auf Grund des geringeren Wirkungsgrades  $\eta_{BW,NG}$  eine höhere Feuerungswärmeleistung von 18,02 kW nötig. Bei den Volumensströmen des Brenngases sieht die Situation jedoch anders aus, auf Grund des deutlich geringeren volumetrischen Heizwertes des  $H_2$  von  $H_{u,H_2} = 2.995 \text{ kWh/m}^3$  im Vergleich zum Heizwert  $H_{u,NG}$  des Erdgases mit durchschnittlich  $10 \text{ kWh/m}^3$ . Nach Gleichung 4.7 ergibt sich ein Volumensstrom  $V_{BG}$  des Wasserstoffs von  $5,659 \text{ m}^3/\text{h}$  um die nötige Feuerungswärmeleistung bereit zu stellen. Der Volumensstrom des Erdgases fällt trotz der höheren Feuerungswärmeleistung deutlich geringer aus und nimmt einen Wert von  $1,802 \text{ m}^3/\text{h}$  ein.

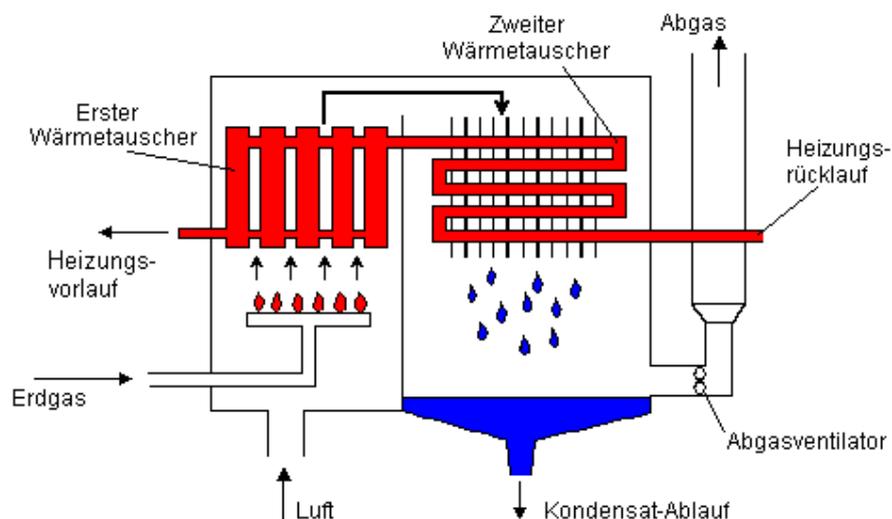


Abbildung 16: Schaltbild eines Brennwertkessels [Ummen, 2013]

$$Q_F = \frac{Q_N}{\eta_{BW}} \quad (4.6)$$

$$\dot{V}_{BG} = \frac{Q_F}{H_U} \quad (4.7)$$

Das bedeutet somit auch, dass der an Bord des Energy-Ships produzierte Wasserstoff mit einer Leistung von 958 kW mit einem Brennwertkessel in 1130 kW Wärmeleistung umgewandelt werden kann. Mit dieser Wärmeleistung ergibt sich ein Gesamtwirkungsgrad  $\eta$  von 72,8 % bei der Umwandlungskette mechanische Energie, die durch Windkraftkonversion erstellt wurde, in Wärme, siehe Tabelle 3.

Bei der Bereitstellung von Prozesswärme ist die Situation nicht mehr so eindeutig. Welche Art und Bauform für die Kesselanlage gewählt wird, hängt stark von den Parametern der benötigten Wärme und dem Wärmeträger selbst ab. Für Wärme im Niedertemperaturbereich bis 95 °C wird man auf Wasser als Wärmeträgermedium zurückgreifen da es eine sehr hohe spezifische Wärmekapazität von 4,18 kJ/kgK aufweist. Bei höheren Prozesstemperaturen ab 100°C ist es sinnvoller das Wasser zu verdampfen und Wasserdampf als Wärmeträger einzusetzen. Dies führt aber zu einem komplizierteren Anlagenaufbau, da zusätzlich ein Verdampfer und Kondensator betrieben werden muss. Um diesen Aufwand zu umgehen können auch Thermoöle als Wärmeträger eingesetzt werden. Thermoöle sind auch noch in jenen Temperaturbereichen flüssig, in denen Wasser bereits verdampfen würde. Grundsätzlich können solche Thermoöle mineralisch, synthetisch oder biologisch sein und so speziell auf den gewünschten Einsatzbereich angepasst werden. Die Wirkungsgrade, die mit den Kesselanlagen erzielt werden, hängen sehr stark von der Rücklauftemperatur oder, Kondensationstemperatur des Wärmeträgers ab. Wird ein Wärmeträger in einer prozesstechnischen Anwendung von 90°C auf 80°C abgekühlt und gelangt dieses 80°C warme Medium ohne einer weiteren Nutzung in den Rauchgaswärmetauscher der Kesselanlage, wird das Rauchgas nur auf rund 85°C abgekühlt. Diese Restwärme, die im Rauchgas dann noch vorhanden ist, muss im schlimmsten Fall über den Kamin an die Atmosphäre abgeführt werden und ist somit verloren. Deshalb ist bei der Bereitstellung von Prozesswärme immer auf eine effizient prozesstechnische Auslegung der thermischen Anlage zu achten, um sämtliche Restwärmen durch Rekuperation zu nützen.

#### 4.2.2 Kraftwärmekopplung und Abwärmenutzung

Eine andere Art der Wärmegewinnung ist die Nutzung von Restwärme und oder Abwärme von bestehenden Anlagen, die in der Regel zur Stromerzeugung, in seltenen Fällen für verfahrenstechnische Anwendungen als Basis dienen. Eine weitere Möglichkeit der Wärmegewinnung ist die Kraftwärmekopplung. Hier wird nicht Abwärme oder Restwärme genutzt, sondern direkt ein Teil der Wärmemenge, die zur Stromerzeugung vorgesehen ist, aus dem Stromerzeugungskreislauf ausgekoppelt und beispielsweise in ein Fernwärmenetz eingespeist. Durch die Auskopplung sinkt aber die erzeugte Strommenge. Der Brennstoffausnutzungsgrad  $\omega$  nach Gl. 4.8 steigt hingegen.

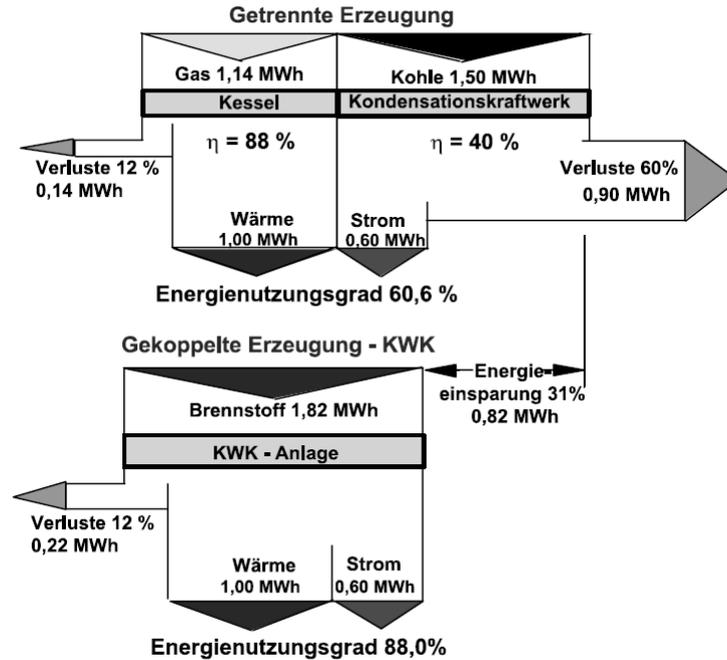


Abbildung 17: Vergleich zwischen getrennter und gekoppelter Kraft- und Wärmeerzeugung [Panos, 2009]

$$\omega = \frac{P_{el} + Q_W}{Q_{zu}} \quad (4.8)$$

Dabei ist  $P_{el}$  die elektrische Leistung,  $Q_W$  die Wärmleistung, die abgegeben wird und  $Q_{zu}$  die Wärmeleistung, die dem Prozess zugeführt werden muss. In Abbildung 17 sieht man deutlich, dass der Brennstoffausnutzungsgrad bei Kraftwärmekopplung deutlich höher ist als bei getrennter Erzeugung von elektrischem Strom und Wärme. Überträgt man die in Abbildung 17 gezeigten Wirkungsgrade und Verhältnisse zwischen Strom und Wärme, lässt sich für das Energy-Ship-Konzept sagen, dass der an Bord erzeugte Wasserstoff mit einer Leistung von 958 kW in 527 kW Wärme  $Q_W$  umgewandelt wird, bei einer gleichzeitigen Produktion von 316 kW  $P_{el}$ . Das entspricht einem Brennstoffausnutzungsgrad  $\omega$  von 88 %. [Panos, 2009]

Tabelle 3: Erzielbare Leistungen und Wirkungsgrade der H<sub>2</sub>-Verwertung im Wärmesektor

	Brennwertkessel	KWK
$P_{OWG}$ [kW]	1552	1552
$\eta_{OWG \rightarrow H_2, H_u}$ [%]	61,8	61,8
$P_{H_2, H_u}$ [kW]	958	958
$\eta_{th}$ [%]	118	55
$P_{th}$ [kW]	1130	527
$\eta$ [%]	72,8	34,6



sich der Wasserstoffverbrennungsmotor für eine qualitative Motorregelung über den gesamten Betriebsbereich. Das bedeutet, dass die Luftmenge im Brennraum immer gleich bleibt und zur Teillastregelung die Kraftstoffmenge je nach Bedarf variiert wird. Nachteilig wirkt sich aber der geringere volumetrische Energieinhalt des Wasserstoffs im Vergleich zu Benzin und Diesel aus. Dies führt dazu, dass es bei einem Ottomotor, der mit Wasserstoff betrieben wird, im Vergleich zum regulären Benzinbetrieb zu einer Leistungseinbuße kommt, trotz eines besseren Wirkungsgrades des Wasserstoffverbrennungsmotors. Siehe dazu Abbildung 18, hier sind auch mögliche Lösungswege für dieses Problem ersichtlich, die sich aber noch im Forschungsstadium befinden. Ein weiterer Vorteil eines Wasserstoffverbrennungsmotors ist die saubere Verbrennung. Es wird kein Ruß gebildet und somit auch kein Feinstaub. [Eichlseder & Klell, 2012]

Bei einem Wasserstoffverbrennungsmotor ist mit einem effektiven Wirkungsgrad von 45 % zu rechnen. Somit würde mit dem am Energy-Ship erzeugte Wasserstoffstrom, mit eine Feuerungsleistung von 958 kW, mittels einem Wasserstoffmotors eine mechanische Leistung von 431 kW erzeugt werden. Der Gesamtwirkungsgrad  $\eta$  der kompletten Umwandlungskette mechanische Energie – elektrische Energie – chemische Energie – mechanische Energie beträgt, somit bezogen auf 1552 kW, die der OWG erstellt, 27,8 %. Die genaue Berechnung der Umwandlungskette ist in Tabelle 4 ersichtlich.

#### 4.3.2 Fluggasturbine

Fluggasturbinen ähneln grundsätzlich den Gasturbinen, die für die Stromerzeugung verwendet werden, mit dem Unterschied, dass Fluggasturbinen keine Leistungsturbine besitzen. Das bedeutet, dass die Turbinenstufen einer Fluggasturbine einzig die Energie aus dem Gasstrom entziehen, die für den Betrieb des Verdichters und des Fans nötig ist. Das bedeute wiederum, dass die nützliche Energie, die den Flugzeugvortrieb bewirkt, die verbleibende kinetische Energie des Gasstromes ist, der aus dem Triebwerk austritt. Heutige Flugzeuge benutzen Turbofantriebwerke, bei denen nur mehr ein kleiner Teil der am Verdichtereintritt angesaugten Luft hochverdichtet und in der Brennkammer mit dem Brennstoff verbrannt wird. Der größte Teil wird durch den Fan beschleunigt und wird an der Brennkammer vorbeigescheust. Das bewirkt insgesamt einen größeren Massenstrom und somit eine Erhöhung des Schubs  $S$ . Durch Gleichung 4.9 ist ersichtlich, dass es mehrere Möglichkeiten gibt,  $S$  zu erhöhen. Die Erhöhung des Massenstroms  $\dot{m}$  ist einfacher zu erreichen als die Erhöhung der Turbinenaustrittsgeschwindigkeit  $c_9$ . Eine Verringerung der Fluggeschwindigkeit  $c_0$ , das ebenfalls eine Erhöhung des Schubes bewirken würde, ist nicht zielführend.

$$S = \dot{m}(c_9 - c_0) \quad (4.9)$$

$$\eta_{th} = \frac{P_G}{P_B} \quad (4.10)$$

$$\eta_{vt} = \frac{P_F}{P_G} \quad (4.11)$$

$$\eta_{Ges} = \eta_{th} \cdot \eta_{vt} = \frac{P_F}{P_B} \quad (4.12)$$

Der Gesamtwirkungsgrad einer Fluggasturbine  $\eta_{Ges}$  setzt sich aus dem thermischen Wirkungsgrad  $\eta_{th}$  und dem Vortriebswirkungsgrad  $\eta_{vt}$  zusammen. Wobei  $P_G$  die Leistung des erzeugten Gasstromes ist,  $P_B$  die Leistung des zugeführten Brennstoffes und  $P_F$  als die Schubleistung gilt. Der Gesamtwirkungsgrad ist somit das Verhältnis von Schubleistung  $P_F = S \cdot c_0$  zu Brennstoffleistung. [Bräunling, 2009] Der Gesamtwirkungsgrad ist von der Fluggeschwindigkeit  $c_0$  abhängig. Für den Reiseflug lassen sich nach Schesky und Kral [2003] Gesamtwirkungsgrade von 40 % und darüber angeben. Nimmt man an, dass der erzeugte Wasserstoffstrom des Energy-Ships, mit einer Brennstoffleistung von 958 kW in einem Flugtriebwerk verwertet wird, kann damit eine Schubleistung von 383 kW erzeugt werden. Bezieht man diese mögliche Schubleistung auf die mechanische Leistung des OWG von 1552 kW, ergibt sich für diese Verwertungsvariante ein Gesamtwirkungsgrad  $\eta$  von 24,7 %, siehe Tabelle 4.

Tabelle 4: Erzielbare Leistungen und Wirkungsgrade der H<sub>2</sub>-Verwertung im konventionellen Mobilitätssektor

	Wasserstoffmotor	Fluggasturbine
$P_{OWG}$ [kW]	1552	1552
$\eta_{OWG \rightarrow H_2, Hu}$ [%]	61,8	61,8
$P_{H_2, Hu}$ [kW]	958	958
$\eta_{motor}$ [%]	45	40
$P_{motor}$ [kW]	431	383
$\eta$ [%]	27,8	24,7

### 4.3.3 E-Mobilität

Im Mobilitätssektor besteht zudem die Möglichkeit, vor allem Straßen- und Schienenfahrzeuge mittels elektrischer Energie, die durch Wasserstoffverwertung erzeugt wurde, zu betreiben. In Straßenfahrzeugen kann mit einem Wirkungsgrad  $\eta_{EM}$  von rund 88 % elektrische Energie, die zuvor in Akkumulatoren gespeichert wurde in mechanische Energie für den Antrieb umgewandelt werden. Der Wirkungsgrad  $\eta_{EM}$  ergibt sich aus dem Wirkungsgrad der Energiespeicherung und dem Wirkungsgrad der Energiewandlung im Antriebsstrang. Die heute in der E-Mobilität eingesetzten Akkus sind in der Regel Lithium-Ionen Akkus mit einem Wirkungsgrad nach Hofman [2010] von 95 %. Das bedeutet, dass 95 % Energie, die bei Einspeicherung aufgebracht wurde vom Akku wieder abgegeben werden kann. Die Verluste von 5 % ergeben sich durch Wärmeentwicklung im Betrieb und Selbstentladungseffekte. Der Antriebsstrang kann heute Wirkungsgrade von bis zu 92 % aufweisen. Diese ergeben sich zum Einen durch Verluste im Motor selbst und zum Anderen durch Verluste die durch die nötige Leistungselektronik verursacht werden. Zusammen ergeben diese Wirkungsgrade den Umwandlungswirkungsgrad  $\eta_{EM}$  der E-Mobilität. [Hofman, 2010]

Mit diesem Wirkungsgrad kann wieder der Gesamtwirkungsgrad  $\eta$  der Umwandlungskette berechnet werden. Wenn man bedenkt, dass in der Wasserstoffwirtschaft elektrische Energie mit einem Umwandlungswirkungsgrad von 24,7 bis 43,6 % gewonnen werden kann, ergeben sich Gesamtwirkungsgrade in einem Bereich von 21,6 bis 38,4 %. Die genaue Berechnung ist in Tabelle 5 zu sehen.

Tabelle 5: Wirkungsgrade und Leistungen bei H<sub>2</sub>-Verwertung im E-Mobilitätssektor

	E-Mobilität
$P_{OWG}$ [kW]	1552
$\eta_{el}$ [%]	24,7 – 43,6
$P_{el}$ [kW]	383 – 676
$\eta_{EM}$ [%]	88
$P_{motor}$ [kW]	336 – 596
$\eta$ [%]	21,6 – 38,4

#### 4.4 Einspeisung in Erdgasnetz

Neben den vorangegangenen Möglichkeiten zur Verwertung des elektrolytisch erzeugten Wasserstoffs besteht auch die Möglichkeit, H<sub>2</sub> in das bestehende Erdgasnetz einzuspeisen und somit einer breiten Nutzung zuzuführen. Dabei ist zu achten, dass sich Wasserstoff gegenüber dem Erdgas in verbrennungsrelevanten Kennwerten und Einflussfaktoren bei eingesetzten Materialien unterscheidet. Vor allem im Rohrleitungsbau ist auf bestimmte Gegebenheiten zu achten. So kommt es bei der Beimischung von H<sub>2</sub> zum Erdgas und gleichzeitigem Einsatz von Rohrleitungen aus Polyethylen PE und Polyvinylchloride PVC zu einer erhöhten Permeation des Wasserstoffs. Der Grund hierfür liegt im geringen Molekulardurchmesser des H<sub>2</sub> im Vergleich zu Methan. Bei einem Einsatz von Stahlwerkstoffen für die Verrohrung geht die Permeation jedoch gegen Null. Die Erklärung hierfür lässt sich im Permeationsverhalten von Metallen finden. Bevor es zu einer Absorption, einem Teilschritt der Permeation, von Wasserstoff in dem metallischen Werkstoff kommt, muss es zu einer Dissoziation des molekularen Wasserstoffs H<sub>2</sub> zu atomarem Wasserstoff H kommen. Diese Dissoziation findet unter normalen Bedingungen nicht statt, sodass kein Wasserstoff in die Rohrwand eindringen kann. Sollte es jedoch zu einer Einlagerung von Wasserstoff kommen, kann es im Gegensatz zu PE und PVC Werkstoffen, zu einer Versprödung des Materiales kommen und sich so nachteilig auf die Festigkeitseigenschaften des Werkstoffes auswirken. [Hüttenrauch & Müller-Syring, 2010]

Die Zumischung von Wasserstoff führt aber auch zu Änderungen der Gaskennwerte. Der unterer Heizwert  $H_u$  von Wasserstoff liegt bei volumetrischer Betrachtung mit 2,995 kWh/m<sup>3</sup> deutlich unter jenem von Methan, der bei 9,968 kWh/m<sup>3</sup> liegt. Somit kommt es zu einer Abnahme des volumetrischen Heizwertes des Gasgemisches je nach Grad der Zumischung von H<sub>2</sub>. Der volumetrische Heizwert des Gasgemisches  $H_{u,H_2,NG}$  kann mit folgender Formel berechnet werden, wobei  $v_i$  der Volumenanteil und  $H_{u,i}$  der jeweilige volumetrische Heizwert der Gaskomponente ist :

$$H_{u,H_2,NG} = \sum v_i \cdot H_{u,i} \quad (4.13)$$

Die Regelwerke der österreichischen bzw. deutschen Vereinigung für das Gas- und Wasserfach ÖVGW und DVGW besagen, dass bereits heute ein gewisser Volumenanteil von Wasserstoff in Erdgas als Gasbegleitstoff vorhanden sein kann, sodass das Erdgas noch immer den Anforderungen für die öffentliche Gasversorgung entspricht. Nach ÖVGW Regelwerk G31 [2001] über die Gasbeschaffenheit können im in das österreichische Erdgasnetz eingeleitete und transportierte Erdgas bis zu 4 Vol. % H<sub>2</sub> vorhanden sein, ohne dass Modifikationen an Gasbrennern, Gasturbinen, Mess- und Abrechnungstechnik notwendig sind. Der DVGW setzt diese Grenze in seinem Regelwerk G260 [2008] über die Gasbeschaffenheit bei 5 Vol. % H<sub>2</sub> fest. Bei Zumischungen über diese Konzentrationen hinaus müssen auch Modifikationen an den Sicherheitseinrichtungen vorgenommen werden. Bei Leckagen kommt es zu einer gegenläufigen Risikoentwicklung. In der unmittelbaren Nähe einer Leckage erhöht sich zwar das Gefahrenpotential, da sich der Zündbereich bei steigender H<sub>2</sub>-Konzentration erweitert und der erforderliche Bedarf an Zündenergie sinkt. Die Gefahr für die Umgebung um die Leckage sinkt, da das Gasgemisch mit steigender Wasserstoffkonzentration weniger Energie in sich trägt und somit bei einer Explosion kleinere Flammweiten verursachen würde. [Hüttenrauch & Müller-Syring, 2010]

Eine weitere Grenze der Beimischung von Wasserstoff zu Erdgas ist zu beachten, wenn das Erdgas als Kraftstoff für einen Ottomotor dient. Laut DIN 516224 [2008] ist hier eine Obergrenze von 2 Vol. % einzuhalten. Nach Eichlseder und Klell [2012] hingegen lässt sich ein Ottomotor mit einem Erdgas/Wasserstoffgemisch bis 15 Vol. % H<sub>2</sub> sicher und ohne Modifikationen betreiben.

Der Erdgasverbrauch von Österreich lag im Jahr 2011 laut BP [2012] bei 9,5 Mrd. m<sup>3</sup>. Mit einem durchschnittlichen Heizwert  $H_u$  von 10 kWh pro m<sup>3</sup> von Erdgas ergibt sich somit eine Energiemenge von 95 TWh, die im Jahr 2011 in Form von Erdgas verbraucht wurden. Bei einer Beimischungsgrad von 5 Vol. % H<sub>2</sub> in das österreichische Erdgasnetz sinkt der Heizwert des im Verteilnetz transportierten Gasgemisches laut Gleichung 4.13 auf 9,649 kWh/m<sup>3</sup>. Da die verbrauchte Energiemenge pro Jahr in Österreich aber gleich bleibt, bedeutet das, dass in Summe eine größere volumetrische Menge verbraucht werden muss. Diese Menge würde bei einer Beimischung von 5 Vol. % H<sub>2</sub> in das Erdgasnetz 9,845 Mrd. m<sup>3</sup> pro Jahr ausmachen, eine Steigerung von 0,345 Mrd. m<sup>3</sup>. Von diesen 9,845 Mrd. m<sup>3</sup> Gasgemisch sind aber 5 % H<sub>2</sub>, also 0,492 Mrd. m<sup>3</sup> und 95 % Erdgas, also 9,353 Mrd. m<sup>3</sup>. Somit ergibt sich bei Wasserstoffbeimischung in das österreichische Ferngasnetz eine Einsparung von 147 Mio. m<sup>3</sup> Erdgas im Jahr. Dies würde eine rechnerische CO<sub>2</sub>-Einsparung von rund 195000 t im Jahr bedeuten. Dieser Wert errechnet sich aus der Annahme, dass Erdgas zu 100 % aus Methan CH<sub>4</sub> besteht. Bei dieser Annahme würde das CH<sub>4</sub> nach folgenden Reaktion zu CO<sub>2</sub> und Wasser verbrennen:



Somit entsteht bei der Verbrennung von einem kmol  $\text{CH}_4$  ein kmol  $\text{CO}_2$ . 147 Mio.  $\text{m}^3$   $\text{CH}_4$  entsprechen unter Normbedingungen, die der ganzen Berechnung zugrunde liegen, 7,768 Mio. kmol  $\text{CH}_4$ , und das dementsprechend gleich viel  $\text{CO}_2$  entstehen würde. Die Molaremasse von Kohlendioxid beträgt 44 kg/kmol und somit lässt sich das Gewicht des bei der Verbrennung entstehenden  $\text{CO}_2$  berechnen.

#### 4.5. Zusammenfassung

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass sich mit dem Energy-Ship-Konzept auf Basis einer Wasserstoffwirtschaft folgende Gesamtwirkungsgrade der Umwandlungskette Windenergie bis zur jeweiligen Endenergie ergeben:

Tabelle 6: Gesamtwirkungsgrade der Wasserstoffwirtschaft

	Gesamtwirkungsgrad $\eta$ [%]
Stromsektor	24,7 bis 43,6
Wärmesektor	bis zu 72,8
Konventioneller Mobilitätssektor	bis 27,8
E-Mobilitätssektor	21,6 bis 38,4

Es ist zu erwarten, dass die Erzeugung von elektrischem Strom aus Wasserstoff grundsätzlich problemlos möglich ist. Eine Nutzung von bestehenden Kraftwerksanlagen und somit eine Umrüstung der Feuerung auf  $\text{H}_2$ -Betrieb ist aus jetziger Sicht möglich. Es ist jedoch darauf zu achten, dass alle in der Anlage eingesetzten Werkstoffe von Rohrleitungen, Kesseln, Armaturen usw., sowie Mess- und Regelungssysteme, die mit  $\text{H}_2$  in Berührung kommen, auf ihre Verträglichkeit zu überprüfen sind. Bei Eisenwerkstoffen ist im Normalfall aber keine Beeinträchtigung zu erwarten, da molekularer Wasserstoff nicht in das Gefüge des metallischen Werkstoffes eindringen kann [Macherauch & Zoch, 2011]. Bei Betrieb und Umrüstung von bestehenden Kraftwerksanlagen sind aber wie in Tabelle 6 ersichtlich, geringe Gesamtwirkungsgrade zu erwarten, da die obere Grenze des Wirkungsgradbereichs bei der Stromgewinnung von 43,6 % durch einen Kraftwerkstypen markiert ist, der noch nicht realisiert wurde. Deshalb würde sich eine Realisierung des Energy-Ship-Konzeptes bei einer gleichzeitigen Umstellung auf eine Wasserstoffwirtschaft als ein Sprungbrett für neue Technologien eignen. Vorausgesetzt, die zu erwartenden Wirkungsgrade des Hybrid-Cycles können bestätigt werden, könnte mit Hilfe des Energy-Ship-Konzeptes eine Umwandlungskette zur Stromerzeugung errichtet werden, die den gleichen Wirkungsgrad eines heutigen Kohlekraftwerks von 42 % erreicht. Bis zu einer Realisierung solcher neuen Kraftwerkstypen bewegt sich der Gesamtwirkungsgrad für die elektrische Stromerzeugung zwischen 35,8 % bei der Verstromung des Wasserstoffs in GuD-Kraftwerken und 24,7 % in Blockheizkraftwerken. Der Wirkungsgrad bei der Stromgewinnung mit einem Blockheizkraftwerk ist, aufgrund der Wandlungsart von chemischer Energie in mechanische Energie, mittels Verbrennungsmotor, limitiert, es besteht aber der Vorteil, dass eine große Menge an Wärme ausgekoppelt werden kann und so der Kraftstoffausnutzungsgrad bei einem BHKW sehr hoch ist.

Am Wärmesektor ist ein großer Einflussfaktor auf welchem Temperaturniveau die Wärmemenge vorliegen soll und welche Rücklauftemperatur des Wärmeträgers in die Kesselanlage erreicht werden kann. Bei einer effizienten Nutzung des Wärmeträgers kann die latente Wärme des Rauchgases voll ausgeschöpft werden und so Wirkungsgrade von 72,8 % erreicht werden. Bestehende Anlagen, für die industrielle Nutzung als auch für den privaten Bereich können grundsätzlich umgerüstet werden.

Im konventionellen Mobilitätssektor kann nur rund ein Viertel der Energie, die der OWG konvertieren kann, wieder in eine Energiedienstleistung umgewandelt werden. Zudem müssen eine neue Infrastruktur und neue Tanksysteme aufgebaut werden. Fahrzeuge müssen auf einen Wasserstoffbetrieb umgerüstet werden. Das Positive eines wasserstoffbetriebenen Mobilitätssektors ist aber der schadstofffreie Betrieb, dies gilt selbstverständlich auch für die Strom- und Wärmeerzeugung.  $H_2$  und  $O_2$  verbrennen rückstandslos zu Wasserdampf, es gibt keine Ruß- und Feinstaubbildung. Würde man im Mobilitätssektor für Straßenfahrzeuge auf E-Mobilität setzte, könnten teilweise bessere Gesamtwirkungsgrade erreicht werden. Bei einer Verstromung des Wasserstoffs in einem GuD-Kraftwerk kann im E-Mobilitätsbereich ein Gesamtwirkungsgrad von 31,5 % erzielt werden.

## 5. Methanwirtschaft

In einer Methanwirtschaft wird, gleich der Wasserstoffwirtschaft, Methan ( $\text{CH}_4$ ) als Primärenergieträger gesehen aus dem durch Umformungen die jeweils gewünschte Endenergie gewonnen werden kann, mit der jede Energiedienstleistung geliefert werden kann, die benötigt wird. In der Natur kommt Methan hauptsächlich als Hauptbestandteil von Erdgas vor. Hier können Konzentrationen, je nach Sorte, von bis zu 98 Vol. % erreicht werden. Aber gerade dieses Vorkommen lässt eine Methanwirtschaft auf den ersten Blick als nicht zukunftsfruchtig erscheinen, da die Erdgasvorkommen und Reserven mit einer gewissen Endlichkeit behaftet sind. Zusätzlich ist die Klimawirksamkeit von Methan, das in die Atmosphäre gelangt, um einiges größer als  $\text{CO}_2$ . Aber selbst wenn das Methan nicht in seiner Reinform in die Atmosphäre gelangt, ist die Verbrennung von  $\text{CH}_4$  immer mit einem  $\text{CO}_2$ -Ausstoß behaftet und somit ebenfalls klimawirksam.

Und trotzdem birgt Methan großes Potential im Kampf für eine Energiewende. Methan kann mit Hilfe des Energy-Ships regenerativ hergestellt werden. Dazu wird der an Bord des Energy-Ships gewonnene Wasserstoff mit  $\text{CO}_2$  durch einen katalytischen Prozess in Methan umgewandelt. Gelingt es das  $\text{CO}_2$  ebenfalls regenerativ bereitzustellen, kann regeneratives Methan hergestellt werden. Im Bezug auf das Energy-Ship-Konzept sind auf Grund eines weiteren Energieumwandlungsschritts zusätzliche Verluste und Wirkungsgradeinbußen zu erwarten. Jedoch bietet eine mit Hilfe des Energy-Ships betriebene Methanwirtschaft auch die Möglichkeit, bestehende Anlagen und Infrastruktur, die heute mit konventionellem Erdgas betrieben werden, ohne große Umrüstungen weiter zu betreiben. Sie müssen nur mit  $\text{CO}_2$ -Abscheideanlagen erweiterte werden, um das

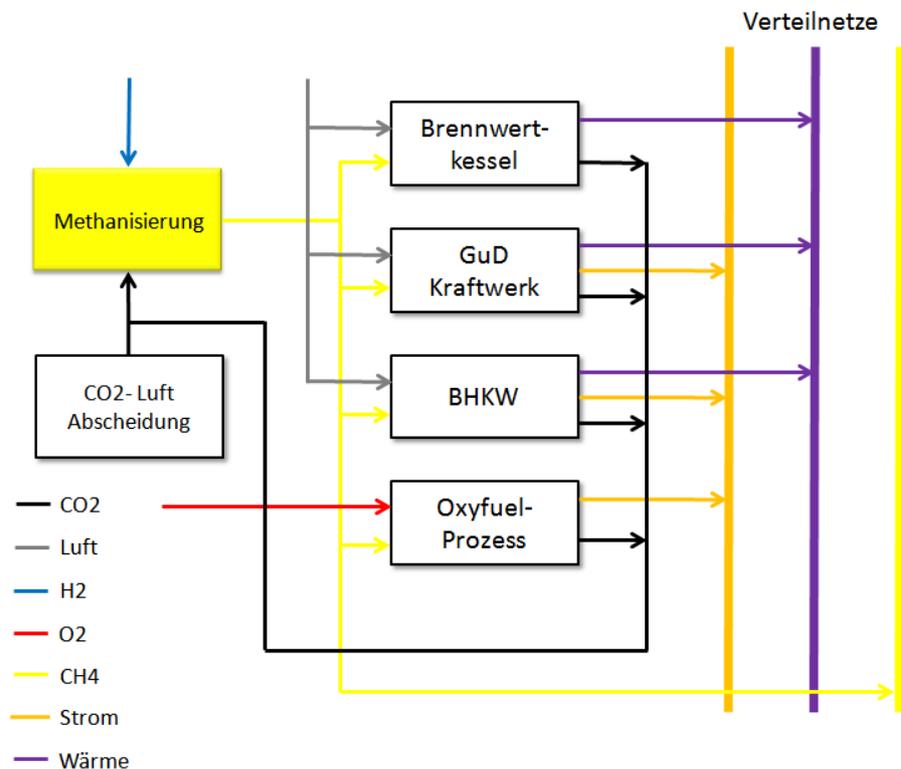


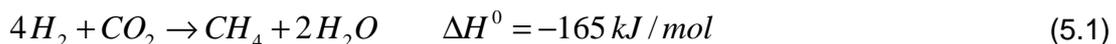
Abbildung 19: Methanwirtschaft

produzierte CO<sub>2</sub> wieder dem Methanisierungsprozess zuzuführen.

Dieser Abschnitt gibt Aufschluss über die Möglichkeiten, wie mit Hilfe des an Bord des Energy-Ships gewonnenen Wasserstoffs Methan hergestellt werden kann, wie sich die CO<sub>2</sub>-Gewinnung und wie sich ein etwaiger CO<sub>2</sub>-Kreislauf darstellen lässt. Das zweite Hauptaugenmerk dieses Abschnittes liegt wiederum auf der Methanwirtschaft, Abbildung 19, selbst. Welche Wirkungsgrade, bezogen auf die ausgängliche Windenergie, lassen sich mit synthetisiertem Methan in Bezug auf Gewinnung von elektrischer Energie, Wärme- und Mobilitätsdienstleistungen realisieren. Es werden wie im Abschnitt davor, Umwandlungsketten aufgestellt, um somit einen zu erwartenden Wirkungsgrad für die jeweilige Technologie abschätzen zu können.

## 5.1 Methanherstellung

Methan lässt sich synthetisch auf mehreren Wegen herstellen, für labortechnische Anwendungen, beispielweise durch die Reaktion von Aluminiumcarbid mit H<sub>2</sub>O [Felleisen, 2000]. Für die Energiewirtschaft und das Energy-Ship-Konzept bedeutend sind aber die Reaktionen von Wasserstoff H<sub>2</sub> und Kohlestoffdioxid CO<sub>2</sub> zu Methan CH<sub>4</sub>, Gleichung 5.1.



Diese Reaktion läuft exotherm ab und bildet die Basis des Sabatier-Prozesses und der biologischen Methanogenese. Beide Prozesse eignen sich grundsätzlich zur Erzeugung von regenerativem Methan, sind aber mit Verlusten behaftet, z.B. große Abwärmemengen. Die Wirtschaftlichkeit dieser Prozesse wird aber von der Gewinnung des CO<sub>2</sub> beeinflusst, die ausführlich in Abschnitt 5.2 betrachtet wird.

### 5.1.1 Der Sabatier-Prozess

Der Sabatier-Prozess wurde ursprünglich vom französischen Chemiker und Nobelpreisträger Paul Sabatier beschrieben. Der Sabatier-Prozess sieht die Gleichung 5.1 als Nettoreaktionsgleichung der Wassergas-Shift-Reaktion (Gl. 5.2) und der Gleichung 5.3.



Dabei reagiert das im Eduktgasgemisch vorhandene CO<sub>2</sub> mit einem Teil des Wasserstoffs zu Kohlenmonoxid CO und Wasser H<sub>2</sub>O. Dieses entstandene CO wiederum reagiert exotherm mit den verbliebenen drei Teilen Wasserstoff H<sub>2</sub> zu CH<sub>4</sub> und H<sub>2</sub>O. In Summe gesehen entstehen beispielsweise aus 4 mol H<sub>2</sub> und 1 mol CO<sub>2</sub>, 1 mol CH<sub>4</sub> und 2 mol H<sub>2</sub>O. Laut Sterner [2009] sind die optimalen Druck- und Temperaturbereiche für diese katalytische Reaktion bei 1-100 bar und 180-350°C. Als Katalysatormaterial würden grundsätzlich alle Elemente der 8. Nebengruppe (Eisen-Platin Gruppe) in Frage kommen. Auf Grund wirtschaftlicher Überlegungen haben sich bis jetzt alle Überlegungen bezüglich

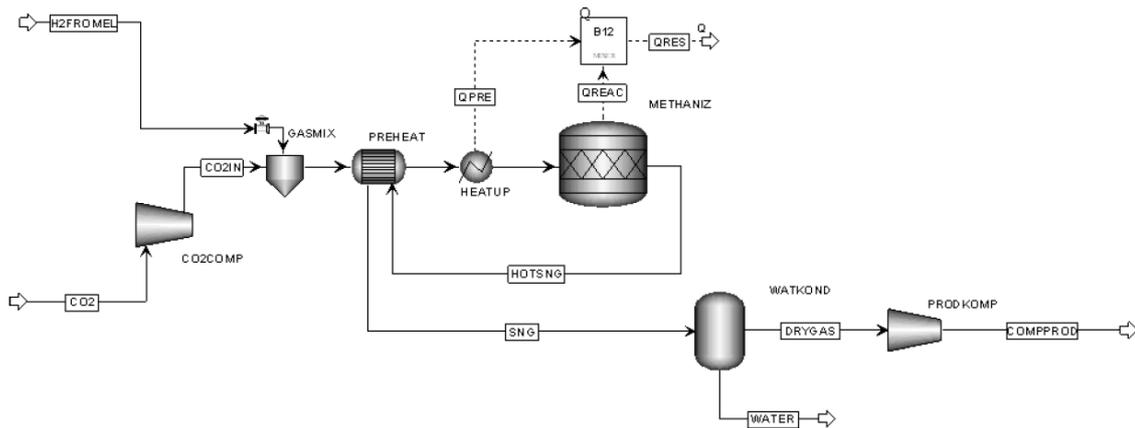


Abbildung 20: Model eines Methanisierungsprozesses [Müller et al.,2011]

eines geeigneten Materials auf einen Nickelbasis-Katalysator beschränkt. [Rönsch & Ortwein, 2011] Am Zentrum für Sonnenenergie und Wasserstoff-Forschung (ZSW) wurden bereits Versuchsreaktoren im 50-kW-Bereich aufgebaut [Specht et al., 2010]. Beim Versuchsreaktorsystem handelt es sich um einen Ni-Basis-Festbettkatalysator mit einem Betriebstemperaturbereich von 250-550°C und einem Betriebsdruck von 8 bar. Die Raumgeschwindigkeit beträgt 5000 l/(l<sub>kat</sub>h). Der schematische Aufbau eines solchen Reaktorsystem ist in Abbildung 20 zusehen. Man sieht, dass H<sub>2</sub> und CO<sub>2</sub>, die beide verdichtet angeliefert werden, in einer Mischkammer außerhalb des Reaktors gemischt werden. Von dieser Mischkammer gelangt das Eduktgasgemisch in einen Wärmetauscher zur Vorwärmung. Dies ist nötig, um eine konstante Wärmeverteilung im Reaktor zu gewährleisten. Nach der Reaktion im Reaktor wird der Produktmassenstrom für die eben erwähnte Vorwärmung verwendet und gelangt anschließend in einen Kondensator, in dem das bei der Reaktion entstandene Wasser abgetrennt wird. Das verbleibende Produktgasgemisch aus CH<sub>4</sub>, CO<sub>2</sub> und H<sub>2</sub> wird verdichtet und in das Erdgasnetz eingespeist.

Mit diesen Parametern konnte ein Produktgas mit einer Zusammensetzung, nach dem Abscheiden des angefallenen H<sub>2</sub>O, laut Abbildung 21 erzeugt werden. Wie ebenfalls in Abbildung 21 ersichtlich ist, können die nach diversen Gasrichtlinien geforderten Gasspezifikationen (H<sub>2</sub> < 5 Vol. %, CO<sub>2</sub> < 5Vol. %) nicht eingehalten werden. Bei dieser Eduktgaszusammensetzung müsste vor einer Einspeisung zusätzlich zur Gastrocknung eine Gasreinigung durchgeführt werden. Laut Specht et al. [2010] könnten diese aber durch eine Druckerhöhung und Reduzieren der Gasbeladung erreicht werden. Zusätzlich

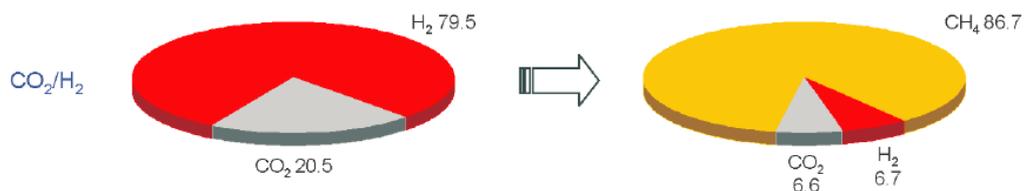


Abbildung 21: Zusammensetzung der Edukt- und Produktgase einer Methansynthese exkl. H<sub>2</sub>O [Specht et al., 2010]

wurde von denselben eine *IPSE-pro* Simulation durchgeführt, die eine Produktgaszusammensetzung nach der Trocknung von 89,2 Vol. % CH<sub>4</sub>, 4,8 Vol. % H<sub>2</sub> und 6 Vol. % CO<sub>2</sub> als Ergebnis hat. Die Betriebsparameter wurden gleich der oben besprochenen Versuchsanlage gewählt. Das für die Simulation verwendete Eduktgas hat einen leicht überstöchiometrischen CO<sub>2</sub>-Anteil von 20,8 Vol. % bei 79,2 Vol. % H<sub>2</sub>.

Legt man diese in der Literatur beschriebenen Gaszusammensetzungen auf das Energy-Ship-Konzept um, lässt sich folgendes Bild zeichnen:

Tabelle 7: Stoffströme der Methanisierung bei H<sub>2</sub>- und O<sub>2</sub>-Speicherung

	H <sub>2</sub> [kmol/h]	CO <sub>2</sub> [kmol/h]	CH <sub>4</sub> [kmol/h]	H <sub>2</sub> O [kmol/h]
Eduktgas	13,64	3,58	0,0	0,0
Produktgas	0,21	0,23	3,36	6,71

Tabelle 8: Stoffströme der Methanisierung bei H<sub>2</sub>-Speicherung

	H <sub>2</sub> [kmol/h]	CO <sub>2</sub> [kmol/h]	CH <sub>4</sub> [kmol/h]	H <sub>2</sub> O [kmol/h]
Eduktgas	14,27	3,75	0,0	0,0
Produktgas	0,22	0,24	3,51	7,02

**Tabelle 7:** Bezieht sich auf jenen Fall, in dem das Energy-Ship den bei der Elektrolyse anfallenden Wasserstoff und Sauerstoff an Bord speichert. Für diesen Fall entsteht aus dem H<sub>2</sub>-Molenstrom von 13,64 kmol/h ein CH<sub>4</sub>-Molenstrom von 3,36 kmol/h. Umgerechnet beutet dies einen Massenstrom von 53,9 kg<sub>CH<sub>4</sub></sub>/h. Die Brennstoffleistung  $P_{CH_4}$  dieses Massenstroms liegt bei einem Heizwert von 50,013 MJ/kg bei umgerechnet 749 kW. In Wirklichkeit liegt aber ein Brenngasgemisch aus den Komponenten H<sub>2</sub> und CH<sub>4</sub> vor. Ist die Konzentration des Wasserstoffs den Richtlinien des ÖVGW und DVGW entsprechend, kann der Wasserstoff direkt in das Erdgasnetz eingeleitet werden und muss vorher nicht aus dem Eduktgas separiert werden. Für unsere Konzentrationen ergibt sich eine Gemischheizwert  $H_{u,CH_4,H_2}$  nach Gl. 4.13 von 50,567 MJ/kg. Der Gemischmassenstrom beträgt 54,3 kg/h. Dadurch ergibt sich eine Leistung des Gemischmassenstroms  $P_{CH_4}$  von 763 kW. Für diesen Abschnitt wird der hier beschriebene Fall fortan als Fall 1 bezeichnet.

**Tabelle 8:** Bezieht sich hingegen auf jenen Fall im Energy-Ship Betrieb, in dem nur der durch die Elektrolyse erzeugte Wasserstoff an Bord gespeichert wird und der ebenfalls anfallende Sauerstoff in die Atmosphäre abgegeben wird. In diesem Fall steigt der produzierte H<sub>2</sub>-Molenstrom, da die Leistung, die für die Sauerstoffspeicherung vorgesehen wird, nun ebenfalls für die Elektrolyse eingesetzt werden kann. In diesem Fall steigt der H<sub>2</sub>-Molenstrom auf 14,27 kmol/h. Durch diesen Anstieg lässt sich auch ein höherer CH<sub>4</sub>-Molenstrom von 3,51 generieren oder umgerechnet 56,3 kg<sub>CH<sub>4</sub></sub>/h. Die Brennstoffleistung  $P_{CH_4}$  dieses Massenstroms beträgt mit dem bereits oben erwähnten Heizwert 782 kW. Aber wie auch im ersten besprochenen Fall befinden sich im Produktstrom ebenfalls Reste von Wasserstoff, der ebenfalls noch Energie in sich trägt. So steigt der brennbare Anteil des Produktstroms auf 56,7 kg/h. Bei einem Gemischheizwert  $H_{u,CH_4,H_2}$  von 50,567 MJ/kg steigt die vom Gemischmassenstrom abgegebene Leistung  $P_{CH_4}$  auf 797 kW. Für diesen Abschnitt wird der hier beschriebene Fall fortan als Fall 2 bezeichnet.

Um diesen Prozess der Methanisierung am Laufen zu halten, sind Sekundärenergieeinsätze für die CO<sub>2</sub>-Bereistellung und die Produktgasverdichtung notwendig.

**CO<sub>2</sub>-Abscheidung:** Der größte Anteil dieser Sekundärenergien entfällt auf die CO<sub>2</sub>-Bereistellung. Wird das für die Methanisierung benötigte CO<sub>2</sub> aus dem Rauchgas eines thermischen Prozesses abgeschieden, kann der Brennstoffenergieaufwand von 0,60 kWh/kg<sub>CO2</sub> bis 1,15 kWh/kg<sub>CO2</sub> reichen. In manchen Fällen ist auch keine Energie für die CO<sub>2</sub>-Abtrennung nötig, wie bei den Oxyfuel-Prozessen. Wird das CO<sub>2</sub> hingegen aus der Atmosphäre abgeschieden, ist ein deutlich höherer Brennstoffenergieaufwand von 3,93 kWh pro kg CO<sub>2</sub> nötig. Eine genaue Betrachtung und Aufschlüsselung der einzelnen Verfahren und Energieaufwände der CO<sub>2</sub>-Bereistellung liefert Abschnitt 5.2. Für die beiden Varianten ergibt sich somit eine benötigte Brennstoffleistung von  $P_{CO_2, RG} = 98,7$  bis 189,3 kW, um den CO<sub>2</sub>-Massenstrom von 165 kg/h aus Rauchgas bereitzustellen und  $P_{CO_2, Atm} = 648$  kW, um das benötigte CO<sub>2</sub> aus der Atmosphäre abzuscheiden. Diese Leistungen wurden alle für den Fall 2 berechnet. Für den Fall 1 ist grundsätzlich keine Energie für die CO<sub>2</sub>-Bereistellung aufzuwenden, da dieser Fall einen Oxyfuel-Betrieb möglich macht. Tabelle 9 gibt eine Übersicht über die benötigten spezifischen Brennstoffenergieaufwände der CO<sub>2</sub>-Bereistellung.

Tabelle 9: Spezifischer Brennstoffenergiebedarf der CO<sub>2</sub>-Abscheidung

Rauchgaswäskemethode	Spezifischer Brennstoffenergieaufwand [kWh/kg <sub>CO2</sub> ]
MEA-Wäsche	1,15
GenosornN-Wäsche	0,97
Chilled Ammonia-Wäsche	0,60
Atmosphärische Abscheidung	3,93

**CO<sub>2</sub>-Verdichtung:** Da anzunehmen ist, dass zwischen den Anlagen, in denen das CH<sub>4</sub> umgesetzt wird und somit das CO<sub>2</sub> anfällt bzw. abgetrennt wird und den Methanisierungsanlagen, in denen das CO<sub>2</sub> wieder in CH<sub>4</sub> rückgewandelt wird, eine örtliche Trennung vorliegen wird, ist es nötig das CO<sub>2</sub> zu verdichten, um es besser zu transportieren. Für einen gasförmigen Pipelinetransport, der sich als der wahrscheinlichste Weg darstellt, wird das CO<sub>2</sub> auf einen Druck von 40 bar verdichtet [IZ Klima, 2009]. Für diese Verdichtung wird eine spezifische Verdichterarbeit  $w_{Verd, CO_2}$  von 0,105 kWh/kg nötig sein. Für die spezifische Arbeit wurde ein isentroper Verdichtereffizienzgrad von 85 % berücksichtigt. Bei einer CH<sub>4</sub>-Verwertung in einem Oxyfuel-Prozess fällt für den CH<sub>4</sub>-Molenstrom aus Tabelle 7 ein CO<sub>2</sub>-Molenstrom von 3,58 kmol/h an. Umgerechnet in einen Massenstrom lautet dieser 157,5 kg<sub>CO2</sub>/h. Aus diesem lässt sich eine Verdichterleistung von 16,5 kW errechnen. Unter der Annahme eines elektrischen Verdichterantriebs, dessen elektrische Energie aus einem GuD-Kraftwerk kommt, das einen elektrischen Wirkungsgrad von 58 % besitzt, ist für die Verdichtung eine Brennstoffleistung  $P_{Verd, CO_2}$  von 28,5 kW nötig.

Bei einer Verwertung des CH<sub>4</sub> in einer konventionellen Anlage mit Umgebungsluft, fällt ein umgerechneter CO<sub>2</sub>-Massenstrom von 165,1 kg/h an, vgl. Tabelle 8. Für diesen Massenstrom wird eine Verdichtungsleistung von 17,3 kW nötig, die bezogen auf ein

GuD-Kraftwerk eine Brennstoffleistung  $P_{Verd,CO_2,RG}$  von 29,9 kW beträgt. Bei einer Abscheidung des CO<sub>2</sub> aus der Atmosphäre mittels einer geeigneten Anlage ist jedoch nicht anzunehmen, dass sich diese in einer weiten Entfernung zu einer Methanisierungsanlagen befinden. Dieses abgetrennte CO<sub>2</sub> wird lediglich auf 4 bar verdichtet werden müssen um einen leichteren Transport zu ermöglichen.

Für einen Verdichtung auf 4 bar bei einem isentropen Wirkungsgrad von 85 % des Verdichters wird eine spezifische Verdichterarbeit von  $w_{Verd,CO_2}$  von 0,032 kWh/kg<sub>CO2</sub> nötig. Für einen CO<sub>2</sub>-Massenstrom von ebenfalls 165,1 kg/h ergibt sich so eine Verdichterleistung von 5,3 kW. Bei einem neuerlichen Bezug auf ein GuD-Kraftwerk ergibt sich eine Brennstoffleistung  $P_{Verd,CO_2,Atm}$  von 9,1 kW. Eine Übersicht der spezifischen Brennstoffenergieaufwände für die CO<sub>2</sub>-Verdichtung gibt Tabelle 10.

Tabelle 10: Spezifischer Brennstoffenergieaufwand der CO<sub>2</sub>-Verdichtung

	Spezifischer Brennstoffenergieaufwand [kWh/kg <sub>CO2</sub> ]
Rauchgasabscheidung (40 bar)	0,181
Atmosphärische Abscheidung (4 bar)	0,055

**CH<sub>4</sub>-Verdichtung:** Einen weiteren Energieaufwand stellt die Verdichtung des Produktgases zur Einspeisung in das Erdgasverteilnetz dar. Für eine Einspeisung muss das Produktgas auf einen Druck von 80 bar verdichtet werden. Es wird zur Vereinfachung das Produktgas als reines Methangas angesehen, der Massenstrom bleibt aber der des Brenngasgemisches aus CH<sub>4</sub> und H<sub>2</sub> von 53,3 kg/h für den Fall 1 und 56,7 kg/h für den Fall 2. Für die Parameter Kompression von 8 auf 80 bar bei einer Starttemperatur von 35°C und einem isentropen Wirkungsgrad von 85 %, wurde eine spezifische Arbeit  $w_{Verd,CH_4}$  von 0,155 kWh/kg<sub>PG</sub> errechnet. So benötigt man für die Verdichtung des im Fall 1 erzeugten CH<sub>4</sub>/H<sub>2</sub>-Gemischs eine Leistung von 8,3 kW. Wendet man dieselbe Prämisse wie für die CO<sub>2</sub>-Verdichtung an und wird diese Leistung in einem Kraftwerk mit 58 % Gesamtwirkungsgrad erstellt, somit ist für die Verdichtung eine Brennstoffleistung  $P_{Verd,CH_4}$  von 14,2 kW nötig. Für den Fall 2 ist eine Leistung  $P_{Verd,CH_4}$  von 8,8 kW nötig. Diese entspricht wiederum einer Brennstoffleistung von 15,2 kW.

Tabelle 11: Spezifischer Brennstoffenergieaufwand der CH<sub>4</sub>-Verdichtung auf 80 bar

	Spezifischer Brennstoffenergieaufwand [kWh/kg <sub>CH4</sub> ]
CH <sub>4</sub> -Verdichtunt	0,267

Eine Übersicht aller Sekundärleistungen, die für die Methanherstellung nötig sind, bietet Tabelle 12. Hier ist noch einmal ersichtlich, das bei einem Oxyfuel-Prozess (Fall1, H<sub>2</sub> und O<sub>2</sub>-Speicherung) nur für die CO<sub>2</sub>-Verdichtung und Produktgasverdichtung Energie aufzuwenden ist. Bei Umgebungsluftprozessen (Fall 2, H<sub>2</sub>-Speicherung), muss je nach Verwertungsart des Wasserstoffs auch Energie für die CO<sub>2</sub>-Abscheidung aufgewendet werden.

Tabelle 12: Übersicht der jeweiligen Sekundärleistungen je CO<sub>2</sub>-Abscheidemethode

	$P_{CO_2}$ [kW]	$P_{Verd,CO_2}$ [KW]	$P_{Verd,CH_4}$ [kW]
Oxyfuel	-	28,5	14,2
MEA	198,3	29,9	15,2
GenosorbN	160,5	29,9	15,2
Chilled Ammonia	98,7	29,9	15,2
Atmosphärisch	648	9,1	15,2

Mit diesen Werten lassen sich nun Aussagen über den Wirkungsgrad und die Güte der Methanisierung treffen. Der Methanisierungsgrad  $\zeta$  gibt Auskunft über die Güte des Methanisierungsprozesses und ist definiert nach Gleichung 5.4. Er vergleicht die Menge an CH<sub>4</sub>, die theoretisch bei einer stöchiometrischen Umsetzung, nach Gl. 5.1, von H<sub>2</sub> und CO<sub>2</sub> entstehen würde mit der tatsächlich bei der Methanisierung entstanden Menge von CH<sub>4</sub> nach Tabelle 7 und Tabelle 8.

$$\zeta = \frac{n_{CH_4}}{n_{CH_4,th}} \quad (5.4)$$

Bei einer H<sub>2</sub>-Menge für den Fall 1 nach Tabelle 1 von 13,64 kmol würde theoretisch eine CH<sub>4</sub>-Menge  $n_{CH_4,th}$  von 3,41 kmol entstehen. In Fall 2 würde theoretisch durch die Methanisierung von 14,27 kmol H<sub>2</sub>, eine Stoffmenge  $n_{CH_4,th}$  von 3,57 kmol CH<sub>4</sub> entstehen. Der Methanisierungsgrad  $\zeta$  für den Fall 1 und Fall 2 ist beide Male 98,5 %. Das bedeutet, dass 98,5 % der möglichen Menge an Methan mit diesem Prozess tatsächlich erzeugt werden kann. Es ist natürlich anzumerken, dass der restliche Wasserstoff, der keine Verbindung mit dem Kohlenstoff eingeht, natürlich im Produktgas noch vorhanden ist und somit diese Energiemenge nicht verloren ist.

Für den Wirkungsgrad der Methanisierung  $\eta_{H_2 \rightarrow CH_4}$  und der gesamten Umwandlungskette bis zum Produktgas Methan  $\eta_{OWG \rightarrow CH_4}$  wurden folgende Beziehungen gefunden:

$$P_{CH_4,Netto} = P_{CH_4} - P_{Verd,CO_2} - P_{CO_2} - P_{Verd,CH_4} \quad (5.5)$$

$$\eta_{H_2 \rightarrow CH_4} = \frac{P_{CH_4,Netto}}{P_{H_2,Hu}} \quad (5.6)$$

$$\eta_{OWG \rightarrow CH_4} = \eta_{OWG \rightarrow H_2,Hu} \cdot \eta_{H_2 \rightarrow CH_4} \quad (5.7)$$

Die Herkunft des Kohlendioxids spielt für die Wirkungsgradberechnung des Methanisierungsprozesses eine wesentliche Rolle. Normalerweise würde die CO<sub>2</sub>-Abscheidung für jenen Prozess einen energetischen Aufwand bedeuten, bei dem das CO<sub>2</sub> anfällt und somit seinen Wirkungsgrad verringern. Da aber in dieser Arbeit Prozesse miteinander verglichen werden, bei denen nicht überall eine direkte Abscheidung beim erzeugenden Prozess möglich ist, als Beispiel sei der Mobilitätssektor genannt, bei dem

eine CO<sub>2</sub>-Abscheidung technisch noch nicht angedacht ist, wird diese bereits bei der Methansynthese als energetischer Aufwand bilanziert. Das bedeutet, dass die nächst folgenden Umwandlungsschritte des Methans direkten Einfluss auf den Wirkungsgrad der Methanherstellung haben und dass dem Prozess, bei dem das CO<sub>2</sub> anfällt, die Abtrennung nicht mehr als energetischer Aufwand angerechnet wird. Ein Beispiel zur Verdeutlichung sei die Verstromung von Methan in einem GuD-Kraftwerk. Die CO<sub>2</sub>-Abscheidung würde den Gesamtwirkungsgrad des Kraftwerks infolge zusätzlicher Energieaufwände verringern und es könnte eine geringere Menge an elektrischem Strom erzeugt werden. Bei der Betrachtungsweise in dieser Arbeit verringert die CO<sub>2</sub>-Abscheidung die Menge an Brennstoff, die anschließend in einem GuD-Kraftwerk verstromt werden kann und mindert so die erzeugte elektrische Strommenge um den gleichen Betrag.

Tabelle 13: Zu erwartende Leistungen und Wirkungsgrade der Methanherstellung

	Oxyfuel	MEA	GenosorbN	Chilled-Am.	Atm.-Absch.
$P_{OWG}$ [kW]	1552	1552	1552	1552	1552
$\eta_{OWG \rightarrow H_2, Hu}$ [%]	59	61,8	61,8	61,8	61,8
$P_{H_2, Hu}$ [kW]	916	958	958	958	958
$P_{CH_4}$ [kW]	763	797	797	797	797
- $P_{CO_2}$ [kW]	0	198,3	160,5	98,7	648
- $P_{Verd, CO_2}$ [kW]	28,5	29,9	29,9	29,9	9,1
- $P_{Verd, CH_4}$ [kW]	14,2	15,2	15,2	15,2	15,2
$P_{CH_4, netto}$ [kW]	720	564	591	653	110
$\eta_{H_2 \rightarrow CH_4}$ [%]	78,6	58,8	61,7	68,2	11,5
$\eta_{OWG \rightarrow CH_4}$ [%]	46,4	36,4	38,1	42,1	7,1

Für die Wirkungsgradberechnung des eigentlichen Methansyntheseprozesses  $\eta_{H_2 \rightarrow CH_4}$  wird zuerst die Nettoleistung  $P_{CH_4, Netto}$  des synthetisierten Produktgasgemisches benötigt. Diese berechnet sich nach Gl 5.5 und berücksichtigt alle Sekundärleistungen, die für den Methanierungsprozess benötigt werden.  $P_{CH_4, Netto}$  ist jene Leistung, die beispielsweise einem Kraftwerksprozess als Brennstoffleistung zur Verfügung steht. Die Berechnung im Überblick findet sich in Tabelle 13.

Für einen Oxyfuel-Prozess, der dem Fall 1 entspricht, beträgt  $P_{CH_4, Netto}$  720 kW. Dafür werden von  $P_{CH_4}$ , die in diesem Fall 763 kW beträgt, alle Sekundärleistungen laut Tabelle 12 abgezogen. Nach Gl. 5.6 kann somit der Wirkungsgrad der Methanierung bestimmt werden. Für einen Oxyfuel-Prozess (Fall 1) wird an Bord des Energy-Ships Wasserstoff und Sauerstoff gespeichert. Der mit dieser Betriebsweise gewonnene Wasserstoff hat nach Tabelle 1 eine Leistung von 916 kW.  $\eta_{H_2 \rightarrow CH_4}$  beträgt somit 78,6 %. Der Gesamtwirkungsgrad der Umwandlungskette mechanische Energie – chemische Energie (CH<sub>4</sub>)  $\eta_{OWG \rightarrow CH_4}$  beträgt für eine Methanverwertung mittels Oxyfuel-Prozess 46,4 % und wird mit Gl. 5.7 errechnet. Dabei beträgt  $\eta_{OWG \rightarrow H_2, Hu}$  laut Tabelle 1 59 %. Das bedeutet, dass 46,4 % der mechanischen Energie, die durch Windkraftkonversion gewonnen wurde,

in chemische Energie, in der Form von Methan, umgewandelt werden kann. 53,6 % gehen über den gesamten Umwandlungsprozess verloren.

Wird das regenerative Methan in Prozessen mit Umgebungsluft in Nutzenergie umgewandelt, ergibt sich eine Nettoleistung  $P_{CH_4,Netto}$  im Bereich von 564 – 653 kW, abhängig von der Methode zur Rauchgaswäsche.  $\eta_{H_2 \rightarrow CH_4}$  liegt somit in einem Bereich von 58,8 bis 68,2 %.  $P_{H_2,Hu}$  beträgt für diese Berechnung 958 kW (Fall 2) und ist in Tabelle 1 ersichtlich.  $\eta_{OWG \rightarrow CH_4}$  liegt in einem Bereich von 36,4 bis 42,1 %.

Bei einer Methansynthese, bei der das  $CO_2$  durch atmosphärische Abscheidung bereitgestellt wird, ist auf Grund des hohen Energieaufwands für die  $CO_2$ -Abscheidung der geringste Wirkungsgrad zu erwarten. Der Wirkungsgrad der Methansynthese  $\eta_{H_2 \rightarrow CH_4}$  liegt nur bei 11,5 %, der Wirkungsgrad der gesamten Umwandlungskette  $\eta_{OWG \rightarrow CH_4}$  nur bei 7,1%.

Tabelle 14: Übersicht der Nettoleistungen und Wirkungsgrade der Methansynthese

Methode	$P_{CH_4,Netto}$ [kW]	$\eta_{H_2 \rightarrow CH_4}$ [%]	$\eta_{OWG \rightarrow CH_4}$ [%]
Oxyfuel	720	78,6	46,4
MEA	564	58,8	36,4
GenosorbN	591	61,7	38,1
Chilled Ammonia	653	68,2	42,1
Atmosphärisch	110	11,5	7,1

Tabelle 14 gibt eine Übersicht über die erreichten Nettoleistungen und Wirkungsgrade. Fortan kann in diesem Kapitel auf die Unterscheidung zwischen Fall 1 und Fall 2 verzichtet werden, da diese in den Wirkungsgraden eindeutig berücksichtigt sind. Plakativ gesprochen: Entscheidet man sich beispielsweise für die Verwertung des regenerativen Methans mittels Oxyfuel-Prozesses, ist automatisch der Fall 1 berücksichtigt.

### 5.1.2 Die Methanogenese

Die Methanogenese ist der Endpunkt eines mikrobakteriellen Reduktionsprozesses von abgestorbenem organischem Material. Dieser kann in Böden, am Ozeangrund, aber auch in den Verdauungstrakten von Lebewesen stattfinden. Die Methanogenese als letzter Teilschritt dieses Reduktionsprozesses sieht die Methanbildung als ihre zentrale Aufgabe. Verantwortlich für den Prozess der Methanbildung sind sogenannte Methanobakterien, die der Domäne der Archaeen angehört. [Ottow, 2001] Archaeen bilden mit den Domänen der Bakterien und Eukaryoten die Gesamtheit aller Lebewesen. Sie zählen zu den ältesten Lebewesen der Erde und haben sich schon sehr früh durch Evolution von anderen Lebewesen abgespalte und besitzen somit Besonderheiten, die bei keinen anderen Lebewesen zu beobachten sind. Die meisten Archaeen sind extremophil, das bedeutet sie sind an extreme Umgebungen angepasst und können beispielsweise bei sehr hohen Temperaturen (Thermophile) oder Drücken (Barophile) überleben. Andere Arten können bei extremen PH-Werten (Acidophile, Alkalophile) oder bei hohen Salzkonzentrationen (Halophile) wie im Toten Meer überleben. [Bischofsberger et al., 2005] Die spezielle Eigenschaft der Methanobakterien ist die Oxidation von  $H_2$  und Reduktion von  $CO_2$  zu  $CH_4$  und  $H_2O$  und das bei strikt anaeroben Bedingungen. In

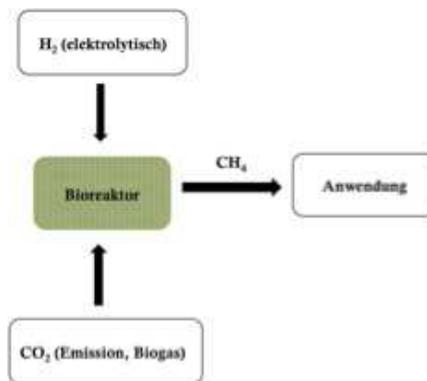


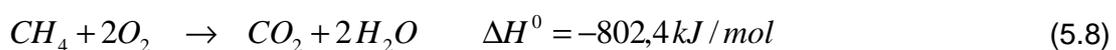
Abbildung 22: Prozess der Methanogenese [Krajete, 2013]

anderen Worten, die Methanobakterien nutzen für ihren Stoffwechsel Wasserstoff und Kohlendioxid, um ihre Lebensfunktionen aufrecht zu halten und sich zu vermehren, mit dem Stoffwechselendprodukt Methan.

Für die Energiewirtschaft sind diese Eigenschaften sehr interessant, aber nicht neu. Die Methanproduktion in Faul- und Klärtürmen funktioniert genau auf diese Weise. Nur bei dieser Methanproduktion die gesamte mikrobielle Reduktion von der Hydrolytischen Anfangsphase über die Acidogenese und Acetogenese bis hin zur Methanogenese der Archaeen durchlaufen wird. Neueste Entwicklungen haben gezeigt, dass man die Methanogenese auch isoliert zur Methanierung von  $H_2$  und  $CO_2$  benutzen kann. Das Linzer Startup, Krajete GmbH. [2013] hat einen Bioreaktor gebaut, der Methanobakterien und somit die Methanogenese zur synthetischen Erzeugung von Methan nutzt, siehe Abbildung 22. Laut Angaben der Krajete GmbH ist dies ein energietechnisch günstiger und Wege um aus Windkraft erzeugten Wasserstoff und Kohlendioxid zu methanisieren, da energieintensive Verdichter und Heiz/Kühlgeräte für dieses Verfahren nicht nötig sind. Genaue Zahlen bleibt das Unternehmen aber leider schuldig, es sei aber die praktische Machbarkeit bereits bewiesen.

## 5.2 $CO_2$ -Gewinnung

$CO_2$  ist neben  $H_2$  der Hauptbestandteil von synthetisch hergestelltem regenerativem Methan. Aus diesem Grund ist die Herkunft des Kohlendioxids ebenso wichtig wie die Herkunft des Wasserstoffs. Es würde die Idee von regenerativem Methan ad absurdum führen, würde  $CO_2$  für die Methanisierung aus einer expliziten Verbrennung von fossilen Energieträgern stammen. Der einzig sinnvolle Weg ist die Abscheidung von  $CO_2$ , das aus einer Verbrennungsreaktion von regenerativem  $CH_4$  und Sauerstoff  $O_2$  nach Gleichung 5.8 entstammt.



Bei einem Vergleich mit Gl. 5.1 lässt sich so ein geschlossener Kreislauf erkennen. Es wird wenig überraschend die gleiche Menge  $\text{CO}_2$  bei der Verbrennung von  $\text{CH}_4$  mit  $\text{O}_2$  frei als für die Reaktion von  $\text{H}_2$  zu  $\text{CH}_4$  nötig ist.

Die Abtrennung des  $\text{CO}_2$  aus dem Rauchgas der Verbrennung kann und/oder muss durch verschiedenste prozesstechnische Verfahren bewerkstelligt werden. Diese Verfahren sind je nach vorgeschalteter Anwendung unterschiedlich aufwändig. Beispielsweise ist die Abtrennung des  $\text{CO}_2$  aus einer Oxyfuel-Anlage weniger aufwändig, da das Rauchgas nur aus Wasserdampf und  $\text{CO}_2$  besteht. Wird regeneratives Methan aber mit Umgebungsluft verbrannt, besteht das Rauchgas zusätzlich zu Wasserdampf und  $\text{CO}_2$  zusätzlich noch aus großen Mengen Stickstoff  $\text{N}_2$  und gegebenenfalls aus geringen Anteilen von  $\text{NO}_x$ . In diesem Fall ist eine Abscheidung auf Grund der größeren Rauchgasvolumensströmen und der geringeren Konzentration des  $\text{CO}_2$  in demselben aufwendiger. Es gibt aber auch Anwendungen zur  $\text{CH}_4$ -Umsetzung, wo eine  $\text{CO}_2$ -Abtrennung im laufenden Betrieb nur schwer bis kaum möglich ist. Diese Bereiche sind beispielsweise der Mobilitätssektor, wo die Methanverbrennung nicht ortsfest vonstattengeht und somit eine direkte Abscheidung aus dem Rauchgas noch schwieriger erscheint und prozesstechnisch noch nicht einmal angedacht ist. In diesem Fall wäre eine indirekte Abscheidung aus der Umgebungsluft eine machbare Alternative.

### **5.2.1 $\text{CO}_2$ -Gewinnung aus Rauchgas von thermischen Prozessen**

Die  $\text{CO}_2$ -Abtrennung aus Oxyfuel-Anlagen ist wie bereits eingangs erwähnt die einfachste Form der Abtrennung, da das Rauchgas eines Oxyfuel-Prozesses bei korrekter Prozessführung nur aus Wasserdampf und  $\text{CO}_2$  besteht. Die Trennung dieser beiden Bestandteile erfolgt in der Regel durch Auskondensieren des Wasserdampfes. Da im Rauchgas Umgebungsdruck herrscht, muss das Rauchgas auf unter  $100^\circ\text{C}$  abgekühlt werden, bevor eine Kondensation einsetzt. Diese dem Rauchgas abzuführende Wärme kann beispielsweise zur Speisewasservorwärmung benutzt werden. Am Ende der Auskondensation besteht das Rauchgas im Idealfall nur mehr aus  $\text{CO}_2$ . Energetisch ist für die Abscheidung des  $\text{CO}_2$  kein zusätzlicher Aufwand nötig.

Anders sieht die Situation bei Verbrennungsprozessen mit Umgebungsluft aus. Das diese zu rund 80 Vol. % aus Stickstoff (N) besteht, ist dieser Stickstoff auch im Rauchgas vorhanden. Idealerweise in Form von  $\text{N}_2$ , im ungünstigsten Fall liegen kleinere Teile als  $\text{NO}_x$  vor. Eine einfache Abkühlung des Rauchgases auf Umgebungstemperatur bringt hier keine Abhilfe, da  $\text{N}_2$  auch bei Umgebungsbedingungen gleich dem  $\text{CO}_2$  noch in der gasförmigen Phase verharrt. Deshalb müssen bei der Post-Combustion-Abscheidung andere Technologien zur Anwendung gelangen. Grundsätzlich stehen die Möglichkeiten der Absorptions-, Adsorptions-, Membran- und  $\text{CO}_2$ -Verflüssigungsverfahren zur Verfügung. Die Hauptentwicklungsrichtung geht heute in Richtung von Absorptionsverfahren. Da im Rauchgas eine  $\text{CO}_2$ -Konzentration von  $< 15$  % Vol. Prozent und Umgebungsdruck vorliegt, ist die chemische Absorption die leistungsstärkste Variante der absorptiven Abscheidung. Die chemische Absorption beschreibt das Lösen eines Stoffes in einem Stoff anderer Phase, z.B. das gasförmige  $\text{CO}_2$  in einer Waschflüssigkeit. Möchte man die aufnehmende Phase wieder von ihrer Last befreien, ist dies durch Temperaturerhöhung bei meist gleichzeitiger Druckerniedrigung möglich. Mit physikalischer Absorption hingegen können erst Konzentrationen über 15 Vol. %  $\text{CO}_2$  im Rauchgas behandelt werden. Ein weiterer Vorteil der chemischen Absorption gegenüber

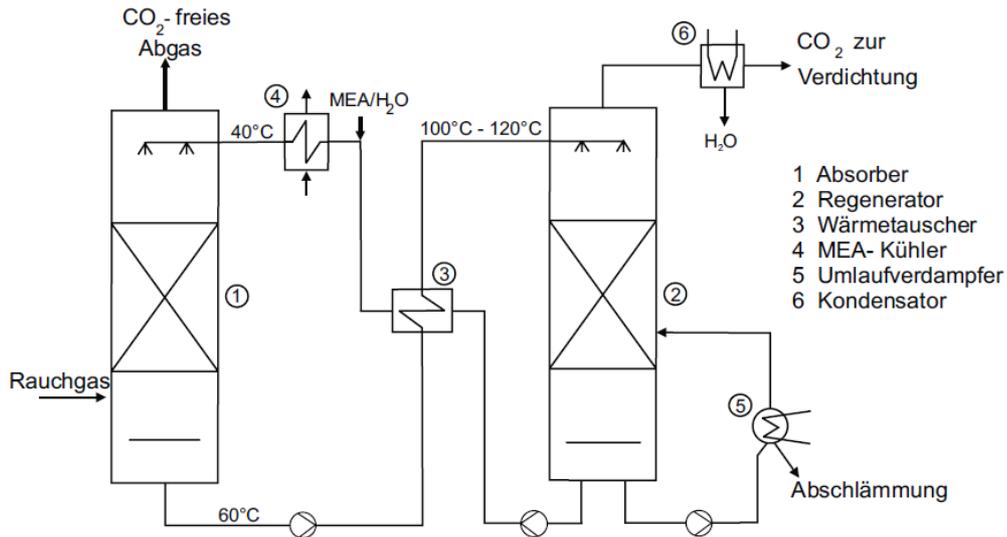


Abbildung 23: MEA-Wäsche [Strauß, 2009]

der physikalischen ist die hohe Selektivität und die damit erzeugten hohen Reinheiten des abgeschiedenen  $\text{CO}_2$  von  $> 99\%$ . Bei einer anschließenden Weiterverwertung des Kohlendioxids ist kein ergänzender Reinigungsprozess mehr notwendig. Ein großer Nachteil der chemischen Absorptionsmethoden ist aber die hohe Energiemenge, die für die Regeneration der Waschlösung nötig ist. Dieser Nachteil stellt einen der Hauptaugenmerke bei der Wahl des Lösungsmittels dar. Die grundsätzlichen Spezifikationen einer Waschlösung sollten ein geringer Regenerationsenergiebedarf, eine hohe  $\text{CO}_2$ -Beladbarkeit, hohe Reaktivitätseigenschaften, sie sollte chemisch stabil sein und nicht korrosiv oder umweltschädlich. [Scherer et al., 2012] Die am häufigsten diskutierten Waschlösungen sind die Alkanolamine, mit den beiden Gruppen der primären und sekundären Aminen und die den Alkanolaminen sehr nahe stehenden Ammoniak-Wasserslösungen. Bei den primären Aminen ist Monoethanolamin MEA der bekannteste Wäscher. Ein prinzipieller Aufbau einer solchen Wäsche ist in Abbildung 23 zu sehen. Sie zeichnet sich durch eine hohe Reaktionsgeschwindigkeit und somit kleineren Apparatebauhöhen mit dadurch verringerten Investitionskosten aus, hat aber einen sehr hohen Energiebedarf bei der Regeneration. MEA weist aber eine relativ hohe Degradationsrate auf und ist besonders empfindlich bei Kontakt mit Restanteilen  $\text{O}_2$  im Rauchgas. Zudem ist der korrosive Angriff der Apparaturen bei MEA höher als bei sekundären Aminen. Der bekannteste Wäscher bei den sekundären Aminen ist GenosorbN. Seine Hauptkomponente ist Polymethyldiglykolamin und zeichnet sich durch einen geringeren Regenerationsenergiebedarf aus. Die Reaktionsgeschwindigkeit nimmt aber von primären auf sekundären Aminen ab. Dafür weisen sekundäre Amine eine größere chemische Beständigkeit auf. Die dritte Gruppe der am häufigsten diskutierten Waschlösungen sind die Ammoniak-Wasserslösungen. Sie haben den geringsten Energiebedarf in Bezug auf die Regeneration der Waschlösung und sind hoch thermisch und chemisch stabil. Sie haben aber eine geringe Reaktionsrate. [Ohle, 2010] Im Vergleich der benötigten Energie für das  $\text{CO}_2$  aus dem Rauchgas lässt sich folgendes Bild erkennen. Laut Abu-Zara et al. [2007] ist bei einer MEA-Wäsche eine thermische

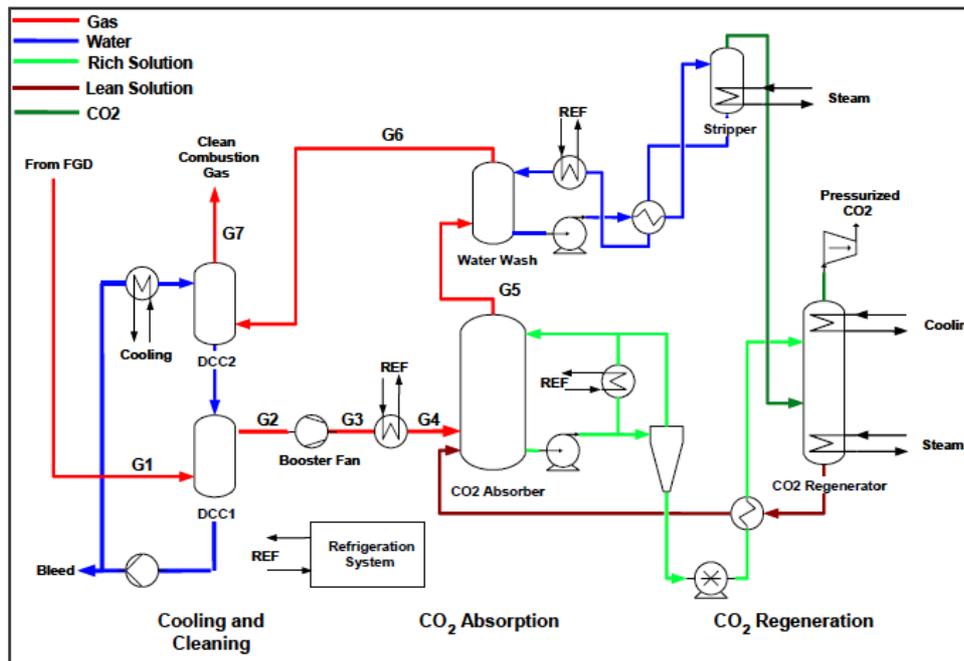


Abbildung 24: Prinzip einer Chilled Ammonia Wäsche [Kozak et al., 2009]

Energie von  $3 \text{ MJ/kg}_{\text{CO}_2}$  nötig, umgerechnet entspricht das  $0,833 \text{ kWh}$  pro abgetrennten  $\text{kg CO}_2$ . Zusätzlich werden  $0,182 \text{ kWh}$  je  $\text{kg CO}_2$  an elektrischer Energie für den Betrieb der MEA-Wäsche nötig. Unter der Voraussetzung, dass diese elektrische Energie in einem GuD-Kraftwerk mit einem Gesamtwirkungsgrad von  $58 \%$  umgewandelt wird, können diese beiden Energiebeträge zusammen gezählt werden. Somit ist der Gesamtbrennstoffenergieverbrauch der MEA mit  $1,15 \text{ kWh/kg}_{\text{CO}_2}$  anzugeben. Laut Ohle [2012] ist bei einer GenosorbN-Wäsche ein Gesamtbrennstoffenergieverbrauch  $0,97 \text{ kWh/kg}_{\text{CO}_2}$  nötig. Dieser setzt sich wieder aus thermischer Energie für die Regeneration und elektrischer Energie, die vor allem für die Vakuumpumpen eingesetzt wird, und mit einem elektrischen Wirkungsgrad von  $58 \%$  bewertet wurde, zusammen. Den am deutlich geringsten Energiebedarf hat die Ammoniak-Wäsche (Chilled Ammonia) mit  $0,60 \text{ kWh}_{\text{th}}/\text{kg}_{\text{CO}_2}$  [Valenti et al. 2009]. Eine Prinzipschaltung dieser Wäsche ist in Abbildung 24 zusehen. Dabei entfallen  $1,535 \text{ MJ/kg}_{\text{CO}_2}$  oder umgerechnet  $0,43 \text{ kWh}_{\text{th}}/\text{kg}_{\text{CO}_2}$  auf die thermische Regeneration und  $0,0998 \text{ kWh/kg}_{\text{CO}_2}$  auf die elektrische Energie. Für diese elektrische Energie wurde ebenfalls angenommen, dass sie in einem Kraftwerk mit  $58 \%$  Gesamtwirkungsgrad aus thermischer Energie gewonnen wurde. Dafür würde Brennstoffenergie von  $0,17 \text{ kWh/kg}_{\text{CO}_2}$  nötig sein. Eine Übersicht der spezifischen Energieaufwände gibt Tabelle 15.

Tabelle 15: Übersicht der spezifischen Brennstoffenergieaufwände für die  $\text{CO}_2$ -Wäschen

Rauchgaswäschemethode	Spezifischer Brennstoffenergieaufwand [ $\text{kWh/kg}_{\text{CO}_2}$ ]
MEA-Wäsche	1,15
GenosornN-Wäsche	0,97
Chilled Ammonia-Wäsche	0,60

### 5.2.2 CO<sub>2</sub>-Gewinnung aus atmosphärischer Abscheidung

Ist die CO<sub>2</sub>-Abscheidung über das Rauchgas technisch nicht möglich, muss eine andere CO<sub>2</sub>-Quelle für den Methanierungsprozess gefunden werden. Eine solche Quelle ist die Umgebungsluft. Im Dezember 2012 betrug die CO<sub>2</sub> Konzentration am Mauna Loa Observatory im US Bundesstaat Hawaii rund 395 ppm [NOAA, 2013]. Dieses CO<sub>2</sub> lässt sich grundsätzlich aus der Umgebungsluft abscheiden. Nach Specht et al. [2000] stehen dazu mehrere Technologien zur Verfügung. Wie schon im vorhergehenden Abschnitt 5.2.1 besteht die Möglichkeit zur chemischen bzw. physikalischen Absorption und Adsorption. Außerdem kann das Kohlendioxid durch Auskondensation und membran Abscheidung von der Umgebungsluft separiert werden. Die beiden letzten Methoden sind sehr energieintensiv, da für die Auskondensation des CO<sub>2</sub> aus der Umgebungsluft, diese extrem abgekühlt werden muss. Bei einer Abscheidung durch eine Membrane ist eine hohe und somit energieintensive Verdichtung der Umgebungsluft nötig. Als adsorptive Methode steht die Druckwechsel-Adsorption zur Verfügung. Der Nachteil dieser Methode ist die Tatsache, dass bei der Adsorption von CO<sub>2</sub> auch Wasserdampf aus der Luft adsorbiert wird. Die Regeneration eines mit Wasserdampf und CO<sub>2</sub> beladenen Sorbens ist um ein Vielfaches energieintensiver als bei einer reinen CO<sub>2</sub>-Beladung. Eine vorherige Auskondensation der latenten Luftfeuchte würde Abhilfe schaffen, ist aber ebenfalls mit einem erheblichen Energieaufwand verbunden, da dafür ein Kälteprozess betrieben werden muss. Specht et al. [2000] sehen deshalb als einzige praktikable Methode absorptive Abscheidung des in der Atmosphäre vorhandenen CO<sub>2</sub>. Am Zentrum für

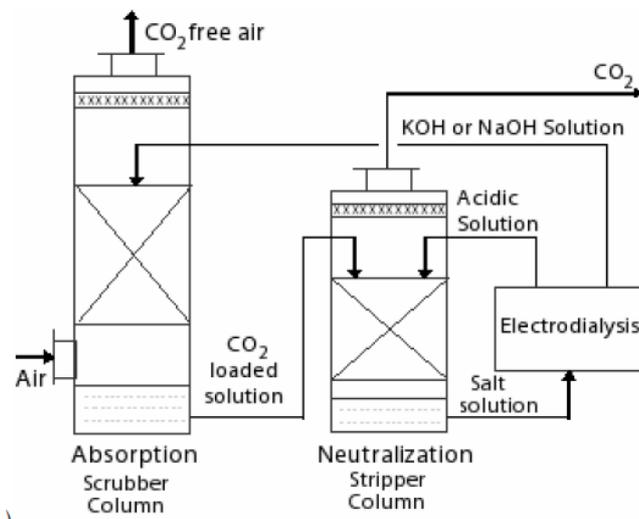


Abbildung 25: Prinzipieller Aufbau einer atmosphärischen CO<sub>2</sub> Abscheidungsanlage [Specht et al., 2000]

Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung (ZSW) in Stuttgart, Deutschland, wird eine Versuchsanlage betrieben, deren Prozess in Abbildung 25 ersichtlich ist. Grundsätzlich wird CO<sub>2</sub> in einem Wäscher von Natronlauge NaOH absorbiert und bildet Natriumcarbonat Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>. Anschließend wird die Waschlösung in einem Stripper vom CO<sub>2</sub> befreit. Dies geschieht durch Umsetzen der Lösung mit Schwefelsäure. Das dabei entstehende Gemisch aus Natronlauge und Schwefelsäure wird in einer Elektrodialysezelle wieder getrennt. Der Gesamtenergieverbrauch dieser Anlage wurde von Weimer et al. [1996] mit umgerechnet 9,7 MJ/kg<sub>CO2</sub> elektrisch berechnet. Der Umgebungsluftdurchsatz für das

Abscheiden von 1 kg CO<sub>2</sub> wird in dieser Berechnung mit 2300 kg angegeben. An der Versuchsanlage des ZSW wurde experimentell ein Gesamtenergieverbrauch von 8,2 MJ/kg<sub>CO2</sub> ermittelt. Dieser setzt sich zusammen aus einem Energieverbrauch von 1,8 MJ/kg<sub>CO2</sub> elektrisch, die der CO<sub>2</sub> Absorption zugerechnet werden kann und 6,4 MJ/kg<sub>CO2</sub> elektrisch für den Elektrodialyseprozess. [Specht et al. 2000] Umgerechnet bedeute das, dass für die Abtrennung von einem kg CO<sub>2</sub> 2,278 kWh<sub>el</sub> nötig sind. Unter der Voraussetzung, dass diese elektrische Energie in einem Kraftwerk mit einem Gesamtwirkungsgrad von 58 % konvertiert worden ist, entspricht diese Menge 3,927 kWh an Brennstoffenergie.

### 5.3 Methanverwertung im Stromsektor

Ähnlich dem Wasserstoff kann Methan zur Erzeugung von elektrischem Strom mittels thermischer Prozesse beispielsweise in Kraftwerken oder durch Gasmotoren umgewandelt werden. Mit Methan als Brenngas lassen sich neben den konventionellen Kraftwerksanwendungen, wie sie in Kapitel 4 bereits behandelt wurden, auch Kraftwerkskonzepte betreiben, die gegenwertig noch nicht dem Stand der Technik entsprechen. Zu diesen Konzepten gehören vor allem die zahlreichen Oxyfuel-Konzepte, die insgesamt durch hohe Wirkungsgrade und einer günstigen Abgaszusammensetzung bestechen, deren Wirkungsgrad aber durch die energieintensive O<sub>2</sub>-Bereitstellung wieder gemindert werden. Das Energy-Ship-Konzept kann dieses Problem leicht umschiffen. Eine Verallgemeinerung wurde getroffen: wann immer in diesem Abschnitt von synthetischem Methan und seiner thermischen Umsetzung die Rede ist, ist selbstverständlich ein Methan/Wasserstoffgemisch nach Abschnitt 5.2 gemeint. Dieser Abschnitt gibt Aufschluss über die zu erwartenden Gesamtwirkungsgrade  $\eta$  der Umwandlungskette mechanische Energie, die durch Windkraftkonversion gewonnen wurde – elektrische Energie – chemische Energie (H<sub>2</sub>) – chemische Energie (CH<sub>4</sub>) – elektrische Energie. Diese Umwandlungskette wird durch Gl. 5.9 repräsentiert.

$$\eta = \eta_{OWG \rightarrow H_2, Hu} \cdot \eta_{H_2 \rightarrow CH_4} \cdot \eta_{el} = \eta_{OWG \rightarrow CH_4} \cdot \eta_{el} \quad (5.9)$$

#### 5.3.1 Konventionelle Kraftwerkskonzepte

Es gibt eine Vielzahl von konventionellen Kraftwerkskonzepten, die eine mehr oder weniger effiziente Verstromung von synthetisch hergestelltem regenerativem Methan zulassen würden. Aus Sicht der Wirtschaftlichkeit macht es aber nur Sinn dieses CH<sub>4</sub> in möglichst effizienten Anlagen zu verstromen, da für die Synthetisierung bereits ein hoher Energieeinsatz geleistet wurde und diese Energie in möglichst hohem Maße wieder rückzuwandeln ist. Deshalb erscheint es nur als sinnvoll das regenerative Methan in GuD-Kraftwerken zu verstromen, da diese die höchsten Wirkungsgrade besitzen und heute neu errichtete Anlagen kurz vor der Erreichung der 60 % Marke sind. Der genauen Aufbau und die Funktionsweise eines GuD-Kraftwerks wurden bereits in Abschnitt 4.1.1 behandelt. Für die Wirkungsgradberechnung der Umwandlungskette des Energy-Ship-Konzepts wird der elektrische Wirkungsgrad mit 58 % angenommen, da er einen Durchschnittswert der sich momentan in Betrieb befindlichen Anlagen repräsentiert. Ein

GuD-Kraftwerk wird mit Luftsauerstoff betrieben. Aus diesem Grund muss die CO<sub>2</sub>-Rückgewinnung mittels Rauchgaswäsche erfolgen. Für Rauchgaswäsche kann mittels des Energy-Ships mit einem Wirkungsgrad  $\eta_{OWG \rightarrow CH_4}$  in Bereich von 36,4 bis 42,1 % (Tabelle 14) CH<sub>4</sub> synthetisiert werden. Mit  $\eta_{el}$  von 58 % ergeben sich für ein GuD-Kraftwerk nach Gl. 5.9 Gesamtwirkungsgrade  $\eta$  von 21,1 bis 24,4 %. Das bedeutet, dass mit einem Energy-Ship in einer Methanwirtschaft mittels eines GuD-Kraftwerks mit einem Wirkungsgrad von 21 - 24 % elektrischer Strom erzeugt werden kann. Eine genaue Berechnungen mit Leistungen bezogen auf das Energy-Ship ist in Tabelle 16 ersichtlich. Eine weitere Möglichkeit zur Verstromung des synthetisch erzeugten Methans besteht mit dem Blockheizkraftwerk (BHKW). Der genaue Aufbau und die Funktion eines BHKW sind dem Abschnitt 4.1.4 zu entnehmen. Der elektrische Wirkungsgrad des BHKW liegt bei rund 40 %. In Kombination mit einer Abwärmenutzung, beispielsweise zur Raumheizung, lassen sich aber Brennstoffausnutzungsgrade  $\omega$  von rund 90 % erreichen und somit eine wirtschaftliche Verwertung des syn. Methans realisieren. Die Verbrennung des regenerativen CH<sub>4</sub> in einem Gasmotor erfolgt ebenfalls mittels Luftsauerstoff und somit ist auch hier der gleiche Wertebereich von 36,4 bis 42,1 % für den Wirkungsgrad  $\eta_{OWG \rightarrow CH_4}$  der Methansynthese auf Basis des Energy-Ships anzusetzen. Somit kann nach Gl. 5.9 in einer Methanwirtschaft elektrischer Strom mit einem Gesamtwirkungsgrad  $\eta$  von 14,6 bis 16,8 %, je nach Methode der Rauchgaswäsche, erreicht werden. Eine detaillierte Berechnung findet man ebenfalls in Tabelle 16.

### 5.3.2 Methanverwertung in Oxyfuel-Prozessen

Der Oxyfuel-Prozess beschreibt einen Verbrennungsprozess, bei dem der Brennstoff (Fuel) mit reinem Sauerstoff (Oxygen) verbrannt wird. Besonders interessant erscheint dieses Verbrennungsprinzip, wenn der Brennstoff Erdgas ist. Bei der Verbrennung von Erdgas mit reinem Sauerstoff besteht das Rauchgas nur aus zwei Komponenten, H<sub>2</sub>O und CO<sub>2</sub>, siehe Gl. 5.10. Das CO<sub>2</sub> lässt sich in diesen Prozessen leicht abtrennen. Ein wichtiger Punkt ist bei diesen Prozessen auch die Flammtemperatur, die sehr hoch ist. Um die Festigkeit der eingesetzten Materialien und Werkstoffe zu gewährleisten, muss eine bestimmte Menge des Rauchgases nach der Verbrennung wieder in die Brennkammer zurückgeführt werden um, die Verbrennungstemperatur in einem tolerierbaren Bereich zu halten. Somit übernimmt das rezirkulierte Rauchgas die Aufgabe des Stickstoffes bei der konventionellen Verbrennung mit Luftsauerstoff. Aber diese Rezirkulation birgt auch den größten Vorteil dieses Verfahrens in sich. Durch die Rezirkulation verringert sich der tatsächliche Rauchgasmassenstrom der an die Umgebung abgegeben wird und mit ihm die Rauchgasverluste. Die im Rauchgas vorhandene Restwärme wird durch die Rezirkulation wieder dem Brennraum zugeführt. Dadurch ergeben sich wiederum eine Einsparung im Brennstoffverbrauch und eine Wirkungsgradsteigerung der Anlage.

Ein großer Nachteil von Oxyfuel-Prozessen ist aber die Bereitstellung von O<sub>2</sub>. Da es in der Natur keine nennenswerten Quellen von Sauerstoff gibt, muss der Sauerstoff prozesstechnisch hergestellt werden. In der Regel passiert dies in Luftzerlegungsanlagen, mittels des Lindeverfahrens. Diese Luftzerlegung ist aber sehr energieintensiv und ein anlagentechnisch aufwendiger Prozess. Auf Grund dieser aufwendigen Bereitstellung von O<sub>2</sub> büßen diese Oxyfuel-Anlagen einen Großteil ihres Wirkungsgradvorsprungs, den sie gegenüber konventionellen Kraftwerksanlagen haben, wieder ein. Aber gerade hier



In Abbildung 27 sieht man einen Kraftwerksprozess, der grundsätzlich für die Verbrennung von fossilen Brennstoffen ausgelegt ist. Die besten Nettowirkungsgrade würde der Graz Cycle aber mit der Befeuerung von Synthesegas erzielen, da nach Sanz et al. [2004] für die Verbrennung von Synthesegas weniger  $O_2$  benötigt wird und somit weniger  $O_2$  für den Prozess bereitgestellt werden muss. Da aber Methan der überwiegende Hauptbestandteil von Erdgas ist und dieser als Brennstoff für Kraftwerke sehr üblich ist, wurde die thermodynamische Auslegung, die diese Betrachtung für das Energy-Ship-Konzept zugrunde liegt, mit Methan als Brennstoff durchgeführt. Dieses  $CH_4$  wird also in einer Brennkammer zusammen mit  $O_2$  bei einem Druck von 50 bar verbrannt. Dabei entsteht ein Arbeitsmedium, das zu rund 75 Gew. % aus  $H_2O$  besteht und zu 25 Gew. % aus  $CO_2$  bei einer Temperatur von  $1500^\circ C$ . Zur Kühlung der Turbinenbeschaukelung wird Wasserdampf eingesetzt, da dieser durch seine, gegenüber der Luft höheren Wärmekapazität bessere Kühleigenschaft besitzt. Dadurch erhöht sich der  $H_2O$  Anteil im Arbeitsmedium auf 79 Gew. % zu 21 Gew. % des  $CO_2$ s. Dieses Arbeitsmedium wird anschließend in einer Hochtemperaturturbine (HTT) auf 1 bar und  $572^\circ C$  entspannt. Um die beträchtliche Restwärmemenge des Arbeitsmediums nicht ungenutzt zu lassen wird mit Arbeitsmedium in einem Abhitzedampferzeuger (HRSG) ein überhitzter Dampfmassenstrom mit den Parametern 180 bar und  $557^\circ C$  erzeugt. Dieser Dampfmassenstrom wird in einer Hochdruckturbine (HPT) auf rund 50 bar und  $365^\circ C$  entspannt und dient nun einerseits zur bereits erwähnten Schaufelkühlung der HTT und zur Kühlung der Gasbrenner in der Brennkammer. Das im HRSG auf  $177^\circ C$  abgekühlte Arbeitsmedium wird nun aufgeteilt. Ein Teil, ca. 50 Gew. %, wird in den Verdichtern C0, C1 und C2 wieder auf 50 bar Verbrennungskammerdruck und  $555^\circ C$  verdichtet und ebenfalls zur Kühlung der Brennkammer verwendet. Damit wird erreicht, dass die Wärmezufuhr auf einer hohen Temperatur erfolgen kann, in Anbetracht des Carnot-Wirkungsgrads stellt sich dies als sehr günstig heraus. Zwischen C1 und C2 findet eine Zwischenkühlung des Arbeitsmediums statt. Die abgeführte Wärmemenge wird im HRSG zur Dampferzeugung genutzt. Aus dem restlichen Teil des Arbeitsmediums wird das

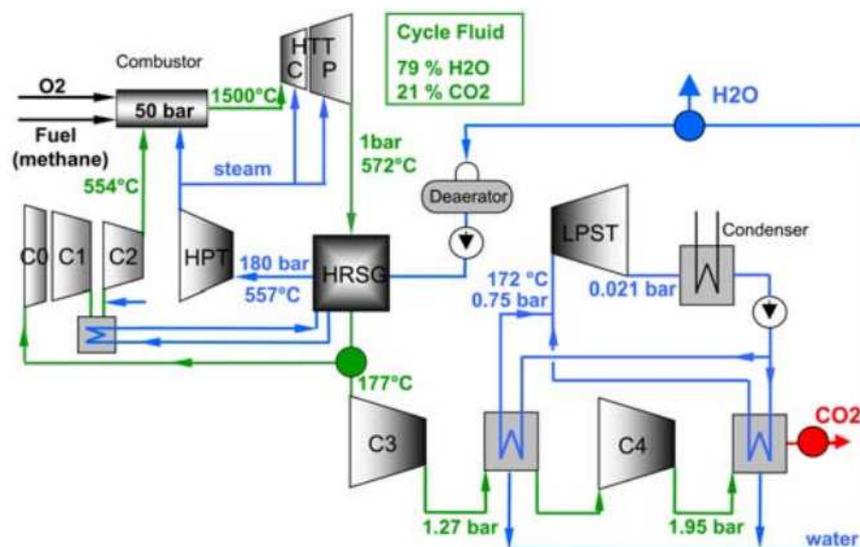


Abbildung 27: Graz-Cycle mit  $1500^\circ C$  Turbineneintrittstemperatur [Jericha et al., 2008]

vorhandene H<sub>2</sub>O auskondensiert, um wieder als Speisewasser für den Dampfprozess zur Verfügung zu stehen. Zu diesem Zweck wird das restliche Arbeitsmedium, das mit 1 bar und 177°C vorliegt, im Verdichter C3 auf 1,27 bar verdichtet. Dabei erreicht das Arbeitsmedium eine Temperatur von 204°C. Um das vorhandene H<sub>2</sub>O auszukondensieren muss das Arbeitsmedium wieder auf unter 105°C abgekühlt werden. Dies geschieht in zwei Wärmetauschern. Die dabei abzuführende Wärme wird einem dritten, von den anderen Teilkreisläufen vollkommenen getrennten, Teilarbeitskreis zugeführt und dort für die Erzeugung eines Dampfmassenstroms verwendet. Die Dampfparameter dieses Kreislaufes liegen bei 172°C und 0,75 bar. Da im ersten Wärmetauscher nur rund 62 Gew. % H<sub>2</sub>O aus dem Arbeitsmedium auskondensiert werden kann, ist eine Wiederholung dieses Schrittes notwendig. Das Arbeitsmedium wird im Verdichter C4 auf 1,95 bar und 145°C verdichtet und im zweiten Wärmetauscher wieder abgekühlt, um ein Auskondensieren des restlichen Wassers aus dem Arbeitsmediums zu veranlassen. Die dabei abgegebene Wärmemenge wird wieder für die Verdampfung im dritten Teilkreislauf verwendet. Somit sollte auch der Großteil des H<sub>2</sub>O-Anteils aus dem Arbeitsmedium abgetrennt worden sein. Das so reine CO<sub>2</sub> kann nun aus dem Graz-Cycle ausgeleitet und zur weiteren Verwendung verdichtet werden. Der im dritten Teilkreislauf entstandene Dampfmassenstrom wird in einer Niederdruckturbine auf einen Kondensationsdruck von 0,021 bar entspannt. Die Möglichkeit zur Kondensation bei einem solch niedrigen Druck soll durch das ausreichend vorhandene Kühlwasser auf entsprechend niedrigem Temperaturniveau in Nordeuropa ermöglicht werden. [Jericha et al., 2008]

Der elektrische Wirkungsgrad liegt ebenfalls nach Jericha et al. [2008] bei 65,71 %. Somit kann das regenerative Methan, das mit einem Umwandlungswirkungsgrad  $\eta_{OWG \rightarrow CH_4}$  von 46,4 % (Tabelle 14) mit Hilfe des Energy-Ships aus mechanischer Energie gewonnen wurde, mit einem Gesamtumwandlungswirkungsgrad  $\eta$  von 30,5 % in elektrische Energie gewandelt werden. Dabei wird berücksichtigt, dass das Energy-Ship sowohl Wasserstoff für die Methanierung und Sauerstoff für den Oxyfuel-Prozess liefert. Die genaue Berechnung der gesamt Umwandlungskette findet man in Tabelle 16. Würde das Energy-Ship ausschließlich Wasserstoff für die Methanherstellung liefern, würde der Wirkungsgrad  $\eta_{OWG \rightarrow CH_4}$  der Methanumwandlungskette von 46,6 % auf 48,5 % steigen. Gleichzeitig sinkt aber der  $\eta_{el}$  des Graz-Cycles laut Jericha et al. [2008] auf 55,83 %, da nun der benötigte Sauerstoff mittels einer Air Separation Unit (ASU) bereitgestellt werden müsste. Somit sinkt der Gesamtwirkungsgrad  $\eta$  auf 27,1%. Aus diesem Grund ist es auf jeden Fall sinnvoll, den Sauerstoff ebenfalls vom Energy-Ship bereitzustellen, obwohl dabei der Wirkungsgrad der Wasserstofferzeugung  $\eta_{OWG \rightarrow H_2}$  (Tabelle 1) sinkt, da Energie, die für die Wasserstofferzeugung eingesetzt werden könnte, für die Sauerstoffspeicherung verwendet werden muss.

### **5.3.2.2 Der Semi-Closed Oxy-Fuel Combustion Combined Cycle SCOC-CC**

Der Semi-Closed Oxy-Fuel Combustion Combined Cycle, kurz SCOC-CC, ist wie aus seinem Namen bereits hervorgeht ein kombinierter Gas- und Dampfturbinenprozess wie er beispielsweise in einem GuD-Kraftwerk vorkommt, jedoch als Oxyfuel-Prozess betrieben. Durch die bei Oxyfuel-Prozessen notwendige Rezirkulierung eines Teils des Rauchgases ergibt sich ein halbgeschlossener Kraftwerksprozess, wie er in Abbildung 28 zu sehen ist. Die in dieser Abbildung zu sehende Air Separation Unit (ASU) wird bei einer Belieferung mit Brenngas durch das Energy-Ship nicht nötig sein. Grundsätzlich lässt sich

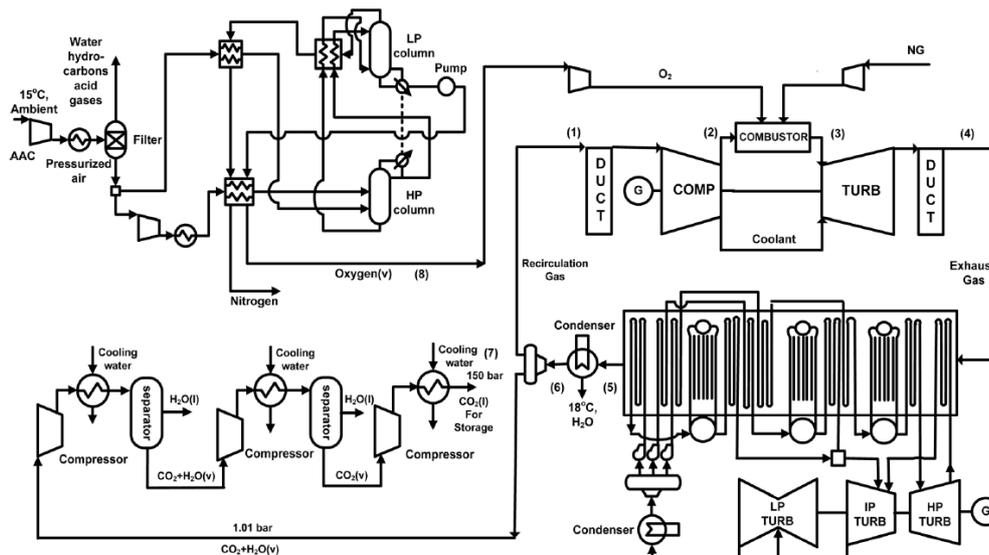


Abbildung 28: Prinzipschaltbild eines SCOC-CC [Yang et al. 2012]

der Prozess wie folgt beschreiben: das Methan wird bei einem Brennkammerdruck von 60 bar und einer Temperatur von 1400°C mit dem O<sub>2</sub> verbrannt, das so entstandene Arbeitsmedium wird in einer Turbine bis auf einen Druck von 1,03 bar entspannt und erreicht dabei eine Temperatur von 588°C. Dieser Rauchgasmassenstrom wird nun in einem Abhitzedampferzeuger HRSG verwendet, um einen überhitzten Dampfmassenstrom zu erzeugen. Dieser Heißdampf, der mit den Parametern von 565°C und 124 bar vorliegt, wenn er in die Hochdruckdampfturbine eintritt, wird dort auf 23,5 bar entspannt und in einer nachfolgenden Mitteldruckturbine auf 2,4 bar. In der anschließenden Niederdruckturbine wird der Dampfmassenstrom auf den Kondensationsdruck von 0,046 bar entspannt. Das Arbeitsmedium tritt mit einer Temperatur von 117°C aus dem HRSG aus. Zu diesem Zeitpunkt besteht das Arbeitsmedium aus 79 mol % CO<sub>2</sub> und 21 mol % H<sub>2</sub>O. Die H<sub>2</sub>O-Fraktion wird nach dem HRSG durch Abkühlen des Arbeitsmediums auf 18°C auskondensiert. Nach diesem Schritt besteht es fast ausschließlich aus CO<sub>2</sub>. Dieser CO<sub>2</sub>-Massenstrom wird nach dem Kondensator in zwei Teilströme ausgeteilt. Der Großteil, über 90 %, des Arbeitsmediums wird in einem Kompressor auf Brennkammerdruck von 60 bar verdichtet. Dieser Teil dient zur Rauchgasrezirkulierung und zur Kühlung der Turbinenbeschaukelung. Der restliche Teil des CO<sub>2</sub>-reichen Arbeitsmediums wird aus dem Kreisprozess ausgeschieden und in einem dreistufigen Verdichtungsprozess mit Zwischenkühlung zwischen den einzelnen Verdichterstufen verdichtet. [Yang et al., 2012]

Der beschriebene Prozess hat einen elektrischen Wirkungsgrad von 59,5 %, dabei sind die Leistungen für die ASU und die CO<sub>2</sub>-Verdichtung nicht berücksichtigt. Der Nettowirkungsgrad, der dies berücksichtigen würde, liegt bei 48,2 %. Könnte die Turbineneintrittstemperatur von 1400 auf 1600°C gesteigert werden, wirkt sich das auch auf den Wirkungsgrad aus. Der elektrische Wirkungsgrad  $\eta_{el}$  steigt somit von 59,5 auf 63,4 %. [Yang et al., 2012] Für das Energy-Ship-Konzept bedeutet dies, dass regeneratives Methan, das mit einem Umwandlungswirkungsgrad  $\eta_{OWG \rightarrow CH_4}$  von 46,6%

(Tabelle 14) mit Hilfe des Energy-Ships aus mechanischer Energie, die aus Windkraftkonversion gewonnen wurde, mit Hilfe des SCOC-CC mit einem Gesamtumwandlungswirkungsgrades  $\eta$  von 29,4 % in elektrische Energie umgewandelt werden kann. Die genaue Berechnung der Umwandlungskette findet sich in Tabelle 16. Auch für den SCOC-CC ist es sinnvoll, dass mittels des Energy-Ships sowohl Wasserstoff als auch Sauerstoff bereitgestellt wird. Da bei einem Betrieb einer ASU der eklektische Wirkungsgrad  $\eta_{el}$  des SCOC-CC nach Yang et al. [2012] auf 54,4 % sinkt. Es würde zwar der Methanumwandlungswirkungsgrad  $\eta_{OWG \rightarrow CH_4}$  wie beim Graz-Cycle auf 48,5 % steigen, jedoch der Gesamtwirkungsgrad  $\eta$  der Umwandlungskette auf 26,4 % sinken.

### 5.3.3 Vergleich der Technologien zur Stromerzeugung

In Tabelle 16 ist die genaue Berechnung der Umwandlungskette für die Verstromung von regenerativem  $CH_4$  mit Bezug auf das Energy-Ship ersichtlich. Man sieht, dass auch in der Methanwirtschaft die Kraftwerkskonzepte, die sich bis jetzt nur in der Literatur finden, die besten Wirkungsgrade aufweisen. Bestehende Kraftwerkskonzepte, die sofort mit dem regenerativen Methan betrieben werden könnten, erreichen Wirkungsgrade in einem Bereich von 14 bis 24 %.

Tabelle 16: Erzielbare Leistungen und Wirkungsgrade der  $CH_4$ -Verstromung

	GuD-Kraftwerk	BHKW	Graz-Cycle	SCOC-CC
$P_{OWG}$ [kW]	1552	1552	1552	1552
$\eta_{OWG \rightarrow H_2, Hu}$ [%]	61,8	61,8	59	59
$P_{H_2, Hu}$ [kW]	958	958	916	916
$\eta_{H_2 \rightarrow CH_4}$ [%]	58,8 – 68,2	58,8 – 68,2	78,6	78,6
$P_{CH_4, netto}$ [kW]	564 – 653	564 – 653	720	720
$\eta_{el}$ [%]	58	40	65,7	63,4
$P_{el}$ [kW]	327 – 379	226 – 261	473	456
$\eta$ [%]	21,1 – 24,4	14,6 – 16,8	30,5	29,4

### 5.4 Methanverwertung im Wärmesektor

Die Verwertung des synthetisch hergestellten regenerativen Methans im Wärmesektor erfolgt zur Bereitstellung von Raumwärme und Prozesswärme. Diese beiden Wärmen können wie schon in Kapitel 4 erwähnt, explizit für diesen Zweck erstellt werden oder implizit durch die Nutzung von beispielsweise Abwärmern andere Prozesse in denen regeneratives Methan verwertet wird. Auch in diesem Abschnitt solle eine Abschätzung der zu erwartenden Umwandlungswirkungsgrade  $\eta$  der Umwandlungskette mechanische Energie, die durch Windkraftkonversion gewonnen wurde – elektrische Energie – chemische Energie ( $H_2$ ) – chemische Energie ( $CH_4$ ) – thermische Energie. Dier Gesamtwirkungsgrad  $\eta$  dieser Umwandlungskette wird nach Gl. 5.10 berechnet.

$$\eta = \eta_{OWG \rightarrow H_2, Hu} \cdot \eta_{H_2 \rightarrow CH_4} \cdot \eta_{th} = \eta_{OWG \rightarrow CH_4} \cdot \eta_{th} \quad (5.10)$$

#### 5.4.1 Explizite Wärmebereitstellung mit Methan

Die explizite Wärmeerzeugung wird hauptsächlich für die Raumwärmebereitstellung im privaten Bereich genutzt. Die beste Form der Konvertierung bietet hier der Gasbrennwertkessel, da er einen Wirkungsgrad, bezogen auf den unteren Heizwert, von 111 % besitzt, wenn als Brennwert von Methan 55,498 MJ/kg und als unterer Heizwert 50,013 MJ/kg angesetzt werden. Dabei wird das CH<sub>4</sub> mit der Umgebungsluft verbrannt, und der Rauchgasmassenstrom soweit abgekühlt, dass das in ihm enthaltene H<sub>2</sub>O vollkommen auskondensiert ist. Das Rauchgas besteht dann nur mehr aus Stickstoff, CO<sub>2</sub> und Minoritätskomponenten. Ein großes Problem bereitet jedoch die CO<sub>2</sub>-Abscheidung aus dem Rauchgas. Bis jetzt sind noch keine Konzepte bekannt, die eine CO<sub>2</sub>-Abscheidung bei einem Gasbrennwertkessel für einen privaten Haushalt vorsehen. Eine CO<sub>2</sub>-Rückgewinnung ist aber unbedingt erforderlich, da es für die Methanisierung von H<sub>2</sub> quasi als Rohstoff dient. Ist die CO<sub>2</sub> Abscheidung aus dem Rauchgas nicht möglich, muss es aus der Atmosphäre gewonnen werden. Diese atmosphärische Gewinnung ist, wie schon bekannt, sehr energieintensiv, sodass der Umwandlungswirkungsgrad  $\eta_{OWG \rightarrow CH_4}$ , mit dem das regenerative Methan für die Verwertung im Wärmesektor bereitgestellt wird, nach Tabelle 14 nur mehr 7,1 % beträgt. Mit einem thermischen Wirkungsgrad  $\eta_{th}$  eines Brennwertkessels von 111 % ergibt sich für die Gesamtumwandlungskette ein Wirkungsgrad  $\eta$  von 7,8 %, siehe Tabelle 17. Würde es gelingen, auch für private Haushalte eine Rauchgaswäsche zu etablieren, könnten der Gesamtwirkungsgrad nach Gl. 5.10 deutlich gesteigert werden und abhängig vom der verwendeten Methode zwischen 40,3 und 46,7 % liegen, siehe Tabelle 17. Bei der Prozesswärmeerstellung werden, wie im Abschnitt 4.2.1 bereits beschrieben, die Parameter der Wärme und die Wärmemenge selbst, Ausschlag für die Wahl der Kesselanlage, den Aufbau der Anlage, und die Wahl des Wärmeträgermediums geben. Diese Faktoren spielen eine erhebliche Rolle bei der Größe des Wirkungsgrades. Bei geschickter Anlagenkonfiguration lässt sich derselbe Wirkungsgrad für die Prozesswärmeerstellung, wie bei der Raumwärmeerstellung erreichen.

#### 5.4.2 Implizite Wärmebereitstellung mit Methan

Die indirekte Nutzung des regenerativen Methans auf dem Wärmesektor passiert am häufigsten durch die Kraftwärmekoppelung. Als Beispiel sei ein GuD-Kraftwerk angeführt, wo ein Teil des Dampfmassenstroms, der eigentlich für die Stromerzeugung in der Turbine vorgesehen ist, für die Raumwärme- oder Prozesswärmebereitstellung abgezapft wird. Das GuD-Kraftwerk wird im Abzapfbetrieb betrieben. Oder es wird der gesamte Dampfmassenstrom in der Turbine nicht auf Kondensatordruck entspannt, sondern auf einem deutlich höheren Druckniveau und damit mit einer größeren Restwärmemenge, als bei Kondensationsdruck, für die Wärmeauskopplung verwendet. Man spricht hier von Gegendruckbetrieb, da die Turbine nicht in den Kondensatorunterdruck entspannt, sondern auf ein Druckniveau über Umgebungsdruck betrieben wird. Beide Varianten führen zu einer Einbuße in der Elektrizitätsgewinnung, führen aber zu einem besseren Brennstoffausnutzungsgrad  $\omega$ .

Die Steigerung von  $\omega$  ist auch bei einem BHKW zu beobachten, wenn die bei einem Verbrennungsmotor entstehende Wärmemenge nicht an die Atmosphäre abgegeben wird, sondern sinnvoll für die Wärmebereitstellung genutzt wird. Mit einem BHKW können wie schon in Abschnitt 5.3.1 beschrieben mit der zur Verfügung gestellten

Nettomethanleistung  $P_{CH_4,Netto}$  auf Grund der CO<sub>2</sub>-Wäsche aus Tabelle 14 elektrische Leistungen von 221 bis 261 kW erstellt werden. Zusätzlich kann nach Panis [2009] eine Wärmeleistung von 282 bis 327 kW für die Wärmebereitstellung ausgekoppelt werden, siehe Tabelle 17. Somit ergibt sich ein Brennstoffausnutzungsgrad von  $\omega$  nach Gl. 4.8 von 90 %.

Tabelle 17: Erzielbare Leistungen und Wirkungsgrade der CH<sub>4</sub>-Verwertung für die explizite und implizite Wärmebereitstellung

	Atmos. Abscheidung	Rauchgasabscheidung	BHKW
$P_{OWG}$ [kW]	1552	1552	1552
$\eta_{OWG \rightarrow H_2, Hu}$ [%]	61,8	61,8	61,8
$P_{H_2, Hu}$ [kW]	958	958	958
$\eta_{H_2 \rightarrow CH_4}$ [%]	11,5	58,8 – 68,2	58,8 – 68,2
$P_{CH_4, netto}$ [kW]	110	564 – 653	564 – 653
$\eta_{th}$ [%]	111	111	50
$P_{th}$ [kW]	122	626 – 725	282 – 327
$\eta$ [%]	7,8	40,3 – 46,7	18,1 – 21,1

## 5.5 Methanverwertung im Mobilitätssektor

Methan kann im Mobilitätssektor in allen Bereichen ohne grundsätzliche Probleme eingesetzt werden, im Straßen- und Schiffsverkehr durch Methan betriebene Verbrennungsmotoren. In der Luftfahrt ist der Betrieb von methanbefeuerten Flugzeugtriebwerken auch realistisch, da heute beispielsweise in GuD-Kraftwerken auch schon Gasturbinen mit Methan oder zumindest mit methandominierten Brennstoffen (Erdgas) betreiben werden. Das große Problem beim Einsatz von regenerativem Methan im Mobilitätssektor ist die Schließung des CO<sub>2</sub>-Kreislaufes, um wirklich von Regenerativität des Methans sprechen zu können. Derzeit sind noch keine Technologien angedacht, die eine CO<sub>2</sub>-Abscheidung aus den Abgasen von Verbrennungsmotoren oder Flugzeugtriebwerken behandeln. Ist es bei einem Verbrennungsmotor noch denkbar, da der Abgasmassenstrom überschaubar ist und Platz für eine solche Anlage im Motorraum vorhanden sein würde, scheint eine Abscheidung von CO<sub>2</sub> aus dem Abgasstrom eines Flugzeugtriebwerks als unrealistisch. Zum einen ist der Abgasmassenstrom in modernen Mantelstromtriebwerken durch die Durchmischung der mit dem bygepassten Luftmassenstrom enorm, zum anderen ist das Platzangebot durch die exponierte Lage der Triebwerke sehr gering. Aus diesem Grund wird wohl eine CO<sub>2</sub>-Abscheidung aus der Umgebungsluft der für eine längere Zeit einzig machbare Weg sein, um den CO<sub>2</sub>-Kreislauf zu schließen. Da diese Variante aber eine sehr energieintensive ist, werden die Gesamtwirkungsgrade im Mobilitätssektor gering ausfallen. Bei Straßenfahrzeugen besteht die Möglichkeit, diese mit elektrischem Strom, der aus Verstromung von regenerativen CH<sub>4</sub> erzeugt wurde, zu betreiben um die CO<sub>2</sub>-Abscheidung ebenfalls zu umgehen. Die Gesamtwirkungsgrade berechnen sich nach Gl. 5.11 und beschreiben die Umwandlungskette: mechanische Energie, die durch Windkraftkonversion gewonnen

wurde – elektrische Energie – chemische Energie (H<sub>2</sub>) – chemische Energie (CH<sub>4</sub>) – mechanische Energie.

$$\eta = \eta_{OWG \rightarrow H_2, Hu} \cdot \eta_{H_2 \rightarrow CH_4} \cdot \eta_{motor} = \eta_{OWG \rightarrow CH_4} \cdot \eta_{motor} \quad (5.11)$$

### 5.5.1 Mit Methan betriebene Verbrennungsmotoren

Wie auch beim mit Wasserstoff betriebenen Verbrennungsmotor steht auch beim mit Methan betriebenen Verbrennungsmotor der Ottomotor als Grundaggregat zur Verfügung. Überhaupt waren Gasmotoren die ersten Verbrennungskraftmaschinen und waren Ende des 19. Jahrhunderts Stand der Technik. Zu diesem Zeitpunkt wurden sie mit Stadt-, Leucht- und Generatorgasen betrieben. Sie verloren aber durch das Aufkommen von flüssigen Kraftstoffen und deren Vorteilen an Bedeutung. Durch immer wiederkehrende Energiekrisen und damit verbundene Rohölpreiserhöhungen flammte die Idee des Gasverbrennungsmotors immer wieder auf. [Eifler et al., 2009]

Eine der wichtigsten Gütegrade gasförmiger Kraftstoffe ist wie bei flüssigen Kraftstoffen die Klopfestigkeit, bestimmt durch die Methanzahl (MZ). Die Klopfestigkeit ist die Neigung von Kraftstoffen gegen die Selbstentzündung. Die Methanzahl ist bei Methan als Kraftstoff, 100 und somit weist CH<sub>4</sub> sehr gute Klopfestigkeiten auf, vergleichbar mit einer Oktanzahl (ROZ) von 120 bis 140 bei flüssigen Kraftstoffen. Benzin als gebräuchlichster Kraftstoff von Ottomotoren weist eine Klopfestigkeit von 91 bis 100 auf. Dadurch lassen sich Ottomotoren mit dem Kraftstoff Methan bei höheren Kompressionsverhältnissen betreiben und sind somit besonders für Turboaufladung geeignet. Durch die Turboaufladung lassen sich bessere Wirkungsgrade erzielen und es kann generell ein Downsizing des Motors erfolgen. Das bedeutet bei einem Einsatz von Methan kann mit einem kleineren Motor mit weniger Kraftstoffverbrauch dieselbe Leistung erzielt werden. Ein Wermutstropfen ist die geringere Energiedichte des Methans gegenüber flüssigen Kraftstoffen. Bei Umgebungsbedingung wurde ein Liter Methan (gasförmig) nur rund 3,5 kJ Energie in sich tragen, ein Liter Benzin hat hier einen Energieinhalt von rund 3,5 MJ. Um die Energiedichte des Methans zu erhöhen, wird es heute bei einem Druck von 200 bar im Fahrzeugtank eingespeichert. Trotz dieser Verdichtung ist die Reichweite gegenüber Benzin bei gleichem Tankvolumen nur ein Viertel. Ein weiterer Vorteil, eines mit Methan betriebenen Verbrennungsmotors ist die saubere Verbrennung. Es entsteht, wie beim Wasserstoffverbrennungsmotor, kein Ruß und somit kein Feinstaub, der mittels Filter zurückgehalten werden muss. [Reif, 2010]

Der effektive Wirkungsgrad  $\eta_e$  eines modernen Ottomotors liegt heute zwischen 40 und 45% [Eifler et al., 2009]. Für die Berechnung des Gesamtwirkungsgrads nach Gl. 5.11 wird die chemische Energie des Methans mit einem Wirkungsgrad von 45 % in mechanische Energie umgewandelt. Da ein Verbrennungsmotor mit Umgebungsluft betrieben wird und die CO<sub>2</sub>-Gewinnung aus der Atmosphäre geschehen muss, ist der Umwandlungswirkungsgrad  $\eta_{OWG \rightarrow CH_4}$ , mit dem das regenerativ Methan bereitgestellt wird, nur 7,1 %. Der Gesamtwirkungsgrad  $\eta$  für die Umwandlungskette beträgt somit 3,2 %, siehe Tabelle 18.

Würde eine CO<sub>2</sub>-Abscheidung aus dem Abgas direkt möglich sein, könnte eine erhebliche Wirkungsgradsteigerung erreicht werden. Abhängig von der eingesetzten CO<sub>2</sub>-Abscheidungsmethode, würde sich der Gesamtwirkungsgrad  $\eta$  auf 16 bis 19 % erhöhen.

### 5.5.2 Mit Methan betriebene Flugzeugtriebwerke

Die Funktionsweise eines Flugzeugtriebwerks wurde bereits in Abschnitt 4.3.2 beschrieben. Im Prinzip kann ein Flugzeugtriebwerk auch mit Methan betrieben werden, die Machbarkeit wird heute schon in allen GuD-Kraftwerken unter Beweis gestellt. Da Methan der Hauptbestandteil des für den GuD-Kraftwerksbetrieb notwendigen Erdgases ist. Der große Nachteil eines methanbetriebenen Triebwerks ist aber nicht der Betrieb selbst sondern die mangelnde Machbarkeit einer CO<sub>2</sub>-Abscheidung aus dem Abgasstrahl selbst. Aus diesem Unvermögen heraus, muss die sehr energieintensive Variante der atmosphärischen CO<sub>2</sub>-Abscheidung nach 5.2.2 zur Schließung des CO<sub>2</sub>-Kreislaufs gewählt werden. Der Gesamtwirkungsgrad eines Triebwerks im Reiseflug wird auch hier mit 40 % angenommen. So kann ein Gesamtwirkungsgrad  $\eta$  der Umwandlungskette nach Gl. 5.11 von 2,8% erreicht werden, wenn nach Tabelle 14  $\eta_{OWG \rightarrow CH_4}$  für die atmosphärische CO<sub>2</sub>-Breitstellung 7,1 % beträgt. Die genaue Berechnung der Umwandlungskette ist in Tabelle 18 ersichtlich.

Tabelle 18: Erzielbare Leistungen und Wirkungsgrade der CH<sub>4</sub>-Verwertung im konventionellen Mobilitätssektor

	Methanmotor Atmos.	Methanmotor RG	Flugzeugtriebwerk
$P_{OWG}$ [kW]	1552	1552	1552
$\eta_{OWG \rightarrow H_2, Hu}$ [%]	61,8	61,8	61,8
$P_{H_2, Hu}$ [kW]	958	958	958
$\eta_{H_2 \rightarrow CH_4}$ [%]	11,5	58,8 – 68,2	11,5
$P_{CH_4, netto}$ [kW]	110	564 – 653	110
$\eta_{motor}$ [%]	45	45	40
$P_{motor}$ [kW]	49,5	254 – 294	44
$\eta$ [%]	3,2	16,3 – 18,9	2,8

### 5.5.3 E-Mobilität

Wie auch in der Wasserstoffwirtschaft können natürlich auch in der Methanwirtschaft Fahrzeuge mittels elektrischer Energie betrieben werden. Der dafür benötigte elektrische Strom wird mittels regenerativem Methan in Kraftwerken erzeugt und dann im Mobilitätssektor wieder in mechanische Energie gewandelt. Bei einem schon in Abschnitt 4.3.3 besprochenen Umwandlungswirkungsgrad  $\eta_{EM}$  von elektrischer Energie in mechanische Energie von 88 %, lassen sich bei einem Umwandlungswirkungsgrad von mechanischer in elektrischer Energie der Methanwirtschaft von 14,6 bis 30,5 %, Gesamtwirkungsgrade der Umwandlungskette nach Tabelle 19 von 12,8 bis 26,8 % erreichen. Damit ergeben sich im E-Mobilitätssektor bessere Gesamtwirkungsgrade als im konventionellen Mobilitätssektor, bei dem die CO<sub>2</sub>-Rückgewinnung mittels atmosphärischer Abscheidung erfolgt.

Tabelle 19: Wirkungsgrade und Leistungen der CH<sub>4</sub>-Verwertung im E-Mobilitätssektor

	E-Mobilität
$P_{OWG}$ [kW]	1552
$\eta_{el}$ [%]	14,6 – 30,5
$P_{el}$ [kW]	226 – 473
$\eta_{EM}$ [%]	88
$P_{motor}$ [kW]	200 – 416
$\eta$ [%]	12,8 – 26,8

## 5.6 Zusammenfassung und Bewertung

Bei einer zusammenfassenden Betrachtung der Methanwirtschaft lässt sich sagen, dass die Methansynthese aus H<sub>2</sub> und CO<sub>2</sub> selbst zwar noch nicht im großtechnischen Maßstab realisiert worden ist, aber dass ihre Machbarkeit in mehreren labormaßstäblichen Versuchsanlagen bewiesen worden ist. Die Ergebnisse und Produktgasreinheit, die eine solche Anlage liefert, sind zufriedenstellend. Der anlagentechnische Aufbau einer solchen Anlage ist nicht über die Maße komplex. Er besteht aus einem Schüttbettreaktor und Wärmetauscher zur Wärmeabfuhr und kann mit den heutigen technischen Mitteln leicht realisiert werden. Es ist anzunehmen, dass die Anlage selber keine oder nur wenig Energie für den Betrieb von Hilfsaggregaten benötigt, da die Eduktgaskomponenten für den Transport verdichtet vorliegen und so nicht zusätzlich auf Reaktordruck von 8 bar verdichtet werden müssen. Der Methanierungsprozess selbst läuft exotherm ab, dadurch ist auch keine Energie für das Halten der Reaktionstemperatur nötig, ganz im Gegenteil, es muss Wärme abgeführt werden. Trotzdem muss für die Methansynthese zusätzlich Energie aufgewendet werden. Diese Energie ist für die Sekundärprozesse, wie CO<sub>2</sub>-Bereitstellung und Produktgasverdichtung, notwendig. Diese Sekundärenergien verringern die tatsächliche Menge an Methan, die für eine weitere Leistungserstellung verwendet werden kann.

Bei diesen Sekundärenergien fällt CO<sub>2</sub>-Bereitstellung besonders ins Gewicht und nimmt so auch eine Schlüsselposition in der Methanwirtschaft ein. Gelingt es, das CO<sub>2</sub> aus der Methanverwertung wieder rückzugewinnen, kann von einer regenerativen Methanerzeugung gesprochen werden. Natürlich muss das H<sub>2</sub> ebenfalls regenerativ erzeugt werden, wie in diesem Fall durch das Energy-Ship. Am günstigsten wäre es, das synthetisierte Methan in einem Oxyfuel-Prozess zu verwerten, denn bei der Verbrennung mit reinen O<sub>2</sub> fällt der geringste Energieaufwand für die CO<sub>2</sub>-Abscheidung an. Bei einer Verwertung in einem Prozess, der das nötige O<sub>2</sub> aus der Umgebungsluft bereitstellt, ist eine deutlich energieintensivere Rauchgaswäsche für die CO<sub>2</sub>-Wäsche anzuwenden. Von den besprochenen Rauchgaswäschemethoden, die alle chemisch absorptive Verfahren sind, benötigt die MEA-Wäsche den größten energetischen Aufwand, hat aber die beste Abscheideleistung und Reaktivität. MEA-Anlagen können somit am kleinsten bauen und sind von den Anschaffungskosten am günstigsten. Die Chilled Ammonia-Methode hat den geringsten energetischen Aufwand zu verzeichnen, mit dem energetischen Aufwand sinkt aber auch die Abscheideleistung und die Reaktivität der Anlage gegenüber dem CO<sub>2</sub>.

Chilled Ammonia-Anlagen müssen deshalb größer bauen, um dieselbe Abscheideleistung zu erreichen und sind somit in ihren Anschaffungskosten deutlich höher gegenüber den MEA-Anlagen. GenosorbN-Wäscher bilden einen Mittelweg. Sie haben einen leicht geringeren Energieaufwand gegenüber MEA-Wäschern, aber damit verbunden auch Einbußen in der Abscheideleistung. Den wohl größten energetischen Aufwand hat allerdings die atmosphärische CO<sub>2</sub>-Abscheidung zu verzeichnen. Dieses Verfahren ist notwendig, wenn die oben genannten Verfahren nicht zur Anwendung gelangen können. Die atmosphärische CO<sub>2</sub>-Abscheidung bringt die regenerative Methansynthese an den Rand der Sinnhaftigkeit oder schon darüber, da ein derart großer Anteil des synthetisierten Methans für die CO<sub>2</sub>-Abscheidung verwendet werden muss, dass für die eigentliche Verwertung des Methans in den Energiesektoren wenig überbleibt. Insbesondere in der atmosphärischen CO<sub>2</sub>-Abscheidung, aber auch generell in der CO<sub>2</sub>-Abscheidung, liegen im Sinne der Methanwirtschaft große Forschungs- und Verbesserungspotentiale. Die Energieaufwände der Verdichtung von CO<sub>2</sub> und CH<sub>4</sub> sind für einen leichten und wirtschaftlichen Transport notwendig und hinnehmbar. Großes Verbesserungspotential liegen in diesem Bereich nicht versteckt, es kann nur nach effizienteren Verdichtern gesucht werden.

Das Errichten und der Betrieb einer Methanwirtschaft scheint möglich und realistisch, da bereits heute große Teile unserer Energiewirtschaft mit Methan als Energieträger arbeiten. Dies kommt aus der Tatsache, dass Methan der Hauptbestandteil von Erdgas ist. Es müssen somit keine neuen Transportwege für das regenerative Methan geschaffen werden, sondern bestehende erweitert und optimiert werden. Hingegen neu errichtet werden müssen Transportwege für das rückgewonnen CO<sub>2</sub>, die Methanisierungsanlagen selbst und die CO<sub>2</sub>-Rückgewinnungseinrichtungen.

Bei der Verwertung des regenerativen Methans im Stromsektor können bestehende GuD-Kraftwerksanlagen weiterbetrieben werden, sie müssen nur um CO<sub>2</sub> Rückgewinnungsanlagen erweitert werden. Eine Methanwirtschaft, wie auch das Energy-Ship-Konzept selbst, bietet eine gute Ausgangslage für die Errichtung von Oxyfuel-Prozessen. Einerseits liefert das Energy-Ship das nötige O<sub>2</sub> und muss nicht extra energieintensiv für diesen Prozess gewonnen werden, andererseits sind eine sicherere Abnahme des abgetrennten CO<sub>2</sub> und eine sinnvolle Wiederverwertung gesichert. Im Wärmesektor können ebenso bestehende Anlagen ohne große Modifikationen weiterverwendet werden. Es muss nur auf eine sinnvolle Arte der CO<sub>2</sub>-Rückgewinnung geachtet werden. Am Mobilitätssektor muss das Erdgastankstellennetz ausgebaut werden und die Fahrzeuge selbst auf Methanbetrieb umgerüstet werden. Da es aber schon sehr viele Erfahrungen über den Betrieb eines Verbrennungsmotors mit Methan gibt, hält sich der weitere Entwicklungsaufwand in Grenzen. In Bezug auf die E-Mobilität kann gesagt werden, dass ebenfalls in Infrastruktur investiert werden muss um Tankstelle und dergleichen zu realisieren.

Der Gesamtwirkungsgrad für die gesamte Umwandlungskette des Energy-Ship-Konzeptes, von der Windenergie in die gewünschte Endenergie im jeweiligen Energiesektor stellt Tabelle 20 dar. Dazu ist anzumerken, dass bei der Stromgewinnung das BHKW die untere Grenze des Wirkungsgradbereichs darstellt, die obere Grenze von einem Graz-Cycle-Kraftwerk dargestellt wird. Beim Betrieb von Oxyfuel-Prozessen scheint

es sinnvoll, den dafür benötigten Sauerstoff ebenfalls mit dem Energy-Ship bereitzustellen. Bei der gemeinsamen Speicherung von Wasserstoff und Sauerstoff an Bord des Energy-Ships kommt es dadurch zwar zu Einbußen des Wirkungsgrads der Wasserstoffherzeugung gegenüber einer reinen Wasserstoffspeicherung, jedoch werden die Einbußen durch den Vorteil, keine Air Separation Unit betreiben zu müssen, deutlich aufgewogen. Die GuD-Kraftwerke, die für einen sofortigen Einsatz bereitstehen, liegen in einem Bereich von 21 bis 24 %, der von der CO<sub>2</sub> Rückgewinnungsmethode abhängig ist. Man sieht, dass bei einem GuD-Kraftwerk rund ein Fünftel oder etwas mehr von der zu Beginn des Umwandlungsprozesses durch den OWG mittels Windkraftkonversion erstellten mechanischen Energie in der Methanwirtschaft wieder in elektrischen Strom umgewandelt werden können. Der niedrige Wirkungsgrad im Wärmesektor gilt für eine Verwertung des regenerativen Methans in Wärmegegewinnungsmethoden, die keine CO<sub>2</sub>-Abscheidung aus dem Rauchgas zulassen, wie es beispielsweise bei privaten Hausfeuerungsanlagen vorkommen kann. Kann auch für diese eine Rauchgaswäsche angeboten werden, oder wird das Methan in großtechnischen Anlagen zu Wärme gewandelt, die eine Rauchgaswäsche zulassen, ist ein Gesamtwirkungsgrad von bis zu 46 % möglich. Im Mobilitätssektor gilt dasselbe, ist das CO<sub>2</sub>, das im Mobilitätssektor durch das Verwerten von regenerativem Methan entsteht nur aus der Atmosphäre rückzugewinnen, bleibt der Gesamtwirkungsgrad gering. Ist es möglich, eine Rauchgaswäsche durchzuführen, steigt der Wirkungsgrad deutlich auf das nahezu Sechsfache. Eine Alternative zum konventionellen Mobilitätssektor bildet im Bereich der Straßenfahrzeuge die E-Mobilität. Mit ihr kann die CO<sub>2</sub>-Rückgewinnung in diesem Bereich vom Mobilitätssektor in den Stromsektor verlagert werden und so besseren Gesamtwirkungsgrade erzielt werden.

Tabelle 20: Übersicht über die erreichbaren Wirkungsgrade in der Methanwirtschaft

	Gesamtwirkungsgrad $\eta$ [%]
Stromsektor	14,6 bis 30,5
Wärmesektor	bis zu 7,8 (46,7)
konventionellen Mobilitätssektor	bis zu 3,2 (18,9)
E-Mobilitätssektor	12,8 bis 26,8

## 6. Methanolwirtschaft

Die Methanolwirtschaft stellt eine dritte Variante eines Energiewirtschaftssystems dar, dass mit dem Energy-Ship-Konzept realisiert werden kann. Analog zu den beiden vorhergehenden Energiewirtschaften stellt das Methanol den Primärenergieträger der Methanolwirtschaft dar. Aus ihm kann durch Umwandlung jede Form von Endenergie generiert werden, die wiederum zur Lieferung der Energiedienstleistungen in den einzelnen Energiesektoren herangezogen wird, siehe Abbildung 29.

Das Methanol selbst ist ein Kohlenwasserstoff mit der Summenformel  $\text{CH}_4\text{O}$  und der Halbstrukturformel  $\text{CH}_3\text{OH}$ , mit der es in den folgenden Abschnitten weiter bezeichnet wird.  $\text{CH}_3\text{OH}$  gehört zu der Gruppe der Alkohole und ist bei Normalbedingungen eine farblose, neutrale und entzündliche Flüssigkeit. An der Atmosphäre ist es leicht flüchtig und bildet mit der Luft ein leicht entzündliches Gasgemisch. Bei der unvollständigen Verbrennung dieses Gemisches kommt es zur Bildung von Formaldehyd und Ameisensäure. Diese Eigenschaft wird aber auch industriell eingesetzt, die Hauptverwendung neben der Energiewirtschaft findet Methanol ist der Formaldehyd- und Essigsäureherstellung. [Methanx, 2006]

Synthetisch kann Methanol mit mehreren Verfahren hergestellt werden. Als Rohstoff dient dabei vielfach Synthesegas, das über Dampfreformierung aus Methan erzeugt wird. Das Synthesegas kann aber auch durch Kohlevergasung hergestellt werden. Im Anschluss

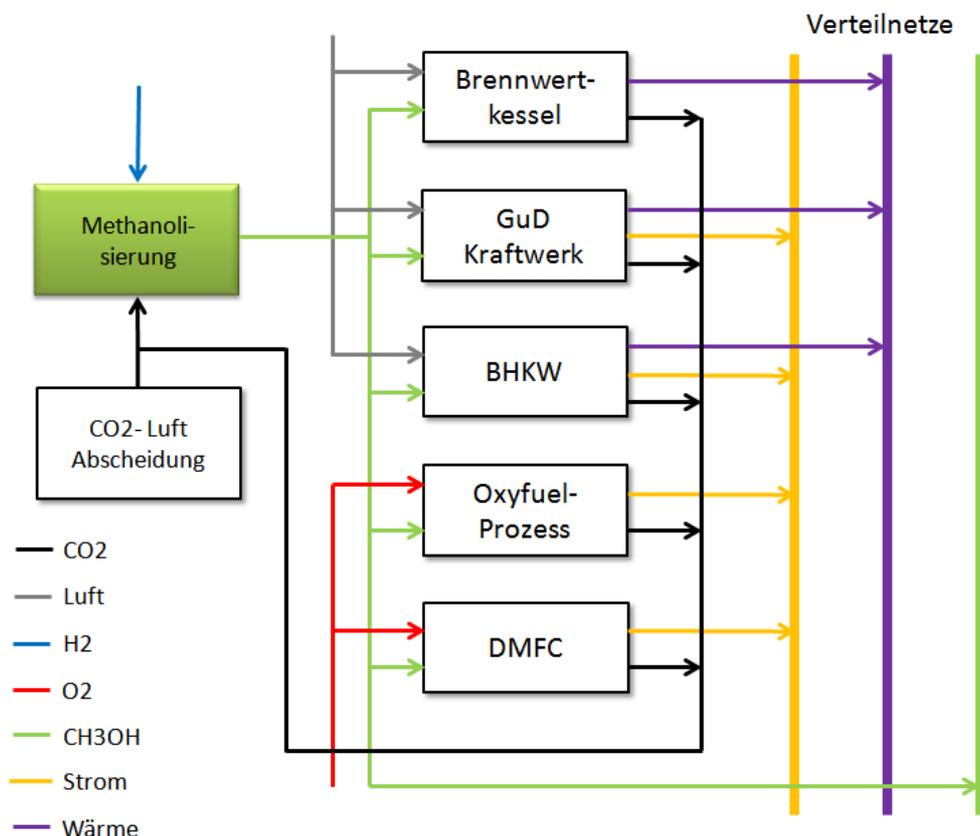
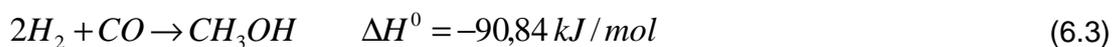
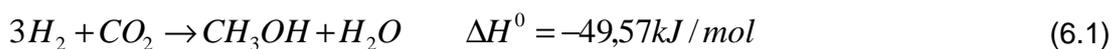


Abbildung 29: Methanolwirtschaft

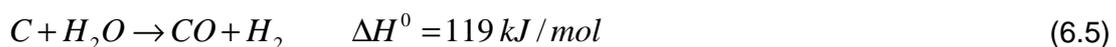
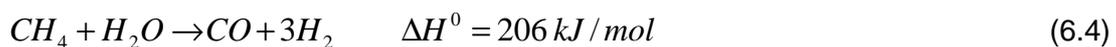
wird das Synthesegas in einem katalytischen Prozess in Methanol übergeführt. [Felleisen, 2001] Dieses Synthesegas kann aber auch regenerativ durch einfaches Mischen von regenerativ erzeugtem Wasserstoff mit Kohlendioxid hergestellt werden. Somit kann das H<sub>2</sub>, das mit Hilfe des Energy-Ships durch Windenergiekonversion hergestellt wurde, mit Hilfe des klimaaktiven CO<sub>2</sub> in Methanol umgewandelt werden. Damit Methanol aber wirklich regenerativ hergestellt werden kann, muss auch, wie bei der Methanherstellung, das CO<sub>2</sub> ebenfalls regenerativ sein. Das heißt, es muss durch die Abtrennung aus dem Rauchgas von mit Methanol befeuerten Verbrennungsprozessen, oder sollte dies nicht möglich sein, durch eine Abscheidung aus der Atmosphäre gewonnen werden. Stammt das CO<sub>2</sub> aus dem Rauchgas fossiler Brennstoffe, kann nicht mehr von regenerativem Methanol gesprochen werden.

## 6.1. Methanolherstellung

Das Verfahren zur Methanolherstellung wurde 1913 zufällig durch die deutschen Firma BASF entdeckt und bis 1923 zur industriellen Reife weiterentwickelt. Seitdem ist Methanol großtechnisch zugänglich. Grundsätzlich kann die Synthese nach den folgenden Reaktionen ablaufen:



Für das Energy-Ship-Konzept bildet die Reaktion 6.1 die Nettoreaktion für die Methanolsynthese, sie wird aus den Reaktionen 6.2 und 6.3 gebildet. Dabei wird H<sub>2</sub> und CO<sub>2</sub> durch die umgekehrte Wassergas-Shift-Reaktion in Kohlenmonoxid CO und Wasserstoff gewandelt. Der verbleibende H<sub>2</sub> reagiert mit dem CO weiter zu CH<sub>3</sub>OH. Diese Reaktion ist moderat exotherm. In der heute üblichen industriellen Methanolsynthese wird der für die Reaktion 6.3 benötigte Wasserstoff und das Kohlenmonoxid entweder durch ein Methan-Dampfreforming nach Gleichung 6.4 oder durch Kohlevergasung nach Reaktion 6.5 erzeugt. [Felleisen, 2001]



Ersetzt man aber diesen fossilen Energieträger durch regenerativen Wasserstoff, wie ihn das Energy-Ship liefern kann, und wird das CO<sub>2</sub> durch Rauchgaswäsche oder atmosphärische Abscheidungen gewonnen, wie sie in Abschnitt 5.2 erläutert werden, kann regeneratives Methanol gewonnen werden.

### 6.1.1 Grundlagen der Methanolsynthese

Für die Methanolsynthese stehen nach Felleisen [2001] zwei grundlegende Methoden zur Verfügung, die Hochdruck-Methanolsynthese und die Niederdruck-Methanolsynthese.

**Hochdruck-Methanolsynthese:** Dieses Verfahren wurde von der Firma BASF entwickelt und sieht die Methanolsynthese bei einem Druck von 300 bar vor. Das Einsatzgas wird durch einen Kompressor auf Reaktordruck gebracht und mit dem aus dem Reaktor rückströmenden Reaktionsgas vermischt. Der Reaktor selbst ist als Schüttbettreaktor aufgebaut und kann für eine bessere Wärmeabfuhr und Temperaturregelung in einzelnen Schichten aufgebaut sein. Pro Umlauf werden ca. 10-15 % Umsatz des Reaktionsgases erreicht. Nachdem das Reaktionsgas aus dem Reaktor tritt, kommt es in den Produktabscheider. Hier wird das Methanol vom noch nicht umgesetzten Synthesegas getrennt. Dieses wird wieder mit dem bereits verdichteten Einsatzgas vermischt und wieder dem Reaktor zugeführt. Heute gebräuchliche Verfahren arbeiten bei einem Druck von 270 bis 350 bar und in einem Temperaturbereich von 300 bis 375°C.

**Niederdruck-Methanolsynthese:** Dieses Verfahren wurde von der Firma ICI entwickelt und arbeitet bei einem Druck von nur 50 bar und einer Reaktortemperatur von 270°C. Der Reaktor ist wieder als Schüttbett aufgebaut und als Katalysatormaterial werden Kupfer- und Aluminiumoxide eingesetzt, die aber eine hohe Reinheit des Synthesegases erfordern. Auf Grund des geringen Druckes kann der Turboverdichter, der beim Hochdruckverfahren nötig ist, durch kostengünstige und energiesparende Frischgas- und Gasumlaufkompressoren ersetzt werden. Pro Umlauf wird ein Umsatz des Reaktionsgases von 30 bis 40 % erreicht. Zusätzlich ist der Konstruktions- und Materialaufwand für die Anlage geringer, weil der Reaktor nicht für einen Hochdruckbetrieb ausgelegt werden muss. Ansonsten ist das Funktionsprinzip gleich der Hochdruck-Methanolsynthese. Die Niederdruck-Methanolsynthese hat sich heute durchgesetzt. Seit 2004 wird von der Firma Lurgi beispielweise ein MegaMethanol Plant mit einer Tagesleistung von 5000 Tonnen Methanol betrieben [Aiello, 2005].

Diese beiden Verfahren sind für ein Synthesegas mit den Komponenten CO und H<sub>2</sub> und somit für die Reaktion nach 6.3 ausgelegt. Mit zunehmender Bedeutung des Methanols in der Energiewirtschaft wurde der Wunsch nach regenerativer Herstellung des Methanols immer lauter. Es gab zahlreiche Untersuchungen zu einer Methanolsynthese, die nach Reaktion 6.1 abläuft. Die Machbarkeit wurde in mehreren wissenschaftlichen Artikeln bestätigt, beispielsweise von Toyir et al. [2009] oder Xin et al. [2009]. In dem Projekt von Toyir et al. [2009] wurde ein Methanolsynthesereaktor im Labormaßstab aufgebaut, der aber mit Niederdrucksyntheseparametern betrieben wird, die auch industriell Anwendung finden. Der Versuchsaufbau ist Abbildung 30 ersichtlich und umfasst einen Reaktor mit einem Volumen von 3 Liter, Kompressoren für die Reaktionsgasverdichtung, Wärmetauscher für die Vorwärmung der Edukte und Kondensation der Produkte. Die CH<sub>3</sub>OH-Synthese fand bei 250°C und einem Reaktordruck von 50 bar statt. Für diese Bedingungen konnten 50 kg Methanol pro Tag erzeugt werden. Für den Prozess der Methanolisierung wird ein Einsatzgas aus H<sub>2</sub> und CO<sub>2</sub>, dessen Verhältnis (H<sub>2</sub>:CO<sub>2</sub>) mit 3,65, das stöchiometrische Verhältnis liegt bei 3, klar H<sub>2</sub> überstöchiometrisch ist, mit einem rezirkulierten Produktgas vermischt. Dieses rezirkulierte Produktgas besteht aus H<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>, CO und Minoritäten, bestehend aus Methan, Dimethylether und Methylen, die aber in ihrer Konzentration im zweistelligen ppm-Bereichen liegen. Nach der Verdichtung des

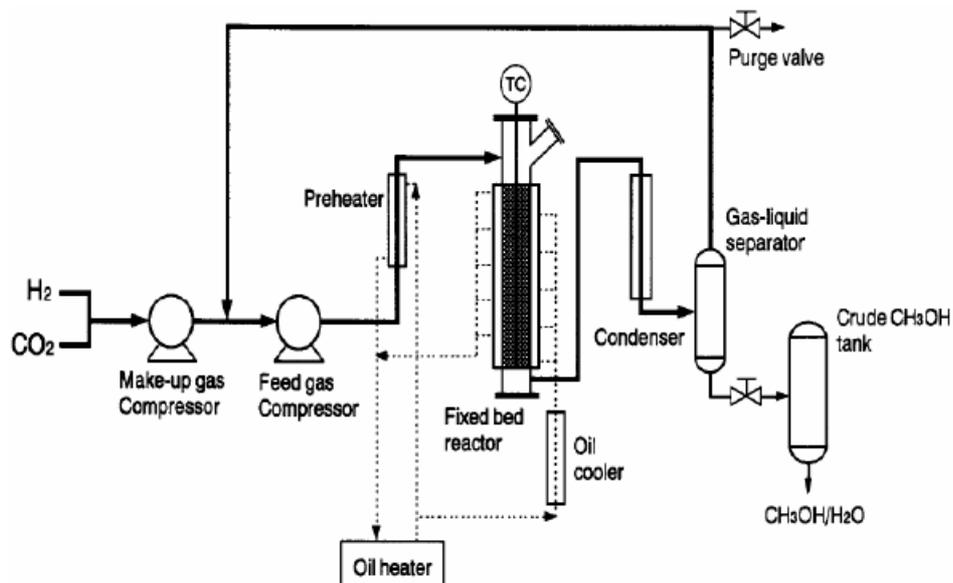


Abbildung 30: Versuchsaufbau einer Methanolsyntheseanlage nach Toyir et al. [2009]

aus Einsatzgas und rezirkuliertem Produktgas entstandenen Reaktionsgases auf 50 bar wird es in einem Wärmetauscher vorgewärmt und gelangt in den Reaktor. Dieser ist als Festbettreaktor ausgelegt und setzt als Katalysator Kupfer/Zinkoxid ein. Das aus dem Reaktor austretende Produktgas besteht aus  $H_2$ ,  $CO_2$ ,  $CO$ ,  $H_2O$ ,  $CH_3OH$  und den Minoritätenanteilen wird anschließend in einem Kondensator abgekühlt. Dabei kondensieren das  $H_2O$  und das  $CH_3OH$ . Dieses Flüssigkeitsgemisch wird anschließend in einer Destillationseinheit getrennt. Die im Kondensator nicht verflüssigten Komponenten werden rezirkuliert und wie bereits erwähnt mit dem Einsatzgas vermischt. Da sich im rezirkulierten Produktgas auch geringe Anteile von Dimethylether, Methan und Methylen befinden und diese Anteile bei einem erneuten Umlauf mehr werden und sich das Reaktionsgas so mehr und mehr mit diesen Minoritätsanteilen anreichert, muss immer ein bestimmter Teil des rezirkulierten Produktgases aus dem Kreislauf ausgeschieden werden. Das Vorkommen von  $CO$  im Produktgas lässt sich auf die Wassergas-Shift-Reaktion (Gl. 6.2) zurückführen, die als Vorstufe der Methanolbildung vonstattengeht. Auf Grund der Reaktionskinetik im Reaktor ist es aber nicht möglich, dass während eines Umlaufs das gesamte gebildete  $CO$  auch mit dem vorhandenen  $H_2$  reagiert und somit  $CH_3OH$  bildet. Der Versuchsaufbau hat gezeigt, dass eine  $CH_3OH$ -Selektivität in Bezug auf das  $CO_2$  von 99,72 % zu erwarten ist. Das bedeutet, dass 99,72 des eingesetzten  $CO_2$  mit  $H_2$  zu  $CH_3OH$  reagiert und nur 0,28 % des eingesetzten  $CO_2$  zu Produkten des Minoritätenanteils reagiert ( $H_2O$  ist hier exkludiert). Diese Selektivität ist laut Toyir et al. [2009] höher als bei den meisten großtechnischen Anlagen zur Methanolerzeugung. Bei diesen Anlagen, die  $CO$  und  $H_2$ , also Synthesegas als Einsatzgas verwenden, liegt die Selektivität im Schnitt bei 99,6 %. Im Gegenzug ist die Reaktionskinetik dieser Anlagen höher. Pro Umlauf werden in konventionellen Anlagen 30 bis 40 % des  $CO$  in Methanol umgesetzt. Bei der eben beschriebenen Anlage liegt der Umsatz von  $CO_2$  in Methanol bei gleicher Raumgeschwindigkeit des Reaktors von  $10000 \text{ l/l}_{\text{kat}}\text{h}$  wie in einer konventionellen Anlage, nur bei rund 12 %.

Eine weitere Untersuchung zu diesem Thema wurde von Pontzen et al. [2011] durchgeführt und kam zu ähnlichen Ergebnissen. In dieser Untersuchung wurde ebenfalls eine Versuchssyntheseanlage im Labormaßstab aufgebaut, der Versuchsaufbau ist in Abbildung 31 zusehen. Er besteht wie in der vorhergehenden Untersuchung aus einem Kompressor, der das Reaktionsgas auf Reaktordruck verdichtet, einem röhrenförmigen Festbettreaktor mit einem Katalysator aus Cu/ZnO. Der Reaktor selbst steckt in einem mit Wasser durchspülten Mantel, der zur Temperaturregelung des Reaktors und zur Wärmeabfuhr dient, weiters aus einem Hochdruckabscheider, um das Auskondensieren und somit das Abtrennen des Methanols und des Wassers aus dem Produktgas zu ermöglichen und einem Niederdruckabscheider, in dem H<sub>2</sub>O von CH<sub>3</sub>OH getrennt wird. Zusätzlich sind eine Reihe von Wärmetauscher nötig, um den Prozess zu regeln und in späterer Folge auch wirtschaftlicher zu machen. Zu Beginn der Methanolisierung werden Einsatzgas und rezirkuliertes Produktgas gemischt und in einem Kompressor auf 80 bar Reaktordruck verdichtet. Das Einsatzgas besteht auch hier aus H<sub>2</sub> und CO<sub>2</sub> mit einem Verhältnis von 3,1, auch hier wird der Prozess mit einem H<sub>2</sub> überstöchiometrischem Einsatzgas betrieben, wenn auch nicht so ausgeprägt wie im Prozesse von Toyir et al. [2009]. Das rezirkulierte Produktgas besteht ebenfalls aus nicht reagiertem H<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>, CO und den Minoritätenanteilen. Die Temperatur im Reaktor wird auf 260 bis 264°C eingeregelt. Pro Umlauf werden hier 35 bis 45 % des CO<sub>2</sub> umgesetzt. Es wird aber festgehalten, dass dieser Wert stark schwankt. Es wurde selbst nach 150 durchgehenden Betriebsstunden kein konstanter Wert des CO<sub>2</sub>-Umsatzes pro Umlauf gefunden. Das aus

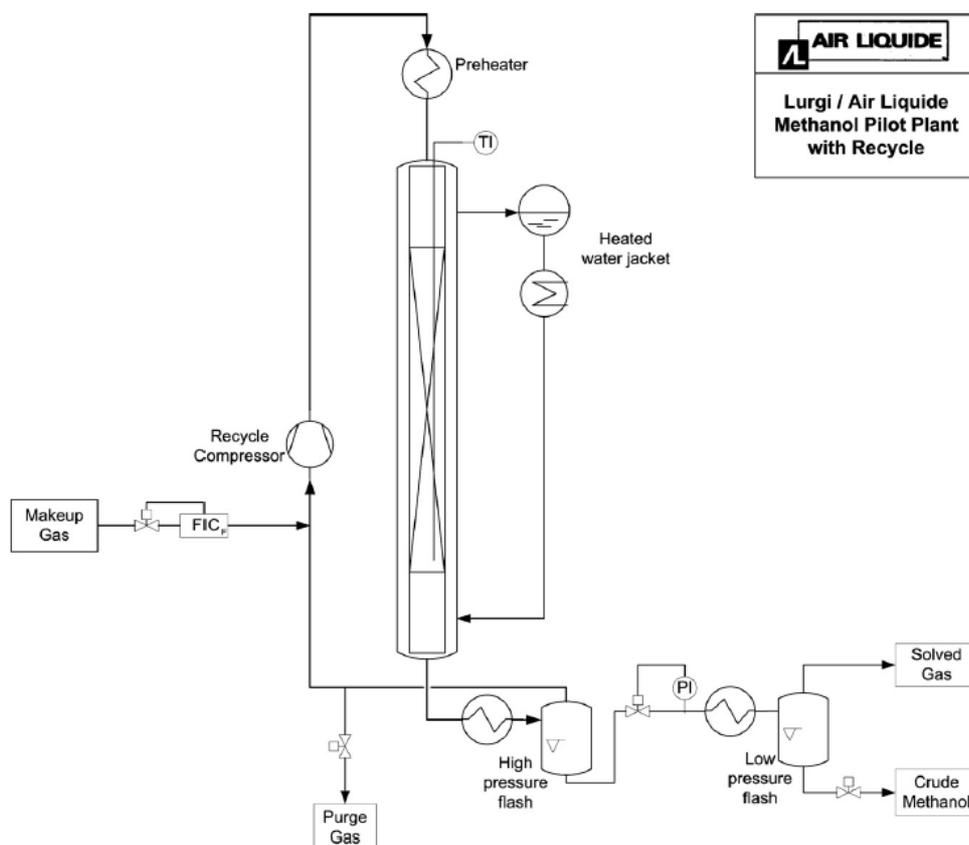


Abbildung 31: Versuchsaufbau einer Methanolsyntheseanlage nach Pontzen et al. [2009]

dem Reaktor austretende Produkt wird bei einem Betriebsdruck von 80 bar im Hochdruckabscheider unterkühlt, um das Auskondensieren von H<sub>2</sub>O und CH<sub>3</sub>OH zu erreichen. Die dabei gasförmig bleibenden Komponenten H<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>, CO und Minoritätenanteile werden wieder dem Reaktor zugeführt. So wird erreicht, dass annähernd 100 % des zugeführten Wasserstoffs und Kohlendioxids in Methanol und Wasser umgewandelt werden. Um ein Anreichern des Reaktionsgases mit Minoritäten zu verhindern, muss auch hier in regelmäßigen Abständen ein Teil des rezirkulierten Produktgases aus dem Kreislauf ausgeschieden werden. Bezüglich der CH<sub>3</sub>OH-Selektivität bezogen auf das CO<sub>2</sub> kann gesagt werden, dass 99,96 % des CO<sub>2</sub> zu Methanol reagieren und nur 0,04 % zu Minoritäten wie Methan, Dimethyl Ester, usw., H<sub>2</sub>O, das natürlich auch durch die Reaktion mit CO<sub>2</sub> entsteht, ist hier exkludiert. Wird derselbe Reaktor mit normalem Synthesegas betrieben, wird nur eine Selektivität von 99,82 % erreicht. Der Minoritätenanteil nimmt demnach bei CO<sub>2</sub>-betriebener Methanolsynthese ab, in absoluten Zahlen, von 1800 Gew. ppm auf 390 Gew. ppm. Pontzen et al. [2011] konnten auch feststellen, dass das Verhältnis von entstandenem CH<sub>3</sub>OH und H<sub>2</sub>O mit 63,9 Gew. % zu 36,1 Gew. % sehr nahe am theoretischen Gleichgewichtsverhältnis von 64 Gew. % CH<sub>3</sub>OH zu 36 Gew. % liegt. Mit anderen Worten bedeutet dies, dass die Reaktion 6.1 beinahe genau eingehalten wird. Jedoch ist die Reaktionskinetik der CO<sub>2</sub>-Methanolsynthese um bis zu 40 % langsamer als bei CO-Betrieb. Grundsätzlich konnte aber in beiden Arbeiten die Machbarkeit der CO<sub>2</sub> und H<sub>2</sub>-Methanolsynthese nachgewiesen werden.

### 6.1.2 Die Methanolsynthese in Bezug auf das Energy-Ship-Konzept

Legt man diese Ergebnisse der beiden oben genannten Versuche auf das Energy-Ship-Konzept um, kann man sagen, dass das auf dem Energy-Ship produzierte H<sub>2</sub> praktisch vollständig in die Gleichgewichtsmenge von Methanol nach Reaktion 6.1 umgewandelt werden kann. Bei einem Molenstrom von 13,64 kmol/h H<sub>2</sub> bei einer gleichzeitigen O<sub>2</sub>-Speicherung an Bord des Energy-Ships (Tabelle 1), können somit 4,55 kmol/h CH<sub>3</sub>OH über die in Abschnitt 6.1.1 beschriebene Niederdruck-Methanolsynthese erzeugt werden. Dabei wird ebenso viel H<sub>2</sub>O produziert. Der CO<sub>2</sub>-Bedarf ist ebenfalls in dieser Größenordnung und beträgt für diese Berechnung 4,55 kmol/h, das der Menge im Gleichgewichtsfall der Reaktion 6.1 entspricht. Für den Fall, dass an Bord des Energy-Ships nur der produzierte Wasserstoff gespeichert wird, nicht aber das O<sub>2</sub>, erhöht sich der produzierte H<sub>2</sub>-Molenstrom auf 14,27 kmol/h und damit der Molenstrom des Methanols auf 4,76 kmol/h. Der Molenstrom des entstehenden H<sub>2</sub>O liegt wie der des benötigten CO<sub>2</sub> ebenfalls bei diesem Wert. Eine Zusammenfassung dieser Werte findet man für den Fall der H<sub>2</sub> und O<sub>2</sub>-Speicherung, der fortan wieder als Fall 1 bezeichnet wird, in Tabelle 21. Für den Fall der ausschließlichen H<sub>2</sub>-Speicherung, als Fall 2 bezeichnet, findet man eine Zusammenfassung der Molenströme in Tabelle 22.

Tabelle 21: Stoffströme der Methanolisierung bei H<sub>2</sub>- und O<sub>2</sub>-Speicherung

	H <sub>2</sub> [kmol/h]	CO <sub>2</sub> [kmol/h]	CH <sub>3</sub> OH [kmol/h]	H <sub>2</sub> O [kmol/h]
Edukt	13,64	4,55	0,0	0,0
Produkt	0,0	0,0	4,55	4,55

Tabelle 22: Stoffströme der Methanolisierung bei H<sub>2</sub>-Speicherung

	H <sub>2</sub> [kmol/h]	CO <sub>2</sub> [kmol/h]	CH <sub>3</sub> OH [kmol/h]	H <sub>2</sub> O [kmol/h]
Edukt	14,27	4,76	0,0	0,0
Produkt	0,0	0,0	4,76	4,76

Bewertet man den CH<sub>3</sub>OH-Molenstrom für den Fall 1 mit dem Heizwert  $H_u$  des Methanols von umgerechnet 19,9 MJ/kg so ergibt sich eine Leistung  $P_{CH_3OH}$  die dieser Stoffstrom abgeben kann, von 806 kW. Im Fall 2 ergibt sich so eine Leistung  $P_{CH_3OH}$ , von 843 kW. Im Vergleich mit der Methanherstellung, bei der für den H<sub>2</sub>-Molenstrom im Fall 1 nur ein CH<sub>4</sub>-Molenstrom mit dem Gegenwert von 763 kW erzeugt werden kann, ist die Methanolsynthese deutlich effizienter. Für den Fall 2 stehen 797 kW an CH<sub>4</sub>-Leistung zum Vergleich. Der größte Vorteil der Methanolsynthese liegt sicher in dem Umstand, dass bei der Umsetzung von H<sub>2</sub> und CO<sub>2</sub> zu CH<sub>3</sub>OH nach Gl. 6.1 weniger H<sub>2</sub>O anfällt, als bei der Umwandlung in CH<sub>4</sub>, relativ gesehen rund 30 % weniger. Natürlich handelt es sich hier um einen Vergleich von Bruttoleistungen, in denen noch keine Sekundärleistungen berücksichtigt sind, die für die H<sub>2</sub>/CO<sub>2</sub>-Synthese nötig sind.

Wie auch bei der Methansynthese müssen die Edukte auf Reaktionsdruck verdichtet werden. Wie in Abbildung 31 ersichtlich, erfolgt dies nach der Mischung von Einsatzgas mit rezirkuliertem Produktgas durch den Recycle Compressor (RC). Nach Felleisen [2001] besteht die Möglichkeit, den RC durch Dampf zu betreiben, der durch die Reaktionswärme erzeugt wird. Konkret wird hier von einem Heißdampf bei 35 - 55 bar gesprochen, der in einer Turbine entspannt wird und so den Kompressor antreibt. Der dabei entstehende Niederdruckdampf wird anschließend noch zur Beheizung der Methanol-Destillation verwendet. Die zur Unterkühlung des Produktgases im Hochdruckabscheider abzuführende Wärme kann wiederum zum Vorwärmen des Reaktionsgases genutzt werden. So sind für den Betrieb der Methanolsynthese lediglich Speisewasserpumpen notwendig. Der Energieverbrauch einer Speisewasserpumpe ist gegenüber einem Verdichter gering und wird für diese Betrachtung vernachlässigt. Wie bei der Methansynthese sind aber Sekundärleistungen nötig, um den Syntheseprozess überhaupt möglich zu machen.

**CO<sub>2</sub>-Abscheidung:** Die CO<sub>2</sub>-Bereitstellung erfolgt in derselben Weise wie bei der Methansynthese. Wird das synthetisierte Methanol in einem Oxyfuel-Prozess thermisch umgesetzt, wird kein zusätzlicher energetischer Aufwand für die CO<sub>2</sub>-Abscheidung aus dem Rauchgas, das in diesem Fall nur aus H<sub>2</sub>O und CO<sub>2</sub> besteht, nötig sein. Für einen Oxyfuel-Prozess wird das Energy-Ship im Fall 1 betrieben. Wird das synthetisierte Methanol hingegen mit Umgebungsluft thermisch umgesetzt, ist eine einfache Abscheidung aus dem Rauchgas, durch die zusätzliche Stickstoffkomponente, nicht mehr möglich. Hier muss die CO<sub>2</sub>-Abscheidung mit einem der in Abschnitt 5.2.1 beschriebenen Verfahren der CO<sub>2</sub>-Wäsche erfolgen. Je nach Art der Wäsche werden pro abgeschiedenem kg CO<sub>2</sub> verschiedene Brennstoffenergieaufwände nötig. Bei einer MEA-Wäsche sind 1,15 kWh/kg<sub>CO2</sub>, bei einer GenosorbN-Wäsche 0,97 kWh/kg<sub>CO2</sub> und bei dem Chilled-Ammonia Verfahren sind 0,60 kWh/kg<sub>CO2</sub> nötig, siehe Tabelle 23. Somit sind für die Bereitstellung des CO<sub>2</sub>-Massenstroms, der sich aus der Umrechnung des Molenstroms aus Tabelle 22 ergibt, von 209,5 kg<sub>CO2</sub>/h eine Brennstoffleistung zwischen

125,3 und 240,3 kW notwendig. Ist hingegen eine Abscheidung aus dem Rauchgas nicht möglich, muss das CO<sub>2</sub> aus der Atmosphäre abgeschieden werden, um den CO<sub>2</sub>-Kreislauf zu schließen und regenerativ CH<sub>3</sub>OH herstellen zu können. Für die atmosphärische Abscheidung ist eine spezifische Energie von 3,93 kWh/kg aufzuwenden. Bei einem CO<sub>2</sub>-Massenstrom von erneut 209,5 kg<sub>CO2</sub>/h (Tabelle 22) macht das eine Brennstoffleistung von 822,7 kW, was einem enormen energetischen Aufwand gleich kommt.

Tabelle 23: Spezifischer Brennstoffenergieaufwand der CO<sub>2</sub>-Abscheidung

Rauchgaswäschemethode	Spezifischer Brennstoffenergieaufwand [kWh/kg <sub>CO2</sub> ]
MEA-Wäsche	1,15
GenosornN-Wäsche	0,97
Chilled Ammonia-Wäsche	0,60
Atmosphärische Abscheidung	3,93

**CO<sub>2</sub>-Verdichtung:** Ebenso wie bei der regenerativen Methansynthese kann nicht angenommen werden, dass Methanolsyntheseanlage und Methanolverwertungsanlage in direkter Umgebung zueinander positioniert sind. Aus diesem Grund muss das abgetrennte CO<sub>2</sub> für einen besseren Transport verdichtet werden. Wie man aus Abschnitt 5.1.1 weiß ist für eine Verdichtung des CO<sub>2</sub> auf 40 bar Transportdruck eine spezifische Verdichterarbeit von 0,105 kWh/kg<sub>CO2</sub> nötig. Daraus lassen sich nun die Brennstoffleistungen für die einzelnen Varianten errechnen, wenn dabei wieder der Ansatz gilt, dass die für die Verdichtung nötige Leistung in einem GuD-Kraftwerk mit einem Gesamtwirkungsgrad von 58 % erzeugt wird. Beim Oxyfuel-Prozess ist eine Brennstoffleistung 36,2 kW nötig. Bei einer Rauchgaswäsche ist eine Brennstoffleistung von 37,9 kW nötig. Einzig bei der atmosphärischen Abscheidung des CO<sub>2</sub> ist anzunehmen, dass diese Anlage direkt an der Methanolsyntheseanlage positioniert ist und dass somit nicht auf 40 bar Transportdruck verdichtet werden muss. Es wird wie im Abschnitt 5.1.1 eine Verdichtung auf 4 bar angenommen. Dafür wird eine spezifische Verdichterarbeit von 0,032 kWh/kg<sub>CO2</sub> benötigt. Dafür ist eine Brennstoffleistung von 11,6 kW aufzuwenden. Eine Übersicht der spezifischen Brennstoffenergieaufwände für die CO<sub>2</sub>-Verdichtung ist in Tabelle 24 ersichtlich.

Tabelle 24: Spezifischer Brennstoffenergieaufwand der CO<sub>2</sub>-Verdichtung

	Spezifischer Brennstoffenergieaufwand [kWh/kg <sub>CO2</sub> ]
Rauchgasabscheidung (40 bar)	0,18
Atmosphärische Abscheidung (4 bar)	0,055

Anders als bei der Methansynthese ist eine Verdichtung der Syntheseprodukte für den weiteren Transport nicht notwendig, da das Methanol nach der Synthese bei Umgebungstemperatur in flüssiger Form vorliegt. Eine Übersicht über die anfallenden Sekundärleistungen für die Methanolerzeugung nach Tabelle 21 & 22 gibt Tabelle 25.

Tabelle 25: Übersicht der Sekundärleistungen je CO<sub>2</sub>-Abscheidemethode

	$P_{CO_2}$ [kW]	$P_{Verd,CO_2}$ [kW]
Oxyfuel	-	36,2
MEA	240,3	37,9
GenosorbN	203,6	37,9
Chilled Ammonia	125,3	37,9
Atmosphärisch	822	11,6

Somit lässt sich für den Wirkungsgrad der Methanolsynthese  $\eta_{H_2 \rightarrow CH_3OH}$  folgende Beziehungen finden:

$$P_{CH_3OH,Netto} = P_{CH_3OH} - P_{CO_2} - P_{Verd,CO_2} \quad (6.6)$$

$$\eta_{H_2 \rightarrow CH_3OH} = \frac{P_{CH_3OH,Netto}}{P_{H_2,Hu}} \quad (6.7)$$

Der Wirkungsgrad der Methanolsynthese  $\eta_{H_2 \rightarrow CH_3OH}$  ist das Verhältnis der jeweiligen Nettomethanolleistung  $P_{CH_3OH,Netto}$  zu der Leistung  $P_{H_2,Hu}$  des eingesetzten Wasserstoffs aus Tabelle 1 und kann nach Gl. 6.7 errechnet werden. Die Nettomethanolleistung  $P_{CH_3OH,Netto}$  nach Gl.6.6 berücksichtigt die jeweiligen Sekundärleistungen und beträgt bei einer Verwertung des Methanols in einem Oxyfuel-Prozess (Fall 1) 770 kW. Da für die Abtrennung des CO<sub>2</sub> aus dem Rauchgas keine Energie aufgewendet werden muss, ist lediglich die CO<sub>2</sub>-Verdichtungsleistung  $P_{Verd,CO_2}$  zu berücksichtigen und diese beträgt in diesem Fall 36,2 kW. Bezogen auf die Leistung des Wasserstoffs, der für die Methanolisierung aufgewendet werden muss, ergibt sich ein Wirkungsgrad  $\eta_{H_2 \rightarrow CH_3OH}$  für diesen Teilschritt von 84 %. Die Leistung  $P_{H_2,Hu}$  des Wasserstoffs beträgt 916 kW. Die Berechnung ist detailliert in Tabelle 26 ersichtlich.

Bei einer Verwertung des regenerativen Methanols in einem Prozess, der mit Umgebungsluft betrieben wird, ist eine Rauchgaswäsche notwendig, um das CO<sub>2</sub> aus dem Rauchgas abzutrennen, das einen Energieaufwand darstellt. Aus diesem Grund sinkt die CH<sub>3</sub>OH Nettoleistung  $P_{CH_3OH,Netto}$  auf einen Bereich von 565 bis 680 kW. Die Leistung  $P_{CO_2}$  für die CO<sub>2</sub>-Abscheidung variiert je nach Methode zwischen 125,3 und 240,3 kW. Für die Verdichtung muss eine Brennstoffleistung  $P_{Verd,CO_2}$  von 37,9 kW aufgewendet werden. Der Wirkungsgrad dieses Teilschrittes bewegt sich somit in einem Bereich von 59 bis 71 %. Die Leistung  $P_{H_2,Hu}$  des zugeführten Wasserstoffs beträgt in diesem Fall 958 kW. Die Berechnung ist ebenfalls in Tabelle 26 zu sehen.

Bei Verwertung des Methanols mittels Prozessen bei Umgebungsluft, die aber eine Rauchgaswäsche nicht zulassen, sinkt die Nettoleistung  $P_{CH_3OH,Netto}$  des erzeugten Methanols auf 9,4 kW. Dieser geringe Wert ergibt sich aus der Tatsache, dass für die Bereitstellung des CO<sub>2</sub> aus der Atmosphäre eine Brennstoffleistung  $P_{CO_2}$  von 822 kW aufgewendet werden muss. Zusätzlich kommt noch ein Leistungsaufwand  $P_{Verd,CO_2}$  von 11,6 kW für die Verdichtung des so gewonnenen CO<sub>2</sub> zu tragen. Somit sinkt der

Wirkungsgrad der Methanolsynthese in diesem Fall auf 0,99 % bei einer zugeführten Menge an Wasserstoff mit einer Leistung  $P_{H_2, Hu}$  von 958 kW (Tabelle 1). Diese Berechnung findet sich ebenfalls in Tabelle 26.

Tabelle 26: Wirkungsgrade der Methanolherstellung je CO<sub>2</sub>-Abscheidungsmethode

	Oxyfuel	MEA	GenosorbN	Chilld-Am.	Atmo.-Absch.
$P_{OWG}$ [kW]	1552	1552	1552	1552	1552
$\eta_{OWG \rightarrow H_2, Hu}$ [%]	59	61,8	61,8	61,8	61,8
$P_{H_2, Hu}$ [kW]	916	958	958	958	958
$P_{CH_3OH}$ [kW]	806	843	843	843	843
$- P_{CO_2}$ [kW]	0	240,3	203,6	125,3	822
$- P_{Verd, CO_2}$ [kW]	36,2	37,9	37,9	37,9	11,6
$P_{CH_3OH, netto}$ [kW]	770	565	602	680	9,4
$\eta_{H_2 \rightarrow CH_3OH}$ [%]	84	59	62,8	71	0,99
$\eta_{OWG \rightarrow CH_3OH}$ [%]	49,6	36,4	38,8	43,8	0,61

Eine Verwertung des Methanols in einem Bereich, in dem eine CO<sub>2</sub>-Gewinnung nur aus der Atmosphäre erfolgt, scheint nach dieser Betrachtung als wenig aussichtsreich. Da nämlich der Anteil des Methanols, der für die CO<sub>2</sub>-Abtrennung von der synthetisierten Gesamtmenge des CH<sub>3</sub>OH zurückgehalten werden muss, beinahe diese Gesamtmenge ausmacht.

$$\eta_{OWG \rightarrow CH_3OH} = \eta_{OWG \rightarrow H_2, Hu} \cdot \eta_{H_2 \rightarrow CH_3OH} \quad (6.8)$$

Der Umwandlungswirkungsgrad  $\eta_{OWG \rightarrow CH_3OH}$  für die Umwandlungskette mechanische Energie, die durch Windkraftkonversion mittels dem Energy-Ship gewonnen wird, in chemische Energie in Form von CH<sub>3</sub>OH lässt sich mit Gl. 6.8 erreichen. Die Wirkungsgrade für die Wasserstoffherzeugung  $\eta_{OWG \rightarrow H_2, Hu}$  sind wieder aus Tabelle 1 zu entnehmen. Bei einer Verwertung des Methanols mit reinem Sauerstoff gelten die Werte für H<sub>2</sub> und O<sub>2</sub>-Speicherung. Bei einer Verwertung mit Luftsauerstoff gilt der Wert für reine H<sub>2</sub>-Speicherung.  $\eta_{OWG \rightarrow H_2, Hu}$  ist in Tabelle 27 ersichtlich, ebenso wie alle anderen errechneten Werte als Zusammenfassung. Man sieht, dass die Werte in Tabelle 27 stark von der Art der CO<sub>2</sub>-Abscheidung abhängen.

Tabelle 27: Übersicht der Nettoleistungen und Wirkungsgrade der Methanolsynthese

Methode	$P_{CH_3OH, Netto}$ [kW]	$\eta_{H_2 \rightarrow CH_3OH}$ [%]	$\eta_{OWG \rightarrow CH_3OH}$ [%]
Oxyfuel	770	84	49,6
MEA	565	59	36,4
GenosorbN	602	62,8	38,8
Chilled Ammonia	680	71	43,8
Atmosphärisch	9,4	0,99	0,61

## 6.2 Verwertung des Methanols im Stromsektor

Das regenerativ erzeugte Methanol kann mittels zweier verschiedener Prinzipien in elektrischen Strom umgewandelt werden. Einerseits kann es in thermischen Prozessen unter Wärmefreisetzung verbrannt werden und so in elektrische Energie gewandelt werden oder es kann in einer Brennstoffzelle direkt in elektrische Energie gewandelt werden ohne den Umweg einer Wärmeerzeugung [Kurzweil, 2013]. Bei den thermischen Prozessen stehen wieder die bekannten Möglichkeiten wie das GuD-Kraftwerk das Blockheizkraftwerk aber auch Oxyfuel-Prozesse zu Verfügung. In der Brennstoffzelle besteht die Möglichkeit Methanol direkt mit Sauerstoff mittels einer Direktmethanolbrennstoffzelle (DMFC) in elektrische Energie zu wandeln. In diesem Abschnitt soll nun diese Energiewandlung durch die Berechnung der Wirkungsgrade der Umwandlungskette mechanischer Energie aus Windkraftkonversion – elektrische Energie – chemische Energie – chemische Energie – elektrische Energie nach Gl. 6.9 bewertet werden.

$$\eta = \eta_{OWG \rightarrow H_2, Hu} \cdot \eta_{H_2 \rightarrow CH_3OH} \cdot \eta_{el} = \eta_{OWG \rightarrow CH_3OH} \cdot \eta_{el} \quad (6.9)$$

### 6.2.1 Thermische Kraftwerksprozesse mit dem Brennstoff Methanol

Grundsätzlich lassen sich alle Kraftwerksprozesse betreiben, die auch mit Methan betrieben werden könne. In erster Linie sind die Oxyfuel-Prozesse zu betrachten, da sie die größten elektrischen Wirkungsgrade versprechen, natürlich wieder mit der Einschränkung, dass diese noch nicht in der Realität umgesetzt worden sind und so die Anlagenwirkungsgrade nur theoretisch sind. Bei einem Graz-Cycle-Kraftwerk wird ein elektrischer Wirkungsgrad von 65,71 % erwartet. Somit kann ein Gesamtumwandlungswirkungsgrad  $\eta$  nach Gl. 6.9 der oben beschriebenen Umwandlungskette von 32,6 % erreicht werden, wenn Methanol umwandlungswirkungsgrad  $\eta_{OWG \rightarrow CH_3OH}$  für einen Oxyfuel Prozess nach Tabelle 27 49,6 % beträgt. Das bedeutet, dass von der mechanischen Energie, die am Beginn der Umwandlungskette stehen, am Ende und nach zahlreichen Umwandlungsschritten noch rund 32 % in Form von elektrischer Energie bereitgestellt werden können. Der Graz-Cycle-Kraftwerksprozess wurde in Abschnitt 5.3.2.1 ausführlich beschrieben.

Als zweiter bereits behandelter Oxyfuel-Kraftwerksprozess bietet der Semi-Closed Oxyfuel Combustion Combine Cycle (SCOC-CC) ebenfalls die Möglichkeit Methanol mit einem hohen elektrischen Wirkungsgrad  $\eta_{el}$  von 63,4 % zu verstromen. Damit einher geht ein Gesamtwirkungsgrad  $\eta$  von 31,4 %. Beide Berechnungen sind im Detail in Tabelle 28 ersichtlich.

Bei den thermischen Kraftwerksprozessen, die den für die Verbrennung nötigen Sauerstoff aus der Umgebungsluft beziehen, liegt die erzeugte elektrische Leistung wieder in einer Bandbreite vor, die von der eingesetzten CO<sub>2</sub>-Rauchgaswäsche abhängt. Bei einer Verstromung des regenerativen Methanols mittels einem GuD-Kraftwerks, das im Allgemeinen einen elektrischen Wirkungsgrad  $\eta_{el}$  von 58 % aufweist, kann so ein Gesamtwirkungsgrad  $\eta$  der Umwandlungskette von 21,1 bis 25,4 % erreicht werden. Das bedeutet im Vergleich zu den Oxyfuel-Prozessen eine deutliche Minderung, jedoch sind

GuD-Anlagen Stand der Technik und sind schon heute weitverbreitet und stehen sofort für den Einsatz zur Verfügung.

Bei einem Blockheizkraftwerk BHKW sinkt der elektrische Wirkungsgrad der Anlage noch einmal und liegt heute im Durchschnitt bei 40 %. Da ein BHKW ebenfalls mit Umgebungsluft betrieben wird ist auch hier eine Rauchgaswäsche zur CO<sub>2</sub>-Rückgewinnung nötig. Es stellen Gesamtwirkungsgrade in einem Bereich von 14,6 bis 17,5 % ein. Die Berechnung dieser beiden Varianten sind ebenfalls genau in Tabelle 28 ersichtlich.

### 6.2.2 Direktmethanolbrennstoffzelle

Methanol besitzt die höchste elektrochemische Aktivität der organischen Brennstoffe. Jedes Methanolmolekül liefert 6 Elektronen, was einer ungefähren Ladungsmenge von 5 Ah/g Methanol entspricht. [Kurzweil, 2013] Somit eignet sich Methanol hervorragend für die Verstromung in einer Brennstoffzelle. Als Brennstoffzellentyp kommt eine Direktmethanolbrennstoffzelle (DMFC) zum Einsatz. Bei ihr handelt es sich um eine Sonderform der PEM-Proton-Exchange-Membran Brennstoffzelle. Sie arbeitet im Niedertemperaturbereich von 60 bis 80°C und setzt ein Polymer als Elektrolyten ein. Der grundsätzliche Aufbau ist in Abbildung 32 zu sehen. Der Brennstoff ist eine wässrige Methanollösung und wird der Anode flüssig oder dampfförmig zugeführt. Der Kathode wird Sauerstoff zugeführt. Die Anodenreaktion entspricht Gl. 6.10, die Kathodenreaktion 6.11 und die Gesamtreaktion entspricht Gl. 6.12



An der Anode entsteht durch die Reaktion von CH<sub>3</sub>OH mit H<sub>2</sub>O CO<sub>2</sub>, 6 H<sup>+</sup> Ionen und 6 Elektronen. Die 6 H<sup>+</sup> Ionen, die eigentlich nur mehr aus einem Proton bestehen, diffundieren durch die Proton-Exchange-Membran zur Kathode. Die dadurch frei gewordenen 6 Elektronen können abgegriffen werden. Die an der Kathode angekommenen Wasserstoffionen reagieren mit dem vorhandenen Sauerstoff und mit den durchs elektrische Netz rückgeflossenen 6 Elektronen zu H<sub>2</sub>O. [Eichlseder & Klell, 2012]

Ein bis jetzt noch nicht wirklich gelöstes Problem ist der Methanolübertritt (Methanol-Crossover) von der Anode zur Kathode. An der Kathode bilden sich dadurch Methanoloxyde, die eine Leistungs- und Wirkungsgradbeeinträchtigung bewirken. Ein weiteres Problem stellt auch die schleichende Katalysatorvergiftung durch sich bildende Aldehyde und Zwischenprodukte der Methanoloxydation dar. Diese beiden Probleme stellen die größten Herausforderungen beim Betrieb einer DMFC dar. Trotzdem besticht eine DMFC durch einen einfachen, robusten und kostengünstigen Systemaufbau. [Kurzweil, 2013]

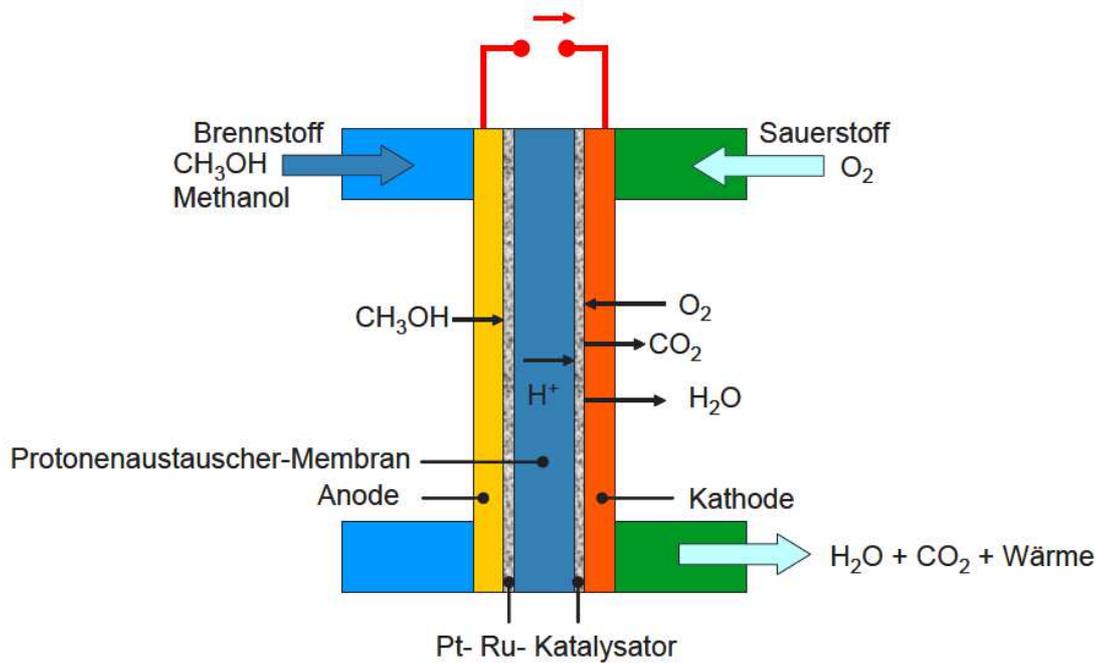


Abbildung 32: Direktmethanol Brennstoffzelle

Zurzeit muss man nach Kurzweil [2013] bei einer DMFC von elektrischen Wirkungsgraden  $\eta_{el}$  von 20 – 30 % ausgehen, die kurzfristigen Bestrebungen gehen in Richtung der 40 % Marke. Dies soll durch neue Membranen erreicht werden, die eine höhere Selektivität gegenüber den  $H^+$  aufweisen. Der für den Betrieb der Brennstoffzelle nötige Sauerstoff kommt im Allgemeinen aus der Umgebungsluft. Das bedeutet aber, dass für die  $CO_2$ -Rückgewinnung eine Rauchgaswäsche nötig ist und dass die Umwandlungswirkungsgrade  $\eta_{OWG \rightarrow CH_3OH}$ , mit denen das Methanol für den Betrieb bereitgestellt wird, geringer sind als bei einem Betrieb mit reinem Sauerstoff. Deshalb scheint es sinnvoll, die DMFC als Oxyfuel-Prozess zu betreiben. Für diesen Fall lässt sich ein Gesamtwirkungsgrad  $\eta$  von 14,9 % erzielen. Dabei beträgt der elektrische Wirkungsgrad  $\eta_{el}$  30 % und der Umwandlungswirkungsgrad  $\eta_{OWG \rightarrow CH_3OH}$  für Methanol nach Tabelle 27 49,6 %. Die ausführliche Wirkungsgradberechnung ist in Tabelle 28 ersichtlich.

Tabelle 28: Zu erwartende Leistungen und Wirkungsgrade der  $CH_3OH$ -Verstromung

	GuD-KW	BHKW	Graz-Cycle	SCOC-CC	DMFC
$P_{OWG}$ [kW]	1552	1552	1552	1552	1552
$\eta_{OWG \rightarrow H_2, Hu}$ [%]	61,8	61,8	59	59	59
$P_{H_2, Hu}$ [kW]	958	958	916	916	916
$\eta_{H_2 \rightarrow CH_3OH}$ [%]	59 – 71	59 – 71	84	84	84
$P_{CH_3OH, netto}$ [kW]	565 – 680	565 – 680	770	770	770
$\eta_{el}$ [%]	58	40	65,7	63,4	30
$P_{el}$ [kW]	328 - 394	226 – 272	506	488	231
$\eta$ [%]	21,1 – 25,4	14,6 – 17,5	32,6	31,4	14,9

## 6.3 Verwertung des Methanols im Wärmesektor

Auch das regenerativ gewonnene Methanol kann natürlich zur Wärmegewinnung verwendet werden. Und wie in den beiden Kapiteln davor, kann man auch hier Unterscheidungen treffen, in Raumwärme- und Prozesswärmegewinnung und wird diese explizit für diesen einen dieser beiden Zwecke erzeugt oder kann man sie durch andere thermische Prozesse, die mit regenerativem Methanol betrieben werden, durch Abwärmenutzung gewinnen. Wie auch bei der Verwertung von regenerativen Methan zu Wärme, spielt die CO<sub>2</sub>-Abscheidung eine große Rolle in Bezug auf den Wirkungsgrad der Gesamtumwandlungskette, der erzielt werden kann. Vorweg kann man sagen, nur wenn eine CO<sub>2</sub>-Abscheidung aus dem Rauchgas bei der Wärmegewinnung möglich ist, können vertretbare Wirkungsgrade der Gesamtumwandlung erzielt werden. Es wird die Umwandlungskette mechanischer Energie aus Windkraftkonversion – elektrische Energie – chemische Energie – chemische Energie – thermische Energie nach Gl. 6.13 betrachtet.

$$\eta = \eta_{OWG \rightarrow H_2, Hu} \cdot \eta_{H_2 \rightarrow CH_3OH} \cdot \eta_{th} = \eta_{OWG \rightarrow CH_3OH} \cdot \eta_{th} \quad (6.13)$$

### 6.3.1 Direkte thermische Umwandlung

Bei einer direkten thermischen Umwandlung des regenerativen Methanols sind Brennwertkessel die optimalste Möglichkeit, um Raumwärme zu erstellen. Bezogen auf den Heizwert des Methanols kann hier ein Wirkungsgrad  $\eta_{th}$  von bis zu 114 % erreicht werden. Das wesentlichste Problem bei dem Betrieb eines Brennwertkessels ist die CO<sub>2</sub>-Abscheidung aus dem Rauchgas. Da ein solcher Kessel mit O<sub>2</sub> aus der Umgebungsluft betrieben wird, muss die CO<sub>2</sub> Rückgewinnung über eine Rauchgaswäsche erfolgen. Da diese aber für private Haushalte technisch noch nicht möglich ist, muss der CO<sub>2</sub>-Kreislauf über die atmosphärische Abscheidung geschlossen werden. Da aber bei dieser Variante, wie in Tabelle 27 ersichtlich, der Umwandlungswirkungsgrad  $\eta_{OWG \rightarrow CH_3OH}$  sehr gering ist, ist diese Variante des Prozesses nicht sinnvoll. Eine Befuerung eines Brennwertkessels mit Methanol ist nur dann sinnvoll, wenn eine CO<sub>2</sub>-Abtrennung aus dem Rauchgas möglich ist. Für diesen Fall steigt  $\eta_{OWG \rightarrow CH_3OH}$  auf 36,4 bis 43,8 % an. Damit wären Gesamtwirkungsgrade  $\eta$  von bis zu 49,9 % möglich. Wie hoch der tatsächliche Wirkungsgrad des Brennwertkessels  $\eta_{th}$  aber wirklich ist, hängt auch in diesem Fall von den Prozessparametern und der Möglichkeit zur vollständigen Nutzung der latenten Wärme, die im Rauchgas enthalten ist, ab. Wird Prozesswärme benötigt, so ist der Wirkungsgrad der Kesselanlage theoretisch ebenfalls 114%. Ob dieser aber wirklich erreicht wird, hängt ebenfalls von den Prozessparametern ab und ob oder wie viel von der latenten Wärme im Rauchgas genutzt werden kann. Eine Übersicht dieser Berechnung gibt Tabelle 29.

### 6.3.1 Kraftwärmekopplung und Abwärmenutzung

Kraftwärmekopplungen können natürlich auch mit regenerativem Methanol als Brennstoff betrieben werden und weisen auch die gleichen Vorteile in Bezug auf die Brennstoffausnutzungsgrade auf. Mit einem BHKW kann so, wie in Abschnitt 6.2.1 bereits beschrieben, mit einem Wirkungsgrad  $\eta$  von 14,5 bis 17,5 % elektrische Energie gewonnen werden. Zusätzlich kann in einem BHKW mit einem Gesamtwirkungsgrad  $\eta$

von 18,2 bis 21,9 % wärmen ausgekoppelt werden. Dabei beträgt  $\eta_{OWG \rightarrow CH_3OH}$  nach Tabelle 27 zwischen 36,4 und 43,8 %. Diese beiden Wirkungsgrade zusammen ergeben einen Brennstoffausnutzungsgrad  $\omega$  von 90 %. Die detaillierte Berechnung ist in Tabelle 29 ersichtlich.

Tabelle 29: Erzielbare Leistungen und Wirkungsgrade der CH<sub>3</sub>OH-Verwertung für explizite und implizite Wärmebereitstellung

	Atmos. Abscheidung	Rauchgasabscheidung	BHKW
$P_{OWG}$ [kW]	1552	1552	1552
$\eta_{OWG \rightarrow H_2, Hu}$ [%]	61,8	61,8	61,8
$P_{H_2, Hu}$ [kW]	958	958	958
$\eta_{H_2 \rightarrow CH_3OH}$ [%]	0,99	59 – 71	59 – 71
$P_{CH_3OH, netto}$ [kW]	9,4	565 – 680	565 – 680
$\eta_{th}$ [%]	114	114	50
$P_{th}$ [kW]	10,7	644 – 775	283 – 340
$\eta$ [%]	0,69	41,5 – 49,9	18,2 – 21,9

## 6.4 Verwertung im Mobilitätssektor

Der Einsatz von regenerativem Methanol als Kraftstoff im Mobilitätssektor ist aus jetziger Sicht bei einer Herstellung unter den im Abschnitt 6.1 angenommenen Umwandlungsbedingungen und Annahmen nicht vorstellbar. Da im Mobilitätssektor bei einer Beibehaltung der jetzt verwendeten Technologien zur Lieferung der Mobilitätsdienstleistung nur eine CO<sub>2</sub>-Abscheidung aus der Atmosphäre möglich ist. Für diesen Fall ist aber der energetische Aufwand für die Abscheidung so groß, da das durch Synthetisierung hergestellte Methanol beinahe zu 100 % für die CO<sub>2</sub>-Abscheidung aus der Atmosphäre verwendet werden muss, um den Prozess der regenerativen Methanolisierung überhaupt am Laufen zu erhalten. Für die eigentliche Verwertung im Mobilitätssektor bleiben von den zu Beginn vorhandenen 806,67 kW lediglich 2,99 kW über, siehe Tabelle 27. Ebenfalls in Tabelle 27 ersichtlich ist der Wirkungsgrad der Methanolsynthetisierung und der Gesamtwirkungsgrad der Umwandlungskette bis zu diesem Teilschritt, und dieser ist in beiden Fällen deutlich unter 1 %.

Um eine Verwertung des Methanols im Mobilitätssektor möglich zu machen, muss also der Energieverbrauch der Atmosphärischen CO<sub>2</sub>-Abscheidung verringert werden, oder es gelingt, wie bereits bei der Verwertung des regenerativen Methans, das vor ähnlichen Problemen steht, im Mobilitätssektor (Abschnitt 5.5) eine CO<sub>2</sub>-Abscheidung aus dem Abgas zu realisieren. Dies könnte zwar bei einem Verbrennungsmotor von Erfolg beschieden sein, bei einem Flugzeugtriebwerk erscheint dies aber aus heutiger Sicht nicht möglich. Eine gänzlich andere Möglichkeit zum Schließen des CO<sub>2</sub>-Kreislaufs, der für die regenerative Erzeugung des Methanols nötig ist, ist die Aufnahme des im Mobilitätssektor ausgestoßenen CO<sub>2</sub> durch Biomasse. Diese Biomasse kann anschließend verbrannt und das dabei entstehende CO<sub>2</sub> durch eine Rauchgaswäsche abgeschieden werden. Grob geschätzt können für diese Variante die gleichen

Nettobrennstoffleistungen  $P_{CH_3OH,Netto}$  des Methanols angenommen werden, die auch bei einer Rauchgaswäsche in Tabelle 27 ersichtlich sind. Für diese Nettoleistungen  $P_{CH_3OH,Netto}$  wird im Folgenden eine Verwertung und somit der Wirkungsgrad in einem Verbrennungsmotor und einem Flugzeugtriebwerk berechnet. Zudem besteht die Möglichkeit, für Straßenfahrzeuge auf E-Mobilität zu setzen, da hier die  $CO_2$ -Abscheidung schon bei der Stromerzeugung passiert.

#### **6.4.1 Methanolverwertung in einem Verbrennungsmotor**

Schon zu Beginn der 1980er hat man Verbrennungsmotoren entwickelt, die eine Methanolbeimischung zum üblichen Kraftstoff erlauben. Zu Beginn der Entwicklung standen Beimischungen von 15 Vol. % Methanol zum Kraftstoff, der in modifizierten Benzinmotoren umgesetzt wurde. Die Modifizierung betraf vor allem die Motorregelung, die auf ein geändertes Zündverhalten angepasst werden musste und die Materialien, hier vor allem Kunststoffe, die mit dem Methanol-Benzingemisch in Berührung kommen. [Höhlein et al., 2003] Dies ist nötig, da Methanol ein erhöhtes Korrosions- und Alterungsverhalten der Materialien nach sich zieht [Reif, 2010]. Der Methanolgehalt wurde in den darauf folgenden Jahren nach und nach bis auf 85 Vol. % (M85) gesteigert. Die ersten Erfahrungen mit einem M85-Treibstoff wurden ebenfalls mit einem Ottomotor gesammelt. Hierbei wurde festgestellt, dass die hohe Oktanzahl des M85 ein höheres Verdichtungsverhältnis gegenüber einem normalen Benzinbetrieb erlaubt. Dies führte zu einem günstigeren Kraftstoffverbrauch und höheren Wirkungsgraden. 1990 wurde ein Verbrennungsmotor vorgestellt, der zu 100 % mit Methanol betrieben wird, und auf einem Serien VW-Dieselmotor basiert. Auf Grund der niedrigen Cetanzahl des Methanols musste dieser Dieselmotor aber mit einer Fremdzündanlage betrieben werden. Dieser Motor verbindet die hohen Wirkungsgrade von direkteinspritzenden Motoren und die rußfreie Verbrennung von Methanol. [Höhlein et al., 2003]

Für die Verwertung des mit Energy-Ship-Konzept gewonnen regenerativen Methanols wird ein effektiver Wirkungsgrad  $\eta_e$  des Verbrennungsmotors von 45 % angenommen. Das entspricht nach Pischinger et al. [2009] einem sehr guten Wirkungsgrad von Dieselmotoren. Mit diesem Wirkungsgrad lässt sich ein Gesamtwirkungsgrad  $\eta$  der Umwandlungskette von 16,4 bis 19,7 % erreichen, siehe Tabelle 30. Es soll noch einmal angemerkt werden, dass diese Wirkungsgrade nur erzielt werden können, wenn der  $CO_2$ -Kreislauf bei der Methanolherstellung über eine Biomasseverbrennung geschlossen wird und für diese Art der  $CO_2$ -Rückgewinnung dieselben energetischen Aufwände zu bilanzieren sind, wie bei der beschriebenen Rauchgaswäsche.

#### **6.4.2 Methanolverwertung in einem Flugzeugtriebwerk**

Unter der Voraussetzung von Modifikationen ist es auch vorstellbar ein Flugzeugtriebwerk mit Methanol zu betreiben. Der Vorteil gegenüber einem Betrieb mit  $H_2$  und  $CH_4$ , der schon angesprochen wurde, ist der, dass Methanol unter Betriebsbedingungen von einem Flugzeug flüssig ist und so die größte Energiedichte besitzt und dem heutigen Kerosinkraftstoffen so am nächsten kommt. Unter der erneuten Annahme von 40 % Gesamtwirkungsgrad  $\eta_{Ges}$  des Flugzeugtriebwerkes, siehe Abschnitt 4.3.2, könnte Gesamtwirkungsgrade  $\eta$  der Umwandlungskette von 14,6 bis 17,5 % erreicht werden, siehe Tabelle 30. Diese Wirkungsgrade sind auch hier, gleich dem Verbrennungsmotor, nur dann möglich, wenn die  $CO_2$ -Rückgewinnung über einen Biomassekreislauf erfolgt.

Tabelle 30: Zu erwartende Leistungen und Wirkungsgrade der Methanolverwertung im konventionellen Mobilitätssektor

	Methanmotor Atm.	Methanmotor RG	Flugzeugtriebwerk
$P_{OWG}$ [kW]	1552	1552	1552
$\eta_{OWG \rightarrow H_2, Hu}$ [%]	61,8	61,8	61,8
$P_{H_2, Hu}$ [kW]	958	958	958
$\eta_{H_2 \rightarrow CH_3OH}$ [%]	0,99	59 – 71	59 - 71
$P_{CH_3OH, netto}$ [kW]	9,4	565 – 680	565 – 680
$\eta_{motor}$ [%]	45	45	40
$P_{motor}$ [kW]	4,2	254 – 306	226 – 272
$\eta$ [%]	0,2	16,4 – 19,7	14,6 – 17,5

### 6.4.3 E-Mobilität

Wie bereits in der Wasserstoff- und Methanwirtschaft behandelt, können auch in einer Methanolwirtschaft Straßenfahrzeuge mit elektrischer Energie betrieben werden, die zuvor mittels der Verwertung von regenerativem Methanol, mit den Wirkungsgraden aus Abschnitt 6.2 gewonnen wurde. Nach Hofman [2010] kann für die Speicherung und von elektrischer Energie und deren anschließende Umwandlung in mechanische Energie, ein Wirkungsgrad  $\eta_{EM}$  von 88 % angenommen werden. Bei einem Teilumwandlungswirkungsgrad von mechanischer Energie in elektrische Energie von 14,6 bis 32,6 %, können im E-Mobilitätssektor Gesamtwirkungsgrade von 12,8 bis 28,7 % erreicht werden. Die genaue Berechnung der Umwandlungskette ist in Tabelle 31 zu sehen.

Tabelle 31: Wirkungsgrade und Leistungen bei CH<sub>3</sub>OH-Verwertung im E-Mobilitätssektor

	E-Mobilität
$P_{OWG}$ [kW]	1552
$\eta_{el}$ [%]	14,6 – 32,6
$P_{el}$ [kW]	226 – 506
$\eta_{EM}$ [%]	88
$P_{motor}$ [kW]	200 – 445
$\eta$ [%]	12,8 – 28,7

## 6.5. Zusammenfassung und Bewertung

Bei einer zusammenfassenden Betrachtung der Methanolwirtschaft lässt sich sagen, dass die Methanolsynthese aus H<sub>2</sub> und CO<sub>2</sub> großtechnisch noch nicht Stand der Technik ist. Es wurde aber in mehreren Laborversuchen nachgewiesen, dass es mit einer solchen Synthese möglich ist, Methanol in ausreichender Qualität herzustellen. Eine Methanolsyntheseanlage kann mit verfahrenstechnischen Anlagenkomponenten die dem Stand der Technik entsprechen aufgebaut werden, ist aber im Vergleich zu einer Methanisierungsanlage aufwendiger, da einerseits die Reaktion bei einem höheren Druck abläuft und andererseits mit einer niedrigeren Reaktionskinetik zu rechnen ist. Dies hat zur

Ursache, dass das Reaktionsgas bei einem Durchlauf nicht vollkommen umgesetzt wird und eine Rezirkulierung notwendig ist, die eine aufwendigere Anlagengestaltung notwendig macht. Es ist anzunehmen, dass die Anlage keine oder nur wenig Energie für den Betrieb benötigt, da wie bei großtechnischen Anlagen, die auf CO-Basis arbeiten, die Verdichter und Destillationsanlagen mit Prozessabwärme betrieben werden können.

Allerdings ist Sekundärenergie für die Bereitstellung von CO<sub>2</sub> notwendig. Das produzierte Methanol selbst liegt flüssig vor und muss für den Transport nicht weiter verdichtet werden. Dieser Sekundärenergiebedarf verringert die tatsächliche Menge an Methanol, die für die weitere Leistungserstellung in den Hauptenergiesektoren verwendet werden kann.

Bei der CO<sub>2</sub>-Bereitstellung muss allgemein einerseits für die CO<sub>2</sub>-Rückgewinnung Energie aufgebracht werden und andererseits für den Transport von der Verwertungsanlage zur Methanolisierungsanlage, da nicht anzunehmen ist, dass beide Anlagen in Nähe zueinander positioniert sind. Die Ausnahmen bestehen in Oxyfuel-Prozessen, die keine Energie für die CO<sub>2</sub>-Abscheidung benötigen und die atmosphärische CO<sub>2</sub>-Abscheidung, die einen geringeren Energieaufwand für den Rücktransport zur Methanolisierungsanlage aufweist. Aber auch die Energieaufwände für die CO<sub>2</sub>-Abscheidung variieren. Bei einer Rauchgaswäsche stellt die Chilled Ammonia-Methode die energetisch günstigste Variante dar, hat aber auf Grund geringerer Waschleistung eine größere Anlagenbaugröße zur Ursache. Die MEA-Wäsche hingegen zeigt eine sehr gute Waschleistung, hat aber einen erhöhten Energiebedarf gegenüber der Chilled Ammonia-Methode. Einen Mittelweg bietet die GenosorbN-Wäsche. Ist eine CO<sub>2</sub>-Abscheidung aus dem Rauchgas nicht möglich, muss das CO<sub>2</sub> aus der Umgebung abgetrennt werden um den CO<sub>2</sub>-Kreislauf zu schließen. Der Energieaufwand ist hierbei aber extrem hoch, so dass diese Variante der CO<sub>2</sub>-Rückgewinnung nicht wirtschaftlich ist. Dieser Umstand ergibt sich aus der Tatsache, dass für die Methanolsynthese eine größere CO<sub>2</sub>-Menge bereitzustellen ist als beispielsweise bei der Methansynthese. Es ist die Energiedichte des Methanols zwar höher im Vergleich zum Methan, dieser Vorteil kann aber den Energieaufwand für die atmosphärische CO<sub>2</sub>-Abscheidung nicht aufwiegen. Somit muss die für das Schließen des CO<sub>2</sub>-Kreislaufs, für den Fall, dass eine Rauchgaswäsche nicht möglich ist, ein alternativer Weg gesucht werden. Eine Möglichkeit für diesen Fall wäre die CO<sub>2</sub>-Rückgewinnung aus dem Rauchgas einer Biomasseverbrennung. Dabei wird nur CO<sub>2</sub> frei, das vorher von den Pflanzen aus der Atmosphäre gefiltert und in ihnen gespeichert wurde. Die CO<sub>2</sub>-Rückgewinnung stellt somit auch in der Methanolwirtschaft eine Schlüsselposition dar. Sie hat den größten Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit, ist aber für eine regenerative Synthese des Methanols unerlässlich.

Die Errichtung und der Betrieb einer Methanolwirtschaft scheint möglich und zumindest in den Hauptenergiesektoren für Strom und Wärme auch realistisch. Im Mobilitätssektor besteht im Bezug auf die CO<sub>2</sub>-Abtrennung noch Verbesserungspotential. Für den Transport des Methanols können jene Transportwege benützt werden, die von bisherigen flüssigen Energieträgern benutzt wurden. Neu errichtet müssen Transportwege für den CO<sub>2</sub> Rücktransport von den Verwertungsanlagen zu den Methanolisierungsanlagen werden.

Die Verwertung des regenerativen Methanols im Stromsektor kann in bestehenden GuD-Kraftwerksanlagen oder Blockheizkraftwerken erfolgen. Diese müssen nur auf den neuen

Kraftstoff angepasst werden und es müssen CO<sub>2</sub>-Wäschanlagen errichtet werden. Ebenso bietet eine Methanolwirtschaft die beste Ausgangslage für die Errichtung von Oxyfuel-Anlagen, da mit diesen die wirtschaftlichste Verwertung des Methanols realisiert werden könnte. Im Wärmesektor müssen bestehende Anlagen auf Methanolbetrieb umgewandelt werden und es müssen CO<sub>2</sub>-Abscheideanlagen errichtet werden. Der Mobilitätssektor wäre infrastrukturell am besten für den Einsatz von Methanol gerüstet, da bestehende Kraftstoffverteilssysteme weiter genutzt werden könnten und der Mobilitätssektor derzeit fast ausschließlich auf flüssige Kraftstoffe setzt. Die Fahrzeuge, Schiffe und Flugzeuge müssten nur auf einen Methanolbetrieb umgerüstet werden. Das größte Problem im Mobilitätssektor, das es zu lösen gilt, ist aber die fehlende Möglichkeit einer direkten CO<sub>2</sub>-Abtrennung aus den Abgasen. Nur wenn eine direkte Abtrennung möglich ist, ist ein sinnvoller Einsatz des Methanols im Mobilitätssektor möglich. Als Übergang könnte eine Rückgewinnung über eine Biomasseverwertung realisiert werden. Für Straßenfahrzeuge besteht zudem die Möglichkeit auf E-Mobilität umzusteigen. Diese Variante bietet zum einen gute Umwandlungswirkungsgrade zum anderen ist eine CO<sub>2</sub>-Abscheidung im Mobilitätssektor vermieden werden, da diese schon bei der Stromerzeugung durchzuführen ist.

Mit einer Methanolwirtschaft, die durch das Energy-Ship mit Primärenergieträger versorgt wird, lassen sich in den Hauptenergiesektoren Gesamtwirkungsgrade  $\eta$  in Bereichen, die in Tabelle 32 zusammengefasst sind erreichen. Im Stromsektor wird  $\eta$  durch das BHKW im unteren Bereich begrenzt. Die obere Grenze wird durch den Graz-Cycle dargestellt. Dazwischen bei rund 21 bis 24 % liegt die Verwertung mittels GuD-Kraftwerk, abhängig von der eingesetzten Art der CO<sub>2</sub>-Wäsche. Mit einer DMFC kann ein  $\eta$  von rund 15 % also knapp über dem BHKW erzielt werden. Dabei fällt aber anders als beim BHKW keine nutzbare Abwärme an. Aus diesem Grund ist die Brennstoffausnützung bei einer DMFC am geringsten. Im Wärmesektor können Gesamtwirkungsgrade  $\eta$  von bis zu 49 % erreicht werden. Dieser Wert ist stark abhängig von der benötigten Art der Wärme und von dem Prozess für den die Wärme benötigt wird. Bei einer atmosphärischen CO<sub>2</sub>-Abtrennung ist eine Methanolverwertung in diesem Sektor nicht sinnvoll. Dasselbe gilt für den Mobilitätssektor. Es ist nur sinnvoll das regenerative Methanol in diesem Sektor einzusetzen, wenn das CO<sub>2</sub> nicht aus der Atmosphäre abgeschieden werden muss oder um eine E-Mobilitätsschiene zu betreiben. Für den konventionellen Mobilitätssektor würden Gesamtwirkungsgrade von bis zu 19 % möglich sein. Die E-Mobilität für Straßenfahrzeuge wäre der konventionellen sich vorzuziehen, da bessere Wirkungsgrade erzielt werden könne.

Tabelle 32: Übersicht über die erreichbaren Wirkungsgrade in der Methanolwirtschaft

	Gesamtwirkungsgrad $\eta$ [%]
Stromsektor	14,6 bis 32,6
Wärmesektor	bis zu 49,9 <sup>1</sup>
konventioneller Mobilitätssektor	bis zu 19,7 <sup>1</sup>
E-Mobilitätssektor	12,8 – 28,7

<sup>1</sup> Bei einer CO<sub>2</sub> Rückgewinnung aus dem Rauchgas oder aus Biomasse

## 7. Zusammenfassende Bemerkungen zum Energy-Ship-Konzept

Es könnte gezeigt werden, dass eine ganzheitliche Energieversorgung der Welt mittels des Energy-Ship-Konzepts als machbar erscheint. Dieses Vorhaben ist natürlich mit einigen Anstrengungen und Aufwendungen verbunden. Aber am Ende könnte ein globales Energiewirtschaftssystem stehen, das nur mittels Windenergie betrieben werden könnte und somit gänzlich auf den Ausstoß von CO<sub>2</sub> verzichten könnte.

Mit dem Energy-Ship kann, für den Fall, dass eine gemeinsame Speicherung von H<sub>2</sub> und O<sub>2</sub> vorgenommen wird, mit einem Wirkungsgrad von 59 % Wasserstoff erzeugt werden. Dieser Wirkungsgrad steigt bei einer reinen H<sub>2</sub>-Speicherung auf 61,8 %. In beiden Fällen wird der erzeugte Wasserstoff mit dem Heizwert bewertet und mit der zu Beginn der Wasserstoffherzeugung durch Windkraftkonversion erstellten Leistung des Oscillating Wing Generator verglichen. Wird der erzeugte Wasserstoff an Land zu elektrische Energie gewandelt und erfolgt diese Wandlung mit einem konventionellen GuD-Kraftwerk, das einen elektrischen Wirkungsgrad von 58 % aufweist, sinkt der Gesamtwirkungsgrad der Umwandlungskette mechanischer Energie zu elektrischer Energie auf ca. 35 %. Das bedeute in absoluten Zahlen, dass 1000 kW an mechanischer Leistung, die durch Windkraftkonversion gewonnen worden ist, in 350 kW elektrische Leistung umgewandelt werden kann. Nach dieser Betrachtung ist ein Energy-Ship gegenüber einer konventionellen Windkraftanlage klar im Nachteil. Diese kann 1000 kW mechanische Leistung, die aus Windkraftkonversion gewonnen wurde, in rund 980 kW elektrische Leistung wandeln. Die Verluste einer konventionellen Windkraftanlage ergeben sich vereinfacht lediglich aus dem Generatorwirkungsgrad. Auch beim Wirkungsgrad der Windkraftkonversion selbst ist das Energy-Ship mit rund 25 % der konventionellen Windkraftanlage unterlegen. Diese weisen nach Hau [2008] Wirkungsgrade für die Windkraftkonversion von bis zu 50 % auf. Vergleicht man jedoch das Jahresarbeitsvermögen von Energy-Ship und konventioneller Windkraftanlage, ist die Überlegenheit der Windkraftanlage nicht mehr so deutlich gegeben. Bei einer konventionellen Anlage kann man nach Hau [2008] mit 2000 Jahresvollbetriebsstunden rechnen. In der Realität liegen diese aber niedriger. Für Deutschland meldete das Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme [2013] beispielsweise für das Jahr 2012 1650 Volllaststunden. Mit einer Volllaststundenanzahl von 2000 und einer elektrischen Leistung von 980 kW erreicht eine konventionelle Windkraftanlage ein Jahresarbeitsvermögen von 1960 MWh. Das Energy-Ship, das nicht auf einen ortsfesten Betrieb ausgelegt ist, kann sich mit dem Winddargebot mitbewegen und deshalb kann angenommen werden, dass ein Energy-Ship ein Jahresvolllaststundenpotential von 7500 h aufweist. Bei dieser Anzahl von Volllaststunden, kombiniert mit einer elektrischen Leistung von 350 kW, kann ein Jahresarbeitsvermögen von 2625 MWh erreicht werden. Man sieht, dass bei dieser Volllaststundenanzahl das Energy-Ship bereits bei einem Wirkungsgrad von 26 % der Umwandlungskette mechanische Energie – chemische Energie – elektrische Energie, das Jahresarbeitsvermögen einer konventionellen Windkraftanlage erreicht.

Die größten Ursachen für Verluste bei der Umwandlung von mech. Energie in chemische Energie in Form von Wasserstoff an Bord des Energy-Ships, sind die

Wasserstoffelektrolyse und die Verdichtung des Wasserstoffs und gegebenenfalls des Sauerstoffs zum Zwecke einer wirtschaftlicheren Einlagerung an Bord des Energy-Ships. Ziel muss es sein, diese Verlustquellen in Zukunft zu minimieren. Es muss aber klar sein, dass bei der Verdichtung des Wasserstoffs und des Sauerstoffs auch bei Erreichen eines Wirkungsgrades von annähernd 100 % immer noch Energie aufgewendet werden muss. Darum sollte für die Zukunft Augenmerk auf alternative Speichermethoden für H<sub>2</sub> und O<sub>2</sub> gelegt werden. Solche alternativen Speichermethoden beschreiben Eichlseder und Klell [2012] und zeigen Möglichkeiten auf, wie Wasserstoff in physikalischen und chemischen Verbindungen gespeichert werden kann.

Eine ebenso interessante Frage ist die nötige Anzahl von Energy-Ships, um den Primärenergiebedarf der Welt zu decken. Laut BP Statistical Review of World Energy [BP, 2012] lag der Primärenergieverbrauch der Welt an nicht regenerativer Energie im Jahr 2011 bei 11288,3 Mio. t Öleinheiten (ÖE). Diese Energiemenge beinhaltet die Primärenergie, die in Form von Kohle, Öl, Erdgas und Nuklearenergie im Jahr 2011 verbraucht wurde. Der Primärenergiebedarf, der für dieses Jahr in Form von Wasserkraft und erneuerbarer Energie gedeckt wurde, soll im Sinne eines ausgewogenen Energiemixes auch weiter in dieser Form gedeckt werden und bleibt unberücksichtigt. Nach BP [2012] entspricht eine t ÖE umgerechnet 11,63 MWh. Das bedeutet, dass im Jahr 2011 ein Energiebedarf an nicht regenerativer Energie von 131282 TWh bestand. In der Auslegung des Energy-Ships, die dieser Arbeit zugrunde liegt, weist der erzeugte H<sub>2</sub>-Stoffstrom eine Leistung  $P_{H_2, Hu}$  von 916 kW für eine kombinierte H<sub>2</sub> und O<sub>2</sub> Speicherung auf. Bei 7500 Jahresvolllaststunden errechnet sich ein Jahresarbeitsvermögen des Energy-Ships von 6870 MWh. Das bedeutet, dass zum Abdecken des fossilen und nuklearen Primärenergieverbrauchs rund 19 Millionen Energy-Ships benötigt werden. Diese sehr hohe Anzahl ergibt sich aus der Tatsache, dass die Wasserstoffleistung  $P_{H_2, Hu}$  von 916 kW sehr gering ist. Bei einer adäquaten Steigerung des Jahresarbeitsvermögens des Energy-Ships durch eine Hochskalierung des OWG oder durch den Einsatz eines zweiten OWG pro Energy-Ship, lässt sich diese Anzahl von Schiffen sicher deutlich verringern. Zusätzlich kann das Absenken des globalen Primärenergieverbrauchs ebenfalls zu einer Verringerung der benötigten Anzahl von Energy-Ships beitragen.

Die globale Ozeanfläche beträgt nach Brockhaus [1998] rund 361 Mio km<sup>2</sup> und bedeckt somit rund 71 % der Erdoberfläche. Bei der Annahme, dass für den Betrieb des Energy-Ships rund 60 % der Ozeanoberfläche geeignet sind, würde jedem der 19 Mio. Energy-Ships eine Fläche von 11,4 km<sup>2</sup> gegenüberstehen. Gelingt es, die Anzahl der benötigten Energy-Ships zu halbieren, steigt die Wasserfläche pro Energy-Ship auf 22,4 km<sup>2</sup>. Die Navigation und Steuerung einer solchen großen Flotte wird Satellitengestützt zu bewerkstelligen sein. Außerdem sollte Ziel sein ein Energy-Ship unbemannt, mittels Autopiloten, betreiben zu können.

Betrachtet man die drei beschriebenen Energiewirtschaftssysteme so kann gesagt werden, dass alle drei, natürlich mit den bekannten Einschränkungen bei Methan- und Methanolwirtschaft bezüglich der CO<sub>2</sub>-Rückgewinnung im Mobilitätssektor, realisiert werden können. Vergleicht man die drei Energiewirtschaftssysteme untereinander und betrachtet man die möglichen Wirkungsgradbereiche in den einzelnen Hauptenergiewirtschaftssektoren, siehe Tabelle 33, kommt man zum Schluss, dass es das Optimalste wäre eine Wasserstoffwirtschaft umzusetzen. Man würde damit eine

Energiewirtschaft einführen die vollkommen auf den Ausstoß von  $\text{CO}_2$  verzichten könnte, ebenso auf eine Reihe weiterer Schadstoffe wie Schwefeloxid oder Feinstaub. Auf der anderen Seite würde die Einführung einer Wasserstoffwirtschaft großen Aufwand bedeuten. Es müsste eine komplette neue Infrastruktur geschaffen werden. Ein großflächiges Wasserstoffverteilnetz müsste aufgebaut werden. Kraftwerke, die heute mit Erdgas befeuert werden, müssten auf Wasserstoffbetrieb umgestellt werden. Das bedeutet, dass sie sowohl mit Wasserstoff beliefert werden müssten, als auch der Kraftwerksprozess auf  $\text{H}_2$ -Betrieb umgestellt werden müsste. Haushalte, die ihre Raumwärme aus fossilen Energieträgern beziehen, müssten entweder an ein Fernwärmenetz angeschlossen oder auf eine  $\text{H}_2$ -Feuerung umgestellt werden. Im Mobilitätssektor müsste ebenfalls auf einen  $\text{H}_2$ -Betrieb umgestellt werden und beispielsweise müsste für den Straßenverkehr das Tankstellennetz umgerüstet werden. Dies alles lässt den Schluss zu, dass, obwohl bestehende Infrastruktur, wie z.B. Erdgaspipelines weitergenutzt werden kann, die Einführung einer Wasserstoffwirtschaft sicher Jahrzehnte in Anspruch nehmen wird und im Laufe ihrer Entstehung zahlreiche Hindernisse überwinden muss.

Deshalb besteht mit den beschriebenen Methan- oder Methanolwirtschaften eine Alternative. Die Primärenergieträger dieser Energiewirtschaften, Methan oder Methanol, werden synthetisch aus Wasserstoff, der mittels des Energy-Ships gewonnen wird und rückgewonnenem  $\text{CO}_2$  in katalytischen Prozessen hergestellt. Dies hat den Vorteil, dass bestehende Anlagen in allen Hauptenergiesektoren mit nur kleinen Modifikationen, und Ergänzungen, wie z.B. einer  $\text{CO}_2$ -Rückgewinnungsanlage, weiterbetrieben werden können. Zudem besteht die Möglichkeit, bestehende Verteilnetze der jetzigen Primärenergieträger weiter zu verwenden, da sich die Primärenergieträger des jetzigen Energiewirtschaftssystems und die Zukünftigen großteils sehr ähnlich sind. Diese Vorteile in infrastruktureller Hinsicht haben aber auch ihren Preis. Die Gesamtwirkungsgrade der jeweiligen Umwandlungskette sind im Bezug auf die Wasserstoffwirtschaft geringer (Tabelle 33). Die Ursache dafür liegt in Umwandlungsverlusten bei der Methan- und Methanolisierung, da beide Prozesse exotherm sind, und in der  $\text{CO}_2$ -Bereitstellung.

Die  $\text{CO}_2$ -Bereitstellung stellt ein Schlüsselement in Methan- und Methanolwirtschaft des Energy-Ship-Konzepts dar. Nur wenn es gelingt einen geschlossenen  $\text{CO}_2$ -Kreislauf zu etablieren, kann auch von einer Regenerativität des Primärenergieträgers gesprochen werden. Das bedeutet, dass das bei einer Verwertung von regenerativen Methan und Methanol entstehende  $\text{CO}_2$  nicht frei werden darf, sondern aus dem Rauch-/Abgas abgetrennt werden und wieder für die Synthetisierung von Methan und Methanol verwendet werden muss. Dies ist allerdings energieaufwendig und verursacht dadurch Wirkungsgradverluste. In manchen Fällen, vor allem bei einer Verwertung im Mobilitätssektor, ist eine  $\text{CO}_2$ -Abscheidung aus dem Abgas nicht möglich. In diesem Fall, muss das in die Atmosphäre entwichene  $\text{CO}_2$  wieder aus der Atmosphäre abgetrennt werden. Dies ist auf Grund der geringen  $\text{CO}_2$ -Konzentration in der Umgebungsluft noch einmal erheblich energieintensiver und bringt für diesen speziellen Fall beide Energiewirtschaften an den Rand der Wirtschaftlichkeit. Für diesen Fall muss über alternative  $\text{CO}_2$ -Rückgewinnungsmethoden nachgedacht werden. Für Straßenfahrzeuge besteht zudem die Möglichkeit auf E-Mobilität zu setzen. Diese hat den Vorteil, dass die  $\text{CO}_2$ -Rückgewinnung schon bei der Stromerzeugung in den Kraftwerken erfolgt und nicht aus der Atmosphäre geschähen muss.

Vergleicht man die Methanwirtschaft und Methanolwirtschaft miteinander, kann man feststellen, dass der Energieinhalt des erzeugten Methanols je Einheit H<sub>2</sub> höher ist als der des Methans. Dies geht einher, dass mit einem kmol H<sub>2</sub> 0,33 kmol CH<sub>3</sub>OH, aber nur 0,25 kmol CH<sub>4</sub> erzeugt werden kann. Dieser Vorteil des Methanolisierungsprozesses lässt sich aber nur bei einem geringen Energieaufwand für die CO<sub>2</sub>-Bereitstellung aufrecht erhalten, dafür die Methanolherstellung 0,33 kmol CO<sub>2</sub> benötigt werden und bei der Methanherstellung nur 0,25 kmol, wenn wieder ein kmol H<sub>2</sub> für die Synthetisierung zur Verfügung steht. So ist der Vorteil des größeren Wirkungsgrades der Methanolherstellung im Energy-Ship-Konzept nur bei einer Verwertung des Methanols in Oxyfuel-Prozessen deutlich ersichtlich, da hier für die CO<sub>2</sub>-Bereitstellung am wenigsten Energie aufgewendet werden muss. Muss das CO<sub>2</sub> mittels eines Wäscheverfahrens aus dem Rauchgas abgetrennt werden, liegen die Wirkungsgrade von Methan- und Methanolherstellung in etwa gleich auf. Ist eine Rauchgaswäsche nicht möglich und muss das CO<sub>2</sub> aus der Atmosphäre abgetrennt werden, ist die Methansynthese am effektivsten. Bei der Methanolsynthese ist auf Grund des größeren CO<sub>2</sub>-Bedarfs eine derart beträchtliche Energiemenge für die CO<sub>2</sub>-Bereitstellung aufzubringen, so dass in diesem Fall die Methanolsynthese nicht mehr wirtschaftlich ist.

Tabelle 33: Gesamtwirkungsgrade je Energiewirtschaft und Energiesektor

	Wasserstoffwirtschaft	Methanwirtschaft	Methanolwirtschaft
Stromsektor $\eta$ [%]	24,6 – 43,6	14,6 – 30,5	14,6 – 32,6
Wärmesektor $\eta$ [%]	bis zu 72,8	bis zu 7,8 (46,7 <sup>2</sup> )	bis zu 49,9 <sup>2</sup>
Konv. Mobilitätssektor $\eta$ [%]	bis zu 27,8	bis zu 3,2 (18,9 <sup>2</sup> )	bis zu 19,7 <sup>2</sup>
E-Mobilitätssektor $\eta$ [%]	21,6 – 38,4	12,8 – 26,8	12,8 – 28,7

Es ist sinnvoll und auch logisch, die Umsetzung des Energy-Ship-Konzepts Schritt für Schritt vorzunehmen. Es sei angemerkt, dass das Energy-Ship auf Technologie basiert, die dem Stand der Technik entspricht. Der Oscillating Wing Generators, der eine Neuerung darstellt, kann ebenfalls aus Komponenten gebaut werden, die dem Stand der Technik entsprechen. Aus diesem Grund kann jederzeit mit dem Bau einer kleinen Flotte von Energy-Ships begonnen werden. Der mit dieser Flotte gewonnene Wasserstoff kann in einem ersten Schritt dem fossilen Erdgas beigemischt werden und so den globalen CO<sub>2</sub>-Ausstoß reduzieren. Der nächste Schritt wird sein, Methan- und Methanolisierungsanlagen zu errichten um sukzessive die fossilen Energieträger durch regeneratives Methan und Methanol zu ersetzen. Gleichzeitig soll aber auch mit der Errichtung einer Wasserstoffwirtschaft begonnen werden, die als finales Ziel des Energy-Ship-Konzepts angesehen werden kann da sie völlig auf den Umgang mit CO<sub>2</sub> verzichten könnte.

<sup>2</sup> Bei einer CO<sub>2</sub>-Rückgewinnung aus dem Rauchgas oder aus Biomasse

## 8. Sonderanwendung des Oscillating Wing Generators in Flüssen

Bei den Untersuchungen zum Energy-Ship-Konzept wurde festgestellt, dass der Oscillating Wing Generator – OWG, der am Energy-Ship für die eigentliche Windkraftkonversion verantwortlich ist auch in Flüssen für die Energiekonversion eingesetzt werden kann. Beim Energy-Ship-Konzept bekommt der OWG die kinetische Energie zum Betrieb aus der Relativbewegung zwischen der stehenden Wasseroberfläche und des sich bewegenden Trimaran, auf dem der OWG installiert ist. Ändert man das Bezugssystem für die Relativbewegung so, dass die Wasseroberfläche sich bewegt und der Trimaran ruht, erfüllt der OWG ebenso seinen Zweck der Energiekonversion. Genau diese Überlegung liegt einem OWG-Betrieb in einem Fließgewässer zu Grunde. Wird ein Oscillating Wing Generator auf einem Schwimmkörper befestigt und diese Vorrichtung durch geeignete Befestigungen an ihrer Position gehalten, kann der OWG durch die Fließbewegung des Gewässers aus diesem Energie entziehen und so einen Elektrogenerator betreiben und elektrischen Strom erzeugen. So kann mit einem OWG ein schwimmendes Strömungskraftwerk betrieben werden.

Solche Strömungskraftwerke sind in den letzten 5 bis 10 Jahren durch mehrere verschiedene Versuchs- und Pilotanlagen auf ihre technische Realisierbarkeit, Dauerbetriebsfähigkeit und auf ihre Wirtschaftlichkeit untersucht worden, siehe dazu Beispiele in AquaLibre [2013] oder Küffner [2010]. Die Vorteile, die man sich aus solchen Anlagen erhofft, sind klar. In erster Linie erwartet man geringere Investitionskosten, da für ein solches Strömungskraftwerk keine aufwändigen Wehranlagen, Krafthäuser, Triebwasserkanäle und/oder Triebwasserstollen oder Fischmigrationshilfen errichtet werden müssen. Wie an den Beispielen in Abbildung 33 zu sehen besteht ein solches Strömungskraftwerk z.B. nur aus einer kurzen Einlaufdüse (1), Rotor (2), Generator (3) und Austrittsdiffusor (6). Zusätzlich sind noch geeignete Verankerungseinrichtungen (5) zu bauen und ein eventueller Grobrechen (4). Der Eingriff in die Natur ist gering. Dem

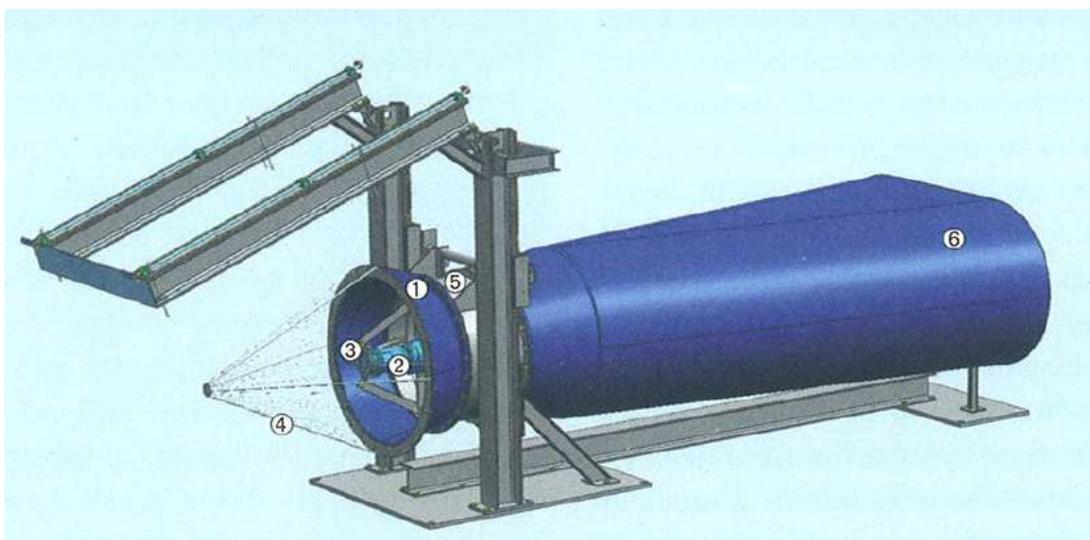


Abbildung 33: KSB – Flussturbine [Küffner, 2010]

gegenüber steht die Tatsache, dass ein Strömungskraftwerk stark von der Wasserstandschwankung des Fließgewässers abhängig ist, in dem es eingesetzt ist. Ist ein Jahresvollbetrieb des Kraftwerks angepeilt, muss der Rotor auch bei Niedrigwasser in den Sommer- und Wintermonaten vollkommen mit Wasser umgeben sein. Das führt dazu, dass der Rotordurchmesser nicht beliebig vergrößert werden kann und jedes Fließgewässer einen maximalen Rotordurchmesser vorgibt. Will man den Rotordurchmesser vergrößern und somit die Leistung des Strömungskraftwerks vergrößern, ergibt sich zwangsläufig die Tatsache, dass nur mehr ein Jahresteilbetrieb der Anlage möglich ist. Zusätzlich ergibt sich mit der Schwankung des Wasserstandes auch eine Schwankung der Fließgeschwindigkeit und somit eine Schwankung der kinetischen Energie der Fließgewässers, die zur Leistungserstellung dient.

Mit dem OWG kann nun ebenfalls ein Strömungskraftwerk gebaut werden, in dem man den Oscillating Wing Generator, wie er in seiner Grundform in Abbildung 35 zu sehen ist, auf zwei Schwimmkörper (Abbildung 34) montiert. Dieser Schwimmkörper ist ebenso die Plattform für das nötige Getriebe, das die translatorische Bewegung des OWG Flügels in eine rotatorische Bewegung zum Antrieb des Generators umwandelt und natürlich für den Generator selbst. Im Unterschied zu den anderen erwähnten Konzepten von Strömungskraftwerken befindet sich der Generator nicht unter Wasser. Es entfallen somit aufwändige Abdichtarbeiten des Generators, er muss lediglich vor Spritzwasser und der Witterung geschützt werden. Überhaupt liegt der Großteil der Anlage über dem Wasser, nur das Profil des OWG ist von Wasser umgeben. Die genaue Funktionsweise und der Aufbau des OWG sind in Abschnitt 3.1.2 zu finden.

In den weiteren Abschnitten wird das Jahresarbeitsvermögen für das OWG-Strömungskraftwerk (OWG-STKW) an ausgewählten Punkten, an drei verschiedenen Flüssen in Österreich ermittelt, um abschätzen zu können, wie viele Haushalte mit einem solchen Kraftwerk versorgt werden können. Des Weiteren werden mögliche Befestigungsmöglichkeiten des OWG-STKW betrachtet und ein Ausblick bezüglich rechtlicher Voraussetzungen für den Bau und Betrieb eines OWG-STKW gegeben.

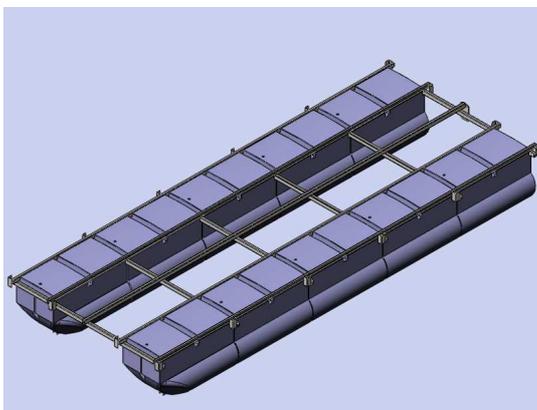


Abbildung 34: Schwimmkörper  
[Echnus, 2013]

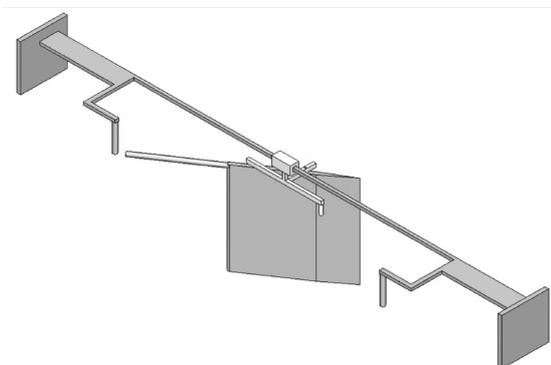


Abbildung 35: OWG [Platzer et al., 2009]

## 8.1 Jahresarbeitsvermögen eines Oscillating Wing Generator Strömungskraftwerks in österreichischen Flüssen

Das Jahresarbeitsvermögen  $A_J$  ist das kumulierte Tagesarbeitsvermögen  $A_{t,i}$ , welches mit Hilfe der mittleren Tagesleistung  $P_{OWG,i}$ , die ein OWG-STKW bei den vorherrschenden Bedingungen abgeben kann und wird nach Gl. 8.1 errechnet. Die mittlere Tagesleistung  $P_{OWG,i}$ , die der OWG abgibt wird, wie schon in Kapitel 3 erwähnt, nach der Formel Gl. 8.2 errechnet. Der Index  $i$  bezeichnet den jeweiligen Tag für den der Wert ermittelt wird.

$$A_J = \sum_{i=1}^{365} A_{t,i} = \sum_{i=1}^{365} P_{OWG,i} \cdot 24h \quad (8.1)$$

$$P_{OWG,i} = c_p \left( \frac{1}{2} \rho U_i^3 \right) S_j \quad (8.2)$$

Dabei ist der Leistungskoeffizient  $c_p$  nach Platzer et al. [2011] mit 0,8 und die Dichte des Wassers  $\rho$  bei der jeweiligen vorherrschenden Wassertemperatur anzusetzen. Die Geschwindigkeit  $U_i$ , mit der das Profil des OWG angeströmt wird, ist die mittlerer tagesaktuelle Fließgeschwindigkeit des jeweiligen Gewässers, in dem das OWG-STKW eingesetzt wird und ist natürlichen Schwankungen ausgesetzt. Diese natürlichen Schwankungen ergeben sich vor allem aus den klimatischen Bedingungen der Jahreszeiten. Da sich Fließgewässer gemäß dem Wasserkreislauf aus Niederschlägen speisen, kommt es in den niederschlagsärmeren Sommermonaten zu weniger Zufluss. Dementsprechend sinken der Durchfluss  $Q$  sowie der Wasserstand  $W$  der Fließgewässer und dadurch auch die Fließgeschwindigkeit  $v$ . In den Wintermonaten fällt der Niederschlag in Form von Schnee und ist so gebunden. Die Fließgewässer haben dadurch ebenfalls weniger Zufluss. Der Zufluss steigt aber in den Frühlingsmonaten, in denen zu den normalen Niederschlägen auch noch Schmelzwasser des im Winter gefallen Schnees hinzukommt. Dadurch steigt der Durchfluss  $Q$ , Wasserstand  $W$  und Fließgeschwindigkeit  $v$  in diesen Monaten über die Durchschnittswerte. Die Fließgeschwindigkeit  $v$  kann also für einen Standort über das Jahr gesehen nicht als konstant angesehen werden, ebenso die Wassertiefe. Die Wassertiefe  $h$  des Fließgewässers hat wiederum großen Einfluss auf die Profilfläche  $S$  des OWG. Ist ein Jahresvollbetrieb des OWG-STKW vorgesehen, muss die Profilfläche auf die kleinste Wassertiefe des Fließgewässers ausgelegt sein, sodass das Profil immer vollkommen von Wasser umflossen ist. Das bedeutet aber auch, dass bei größeren Wassertiefen ein gewisses Leistungspotential nicht genutzt wird. Aus diesem Grund kann ein Jahresteilbetrieb sinnvoll sein. Das bedeutet, dass das Profil des OWG-STKW nur für Wassertiefen über einem gewissen Wert dimensioniert ist. Es kann dadurch die Profilfläche  $S_j$  bei gleichbleibender  $v$  Fließgeschwindigkeit gesteigert werden. Der Index  $j$  bezeichnet die Betriebsart des OWG-STKW.

Durch eine Berechnung des Jahresarbeitsvermögens  $A_J$  für den Vollbetrieb- und den Teilbetriebsfall an einem Standort soll über die Betriebsart des OWG-STKW entschieden werden. Für diese Berechnung sind also die tagesaktuellen Fließgeschwindigkeiten  $v_i$  und Wassertiefen  $h_i$  an einem Standort nötig. Diese Werte können jedoch nur durch

Messungen und auch nur indirekt ermittelt werden. Es wurden selbst keine Messungen durch geführt, sondern auf bestehenden Daten- und Messreihen, die die hydrographischen Dienste der österreichischen Bundesländer zur Verfügung gestellt haben, zurückgegriffen.

Bevor es zu den eigentlichen Berechnungsschritten kommt, mit denen die tagesaktuellen Leistungen  $P_{OWG,i}$  des OWG in einem Fließgewässer berechnet werden können, muss noch ein Überblick über die wichtigsten Begriffe und Methoden der Hydrologie und Hydrometrie gegeben werden, die für das Verständnis unerlässlich sind. Die Begriffserklärungen lehnen sich an Dyck & Peschke [1995] an.

**Pegel:** Der Pegel ist ein Messgerät zur Feststellung des Wasserstandes eines Gewässers und kann in verschiedenen Formen ausgeführt werden. Seine einfachste Form, die Pegellatte mit der charakteristischen E-Teilung, sieht man in Abbildung 36. Die Pegelform ist nicht registrierend, das bedeutet er muss von Hand abgelesen werden und er gibt keine Auskunft über die Wasserstände zwischen den Ablesungen. Es gibt aber auch automatisierte Schreibpegel, die eine kontinuierliche Messung des Wasserstandes zulassen.

**Wasserstand:** Der Wasserstand  $W$  beschreibt die Position des Wasserspiegels über einem bestimmten Bezugshorizont, dem Pegelnull (PN) oder dem Pegelnullpunkt (PNP), siehe Abbildung 37. Der Wasserstand ist nicht zu verwechseln mit der Wasserstiefe und besitzt die Einheit cm. Bei einer kontinuierlichen Erfassung des Wasserstands an Schreibpegeln können Wasserstandsganglinien  $W_{(t)}$  erstellt werden.

**Pegelnullpunkt:** Der Pegelnullpunkt gibt einen imaginären Bezugshorizont an, bei dem der Pegel seinen Nullwert hat und kann beliebig festgelegt werden. Es ist aber darauf zu achten, dass der PNP immer unter dem Wasserspiegel liegt. Das heißt der PNP muss so gewählt werden, dass auch bei Niedrigstwasser immer noch ein Wasserstand gemessen werden kann. Außerdem ist auf die Konstanz des PNP zu achten, das bedeutet, dass es nicht durch Hebungen und Senkungen des Untergrundes zu einer Veränderung des PNP kommt. Die Position des PNP wird immer in Meter über Adria (m ü.A.) angegeben, beispielsweise liegt der PNP des Pegels der Mürz in Mürzzuschlag auf 700 m ü.A. [Hydrographischer Dienst, 2011] Addiert man Wasserstand und PNP, ergibt sich der Pegelstand. Er wird ebenfalls in m ü.A. angegeben.

**Wassertiefe:** Die Wasserstiefe  $h$  ist die Differenz zwischen Pegelstand und Position der

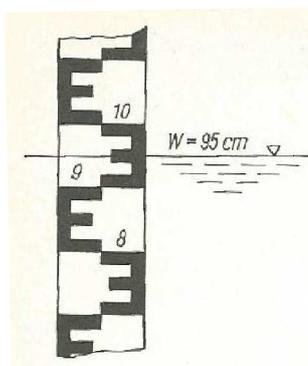


Abbildung 36: Pegellatte  
[Dyck & Peschke, 1995]

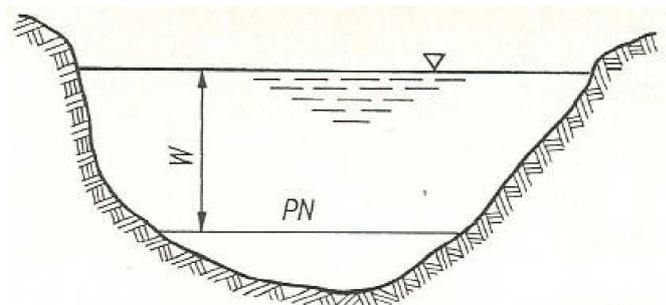


Abbildung 37: Der Wasserstand  
[Dyck & Peschke, 1995]

Gewässersohle in m ü.A. Das heißt für die Wassertiefe muss die Position der Gewässersohle über die gesamte Gewässerbreite bekannt sein. Die Wassertiefe ändert sich über die Gewässerbreite. Sie kann gemessen werden oder nach obiger Beziehung berechnet werden.

**Fließgeschwindigkeit:** Die Fließgeschwindigkeit  $v$  ist über den Fließgewässerquerschnitt nicht konstant. Sie nimmt zu den Uferbereichen und in Richtung der Gewässersohle in Folge von Reibungseinfluss ab. Die Fließgeschwindigkeit ist direkt an der Wasseroberfläche am größten. Eine räumliche Geschwindigkeitsverteilung ist in Abbildung 38 zu sehen und zeigt eben diese Charakteristika. Die Fließgeschwindigkeit wird entlang von Lotrechten, die sich gleichmäßig über die Gewässerbreite verteilen, bei mehreren Wassertiefen gemessen. Diese einzelnen Messpunkte zusammengefügt ergeben die bereits erwähnte räumliche Geschwindigkeitsverteilung von Abbildung 38. Die Geschwindigkeit selbst wird heute meist mit einem Messflügel ermittelt.

**Durchfluss:** Der Durchfluss  $Q$  ist neben dem Wasserstand die wesentlichste Größe der Hydrometrie, da sie für das Erstellen von Wasserbilanzen und Wassermengenkreisläufen unerlässlich ist und wird in  $\text{m}^3/\text{s}$  angegeben. Trotzdem ist es bis heute noch nicht möglich, den Durchfluss direkt zu messen. Er muss aus der Beziehung nach Gl. 8.3 errechnet werden.

$$Q = v_m \cdot A \quad (8.3)$$

Dabei ist  $v_m$  die mittlere Querschnittsgeschwindigkeit und wird aus der Mittelung der Fließgeschwindigkeiten der einzelnen Messpunkte errechnet.  $A$  steht für die Fläche des Messquerschnitts, den die Gewässersohle mit dem Wasserspiegel aufspannt und ist eine Funktion des Wasserstandes.

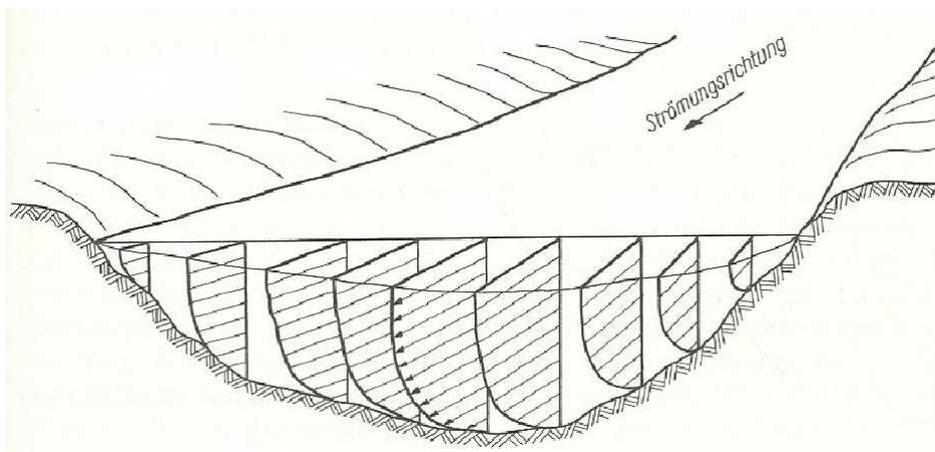


Abbildung 38: Räumliche Geschwindigkeitsverteilung [Dyck & Peschke, 1995]

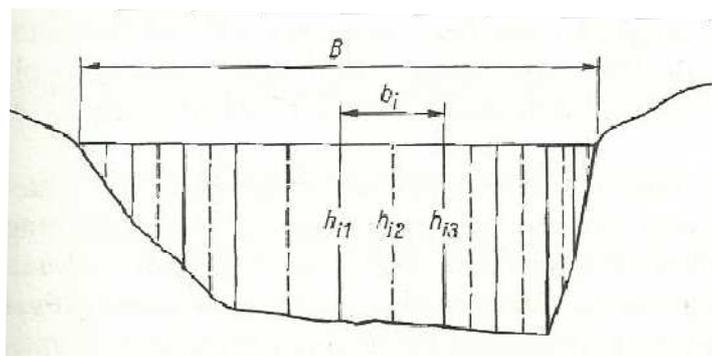


Abbildung 39: Einteilung eines Messquerschnitts [Dyck & Peschke, 1995]

Um die tagesaktuelle Fließgeschwindigkeit  $v_i$  und die tagesaktuelle Wasserstiefe  $h_i$  berechnen zu können, müssen mehrere Werte für den Betriebsort bekannt sein. In erster Linie müssen der tagesaktuelle Wasserstand  $W_i$  und der tagesaktuelle Durchfluss  $Q_i$  an der gewünschten Stelle, an der das OWG-STKW betrieben werden soll, bekannt sein. Die Hydrografischen Dienste in Österreich betreiben eine Vielzahl von Messstellen, die Wasserstand und Durchfluss in tagesaktuellen Messreihen aufzeichnen und stellen diese in Jahrbüchern zur Verfügung. Zusätzlich muss für die Stelle der Verlauf der Gewässersohle in m ü.A. bekannt sein und das Profil der räumlichen Geschwindigkeitsverteilung für einen Messtag. Dieser Messtag kann beliebig gewählt werden. Vorzugsweise sollte die Messungen aber an einem Tag mit Mittelwasser durchgeführt werden. In Tabelle 34 ist der prinzipielle Aufbau eines Messprotokolls für eine Geschwindigkeitsverteilungsmessung ersichtlich. Der Messquerschnitt wurde in 13 Lotrechten unterteilt, wobei die 13. direkt am rechten Ufer liegt. Ein Beispiel wie ein Messquerschnitt eingeteilt ist, ist in Abbildung 39 zu sehen. Die Lotrechten haben bis auf die Uferbereiche einen Abstand von 5 Meter zueinander. In den Uferbereichen ist der Abstand zueinander geringer, um eine bessere Auflösung der Geschwindigkeitsverteilung zu erreichen. Bei jeder Lotrechte wurde die Wassertiefe  $h$  und in regelmäßigen Tiefenabständen die Geschwindigkeit gemessen. Aus diesen Werten kann man ein räumliches Geschwindigkeitsmodell ermitteln und ebenso den Positionsverlauf der Gewässersohle. Dies geschieht indem man zum bekannten PNP den Wasserstand addiert und die Wassertiefe der einzelnen Lotrechten subtrahiert. So kann für jede Lotrechte die Position der Gewässersohle in m ü.A. bestimmt werden.

Tabelle 34: Beispielhafte Geschwindigkeitsverteilung über einen Messquerschnitt

Lotrechtennummer	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Abstand der Lotrechten vom Nullpunkt (linkes Ufer) [m]	2,5	7,5	12,5	17,5	22,5	27,5	32,5	37,5	42,5	47,5	52,5	57,5	60
Wasserstand [cm] am Pegel	331	331	331	331	331	331	331	331	331	331	331	331	331
Wassertiefe in der Lotrechten [m]	1,5	1,84	1,98	2,08	2,03	2	1,98	1,9	1,84	1,84	1,61	1,42	0
Geschwindigkeit in Tiefe 0.25 m [m/s]	1,5	2,35	2,82	2,9	2,83	2,82	2,73	2,63	2,48	2,39	1,86	1,1	
Geschwindigkeit in Tiefe 0.75 m [m/s]	1,3	2,21	2,71	2,68	2,82	2,73	2,57	2,51	2,36	2,28	1,81	1,2	
Geschwindigkeit in Tiefe 1.25 m [m/s]	1	1,92	2,42	2,38	2,44	2,37	2,3	2,21	2	1,96	1,65	1,07	
Geschwindigkeit in Tiefe 1.75 m [m/s]		1,53	2,06	2,04	2,05	2,06	1,95	1,92	1,68	1,69			

Aus der Gleichung 8.3 lässt sich mit den aus Messreihen bekannten tagesaktuellen Durchflüssen  $Q_i$  und den dazugehörigen Flächen des Messquerschnitts  $A_i$  die mittlere tagesaktuelle Fließgeschwindigkeit  $v_{m,i}$  des Gewässerquerschnitts berechnen. Die Querschnittsfläche  $A_i$  kann mittels der tagesaktuellen Wasserstände  $W_i$  ermittelt werden, indem man durch die Addition von  $W_i$  mit den PNP und der anschließenden Subtraktion der Position der Gewässersohle die tagesaktuellen Wassertiefen  $h_{i,n}$  der Lotrechten ermittelt. Mit diesen Wassertiefen  $h_{i,n}$  kann wieder, wie in Abbildung 39 ersichtlich, ein Messquerschnitt aufgespannt werden, von dem anschließend beispielsweise durch Aufsummierung der einzelnen Teilflächen  $A_{Teil}$  die Gesamtfläche  $A_i$  ermittelt wird.

$$A_{Teil} = \left( \frac{h_{i,n} + h_{i,n+1}}{2} \right) \cdot b \quad (8.4)$$

$b$  ist hier der Abstand zwischen den Lotrechten und  $h_{i,n}$  die Wassertiefe in der Lotrechten und  $h_{i,n+1}$  die Wassertiefe der nächst folgenden Lotrechten ist. Es bestehen auch andere Näherungsverfahren, um die Querschnittsfläche zu ermitteln.

Da nicht anzunehmen ist, dass ein OWG-STKW über den gesamten Gewässerquerschnitt betrieben wird, sondern, wie es auch bei anderen Konzepten zu sehen ist, nur auf einem Teil des Gewässerquerschnittes, ist  $v_{m,i}$  für die Berechnung von  $P_{OWG,i}$  nicht repräsentativ. Deshalb muss  $v_{m,i}$  auf die am gewünschten Betriebsbereich des OWG-STKW vorliegende Fließgeschwindigkeit umgerechnet werden.

Dazu benötigt man erneut die Geschwindigkeitsverteilung des Messquerschnitts, wie sie an einem Messtag für einen bestimmten Durchfluss und Wasserstand ermittelt wurde und beispielhaft in Tabelle 34 dargestellt ist. Aus diesen Messwerten für die Fließgeschwindigkeit an diesem Messtag wird ebenfalls die mittlere Fließgeschwindigkeit  $v_m$  errechnet. Ist es beispielsweise angedacht das OWG-STKW an einem mittleren Bereich des Gewässerquerschnitts zu betreiben, z.B. im Bereich der Lotrechten 6, müssen die Geschwindigkeitsverläufe über die Wassertiefe dieser Lotrechten ebenfalls gemittelt werden. Aus der mittleren Querschnittsgeschwindigkeit  $v_m$  und der mittleren Lotrechtengeschwindigkeit  $v_{m,Lot,k}$  kann ein Verhältnisfaktor  $f_k$  nach Gl. 8.5 gebildet werden, der für diesen Messquerschnitt und für diese Lotrechte charakteristisch ist.

$$f_k = \frac{v_{m,Lot,k}}{v_m} \quad (8.5)$$

In einer Näherung lässt sich sagen, dass dieser Verhältnisfaktor für diesen Messquerschnitt und diese Lotrechte immer gilt und sich mit  $f_k$  alle tagesaktuellen Lotrechtengeschwindigkeiten ermittelt werden können. Der Index  $k$  beschreibt die Position über der Gewässerbite, für die der Verhältnisfaktor berechnet wird.

Mit  $f_k$  kann die tagesaktuelle mittlere Querschnittsgeschwindigkeit  $v_{m,i}$  auf die tagesaktuelle lokale Fließgeschwindigkeit  $v_{m,Lot,k}$  umgerechnet werden, die in dem Bereich des Gewässerquerschnitts vorherrscht, in dem das OWG-STKW betrieben wird.

Die Größe des OWG-Profiles kann der in der betreffenden Lotrechten vorherrschenden Wasserstiefe  $h$  angepasst werden.

Das Jahresarbeitsvermögen  $A_J$  eines OWG-STKW wird für drei Flüsse in Österreich, dem Lech, dem Inn und der Enns an jeweils einer Stelle berechnet. Diese Stellen liegen immer in die unmittelbare Umgebung einer Messstelle des Hydrographischen Dienstes, da für diese Stelle die nötigen Messwerte ohne eigens durchgeführte Messungen vorhanden sind.  $A_J$  wird für drei Bereiche, die sich gleichmäßig über die Flussbreite verteilen, ermittelt. Es wird jeweils das Jahresarbeitsvermögen  $A_J$  für den Vollbetriebs- und den Teilbetriebsfall berechnet. Für den Teilbetrieb wird aber eine Jahresvollbetriebsstundenanzahl von mindestens 6000 h als Bedingung festgelegt.

### 8.1.1 Jahresarbeitsvermögen eines OWG-STKW im Lech bei Lechaschau

Der Lech ist ein rechter Nebenfluss der Donau und entspringt als Abfluss des Formarinsees im Lechquellgebirge in den Lechtaler Alpen, Vorarlberg. Die Mündung erfolgt bei Donauwörth, Bayern, in die Donau. Der Flusslauf hat eine Länge von 263 km und ist durch mehrere Staustufen unterbrochen. [Brockhaus, 1998] Der Hydrografische Dienst Tirol betreibt in Lechaschau eine Messstelle mit der Messstellenummer 201087, siehe Abbildung 40, die einen Schreibpegel mit Durchflussmessung für die Erstellung von Wasserstandsganglinien und Durchflussmessreihen beinhaltet. Somit sind für diese Messstelle tagesaktuelle Durchflüsse  $Q_i$  und Wasserstände  $W_i$  für die Berechnung von  $A_J$  vorhanden. Die notwendigen Geschwindigkeitsverteilung und Position der Gewässersohle für den Messquerschnitt an der Messstelle wurde dankenswerterweise vom Hydrographischen Dienst des Landes Tirol zur Verfügung gestellt und am 12.06.2012 durch eine Messung ermittelt. Die Verteilung der Fließgeschwindigkeit und der Wassertiefe für diesen Tag ist, mit noch zusätzlichen Werten, die für diese Berechnung aber nicht von Belang sind, in Abbildung 41 zu sehen. Die mittlere Querschnittsgeschwindigkeit  $v_m$  an diesem Messtag lag bei 2,13 m/s. Zum Zeitpunkt der Messung herrschte ein Wasserstand  $W$  von 238 cm und ein Durchfluss  $Q$  von 138,3 m<sup>3</sup>/s.

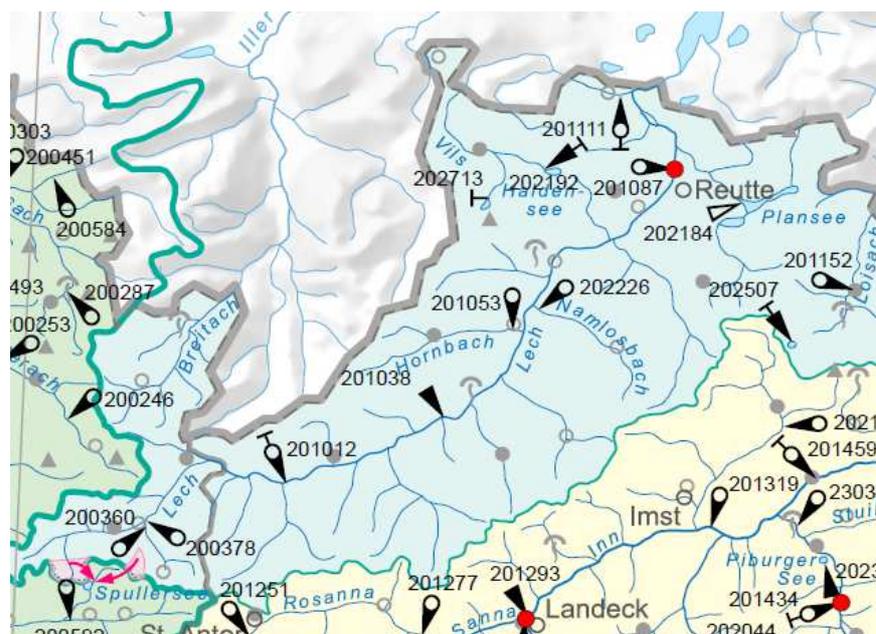


Abbildung 40: Flusslauf des Lechs [BMLFUW, 2009]

Wie In Abbildung 41 ersichtlich, wurde der Messquerschnitt in drei Betriebsbereiche geteilt. Der linke Bereich ist vom linken Uferbezugspunkt ca. 15 m entfernt und weist bei dieser Lotrechten eine mittlere Geschwindigkeit  $v_{m, Lot, links}$  von 1,9 m/s auf. Der zweite Rechenbereich befindet sich in der Mitte des Messquerschnitts, ca. 30 m vom linken Uferbezugspunkt entfernt und weist eine mittlere Geschwindigkeit in der Lotrechten  $v_{m, Lot, mitte}$  von 2,25 m/s auf. Der dritte Rechenbereich befindet sich im rechten Uferbereich ca. 45 m vom linken Uferbezugspunkt entfernt und weist eine mittlere Geschwindigkeit  $v_{m, Lot, rechts}$  in der Lotrechten von 2,45 m/s auf. Mit diesen Werten und der Gl. 8.5 können nun die Verhältnissfaktoren  $f_k$  gebildet werden. Für den linken Rechenbereich wurde so ein Faktor  $f_{links}$  mit 0,89 ermittelt. Der mittlere Rechenbereich weist einen Verhältnissfaktor  $f_{mitte}$  von 1,06 auf. Im rechten Rechenbereich errechnet sich ein Verhältnissfaktor  $f_{rechts}$  von 1,15. Dies bedeutet beispielhaft für diesen Rechenbereich, dass die mittlere Geschwindigkeit der Lotrechten in diesem Bereich das 1,15 fache der mittleren Querschnittsgeschwindigkeit  $v_m$  ist. Herrscht an einem anderen Tag eine andere mittlere Querschnittsgeschwindigkeit  $v_m$  vor, so wird dieser Verhältnissfaktor  $f_k$  näherungsweise als konstant abgenommen und die mittlere Geschwindigkeit der Lotrechten im rechten Rechenbereich ist wieder das 1,15 fache von dem aktuellen  $v_m$ .

Diese mittleren Querschnittsgeschwindigkeiten  $v_{m,i}$  können tagesaktuell mit Gl. 8.3 ermittelt werden. Die Werte für den tagesaktuellen Durchfluss  $Q_i$  sind aus dem Hydrographischen Jahrbuch 2009 ersichtlich und bilden die gemittelten täglichen Durchflüsse, hier als Abflüsse bezeichnet, und sind für die Messstelle 201087 und das Jahr 2009 in Tabelle 37 ersichtlich [Hydrographischer Dienst, 2011]. Die zudem benötigte tagesaktuelle Fläche des Messquerschnitts  $A_i$  ändert sich mit dem Wasserstand  $W_i$  der ebenfalls im Hydrographischen Jahrbuch 2009 tagesaktuell abzulesen ist und ist in Tabelle 36 für die Messstelle 201087 in Lechaschau ersichtlich. Die Messquerschnittsfläche  $A_i$  wird für die Berechnung von  $v_{m,i}$  näherungsweise als zusammengesetzte Ersatzfläche, in Abbildung 42 rot eingezeichnet, gesehen. Diese Ersatzfläche kann durch einfache geometrische Beziehungen errechnet werden. So kann  $A_i$  näherungsweise durch die Gl. 8.6 errechnet werden.

$$A_i = A_{Fix} + h_{hilf} \cdot 43,5 m + \frac{h_{hilf}^2 \cdot 7,738}{2} \quad (8.6)$$

$$h_{hilf} = (PNP + W_i) - 837,59 m \quad (8.7)$$

$A_{Fix}$  ist die Summe der Teilflächen, die unter dem Hilfspegelstand von 837,59 m ü.A. liegen und bleibt für alle  $A_i$  konstant mit einem Wert von 21,93 m<sup>2</sup>. Der Hilfspegelstand von 837,59 m ü.A. ist willkürlich festgelegt worden, er liegt aber für alle Wasserstände  $W_i$  unter der Wasseroberfläche. Die Hilfswassertiefe  $h_{hilf}$  wird nach Gl. 8.7 errechnet und sieht sich als Differenz zwischen dem Pegelstand, der aus der Summe von PNP und dem Wasserstand  $W_i$  gebildet wird und dem Hilfspegelstand. Der Pegelnullpunkt für die Messstelle 201087 Lechaschau liegt bei 836,09 m ü.A. Der Faktor 7,739 ist das Verhältnis der Katheten des rechtwinkligen Dreiecks im linken Uferbereich.

Ist die tagesaktuelle mittlere Querschnittsgeschwindigkeit  $v_{m,i}$  bestimmt, können mit Gl. 8.5 und den bereits bekannten Verhältnissfaktoren  $f_k$  die tagesaktuellen mittleren

Geschwindigkeiten  $v_{m,i,k}$  für die definierten Rechenbereiche bestimmt werden. Diese dienen zur Ermittlung der tagesaktuellen Leistung  $P_{OWG,i}$ , die ein OWG-STKW in dem Bereich abgeben kann.

**Jahresvollbetrieb:** Für die Berechnung von  $P_{OWG,i}$  ist ebenfalls noch die Profilfläche  $S$  des OWG zu bestimmen. Ist das OWG-STKW auf einen Jahresvollbetrieb ausgelegt, muss  $S$  so gewählt werden, dass das Profil auch noch bei Niedrigwasser vollkommen umspült wird und das OWG-STKW an jedem Tag betrieben werden kann. Dafür ist aus Tabelle 36 der geringste Wasserstand  $W_i$ , der über das beobachtete Jahr 2009 gemessen wurde zu ermitteln. Der niedrigste Wasserstand  $W$  betrug 150 cm. Mit diesem Wasserstand lassen sich Wassertiefen im linken betrachteten Uferbereich von 0 cm errechnen. In der Flussmitte bedeutet ein Wasserstand von 150cm eine Wassertiefe von 57 cm. Für diese Wassertiefe kann eine Profiltiefe von 0,47 m realisiert werden, wenn ein Sicherheitsabstand gegenüber der Gewässersohle von 10 cm eingehalten wird. Somit kann eine Profilfläche  $S_{Voll}$  von 0,44 m<sup>2</sup> realisiert werden, wenn ein Längen/Tiefenverhältnis des Profils, wie von Prof. Platzer empfohlen, von 2 eingehalten wird. Im rechten Uferbereich herrscht bei einem Wasserstand von 150 cm eine Wassertiefe von 94 cm vor. Für diese Wassertiefe kann ein Profil mit einer Fläche  $S_{Voll}$  von 1,44 m<sup>2</sup> eingesetzt werden, mit einer Tiefe von 0,84 m und einer Länge von 1,68 m. Somit können die zu erwartenden tägliche Leistungen  $P_{OWG,i}$  des OWG-STKW errechnet werden. Nach Gl 8.1 kann das Jahresarbeitsvermögen bestimmt werden. Im linken Uferbereich ist auf Grund der geringen Wassertiefen bei Niedrigwasser kein Einsatz möglich. Im mittleren Bereich der Flussbreite kann ein  $A_{J,mitte}$  von 3858 kWh erreicht werden. Bei einem durchschnittlichen Jahresstromverbrauch eines Haushaltes von 4415 kWh, nach österreichischer E-Wirtschaft [2013], können damit 0,87 Haushalte versorgt werden. Das Jahresarbeitsvermögen für den rechten Uferbereich  $A_{J,rechts}$  beträgt 15785 kWh. Wird das OWG-STKW in diesem Bereich betrieben, können damit rund 3,58 Haushalte versorgt werden.

**Jahresteilbetrieb:** Im Jahresteilbetrieb wird das OWG-STKW nur an Tagen ab einem bestimmten Wasserstand betrieben. Dies hat den Vorteil, dass die Profilfläche  $S$ , den dabei vorherrschenden größeren Wassertiefen angepasst und somit vergrößert werden kann. Bei gleichbleibenden mittleren Fließgeschwindigkeiten in den Lotrechten  $v_{m,Lot,k}$  kann so die Leistung des OWG erhöht werden. Aus Tabelle 36 geht hervor, dass an 255 Tagen ein Wasserstand  $\geq 165$  cm vorherrscht. Dies entspricht 6120 Stunden Volllastbetrieb.

Am linken Uferbereich ergibt sich bei einem Wasserstand von 165 cm eine Wassertiefe von 12 cm, die für einen wirtschaftlichen Betrieb noch immer zu gering ist. Für den mittleren Gewässerbereich erhöht sich die Wassertiefe auf 72 cm und mit ihr die Profilfläche  $S_{Teil}$  auf 0,77 m<sup>2</sup>, bei einer Profiltiefe von 0,62 m und einer Länge von 1,24 m. Somit lässt sich eine Jahresarbeitsvermögen  $A_J$  von 6638 kWh erzielen, mit dem 1,51 Haushalte versorgt werden können. Im rechten Uferbereich steigt die Wassertiefe bei einem Wasserstand von 165 cm auf 1,09 m. Somit kann eine die Profilfläche  $S_{Teil}$  von 1,96 m<sup>2</sup> realisiert werden, bei einer Profiltiefe von 0,99m und einer Länge von 1,98 m. Für diese Profilfläche kann ein  $A_J$  von 21576 kWh erzielt werden, mit dem wiederum 4,89 Haushalte versorgt werden können. Eine Übersicht aller Jahresarbeitsvermögen gibt Tabelle 35.

Tabelle 35: Übersicht der möglichen Jahresarbeitsvermögen, Lechaschau

	Liner Uferbereich		Flussmitte		Rechter Uferbereich	
	[kWh]	Haush.	[kWh]	Haush.	[kWh]	Haush.
Vollbetrieb	-	-	3858	0,87	15785	3,58
Teilbetrieb	-	-	6638	1,51	21576	4,89

### Hydrographischer Dienst Tirol

Datum: 12.06.2012 09:50  
 Station: Lechaschau / 201087

	$t_v$ [ $m^2/s$ ]		Wasserspiegel [m]
	$v_m$ [m/s]		$h^{5/3}$ [ $m^{5/3}$ ]
	$kl^{1/2}$ [ $m^{1/3}/s$ ]		$h$ [cm]

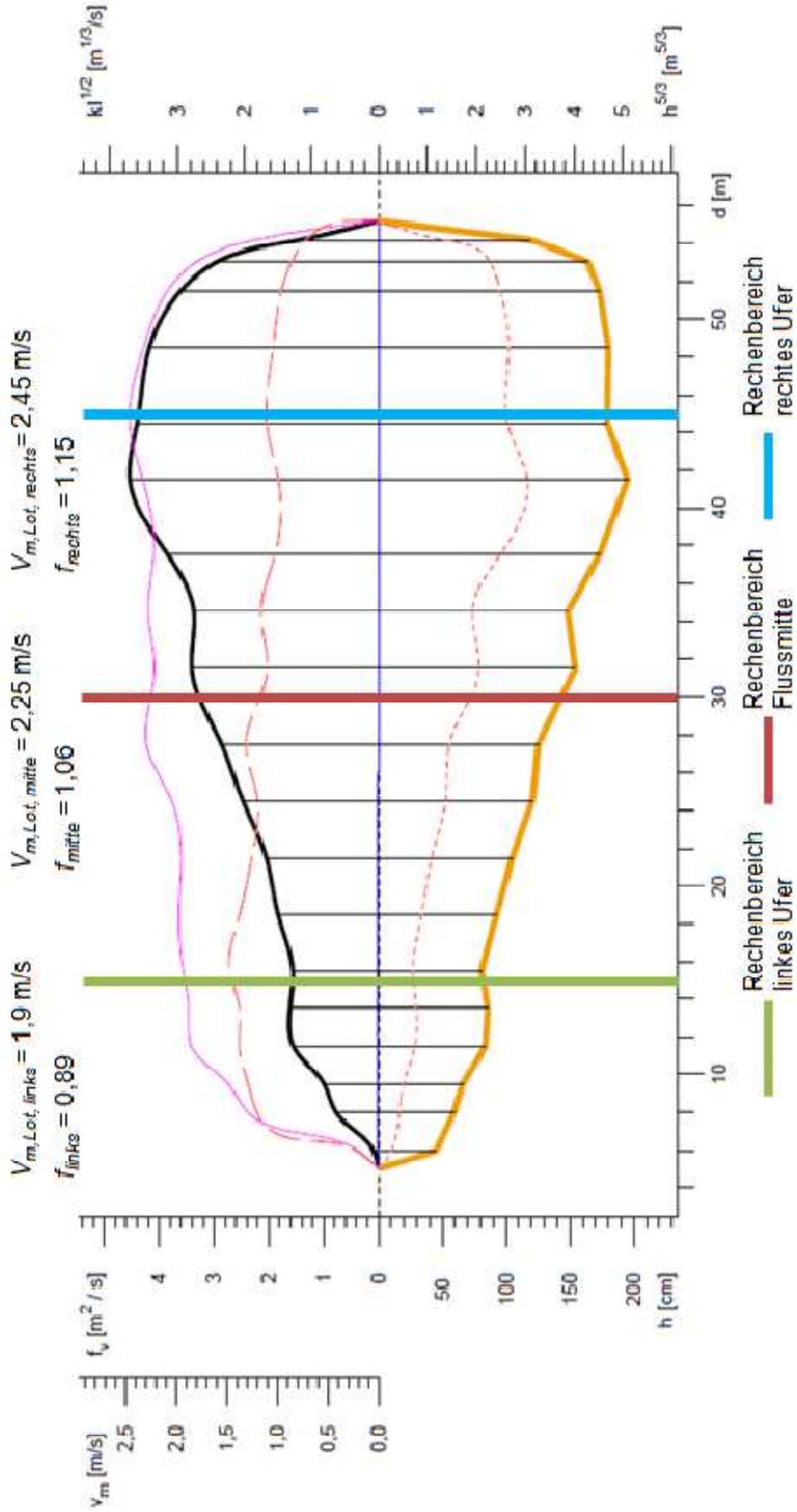


Abbildung 41: Mittlere Geschwindigkeitsverteilung über den Querschnitt, Messstelle 201087

### Hydrographischer Dienst Tirol

Datum: 12.06.2012 09:50

Station: Lechaschau / 201087 PNP 836,09 m ü.A.

	$i_v$ [m <sup>2</sup> /s]		Wasserspiegel [m]
 <td><math>v_m</math> [m/s]</td> <td> <td><math>h^{5/3}</math> [m<sup>5/3</sup>]</td> </td>	$v_m$ [m/s]	 <td><math>h^{5/3}</math> [m<sup>5/3</sup>]</td>	$h^{5/3}$ [m <sup>5/3</sup> ]
 <td><math>k_l^{1/2}</math> [m<sup>1/3</sup>/s]</td> <td> <td><math>h</math> [cm]</td> </td>	$k_l^{1/2}$ [m <sup>1/3</sup> /s]	 <td><math>h</math> [cm]</td>	$h$ [cm]

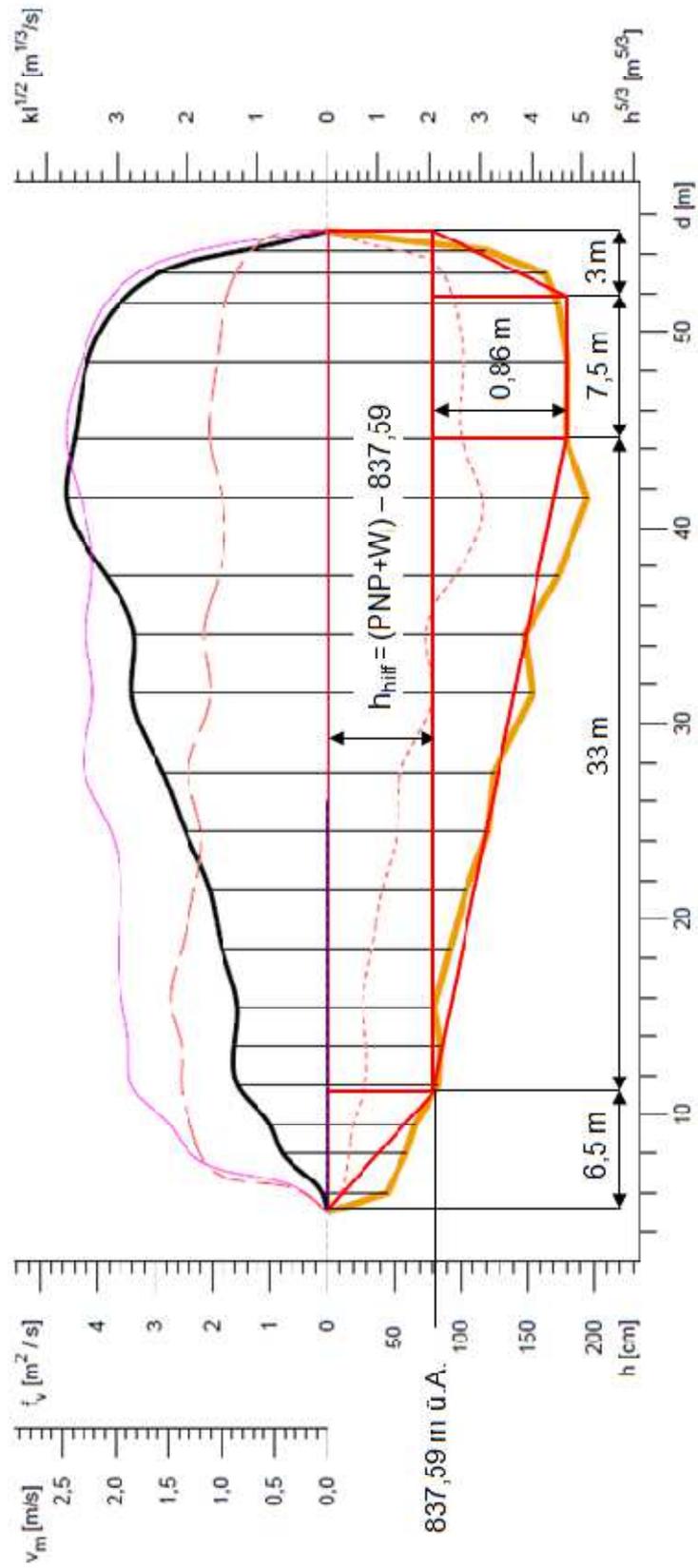


Abbildung 42: Ersatzquerschnitt, Messstelle 201087

Tabelle 37: Tagesaktuelle Abflüsse für 201087 [Hydrographischer Dienst, 2011]

Monat	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Tag	Tägliche Abflüsse 2009 in m³/s											
1.	11.0	9.36	9.33	21.3	49.1	67.8	79.6	34.5	26.7	15.6	23.9	22.9
2.	10.8	9.21	10.0	41.5	90.3	66.3	78.5	33.6	27.5	15.4	24.8	21.9
3.	10.6	9.28	12.0	55.9	106	65.0	88.5	38.9	35.5	15.3	24.8	21.3
4.	10.4	9.39	13.2	62.8	106	65.3	108	121	45.2	15.1	27.4	21.1
5.	10.3	9.50	13.9	69.7	92.4	64.3	95.0	68.9	61.3	14.8	27.2	20.4
6.	10.3	9.56	13.5	73.0	79.8	73.7	91.6	48.2	39.9	14.5	25.0	20.1
7.	10.2	9.65	12.5	72.3	89.5	116	91.1	40.6	32.7	14.4	23.4	20.6
8.	10.0	9.91	11.6	72.1	98.8	90.4	134	39.0	28.2	14.2	22.7	24.7
9.	9.86	9.92	11.5	70.4	129	76.9	98.2	38.6	25.2	14.4	22.1	23.8
10.	9.80	9.88	11.3	77.2	132	73.2	82.5	36.6	23.6	14.9	21.3	23.0
11.	9.61	10.1	11.4	79.3	123	74.0	74.2	62.7	23.4	18.7	20.7	24.9
12.	9.47	10.1	11.3	77.5	127	73.5	68.6	48.2	22.4	27.5	20.3	23.3
13.	9.46	10.1	12.0	74.1	135	70.3	64.9	41.6	21.8	28.2	20.6	22.1
14.	9.48	9.95	12.6	80.0	140	71.1	62.9	42.5	23.9	25.3	20.9	21.1
15.	9.43	9.89	13.7	79.6	119	73.2	60.9	38.7	23.1	23.6	20.9	19.8
16.	9.48	9.65	14.2	80.8	103	125	58.2	36.1	21.8	22.7	23.7	19.2
17.	9.35	9.65	14.8	85.5	107	99.2	56.9	34.7	21.6	22.8	29.6	18.4
18.	9.37	9.59	15.0	68.1	109	81.9	104	35.8	21.8	22.8	35.1	18.0
19.	9.30	9.31	15.3	57.0	103	90.1	135	33.6	20.8	22.3	33.6	17.7
20.	9.40	9.24	14.7	63.9	104	98.8	92.2	32.0	20.3	22.4	28.6	17.0
21.	9.33	9.31	13.7	75.5	109	82.4	69.8	31.2	19.6	23.3	26.8	16.6
22.	9.25	9.14	13.1	84.6	117	78.9	55.8	31.2	18.9	31.3	25.6	16.1
23.	9.46	8.84	12.7	82.0	133	121	46.9	30.3	18.3	31.5	24.7	16.1
24.	9.52	8.93	13.9	65.9	143	113	51.1	29.3	17.8	33.5	26.6	16.0
25.	9.42	8.78	13.6	61.2	136	98.1	112	28.9	17.3	31.2	29.1	20.8
26.	9.54	8.80	13.3	65.7	122	89.9	70.8	33.9	17.0	35.7	27.0	20.9
27.	9.41	8.78	13.8	65.8	129	92.4	53.0	30.5	17.3	33.3	25.4	19.4
28.	9.28	8.72	15.9	75.6	95.1	94.3	51.9	29.0	16.7	29.7	24.4	18.4
29.	9.35		18.8	62.4	83.8	86.3	44.6	29.2	16.3	28.2	23.6	18.0
30.	9.28		17.3	50.7	78.8	82.8	40.0	28.7	16.0	26.8	23.0	19.6
31.	9.36		16.8		74.2		36.7	27.4		24.8		20.6

Tabelle 36: Tagesaktuelle Wasserstände für 201087 [Hydrographischer Dienst, 2011]

Tag	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1.	154	151	151	172	192	194	202	179	170	162	172	171
2.	154	151	153	189	214	192	201	178	171	162	173	169
3.	154	151	156	198	218	192	208	183	180	162	173	168
4.	153	151	158	203	218	192	219	237	189	161	176	168
5.	153	152	159	208	210	191	212	207	202	161	176	167
6.	153	152	159	210	202	197	210	192	186	161	173	167
7.	153	152	158	210	208	224	209	185	180	160	171	168
8.	153	152	157	209	214	209	233	183	177	160	170	173
9.	152	152	157	208	230	200	214	183	175	160	169	172
10.	152	152	157	213	232	197	204	181	173	161	168	171
11.	152	153	157	214	227	198	198	203	173	166	168	173
12.	151	153	157	213	229	198	194	192	172	176	167	171
13.	151	153	158	211	233	195	191	186	171	177	168	169
14.	151	152	159	215	235	196	190	187	174	173	168	168
15.	151	152	161	214	225	197	188	183	173	171	168	166
16.	151	152	162	215	216	228	186	181	171	170	171	166
17.	151	152	163	218	218	214	185	179	171	170	178	164
18.	151	152	163	207	220	203	214	180	171	170	184	164
19.	151	151	164	199	217	209	234	178	170	170	183	163
20.	151	151	163	204	217	214	214	176	169	170	177	162
21.	151	151	161	212	220	204	202	175	168	171	175	162
22.	151	151	160	217	224	201	194	176	167	180	174	161
23.	151	150	159	216	232	226	190	174	166	183	173	161
24.	152	150	161	205	237	222	194	173	166	180	175	161
25.	151	150	161	202	234	214	232	173	165	180	178	168
26.	152	150	160	205	226	209	208	178	164	185	175	168
27.	151	150	161	205	230	210	196	175	165	182	174	166
28.	151	150	165	212	212	211	195	173	164	179	172	164
29.	151		169	203	205	206	189	173	163	177	171	164
30.	151		167	194	201	204	184	173	163	175	171	166
31.	151		166		198		181	171		173		167

### 8.1.2 Jahresarbeitsvermögen eines OWG-STKW im Inn bei Innsbruck

Der Inn ist ebenso wie der Lech ein rechter Nebenfluss der Donau. Er entspringt im Gebiet des Malojapasses, Kanton Graubünden, aus dem Lago dal Lunghin. Der Flusslauf ist ca. 510 km lang und mündete bei Passau in die Donau. Von der Einmündung der Salzach an bildet der Inn die Grenze zwischen Österreich und Deutschland. Der Flusslauf des Inns wird ebenso wie der des Lechs durch zahlreiche Stauwerke von Kraftwerken unterbrochen. [Brockhaus, 1998] Der hydrografische Dienst Tirol betreibt in Innsbruck eine Messstelle mit der Messstellennummer 201525, siehe Abbildung 43, die einen Schreibpegel für die kontinuierliche Wasserstandsaufzeichnung mit zusätzlicher Durchflussmessung beinhaltet. Somit sind für den Bereich der Messstelle tagesaktuelle Wasserstände  $W_i$  und Durchflüsse  $Q_i$  bekannt, die für eine Berechnung des Jahresarbeitsvermögens  $A_j$  nötig sind. Die Geschwindigkeitsverteilung im Messquerschnitt und die Position der Gewässersohle für die Wasserstiefenberechnung wurden wieder für einen bestimmten Messtag vom hydrographischen Dienst Tirol zur Verfügungen gestellt. In Abbildung 44 ist die mittlere Geschwindigkeitsverteilung  $v_m$  über die Flussbreite zusehen. Diese wurde für den 05.06.2012 bei einem Wasserstand  $W$  von 419 cm und einem Durchfluss  $Q$  von 462 m<sup>3</sup>/s ermittelt. An diesem Messtag herrschte eine mittlere Querschnittsgeschwindigkeit von 2,35 m/s. Gleich der Berechnung in Abschnitt 8.1.1 wurden drei Rechenbereiche festgelegt. Der erste Rechenbereich liegt im linken Uferbereich und befindet sich 20 m vom linken Uferbezugspunkt entfernt. An dieser Stelle herrschte an diesem Messtag eine mittlere Geschwindigkeit in der Lotrechten  $v_{m, Lot, links}$  von 2,5 m/s. Daraus lässt sich mittels der Gl. 8.5 der Verhältnissfaktor  $f_{links}$  von 1,06 bestimmen. Im mittleren Bereich der Flussbreite, ca. 40 m von linken Ufer entfernt, liegt eine mittlere Geschwindigkeit in der Lotrechten  $v_{m, Lot, mitte}$  von 2,75 m/s vor, und dadurch ein Verhältnissfaktor  $f_{mitte}$  von 1,17. Am rechten Uferbereich, ca 70 m vom linken

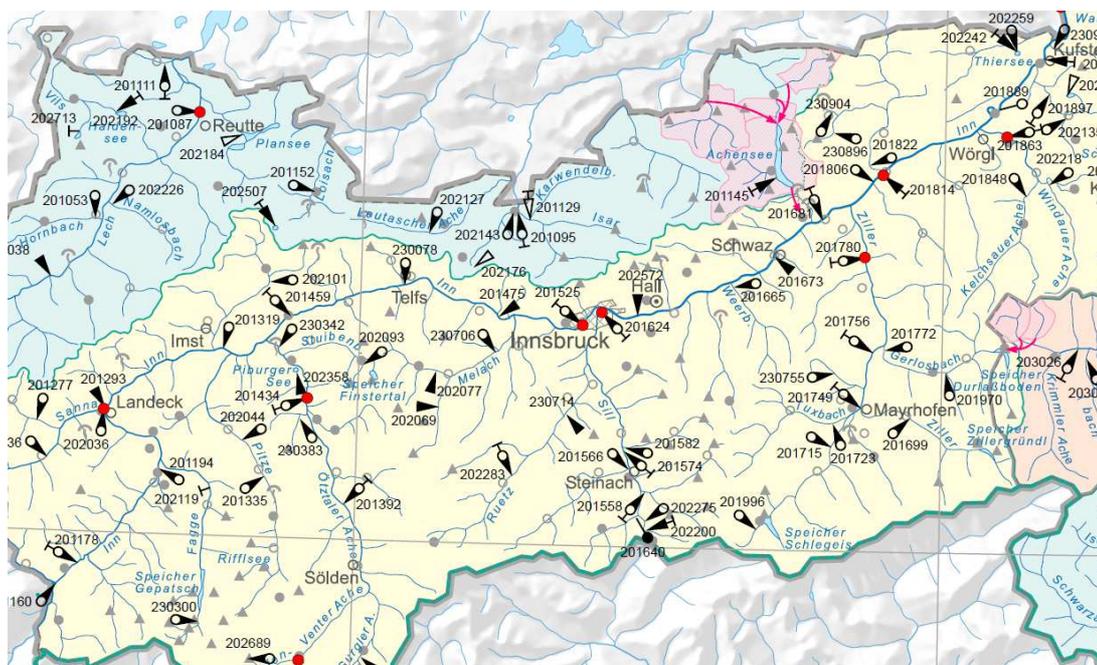


Abbildung 43: Flusslauf des Inns in Tirol [BMLFUW, 2009]

Ufer aus gesehen, herrscht eine mittlere Geschwindigkeit in der Lotrechten  $v_{m, Lot, rechts}$  von 2,05 m/s. Mit diesem Wert lässt sich ein Verhältnissfaktor  $f_{rechts}$  für den rechten Rechenbereich von 0,87 bestimmen. Mit diesen Verhältnissfaktoren lassen sich die tagesaktuellen mittleren Querschnittsgeschwindigkeiten  $v_{m,i}$ , die mit Gl. 8.3 und mit den tagesaktuellen Durchflüssen  $Q_i$ , die in Tabelle 40 ersichtlich sind und den Messquerschnittsflächen  $A_i$  errechnen. Für die Berechnung von  $A_i$  wurde der Flussquerschnitt erneut mit Einzelflächen näherungsweise nachempfunden. Diese Näherung ist in Abbildung 45 zu sehen und errechnet sich nach Gl. 8.8.

$$A_i = \frac{h_{hilf}^2 \cdot 2,778}{2} + h_{hilf} \cdot 63m + \frac{h_{hilf}^2 \cdot 3,148}{2} \quad (8.8)$$

$$h_{hilf} = (PNP + W_i) - 569,96 m \quad (8.9)$$

$A_i$  setzt sich wie in Abbildung 45 ersichtlich aus zwei rechtwinkligen Dreiecken zusammen, deren Kathetenverhältnis für den linken Uferbereich 2,778 und für den rechten Uferbereich 3,148 ist und einem Rechteck im Mittelteil. Die Hilfswassertiefe  $h_{hilf}$  errechnet sich wiederum aus dem Pegelstand, der aus der Summe von Pegelnullpunkt PNP und Wasserstand  $W_i$  gebildet wird, durch die Subtraktion des Hilfspegelstandes, der fix bei 569,96 m ü.A. festgelegt wurde. Der PNP für die Messstelle 201525 liegt bei 568,46 m ü.A. Die tagesaktuellen Wasserstände  $W_i$  können für das Jahr 2009 aus dem hydrografischen Jahrbuch [2009] entnommen werden und sind in der Tabelle 39 ersichtlich.

**Jahresvollbetrieb:** Um einen Jahresvollbetrieb realisieren zu können, muss die Profilfläche  $S$  auf die kleinste Wassertiefe  $h$  in den definierten Rechenbereichen ausgelegt werden. Im Jahr 2009 trat diese bei einem Wasserstand von 225 cm auf und betrug für den linken Rechenbereich 0,71 m. Berücksichtigt man einen Sicherheitsabstand von 0,1 m gegen das Anstreifen des OWG-Profiles an der Flusssohle, kann ein Profil mit einer Tiefe von 0,61 m realisiert werden. So kann mit dem üblichen Längen/Tiefenverhältnis von 2 eine Profilfläche  $S_{voll}$  von 0,74 m<sup>2</sup> realisiert werden. Bei einem täglichen Betrieb kann mit dem OWG-STKW im linken Uferbereich ein Jahresarbeitsvermögen  $A_J$  von 15883 kWh erreicht werden. Mit diesem  $A_J$  können bei einem Jahresverbrauch von 4415 kWh pro Jahr und Haushalt 3,6 Haushalte versorgt werden.

Für den definierten Rechenbereich in der Mitte der Flussbreite ergibt sich bei einem Wasserstand von 225 cm eine Wassertiefe von 0,81 m. Mit den gleichen Annahmen wie für den linken Rechenbereich kann eine Profilfläche  $S_{voll}$  von 1 m<sup>2</sup> realisiert werden. Mit diesen Parametern kann ein Jahresarbeitsvermögen  $A_J$  von 28643 kWh erreicht werden und so können 6,49 Haushalte mit elektrischer Energie versorgt werden.

Der betrachtete Rechenbereich im rechten Uferbereich weist bei einem Wasserstand von 225 cm am Pegel eine Wassertiefe von 1,06 m auf. Somit kann für diese Stelle ein OWG-Profil mit einer Tiefe von 0,96 m und einer Länge 1,92 m verwendet werden, die eine Profilfläche  $S_{voll}$  von 1,84 m<sup>2</sup> ergeben. Das dazugehörige Jahresarbeitsvermögen beträgt in diesem Fall 21695 kWh. Mit diesem  $A_J$  kann wiederum eine Anzahl von 4,91 Haushalten mit Strom versorgt werden.

**Jahresteilbetrieb:** Ist es beabsichtigt die Profilflächen  $S$  des OWG-STKW zu steigern, kann dies nur mehr ab einem bestimmten Wasserstand betrieben werden. An der Messstelle 201525 bei Innsbruck wurde für das Jahr 2009 an 251 Tagen ein Wasserstand  $\geq 250$  cm gemessen. Dies entspricht einer Jahresbetriebsstundenanzahl von 6024. Für den Rechenbereich in linker Ufernähe erhöht sich die Wassertiefe bei einem Wasserstand von 250 cm am Pegel auf 0,96 m. Damit kann ein OWG-Profil mit einer Tiefe von 0,86 m und einer Länge von 1,72 m eingesetzt werden. Diese Werte ergeben eine gesteigerte Profilfläche  $S_{Teil}$  von 1,48m<sup>2</sup> und ein ebenso gesteigertes Jahresarbeitsvermögen  $A_J$  von 28198 kWh. Damit können 6,27 Haushalte mit elektrischer Energie versorgt werden.

Im Rechenbereich in der Mitte der Flussbreite herrscht bei einem Wasserstand von 250 cm eine Wassertiefe von 1,06 m vor. Damit steigt in diesem Bereich die Profilfläche  $S_{Teil}$  auf 1,84 m<sup>2</sup>, da die Profiltiefe im Vergleich zum Jahresvollbetrieb auf 0,96 m steigt. Damit lässt sich ein Jahresarbeitsvermögen  $A_J$  von 46743 kWh erreichen und 10,39 Haushalte versorgen.

Der rechte Uferbereich weist bei einem Wasserstand von 250 cm mit einer Wassertiefe von 1,31 m den größten Wert der drei Rechenbereiche an der Messstelle auf. Bei einer Berücksichtigung von 10 cm Sicherheitsabstand gegenüber der Flusssohle lässt sich ein OWG-Profil mit einer Tiefe von 1,21 m und einer Länge von 2,42 m verwenden. Die Profilfläche beträgt dabei 2,93 m<sup>3</sup> und das Jahresarbeitsvermögen  $A_J$  für diesen Rechenbereich 30761 kWh. Bei einem Jahresverbrauch pro Haushalt von elektrischer Energie von 4415 kWh [E-Wirtschaft, 2013] können 6,84 Haushalte mit einem OWG-STKW, das an dieser Stelle betrieben wird, versorgt werden. Eine Übersicht aller Jahresarbeitsvermögen an dieser Stelle gibt Tabelle 38.

Tabelle 38: Übersicht der möglichen Jahresarbeitsvermögen, Innsbruck

	Linker Uferbereich		Flussmitte		Rechter Uferbereich	
	[kWh]	Haush.	[kWh]	Haush.	[kWh]	Haush.
Vollbetrieb	15883	3,60	28643	6,49	21695	4,91
Teilbetrieb	28198	6,27	46743	10,39	30761	6,84

	$t_v$ [ $m^2/s$ ]		Wasserspiegel [m]
	$v_m$ [m/s]		$h^{5/3}$ [ $m^{5/3}$ ]
	$kl^{1/2}$ [ $m^{1/3}/s$ ]		$h$ [cm]

## Hydrographischer Dienst Tirol

Datum: 05.06.2012 16:31

Station: Innsbruck / 201525

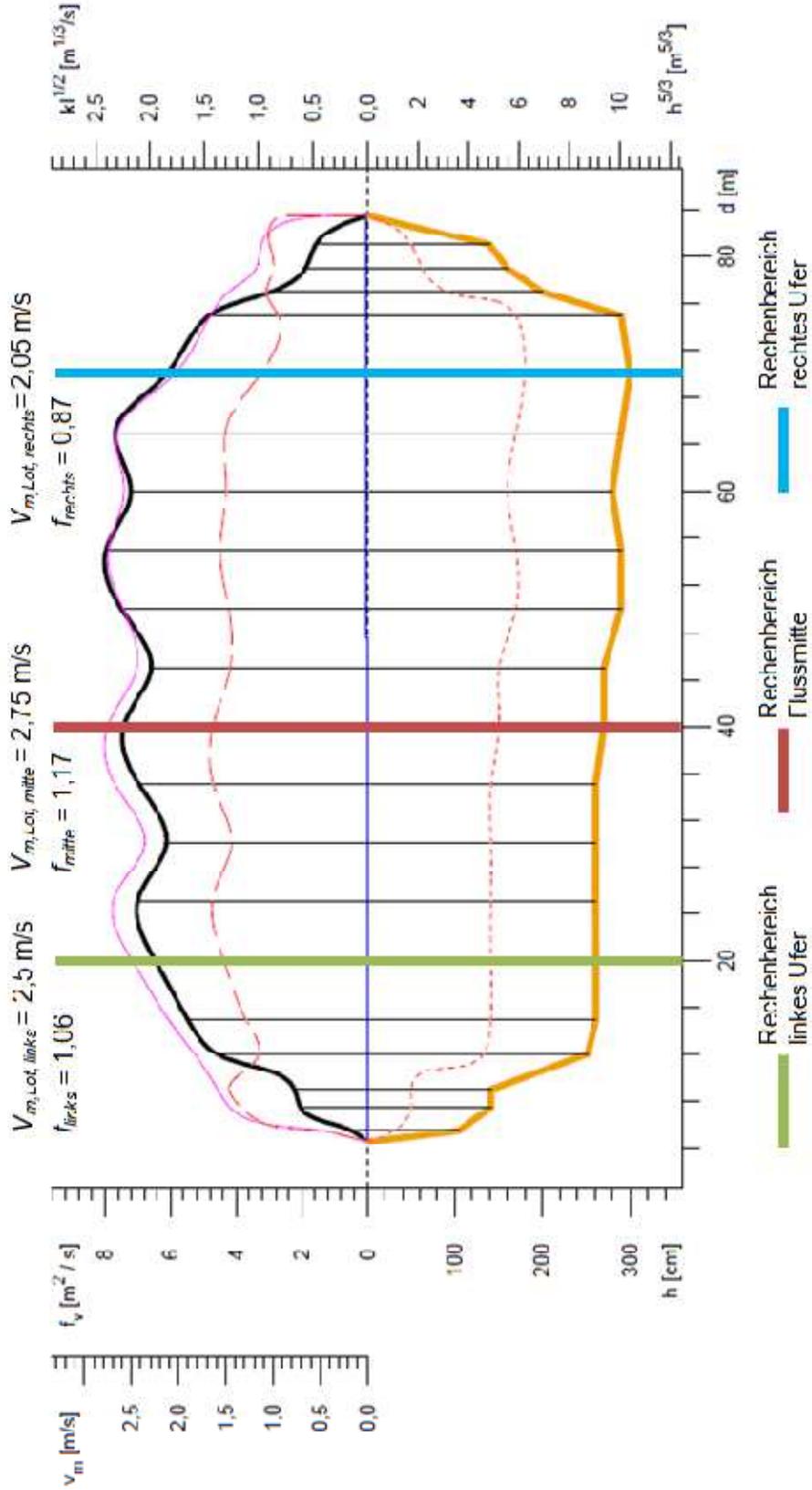


Abbildung 44: Mittlere Geschwindigkeitsverteilung über den Querschnitt, Messstelle 201525

# Hydrographischer Dienst Tirol

Datum: 05.06.2012 16:31

Station: Innsbruck / 201525 PNP 568,46 m ü.A.

	$f_v$ [m <sup>2</sup> /s]		Wasserspiegel [m]
	$v_m$ [m/s]		$h^{5/3}$ [m <sup>5/3</sup> ]
	$kl^{1/2}$ [m <sup>1/3</sup> /s]		$h$ [cm]

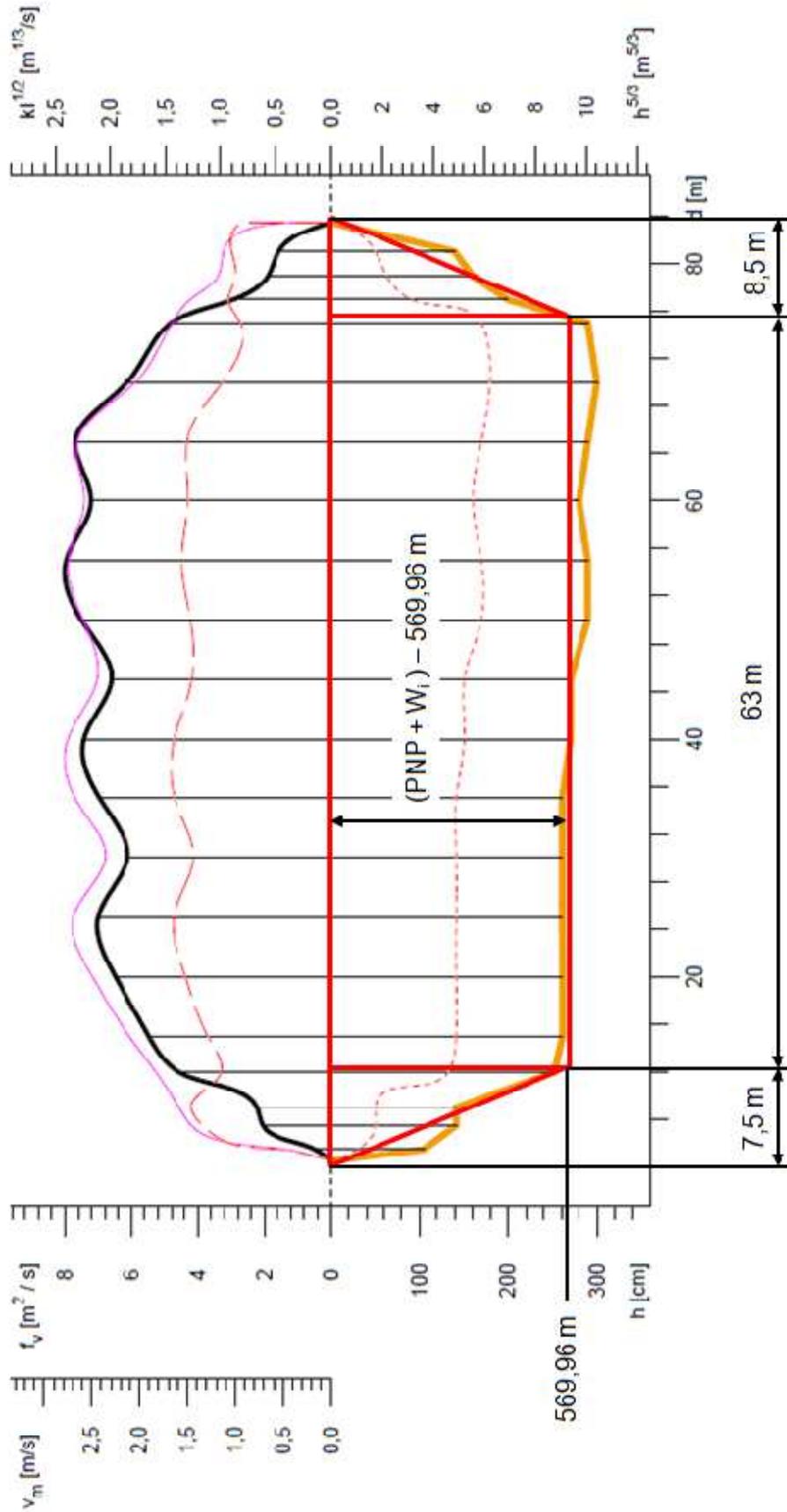


Abbildung 45: Ersatzquerschnitt, Messstelle 201525

Tabelle 40: Tagesaktuelle Abflüsse für 201525 [Hydrographischer Dienst, 2011]

Monat	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Tag	Tägliche Abflüsse 2009 in m³/s											
1.	59.2	69.3	59.6	85.8	138	271	402	291	198	120	67.4	92.8
2.	58.4	73.2	71.5	95.8	163	258	393	294	200	102	91.6	104
3.	63.3	80.4	80.9	109	173	242	394	294	214	82.6	92.7	76.6
4.	68.6	90.3	84.2	106	173	258	383	345	209	76.7	79.8	96.3
5.	70.2	83.2	102	113	182	260	375	296	193	98.6	72.3	80.7
6.	95.3	79.0	86.6	131	167	316	405	287	170	132	71.5	64.6
7.	89.5	61.9	84.6	142	172	423	378	283	164	129	66.2	70.2
8.	94.1	61.4	68.0	157	174	357	401	287	154	109	73.6	76.8
9.	97.9	78.5	79.5	154	195	334	326	303	150	100	87.7	77.6
10.	77.0	91.9	108	164	235	314	287	295	155	102	92.1	85.0
11.	69.8	74.1	97.0	157	284	298	279	340	154	104	96.5	94.7
12.	74.8	88.3	83.2	147	313	290	277	307	143	103	75.3	92.8
13.	81.0	96.8	73.9	145	346	277	269	299	136	92.8	64.6	77.5
14.	81.3	75.5	64.8	166	383	313	292	295	149	99.3	56.3	98.5
15.	102	62.1	55.1	176	389	376	335	270	147	108	63.5	112
16.	98.1	81.6	67.1	181	324	552	335	247	128	115	66.9	101
17.	71.0	102	75.7	181	315	560	345	271	147	92.2	70.8	90.6
18.	68.9	82.6	69.8	161	356	455	421	296	138	90.2	77.2	75.3
19.	68.4	74.4	81.9	143	403	462	340	288	129	87.1	88.4	87.5
20.	75.8	77.0	71.3	149	407	523	300	282	126	107	80.7	82.1
21.	72.0	81.4	65.0	159	401	408	277	279	146	97.6	72.9	88.2
22.	70.5	71.2	60.3	166	421	289	294	250	138	97.9	71.6	81.6
23.	65.7	62.3	76.3	176	506	294	325	235	140	113	71.5	80.6
24.	64.2	69.7	93.6	164	567	292	357	211	141	93.9	83.4	72.0
25.	54.9	67.1	93.3	155	639	284	380	259	143	83.4	83.6	59.6
26.	60.3	70.3	83.4	155	619	301	289	256	131	90.2	75.4	54.7
27.	83.6	72.1	77.6	161	603	331	261	224	130	93.9	83.9	62.6
28.	75.1	72.2	71.2	171	481	332	307	220	136	102	79.5	53.4
29.	76.6		61.9	169	372	398	301	237	134	103	71.5	57.2
30.	82.1		74.0	158	322	415	291	192	148	86.4	75.0	58.3
31.	83.2		83.0		297		285	184		66.5		55.5

Tabelle 39: Tagesaktuelle Wasserstände für 201525 [Hydrographischer Dienst, 2011]

Tag	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1.	230	237	229)	247	278	343	396	353	313	273	241)	257)
2.	229	239	237)	254	291	337	392	354	314	263	256)	263
3.	233	244	244	261	296	331	393	354	320	250	257)	247
4.	236	250	246	260	296	338	389	375	318	247	249)	259
5.	237	245	257	264	300	338	386	355	311	261	244)	249
6.	253	243	248	274	293	361	397	352	299	280	243)	239
7.	250	232	247	280	295	401	387	350	296	278	240)	242
8.	253	231	236	288	296	377	395	352	291	267	245)	247
9.	255	242	243	286	307	368	367	358	289	261	254)	247
10.	242	251	261	291	325	360	352	355	292	262	257)	252
11.	237	239	254	288	346	354	348	373	291	264	259)	258
12.	240	249	245	282	357	351	347	359	285	263	246)	257
13.	244	254	239	281	370	346	344	357	282	257	239)	247
14.	244	240	233	292	384	360	354	355	289	261	233)	260
15.	257	232	227	297	386	384	371	344	288	266	237)	268
16.	255	244	234	300	363	443	371	335	277	270	240)	263
17.	238	258)	241	300	361	447	375	345	288	257	243)	260
18.	237	245)	237	290	377	413	403	355	283	255	247)	250
19.	236	240)	245	281	394	416	372	352	278	253	254)	258
20.	241	241)	237	284	396	436	357	349	277	265	249)	254
21.	238	245)	234	289	393	397	348	348	287	260	244)	259
22.	237	238)	230	292	400	352	354	336	283	260	243)	254
23.	234	232)	241	297	429	354	367	329	284	269	243)	254
24.	233	236)	252	292	449	354	379	318	285	258	251)	248
25.	226	235)	252	287	470	350	387	340	286	251	251)	240
26.	230	237)	245	287	464	357	352	339	279	255)	246)	236
27.	246	238)	242	290	460	369	341	324	278	257)	251)	242
28.	240	238)	238	295	421	370	360	323	282	263)	249)	235
29.	241		232	294	383	394	357	331	281	263)	243)	237
30.	244		239	288	364	400	353	310	288	253)	245)	238
31.	246		245		354		351	306		240)		237

### 8.1.3 Jahresarbeitsvermögen eines OWG-STKW in der Enns bei Liezen

Die Enns ist ebenso ein rechter Nebenfluss der Donau wie der Lech und der Inn. Er entspringt in den Radstädter Tauern. Im weiteren Flussverlauf, der 254 km lang ist, durchbricht er im Gesäuse die Ennstaler Alpen und mündet in der gleichnamigen Stadt Enns in die Donau. Auch sein Flusslauf ist durch zahlreiche Stauwerke unterbrochen. [Brockhaus, 1998]

Wie auch der hydrographische Dienst Tirol, betreibt seine Schwesterorganisation, der hydrographische Dienst Steiermark, ein dichtes Messstellennetz, von denen einige Messstellen als Schreibpegel mit Durchflussmessung ausgelegt sind. Eine dieser Messstellen mit der Messstellennummer 210799 befindet sich bei Liezen, siehe Abbildung 46. Für diese Messstelle stehen tagesaktuelle Durchflüsse  $Q_i$  und Wasserstände  $W_i$  zur Verfügung, die für eine Berechnung des Jahresarbeitsvermögens  $A_J$  eines OWG-STKW, das in diesem Flussabschnitt betrieben wird, zulässt. Die Lage der Flusssohle und die Verteilung der mittleren Geschwindigkeit können aus einem Messdatensatz einer Durchflussmessung bei Mittelwasser ermittelt werden, der vom hydrografischen Dienst Steiermark zur Verfügung gestellt wurde, und sind in Abbildung 47 und Abbildung 48 zu sehen. An diesem Messtag herrschte eine mittlere Querschnittsgeschwindigkeit  $v_m$  von 1,19 m/s vor. Der Gewässerquerschnitt wurde gleich den vorangegangenen Berechnungen in drei Bereiche geteilt, an dem das Jahresarbeitsvermögen  $A_J$  eines OWG-STKW ermittelt werden soll. Der erste Rechenbereich liegt im linken Uferbereich, ca 27,5 m vom Uferbezugspunkt entfernt, der sich diesmal am rechten Ufer befindet. In der Lotrechten dieses Bereichs herrscht eine mittlere Geschwindigkeit  $v_{m, \text{Lot, links}}$  von 1,18 m/s vor. Mit der Gl. 8.5 kann somit der Verhältnissfaktor  $f_{\text{links}}$  bestimmt werden, der in diesem Fall 0,99 beträgt. Der zweite Rechenbereich für diese Untersuchung liegt in der Mitte der Flussbreite, 17,5 m vom rechten Ufer entfernt. In diesem Bereich herrscht eine

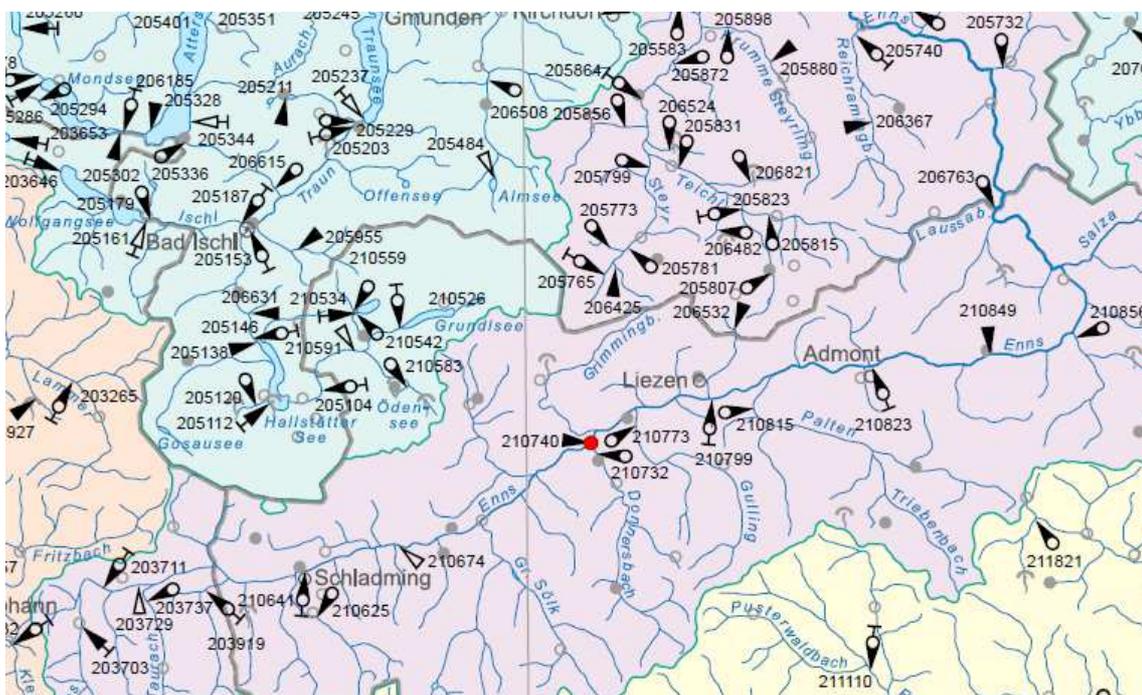


Abbildung 46: Flusslauf der Enns in der Steiermark [BMLFUW, 2009]

mittlere Geschwindigkeit in der Lotrechten  $v_{m, Lot, mitte}$  von 1,59 m/s. Für den Verhältnissfaktor ergibt sich mit diesen Geschwindigkeiten ein Wert von 1,34. Der dritte Rechenbereich liegt im rechten Uferbereich 7,5 m vom rechten Ufer entfernt und hat in der Lotrechten eine mittlere Geschwindigkeit  $v_{m, Lot, rechts}$  von 1,23 m/s und somit einen Verhältnissfaktor  $f_{rechts}$  von 1,03.

Mit diesen Verhältnissfaktoren können aus den mit Gl 8.3 errechneten tagesaktuellen mittleren Querschnittsgeschwindigkeiten  $v_{m, b}$ , die in den Rechenbereichen vorherrschenden mittleren Geschwindigkeiten  $v_{m, i, k}$  errechnet werden. Die für Berechnung von  $v_{m, i}$  notwendigen täglichen Durchflüsse stammen aus dem hydrografischen Jahrbuch 2009 [2011] und sind in Tabelle 43 ersichtlich. Für die Berechnung von  $v_{m, i}$  durch Gl 8.3 ist ebenfalls die tagesaktuelle Messquerschnittsfläche  $A_i$  zu kennen. Diese kann, wie schon in Abschnitt 8.1.1 und 8.1.2 näherungsweise durch einen Ersatzquerschnitt ermittelt werden. Dieser Ersatzquerschnitt ist in Abbildung 49 zusehen. Die Fläche dieses Querschnitts errechnet sich nach Gl. 8.10.

$$A_i = A_{Fix} + \frac{h_{hilf}^2 \cdot 2,455}{2} + h_{hilf} \cdot (21,67 m + 2,1 m) + \frac{h_{hilf}^2 \cdot 1,450}{2} \quad (8.10)$$

$$h_{hilf} = (PNP + W_i) - 627,54 m \quad (8.11)$$

$A_{Fix}$  hat einen Wert von 9,5 m<sup>2</sup> und liegt unter dem Hilfspegelstand von 627,54 m ü.A. und ist als konstant zu sehen. Der Hilfspegelstand wurde willkürlich gewählt und liegt bei jedem Wasserstand immer unter dem Wasserspiegel. Die Hilfswassertiefe  $h_{hilf}$  kann mit Gl. 8.11 berechnet werden und ist die Differenz vom Pegelstand, der die Summe aus PNP und tagesaktuellem Wasserstand  $W_i$  darstellt und dem Hilfswasserstand. Der PNP liegt bei der Messstelle 210799 bei 627,00 m ü.A. Die tagesaktuellen Wasserstände  $W_i$  stammen aus dem Jahr 2009 und können aus dem hydrographischen Jahrbuch 2009 [2011] entnommen werden und sind in Tabelle 42 ersichtlich. Die Faktoren 2,455 und 1,450 sind die Kathetenverhältnisse der rechtwinkligen Dreiecke, die die linken und rechten Uferbereiche oberhalb des Hilfspegelstandes abbilden.

**Jahresvollbetrieb:** Bei einem Jahresvollbetrieb muss das OWG-Profil auf einen Wasserstand von 154 cm und die sich dabei einstellenden Wasserstiefen in den Rechenbereichen ausgelegt sein. Am Rechenbereich im linken Uferbereich stellt sich bei diesem Wasserstand eine Wassertiefe von 1,38 m ein. Bei dieser Wassertiefe kann ein Profil mit einer Tiefe von 1,28 m und einer Länge von 2,56 m verwendet werden, das eine Profilfläche  $S_{Voll}$  von 3,28 m<sup>2</sup> aufweist. Dabei wird ein Sicherheitsabstand von 0,1 m gegenüber der Flusssohle und dem Längen/Tiefenverhältnis von 2 eingehalten. Für dieses  $S_{Voll}$  kann ein Jahresarbeitsvermögen von 25734 kWh erreicht werden und 5,83 Haushalte versorgt werden, wenn der Jahresverbrauch an elektrischer Energie pro Haushalt erneut bei 4415 kWh liegt.

Für den Rechenbereich in der Mitte der Flussbreite liegt bei einem Wasserstand von 154 cm eine Wassertiefe von 1,31 m vor. Bei dieser Wassertiefe kann bei der Berücksichtigung der vorigen Annahmen eine Profiltiefe von 1,21 m und somit eine Profilfläche  $S_{Voll}$  von 2,93 m<sup>2</sup> realisiert werden. Das Jahresarbeitsvermögen  $A_j$  liegt bei dieser Profilfläche bei 55702 kWh und 12,62 versorgten Haushalten.

Im rechten Rechenbereich stellt sich eine Wassertiefe von 1,01 m bei einem Wasserstand von 154 cm ein. Die Abmessungen des OWG-Profiles liegen demnach bei 0,91 m in der Tiefe und 1,82 m in der Länge. Die Profilfläche  $S_{Voll}$  für diese Abmessungen liegt bei 1,66 m<sup>2</sup>, das dazugehörige Jahresarbeitsvermögen bei 14675 kWh. Mit dieser Energiemenge können 3,32 Haushalte versorgt werden.

**Jahresteilbetrieb:** Bei einem Jahresteilbetrieb ist es möglich die OWG-Profilfläche  $S$  zu erhöhen, im Gegenzug ist es nicht mehr möglich das OWG-STKW ganzjährig zu betreiben. Legt man das OWG-Profil auf einen Wasserstand von 200 cm aus, kann das STKW an 250 Tagen betrieben werden, was einer Jahresbetriebsstundenanzahl von 6216 h gleich kommt. Bei diesem Wasserstand herrscht an der Berechnungsstelle am linken Uferbereich eine Wassertiefe von 1,84 m. Die dazu passende Profilfläche  $S_{Teil}$  lautet 6,06 m<sup>2</sup>, bei einer Profiltiefe von 1,74 m und einer Länge von 3,48m. Das Jahresarbeitsvermögen  $A_J$  liegt unter der Berücksichtigung von  $S_{Teil}$  bei 45372 kWh. Die Anzahl der versorgten Haushalte liegt mit dem gegebenen  $A_J$  bei 10,28.

Für den mittleren Flussbereich beträgt die Wassertiefe 1,77 m, die wiederum eine Tiefe des OWG-Profiles von 1,67 m zulässt und gemeinsam mit der Länge von 3,34 m eine Profilfläche  $S_{Teil}$  von 5,58 m<sup>2</sup> aufspannt. Das Jahresarbeitsvermögen  $A_J$  beträgt in diesem Bereich 100064 kWh. Mit diesem  $A_J$  könne wiederum 22,66 Haushalte versorgt werden.

Im rechten Uferbereich herrscht bei einem Wasserstand von 200 cm eine Wassertiefe von 1,47 m. Bei der Berücksichtigung des Sicherheitsabstandes gegenüber der Flusssohle ergibt sich eine Profiltiefe von 1,37 m und eine Länge von 2,74 m, die zusammen eine Fläche  $S_{Teil}$  von 3,75 m<sup>2</sup> ergeben. Mit dieser Fläche in Verbindung mit den tagesaktuellen mittleren Geschwindigkeiten in diesem Bereich lässt sich ein Jahresarbeitsvermögen von 31667 kWh erreichen, mit dem wiederum 7,17 Haushalte versorgt werden können. Eine zusammenfassende Übersicht gibt Tabelle 41.

Tabelle 41: Übersicht der möglichen Jahresarbeitsvermögen, Liezen

	Linker Uferbereich		Flussmitte		Rechter Uferbereich	
	[kWh]	Haush.	[kWh]	Haush.	[kWh]	Haush.
Vollbetrieb	25734	5,83	55702	12,62	14675	3,32
Teilbetrieb	45372	10,28	100064	22,66	31667	7,17

Verteilung der mittleren Gschwindigkeit bei einem Wasserstand von 244 cm

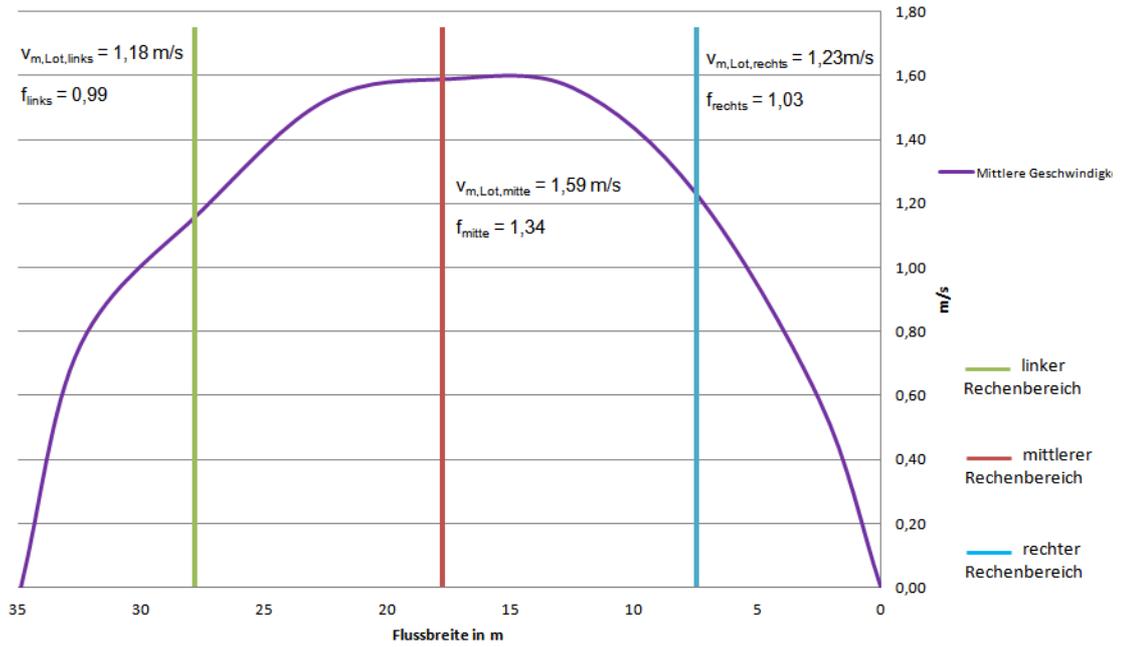


Abbildung 47: Mittlere Geschwindigkeitsverteilung über den Querschnitt, Messstelle 210799

Position der Flusssohle [m ü.A]

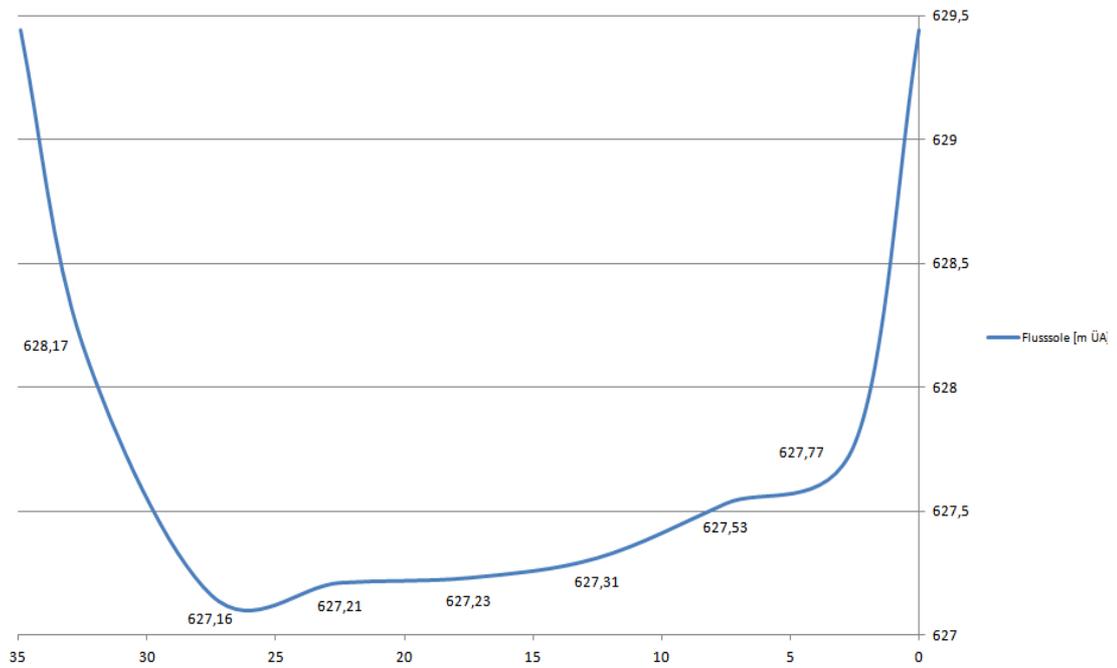


Abbildung 48: Verlauf der Flusssohle bei Messstelle 210799

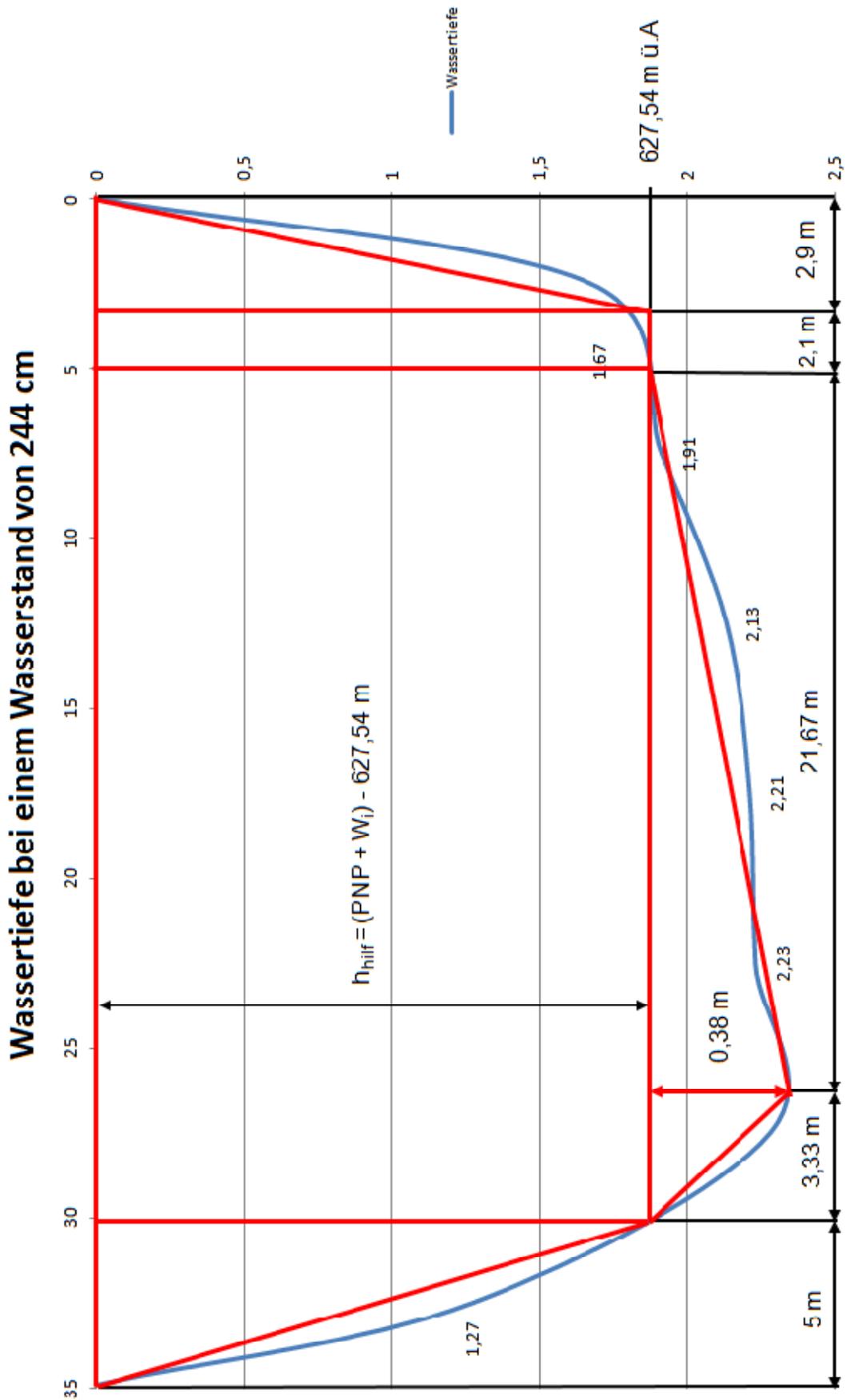


Abbildung 49: Ersatzquerschnitt, Messstelle 210799

Tabelle 43: Tagesaktuelle Abflüsse für 210799 [Hydrographischer Dienst, 2011]

Monat	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Tag	Tägliche Abflüsse 2009 in m³/s											
1.	27.9	20.1	19.8	56.7	144	140	238	60.3	60.6	41.4	43.9	46.4
2.	30.4	21.1	21.9	91.5	166	131	177	49.6	54.4	43.0	53.0	45.8
3.	28.3	22.6	22.4	117	154	187	149	66.1	53.1	33.6	51.8	43.5
4.	27.5	20.4	26.5	128	153	150	142	93.8	92.8	33.9	50.4	38.8
5.	29.2	23.5	31.2	126	141	128	128	113	226	41.1	49.5	37.3
6.	27.2	26.3	40.4	141	129	116	123	87.0	139	37.5	50.4	33.3
7.	30.5	19.3	35.6	160	135	130	111	77.0	108	34.5	43.8	37.8
8.	30.1	18.7	31.9	164	154	116	112	58.8	90.0	34.0	44.5	37.5
9.	27.3	21.4	39.6	171	174	101	96.8	77.6	79.6	35.6	47.2	40.5
10.	24.7	22.6	33.0	184	209	102	95.4	91.0	67.0	33.7	48.9	38.5
11.	23.1	22.3	34.3	183	218	97.2	92.3	94.1	72.7	40.6	44.4	41.3
12.	26.3	22.6	34.3	173	244	99.0	80.7	79.3	79.1	48.5	43.5	34.9
13.	26.1	25.2	38.1	175	259	90.0	82.3	72.9	70.6	59.5	45.1	30.7
14.	24.8	19.0	37.3	173	258	80.6	75.6	83.6	151	52.6	45.5	34.6
15.	24.9	17.6	37.7	166	238	83.0	77.5	69.0	147	51.0	40.9	31.7
16.	22.9	23.6	42.2	167	209	88.4	74.8	57.4	118	49.5	46.1	32.4
17.	22.0	23.3	39.0	183	184	89.2	77.7	64.7	93.4	41.6	48.1	33.7
18.	20.9	21.7	40.9	158	193	82.8	193	53.4	83.7	41.7	51.1	30.9
19.	23.8	22.1	39.0	143	205	78.1	213	55.1	72.8	46.7	53.1	25.0
20.	22.9	24.3	39.0	137	202	206	152	49.7	62.1	47.7	48.3	25.4
21.	22.4	17.6	30.7	149	183	157	130	48.2	65.7	47.5	42.4	25.4
22.	21.5	16.8	27.8	153	185	133	111	56.8	61.9	58.6	39.2	24.9
23.	21.6	18.0	28.5	160	177	237	101	61.7	62.1	77.9	45.3	28.5
24.	17.7	20.9	31.7	134	167	404	92.0	55.8	57.3	80.8	46.0	30.1
25.	17.4	20.0	26.7	120	169	314	95.4	51.6	50.5	67.6	45.5	48.9
26.	22.4	21.4	31.3	126	158	219	73.6	48.6	46.3	68.9	43.6	44.6
27.	23.5	21.6	28.8	137	165	183	82.4	59.1	42.5	66.8	43.8	35.7
28.	22.6	21.5	27.4	173	137	189	75.5	46.9	47.4	64.3	37.8	38.2
29.	20.6		34.9	174	135	358	69.1	101	42.2	61.7	35.8	35.1
30.	21.6		49.7	165	142	356	61.2	90.4	39.7	58.8	41.8	32.4
31.	20.4		44.0		165		68.9	70.1		47.1		29.3

Tabelle 42: Tagesaktuelle Wasserstände für 210799 [Hydrographischer Dienst, 2011]

Tag	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1.	180)	163)	162)	229)	342)	338)	440	234	234	208	213	216
2.	185)	165)	167)	278)	365)	327)	382	219	225	210	227	215
3.	181)	168)	168)	311)	353)	387)	353	241	223	194	225	211
4.	179)	163)	177)	323)	352)	348)	346	272	269	195	223	204
5.	183)	170)	187)	322)	338)	323)	330	296	415	207	221	201
6.	178)	176)	204)	338)	325)	309)	324	267	324	201	223	194
7.	185)	161)	196)	359)	332)	326)	310	255	290	196	213	201
8.	184)	159)	188)	363)	352)	310)	312	231	270	194	213	201
9.	178)	166)	202)	370)	373)	291)	292	256	258	197	218	206
10.	173)	168)	191)	384)	409)	292)	290	271	242	194	220	203
11.	170)	168)	193)	383)	418)	286)	287	275	249	207	213	208
12.	177)	168)	193)	373)	443)	289)	271	257	257	219)	212	196
13.	176)	174)	200)	375)	457)	277)	273	250	247	236	214	188
14.	173)	160)	199)	372)	457)	265)	264	262	337	227	215	196
15.	173)	157)	199)	365)	438)	268)	266	245	334	224	207	190
16.	169)	171)	207)	366)	409)	275)	263	230	306	221	216	191
17.	167)	170)	201)	383)	384)	276)	267	239	282)	209	219	194
18.	165)	167)	205)	356)	393)	268)	380	224	269)	209	224	188
19.	171)	167)	201)	340)	405)	262)	403	226	255)	217	227	176
20.	169)	172)	201)	334)	402)	403)	339	218	240	218	219	177
21.	168)	157)	186)	348)	383)	356)	315	216	245	218	210	177
22.	166)	154)	180)	351)	385)	329)	294	228	240	234	204	176
23.	166)	157)	182)	359)	377)	437)	283	235	240	262	214	184
24.	157)	164)	188)	331)	367)	584)	272	227	233	265	216	187
25.	156)	162)	178)	315)	369)	507)	276	221	223	248	215	218
26.	168)	166)	187)	321)	357)	419)	251	216	216	249	212	213
27.	170)	166)	182)	333)	364)	383)	261	232	210	247	212	198
28.	169)	166)	179)	372)	334)	389)	253	214	218	243	202	202
29.	164)		194)	374)	332)	543)	245	282	209	239	198	196
30.	166)		218)	364)	339)	544)	235	271	205	235	209	191
31.	163)		210)		364)		245	246		218		185

## 8.2 Mögliche Arten der Verankerung eines OWG-STKW

Auf die Verankerung eines Oscillating Wing Generator-Strömungskraftwerks im Flusslauf ist besonderes Augenmerk zu legen. Sie muss einerseits ein hohes Maß an Flexibilität aufweisen, da sich der Wasserstand, wie man in den Tabellen 36, 39, 42 sieht in kurzen Zeitabständen um sehr hohe Beträge ändern kann und andererseits auch bei Hochwasser eine ausreichende Sicherheit gegen das Abtreiben des OWG-STKW geben. Zudem soll das schwimmende Kraftwerk genau an der vordefinierten Position über der Flussbreite bleiben, für die es ausgelegt ist. Wie man in den Querschnittsprofilen sieht, kann sich die Wassertiefe über die Flussbreite sehr schnell stark ändern und damit ergibt sich die Gefahr, dass das OWG-Profil einer Kollision mit der Flusssohle ausgesetzt ist. Außerdem ändert sich die mittlere Fließgeschwindigkeit ebenfalls über der Flussbreite, dadurch kann es zu Leistungseinbußen kommen, wenn das OWG-STKW aus dem Betriebsbereich in einen Bereich mit geringerer Fließgeschwindigkeit abdriftet.

Der einfachste Weg scheint die Verankerung mit einem quaderförmigen Betongewicht, das im Fluss deponiert ist, wie es beispielsweise beim Strombojenkonzept zur Anwendung kommt [AT413868B, 2006]. Die Größe eines solchen Betongewichtes wird mit nachstehenden Gleichungen ermittelt.

$$F_D = 2 \left( \frac{1}{2} \rho \cdot U^2 \right) S \quad (8.12)$$

$$F_N = m \cdot g \left( 1 - \frac{\rho_{H2O}}{\rho_{Beton}} \right) \quad (8.13)$$

$$F_S = F_D = \mu_H \cdot F_N \quad (8.14)$$

$$m = \frac{F_D}{\mu_H \cdot g \cdot \left( 1 - \frac{\rho_{H2O}}{\rho_{Beton}} \right)} \quad (8.15)$$

$$V = a^3 = \frac{m}{\rho_{Beton}} \quad (8.16)$$

Die Widerstandskraft  $F_D$ , die ein OWG-STKW in einem Fließgewässer entwickelt, kann nach Gl. 8.12 ermittelt werden [Platzer et al., 2011]. Dabei gibt  $\mu_H$  den Widerstandsbeiwert des OWG an,  $\rho_{H2O}$  die Dichte des Wassers bei Betriebsbedingungen,  $U$  die Fließgeschwindigkeit im Betriebsbereich und  $S$  die OWG-Profilfläche. Natürlich ist zu beachten, dass der Schwimmkörper, der ebenfalls der Fließgeschwindigkeit ausgesetzt ist, auch eine Widerstandskraft verursacht, die aber vernachlässigt wird. Die Beziehung für die Normalkraft  $F_N$  ergibt sich aus der Gleichgewichtsbedingung der vertikalen Kräfte, die auf den Betonquader wirken und in Abbildung 50 zu sehen sind.  $F_G$  ist dabei die Gewichtskraft des Quaders,  $F_A$  ist die Auftriebskraft, die auf Grund des Archimedischen

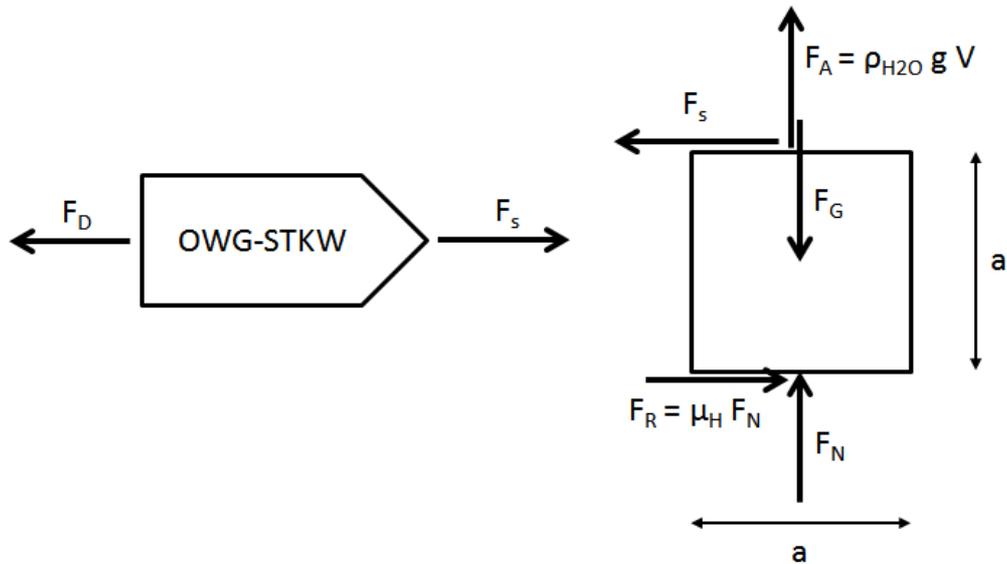


Abbildung 50: Kräfteplan für OWG-STKW Befestigungsberechnung

Prinzip wirken. Durch Auflösen nach  $F_N$  dieser Gleichgewichtsbedingung kann Gl. 8.13 ausgedrückt werden. Dabei ist  $m$  die Masse des Betonquaders,  $g$  die Erdbeschleunigung und  $\rho_{\text{Beton}}$  die Dichte von Beton, die mit  $2400 \text{ kg/m}^3$  angenommen wurde [Zilch & Zehetmaier, 2010]. Gl. 8.14 gibt das Kräftegleichgewicht in horizontaler Richtung von an, siehe Abbildung 50. Setzt man Gl. 8.13 in Gl. 8.14 ein und formt auf die Masse  $m$  des Betonquaders um erhält man Gl. 8.15. Die Haftreibungszahl  $\mu_H$  beträgt nach Stein [2003] für das Werkstoffpaar Beton auf Kies 0,6. Gl. 8.15 gibt die Masse an, die der Betonquader aufweisen muss, um bei vorherrschender Fließgeschwindigkeit  $U$  eine feste Verankerung zu gewährleisten. Mit Gl. 8.16 kann die Seitenlänge  $a$ , die der Betonquader mit vorgegebener Masse  $m$  aufweist, berechnet werden.

Für eine Fließgeschwindigkeit  $U$  von  $6,5 \text{ m/s}$  und einer OWG-Profilfläche  $S$  von  $6 \text{ m}^2$ , wie sie in Abschnitt 8.1.3 bei Jahresteilbetrieb in der Enns vorkommt, errechnet sich eine Seitenlänge  $a$  des Betonquaders von  $3,14 \text{ m}$ , wenn nur ein Quader verwendet wird. Benutzt man zwei gleich große Betonquader so verringert sich die jeweils benötigte Seitenlänge  $a$  auf  $2,49 \text{ m}$ . Die Fließgeschwindigkeit wurde deshalb mit  $6,5 \text{ m/s}$  so hoch gewählt, dass das OWG-STKW auch bei Hochwasser noch sicher verankert ist. Den Seitenlängen  $a$  von  $2,49$  oder  $3,14 \text{ m}$  stehen aber oftmals Wassertiefen gegenüber, die geringer sind. Betonquader von dieser Größe, die unmittelbar vor dem Strömungskraftwerk im Gewässer liegen, können zudem Turbulenzen in der Gewässerströmung verursachen, die zu einer Minderleistung des OWG-STKW führen können. Das bedeutet: um ein OWG-STKW vernünftig zu verankern ist das bloße Versenken eines Betonquaders im Gewässer nicht sinnvoll.

Stattdessen scheint es sinnvoller einen Metallring oder einen Pfeiler in der Gewässersohle zu verankern, an dem das OWG-STKW mittels einer Stahltrasse oder Kette befestigt wird. Diese Verankerungen beeinflusst die Gewässerströmung weniger und bieten trotzdem eine vom Prinzip her einfache Verankerung, die auch Wasserstandsänderungen ausgleichen kann. Eine weitere, wenn auch aufwendigere Befestigungsmöglichkeit, sind in der Flusssohle verankerte Metallführungen, wie sie in

Abbildung 33 zu sehen sind. Diese Führungen sind seitlich des OWG-STKW platziert und haben so keinen Einfluss auf die Gewässerströmung. Mit dieser Variante können ebenfalls Wasserstandsänderungen ausgeglichen und gleichzeitig ein Abdriften in andere Bereiche der Gewässerbreite verhindert werden.

### **8.3 Rechtliche Grundlagen für die Errichtung und den Betrieb eines OWG-STKW**

Für den Bau und den Betrieb eines Oscillating Wing Generator-Strömungskraftwerks sind einige Prüfverfahren und Bewilligungen nötig, die aus dem Rechtsgebiet des Wasser- und Umweltrechts entspringen. So ist für die Benützung der Wasserkraft eines öffentlichen Gewässers ein Wasserrechtsbewilligungsverfahren nötig, an dessen Ende ein Wasserrechtsbescheid steht. Bevor es zur Errichtung eines Bauwerkes oder einer betrieblichen Anlage kommt, ist zu klären, ob eine Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) im Sinne des Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetzes (UVP-G) nötig ist. Wird das Bauwerk oder die Anlage in einem Naturschutzgebiet, wie z.B. in einem Natura 2000 Gebiet erreicht, ist zusätzlich eine Naturverträglichkeitsprüfung (NVP) im Sinne der Flora-Fauna-Habitat-Richtlinie 92/43/EWG des Rates der Europäischen Wirtschaftsgemeinschaft, dem Vorläufer der Europäischen Union, nötig. Dieser Abschnitt solle einen kurzen Überblick über die einzelnen Verfahren und eine vorsichtige Abschätzung über den Ausgang der Verfahren geben.

#### **8.3.1 Wasserrechtsgesetz**

Das Wasserrechtsgesetz von 1959 (WRG) teilt in § 1 die Gewässer in öffentliche und private. Öffentliche Gewässer sind demnach im Gesetz namentlich aufgezählte Ströme, Flüsse, Bäche und Seen mit allen ihren Armen, Seitenkanälen und Verzweigungen. Lech, Inn und Enns finden sich in dieser Liste des WRG und sind somit als öffentliche Gewässer zu sehen. Private Gewässer sind nach diesem Bundesgesetz unter anderem Gewässer auf und unter eigenen privaten Grundstücken. Damit sind Grundwasser und Seen gemeint, die nicht von einem öffentlichen Gewässer gespeist oder durchflossen werden. Ebenso sind aus einem privaten Grundstück zutage quellende Gewässer als privat anzusehen. Öffentliche als auch private Gewässer gelten im Sinne des bürgerlichen Rechts als öffentliches Gut und sind für den Gemeingebrauch von jedem ohne eigene Bewilligung zu benützen. Der Gemeingebrauch ist im WRG durch § 8 definiert und beinhaltet den Gebrauch des öffentlichen Gewässers für Baden, Waschen, Tränken, Schwimmen, Schöpfen, dann die Gewinnung von Pflanzen, Schlamm, Erde, Sand, Schotter, Steinen und Eis, schließlich die Benutzung der Eisdecke überhaupt soweit dadurch weder der Wasserlauf, die Beschaffenheit des Wassers oder die Ufer gefährdet noch ein Recht verletzt wird. Der Gemeingebrauch für private Gewässer begrenzt sich hingegen auf den Gebrauch zum Tränken und Schöpfen mit Handgefäßen, solange der Zugang zum Gewässer gestattet ist.

Für jede über den Gemeingebrauch hinausgehende Nutzung der Gewässer sowie die Errichtung oder Änderung zur Benutzung des Gewässers dienende Anlagen, ist nach § 9 WRG eine Bewilligung der Wasserrechtsbehörde nötig.

Bei diesem Bewilligungsverfahren wird geprüft, ob das Maß und die Art der zu bewilligenden Wasserbenützung das öffentliche Interesse nicht beeinträchtigt und bestehende Rechte nicht verletzt werden. Im öffentlichen Interesse liegen unter anderem die Reinhaltung und der Schutz der Gewässer, aber vor allem auch die Sicherheit bei Hochwasser oder bei Eisstau. Die zuständige Wasserrechtsbehörde in erster Instanz ist grundsätzlich die Bezirksverwaltungsbehörde.

Für das wasserrechtliche Bewilligungsverfahren von Wasserkraftwerksanlagen ist eine wichtige Besonderheit nach § 18 WRG zu beachten. Jedem Bundesland steht eine bevorzugte Ausnutzung der Wasserkraft in seinem Gebiet zu. Dies führt dazu, dass die zuständige Wasserrechtsbehörde bei jedem Ansuchen für Errichtung oder Erweiterung einer Wasserkraftanlage oder zur Weiterbenützung einer bestehenden Wasserkraftanlage den Landeshauptmann zu verständigen hat. Dieser hat binnen zwei Monaten nach Erhalten dieser Verständigung Zeit eine Erklärung abzugeben, ob er für das Land dieses Projekt in Anspruch nimmt. Bei Inanspruchnahme hat der Landeshauptmann, ab Abgabe der nötigen Erklärung neuerlich eine Frist von drei Monaten, um zu erklären ob er den bei der Wasserrechtsbehörde eingereichten Entwurf umsetzt oder einen eigenen einbringt. Bei ersterem sind dem Bauwerber die Entwurfskosten in nachgewiesener Höhe zu erstatten.

Da für den Betrieb eines OWG-STKW keine großen Bauwerke errichtet werden müssen, wie ein Krafthaus oder eine Wehranlage, aber auch keine großen Eingriffe in den Flusslauf gemacht werden oder dieser verändert wird, ist nicht anzunehmen, dass das wasserrechtliche Bewilligungsverfahren eine große Hürde darstellen wird, da es nicht zu erwarten ist, dass ein OWG-STKW den bestehenden Hochwasserschutz beeinträchtigt oder mindert oder es zu Verunreinigungen der Flussläufe kommt.

### **8.3.2 Umweltverträglichkeits- und Naturverträglichkeitsprüfung**

Die Aufgaben einer Umweltverträglichkeitsprüfung sind im Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetz UVP-G aus dem Jahr 2000 geregelt und umfassen unter anderem die Feststellung der unmittelbaren und mittelbaren Auswirkungen eines Bauvorhabens oder einer Anlage auf Menschen, Tiere, Pflanzen und deren Lebensräume auf Boden, Wasser, Luft und Klima, auf die Landschaft und auf Sach- und Kulturgüter.

Es sind aber nicht alle Vorhaben UVP-pflichtig. Welche Vorhaben eine UVP zwingend vorsehen, sind in Anhang 1 des UVP-G ersichtlich. Bei Wasserkraftanlagen besteht eine UVP-Pflicht bei einer Engpassleistung ab 15 MW oder bei Kraftwerksketten ab 2 MW. Zuständige Behörde für eine UVP ist nach § 39 UVP-G das Amt der jeweiligen Landesregierung. Das Verfahren selbst gliedert sich nach § 4 in ein Vorverfahren, in dem Angaben und Konzepte des Vorhabens vorzulegen sind. Diese Angaben werden von der Behörde einer Prüfung unterzogen, um festzustellen, ob für die eigentliche UVP alle nötigen Informationen vorhanden sind. Dieses Vorverfahren ist nicht zwingend vorgeschrieben. Die eigentliche Umweltverträglichkeitsprüfung erfolgt im Anschluss und sieht als Abschluss eine mögliche Umweltverträglichkeitserklärung nach § 6 UVP-G vor. Diese beinhaltet eine detaillierte Beschreibung des Vorhabens und Alternativen, sollten diese vorhanden sein. Den wichtigsten Abschnitt in der Umweltverträglichkeitserklärung ist die Beschreibung der Ist-Situation der Umwelt im Bereich des Vorhabens und die Auswirkungen und Wechselwirkungen des Vorhabens auf die Umwelt, außerdem ein detaillierter Maßnahmenkatalog zur Vermeidung dieser Umwelteinflüsse. Da eine UVP ein

öffentliches Verfahren ist und die Beteiligten des Verfahrens neben dem Projektwerber und den beteiligten Behörden auch die Öffentlichkeit, sprich die Anrainer sind, ist der Umweltverträglichkeitserklärung auch eine Zusammenfassung aller Ergebnisse anzuschließen, die auch Nicht-Fachleute verstehen.

Ob eine UVP durchgeführt werden muss, entscheidet die zuständige Behörde in einem Feststellungsverfahren nach § 24 UVP-G. In diesem Feststellungsverfahren entscheidet die Behörde ob z.B. eine Gruppe von OWG-STKW in der das einzelne OWG-STKW nicht die 15 MW UVP-Pflichtgrenze von Wasserkraftwerken erreicht, zusammengefasst als ein Kraftwerk zu betrachten ist, oder jedes für sich. Sollte sich eine UVP-Pflicht ergeben, ist einer UVP positiv entgegen zu sehen, da eine Errichtung und ein Betrieb eines OWG-STKW keine großen Eingriffe in die Umwelt bedeuten. Es sind, wie auch schon in Abschnitt 8.3.1 erläutert, weder Wehranlagen oder Krafthäuser zu errichten, noch werden Schadstoffe in die Umwelt geleitet, noch muss stark in den Flusslauf eingegriffen werden. Es sei aber auf eine mögliche verzögernde Wirkung der in die UVP eingebundene Öffentlichkeit hinzuweisen, die eine Umweltverträglichkeitserklärung hinauszögern kann und somit auch der Baustart des OWG-STKW.

Besteht keine UVP-Pflicht, kann trotzdem eine Pflicht für eine Naturverträglichkeitsprüfung (NVP) bestehen, die unabhängig von der Art und Größe des jeweiligen Vorhabens ist. Diese ergibt sich, wenn der Betriebsort des OWG-STKW etwa in einem Natura 2000 Gebiet nach der Flora-Fauna-Habitat-Richtlinie 92/43/EWG oder in einem anderen Naturschutzgebiet nach den länderspezifischen Naturschutzgesetzen liegt. Das Steirische Naturschutzgesetz NschG von 1976 beispielweise listet in den Paragraphen 13ff diese Schutzgebiete auf. Das Tiroler Naturschutzgesetz von 2005 listet in Abschnitt II des Landesgesetzes und speziell in § 14 für Natura 2000, diese Gebiet auf, für die eine NVP nötig ist.

Das Verfahren ist nach § 13b des Steirischen und in § 43 des Tiroler NschG geregelt und ist in beiden Fällen ähnlich. Die zuständige Behörde ist wie schon bei der UVP das Amt der jeweiligen Landesregierung. Die eigentliche Verträglichkeitsprüfung erfolgt in zwei Phasen. In der ersten, der Vorprüfung, wird an Hand der eingereichten Projektbeschreibungen und Pläne des Vorhabens ergründet, ob eine NVP nötig ist. Bei Feststellung einer Notwendigkeit für eine NVP wird die eigentliche Verträglichkeitsprüfung eingeleitet. Bei dieser Prüfung, an deren Ende eine mögliche naturschutzrechtliche Bewilligung steht, wird, anders als bei der UVP, die konkrete Auswirkung auf einzelne Lebensräume oder einzelnen Arten geprüft, die in dem jeweiligen Schutzgebiet geschützt sind [Umweltbundesamt, 2013].

Auch dieser Prüfung kann positiv entgegengesehen werden, da aus den bereits bekannten Gründen bei der Errichtung und beim Bau eines OWG-STKW keine massiven Beeinträchtigungen von Flora und Fauna bestehen werden. Zu beachten ist, dass weite Teile des Flusslaufes von Lech und Enns Naturschutzgebiete ausweisen. [Naturpark Tiroler Lech, 2013], [Natura 2000, 2013]

#### **8.4. Zusammenfassung und Bewertung**

Zusammenfassend lässt sich für den Betrieb eines Oscillating Wing Generator-Strömungskraftwerk in österreichischen Fließgewässern sagen, dass ein sinnvoller

Betrieb stark vom Fließgewässer, vom Betriebsort in diesem Gewässer und von der Betriebsart abhängt. Für die Betriebsart lässt sich relativ leicht feststellen, dass ein OWG-STKW, das auf einen Jahresteilbetrieb ausgelegt ist, bei allen drei untersuchten Betriebsorten ein deutlich höheres Jahresarbeitsvermögen erreicht, obwohl dadurch die Jahresarbeitszeit um rund 2000 h gemindert wird. Dieser Nachteil an den Betriebsstunden kann aber durch die deutlich größere Profilfläche  $S$  des OWG wettgemacht werden, sodass es zu einer deutlichen Erhöhung des Jahresarbeitsvermögens  $A_j$  bei einem Jahresteilbetrieb im Vergleich zu einem Jahresvollbetrieb kommt. Für den Jahresteilbetrieb muss das OWG-STKW konstruktiv so ausgelegt werden, dass es auch an Tagen, an denen der Wasserstand  $W_i$  unter den für den Jahresteilbetrieb festgelegten Auslegungswasserstand liegt, trotzdem im Fließgewässer verbleiben kann, ohne dass es Schaden nimmt. Dies kann beispielsweise durch Abstandhalter, die wie Tischbeine an den Ecken des Schwimmkörpers angebracht werden, realisiert werden. Sinkt der Wasserstand unter den für den Teilbetrieb definierten Wert, verhindern die Abstandhalter, dass das Profil an der Flusssohle anstreift. Mit einer solchen konstruktiven Auslegung könnte es möglich sein, das OWG-STKW weiter zu betreiben, obwohl das OWG-Profil nicht mehr vollkommen umspült ist. Das Jahresarbeitsvermögen könnte so noch einmal gesteigert werden.

Für die Wahl des geeignetsten Betriebsorts kann man folgende Schlüsse ziehen. Vergleicht man die mittleren Durchflüsse, auch Abflüsse genannt, die mittlere Jahresquerschnittsgeschwindigkeit  $v_{mJ}$  und die Flussbreite der drei Betriebsorte, an den verschiedenen Flüssen, erkennt man, dass der Lech mit 42,13 m<sup>3</sup>/s den geringsten mittleren Jahresdurchfluss  $Q$  aufweist. Dieser Wert wurde durch die Mittelung der tagesaktuellen Durchflüsse  $Q_i$  aus Tabelle 37 ermittelt. Die Breite des Flussbettes beträgt an dieser Stelle rund 56 m und  $v_{mJ}$  liegt bei 1,02 m/s für das Jahr 2009. Die Enns hat einen mittleren Jahresdurchfluss von 80,33 m<sup>3</sup>/s bei einer Breite des Flussbettes von rund 35 m und  $v_{mJ}$  liegt bei 1,08 m/s. Den deutlich höchsten mittleren Jahresdurchfluss weist der Inn mit 174,14 m<sup>3</sup>/s auf. Die Breite des Flussbettes beträgt rund 80 m bei einer mittleren Jahresquerschnittsgeschwindigkeit  $v_{mJ}$  von 1,61. Man sieht anhand dieser Werte, dass der Betriebsort am Lech einen geringen Durchfluss bei einem relativ breiten Flussbett hat, somit sind hier nie große Wassertiefen zu erwarten, die eine sinnvolle Ausnützung der relativ hohen Fließgeschwindigkeit erlauben. Dieses Problem lässt sich auch in den Jahresarbeitsvermögen wiedererkennen, die sehr gering sind. Dasselbe Problem erkennt man beim Inn, wenn auch nicht so ausgeprägt. Er hat an der Messstelle bei Innsbruck den höchsten Durchfluss, aber gleichzeitig das breiteste Flussbett, das bei diesen Werten ebenfalls nur geringe Wassertiefen zulässt, die eine Ausnützung der im Vergleich hohen Fließgeschwindigkeit nicht zulassen, wie man ebenfalls in den Jahresarbeitsvermögen sehen kann. Der klar günstigste Betriebsort ist der an der Enns bei Liezen. Hier ergeben sich die größten Wassertiefen aus der Kombination eines mittleren Durchflusses, der zwischen dem des Lechs und des Inns liegt und der deutlich geringeren Flussbettbreite. Wie man an Hand der Jahresarbeitsvermögen, die für diesen Querschnitt ermittelt wurden, erkennen kann, ist dies die günstigste Flussquerschnittsform. Damit kann die Empfehlung abgegeben werden, dass für den Betrieb eines OWG-STKW Betriebsstellen gesucht werden, die auf der einen Seite über das Jahr gesehen hohe Durchflüsse und damit hohe Fließgeschwindigkeiten aufweisen und auf der anderen Seite eine geringe Breite des Flussbettes, um große Wassertiefen zu

ermöglichen. Über die Lage des Betriebspunktes über die Flussbreite kann ebenfalls eine Aussage getroffen werden. Es hat ebenfalls die Berechnung des Jahresarbeitsvermögens gezeigt, dass sich der Betrieb in den mittleren Regionen des Gewässerquerschnittes als am günstigsten erweist, da hier die Fließgeschwindigkeit des Gewässers am höchsten ist. Sollte ein Betrieb auf Grund von z.B. Schifffahrt nicht möglich, muss auf die Uferbereiche ausgewichen werden.

Bei der Wahl des Fließgewässers ist zudem ganz allgemein zu beachten, wie sich der Flussverlauf darstellt, ob er durch zahlreiche Stauwerke von anderen Kraftwerken unterbrochen ist, wie sich die Uferbeschaffenheit darstellt. Der Betrieb eines OWG-STKW macht zwar kein Krafthaus nötig, trotzdem müssen einzelnen Installationen im Uferbereich des Betriebsstandortes vorgenommen werden, die eine Zugänglichkeit des Uferbereichs notwendig machen. Aber es ist bei der Wahl des Fließgewässers zu achten, ob Naturschutzgebiete entlang des Flusslaufes vorhanden sind, die die Betriebsstandortwahl zusätzlich einschränken, da durch sie eine gewisse Unsicherheit im behördlichen Genehmigungsverfahren entsteht.

Da sich der Gewässerquerschnitt entlang eines Flusslaufes sehr stark und sehr schnell ändern kann und mit ihm die Fließgeschwindigkeit und Wassertiefe, kann pauschal nach der Berechnung des Jahresarbeitsvermögens an einer Stelle im Flusslauf nicht rückgeschlossen werden, welches Gesamtarbeitsvermögen sich ergeben würde, wenn man am gesamten Flusslauf OWG-STKW installieren würde. Für die Berechnung dieses Gesamtarbeitsvermögens entlang eines Flusslaufes pro Jahr müsste für den jeweiligen Fluss eine genaue Vermessung der Gewässerquerschnitte und der Geschwindigkeitsverteilungen entlang des Flusslaufes erfolgen.

Es kann nur versucht werden, das Jahresarbeitsvermögen  $A_J$  eines gesamten Flusslaufes mit einfachen Annahmen abzuschätzen. Betrachtet man einen Flusslauf von 100 km Länge mit einer durchschnittlichen mittleren Fließgeschwindigkeit  $U$  von 1 m/s und Wassertiefen, die an mindestens 6000 h/a eine Profilfläche  $S$  von 1 m<sup>2</sup> ( $t \times l = 0,71 \times 1,42$  m) zulassen, kann nach Gl. 8.2 eine Leistung  $P_{OWG-STKW}$  von 0,4 kW erzeugt werden. Bei den erwähnten 6000 Jahresvollbetriebsstunden lässt sich ein  $A_J$  von 2400 kWh pro OWG-STKW erzielen. Nach der Meinung von Prof. Platzer sollte man zwischen zwei OWG-STKW einen Abstand von ca. 10 Profillängen  $l$  lassen. Das bedeutet für diese Berechnung in dem angenommenen Flusslauf, dass alle 14 m ein OWG-STKW installiert werden kann. Bei 100 km wären das ca. 7000 Stück. Diese würden zusammen ein Jahresarbeitsvermögen von ca. 16,8 GWh erreichen. Bei einem Haushaltsverbrauch von 4415 kWh pro Jahr könnten somit rund 3800 Haushalte versorgt werden.

Auf Grund des hohen Anteils an Wasserkraft im österreichischen Energiemix ist ein Flusslauf, der auf 100 km nicht durch Wasserkraftwerke unterbrochen ist, sehr unwahrscheinlich. Deshalb ist die tatsächliche Länge des Flusslaufes, um eine freie Fließstrecke von 100 km zu erreichen, sicher größer. Dies lässt den Schluss zu, dass ein OWG-STKW eher für den lokalen, kleinräumigen Betrieb geeignet ist und nicht für eine großflächige Installation. Würde man im Bereich der Messstelle 210799 bei Liezen beispielsweise 10 OWG-STKW errichten, könnten rund 220 Haushalte versorgt werden. Der benötigte Flusslauf würde nur eine Länge von rund 350 m aufweisen und es müssten keine aufwendigen Kraftwerks- und Wehranlagen errichtet werden.

## Literaturverzeichnis

- Abu-Zahra M. R. M., Niederer J.P.M., Feron P.H.M., Versteeg G.F., 2007: *CO<sub>2</sub> capture from power plants Part II. A parametric study of the economical performance based on mono-ethanolamine*, International Journal of Greenhouse Gas Control, 1, (2007), 135 – 142
- Aiello J., 2005: *Lurgi's MegaMethanol Process - Atlas and Beyond*, Lurgi, Houston, Texas
- AquaLibre, 2013: *Die Strom-Boje – ein schwimmendes Kleinwasserkraftwerk*, Zugriff: 22.02.2013, <http://www.aqualibre.at/>
- AT413869B, 2006: *Patentschrift – Stromboje*, Österreichisches Patentamt, Wien
- Bildungsserver 2013: *Atmosphärische Zirkulation*, Zugriff: 25.01.2013, [http://wiki.bildungsserver.de/klimawandel/index.php/Atmosph%C3%A4rische\\_Zirkulation\\_\(einfach\)](http://wiki.bildungsserver.de/klimawandel/index.php/Atmosph%C3%A4rische_Zirkulation_(einfach))
- Bischofsberger W., Dichtel N., Rosenwinkel K.-H., Syfried C.F., Bänke B., 2005: *Anaerobtechnik*, Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg
- Blumenthal G., Linke D., Vieth S., 2006: *Chemie – Grundwissen für Ingenieure*, Teubner Verlag / GWV Fachverlag, Wiesbaden
- BMLUW, 2009: *Messstellen Oberflächenwasser*, Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft, Wien
- BP, 2012: *BP Statistical Review of World Energy June 2012*, Bp p.l.c, London
- Bräunling W. J. G., 2009: *Flugzeugtriebwerke*, 3., vollständig überarbeitete und erweiterte Auflage, Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg
- Brockhaus, 1998: *Der Brockhaus in fünfzehn Bänden*, F. A. Brockhaus, Leipzig - Mannheim
- Bruns E., Ohlhorst D. Wenzel B., Köppel J., 2009: *Erneuerbare Energie in Deutschland – eine Biographie des Innovationsgeschehens*, Universitätsverlag der TU Berlin, Berlin
- Crastan V., 2012: *Elektrische Energieversorgung* 2, 3., bearbeitet Auflage, Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg
- DIN 516224, 2008: *Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge – Erdgas – Anforderungen und Prüfverfahren*

- Dyck S., Peschke G., 1995: *Grundlagen der Hydrologie*, 3., stark bearbeitete Auflage, Verlag für Bauwesen, Berlin
- Echnus, 2013: Katamarangestell 2,5 m x 6,1 m, Zugriff: 14.03.2012, <http://www.easy-ponton.de/stahl-gestell/katamarangestell-25m-x-61m.php>
- Eichlseder H., Klell M., 2012: *Wasserstoff in der Fahrzeugtechnik*, 3., überarbeitete Auflage, Vieweg + Teubner Verlag | Springer Fachmedien, Wiesbaden
- Eifler W., Schlücker E., Spicher U., Will G., 2009: *Küttner Kolbenmaschinen*, 7., neu bearbeitete Auflage, Vieweg+Teubner | GWV Fachverlage GmbH, Wiesbaden
- Eurowater 2012: *Umkehrosmoseanlage*, Zugriff: 21.08.2012, <http://www.eurowater.at/produkte/standardprodukte/umkehrosmoseanlagen-2.aspx>
- EWEA, 2012: *Wind in Power: 2011 European statistics*, Zugriff: 14.08.2012, <http://www.ewea.org/statistics/european>
- E-Wirtschaft, 2013: *Stromverbrauch in Österreich*, Zugriff: 24.9.2012, <http://oesterreichsenergie.at/stromverbrauch-in-oesterreich.html>
- Felleisen M., 2001: *Prozesstechnik für die Verfahrensindustrie*, Oldenburg Industrieverlag, München
- Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme, 2013: *Photovoltaik ist mit 30 Gigawatt stärkste Stromerzeugungstechnik in Deutschland*, Zugriff: 12.03.2013, <http://www.ise.fraunhofer.de/de/aktuelles/meldungen-2012/photovoltaik-ist-mit-30-gigawatt-staerkste-stromerzeugungstechnik-in-deutschland>
- Fujiwara T., Hirata K., Ueno M., Nimura T., 2003: *On Aerodynamic Characteristics of a Hybrid-Sail with Square Soft Sail*, Proceedings of The Thirteenth International Offshore and Polar Engineering Conference, Hawaii, USA
- G 260, 2008: *Gasbeschaffenheit, Arbeitsblatt*, DVGW, Bonn
- G 31, 2001: *Erdgas in Österreich-Gasbeschaffenheit, Richtlinie*, ÖVGW, Wien
- Hacker V., 2012: *Basic Principles of Fuel Cell Technology – Thermodynamic Exercises*, Graz University of Technology, Graz
- Hau E., 2008: *Windkraftanlagen, Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit*, 4., vollständig neu bearbeitete Auflage, Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg
- Hofman P., 2010: *Hybridfahrzeuge*, Springer-Verlag, Wien

- Höhlein B., Grube Th., Biedermann P., Bielawa H., Erdmann G., Schlecht L., Isenbeg G., Edinger R., 2003: *Methanol als Energieträger*, Schriften des Forschungszentrums Jülich Reihe Energietechnik / Energy Technology, Band 28, Jülich  
[http://www.naturpark/tiroler/lech.at/index.php?mainPid=1&c=page&s\\_pid=26&pid=30](http://www.naturpark/tiroler/lech.at/index.php?mainPid=1&c=page&s_pid=26&pid=30)
- Hüttenrauch J., Müller-Syring G., 2010: *Zumischung von Wasserstoff zum Erdgas*, Energie | Wasser-Praxis, No. 10, 2010, 68 – 71
- Hydrographischer Dienst, 2011: *Hydrographisches Jahrbuch von Österreich, Jahr 2009*, Band 117, Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft, Wien
- IG Windkraft, 2010: *Geschichte der Windkraft*, Zugriff: 14.08.2012,  
[http://www.igwindkraft.at/index.php?xmlval\\_ID\\_KEY\[0\]=1045](http://www.igwindkraft.at/index.php?xmlval_ID_KEY[0]=1045)
- IG Windkraft, 2012a: *Windkraft in Österreich, Europa und Weltweit*, Zugriff: 14.08.2012,  
[http://www.igwindkraft.at/index.php?xmlval\\_ID\\_KEY\[0\]=1047](http://www.igwindkraft.at/index.php?xmlval_ID_KEY[0]=1047)
- IG Windkraft, 2012b: *Windkraft in Österreich, Die Energie des 21. Jahrhunderts*, Zugriff: 14.08.2012, <http://www.igwindkraft.at/redsystem/mmedia/2012.01.11/1326271603.pdf>
- IZ Klima, 2009: *Transport von CO<sub>2</sub>: Pipelines für den Klimaschutz*, IZ Klima – Informationszentrum klimafreundliches Kohlekraftwerk e. V., Berlin
- Jericha H., Hacker V., Sanz W., Zotter G., 2010: *Thermal Steam Power Plant Fired by Hydrogen and Oxygen in Stoichiometric Ratio, using Fuel Cells and Gas Turbine Cycle Components*, ASME Paper GT2010-22282, ASME Turbo Expo 2010, Glasgow
- Jericha, H., Sanz, W., Göttlich E., Neumayer, F., 2008: *Design Details of a 600 MW Graz Cycle Thermal Power Plant for CO<sub>2</sub> Capture*, ASME Paper GT2008-50515, ASME Turbo Expo 2008, Berlin, Germany
- Jericha, H., Fesharaki, M., 1995: *The Graz Cycle 1500 C Max Temperature-CO<sub>2</sub> Capture with CH<sub>4</sub>-O<sub>2</sub> Firing*, ASME paper 95-CTP-79, ASME Cogen-Turbo Power Conference, Vienna
- Jericha, H., Sanz, W., Göttlich, E., 2006: *Design Concept for Large Output Graz Cycle Gas Turbines*, ASME Paper GT2006-90032, ASME Turbo Expo 2006, Barcelona, Spain
- Kappas M., 2009: *Klimatologie*, Spektrum Akademischer Verlag, Heidelberg

- Kozak F., Petig A., Morris E., Rhudy R., Thimsen D., 2009: *Chilled Ammonia Process for CO2 Capture*, Energy Procedia 1 (2009) 1419 - 1426
- Krajete, 2013: *Methanogenese*, Zugriff: 13.1.2013, <http://www.krajete.com/technologie/prozess/>
- Kriener M., 2012: *Die Kraft aus der Luft, Geschichte der Windenergie*, In: Die Zeit vom 02.02.2012
- Küffner G., 2010: *Propellerräder unter Wasser liefern Strom*, Zugriff: 22.02.2013, <http://www.faz.net/aktuell/technik-motor/umwelt-technik/flussturbine-propellerraeder-unter-wasser-liefern-strom-1579186.html>
- Kurzweil P., 2013: *Brennstoffzellentechnik, 2.*, überarbeitet und aktualisierte Auflage, Springer Fachmedienverlag, Wiesbaden
- Linde, 2010: EG-Sicherheitsdatenblatt Wasserstoff, verdichtet, Linde Gas GmbH, Stadl-Paura, Österreich
- Lindsey K., 2002: *A Fasibility Study of Oscillating-Wing Power Generators, Mater Thesis*, Naval Postgraduate School, Monterey
- Macherauch E., Zoch H.-W., 2011: *Praktikum in Werkstoffkunde, 11.*, vollständig überarbeitet und erweiterte Auflage, Vieweg + Teubner, Wiesbaden
- McKinney W., DeLaurier J., 1981: *The Wingmill: An Oscillating-Wing Windmill*, Journal of Energy, Vol. 5, No. 2, S. 109-115
- Methanex, 2006: *Technische Informationen und Sicherheitsmerkblatt für den Umgang mit Methanol*, Methanex, Vancouver
- Müller B., Müller K., Teichmann D., Arlt W., 2011: *Energiespeicherung mittels Methan und energietragenden Stoffen – ein thermodynamischer Vergleich*, Chemie Ingenieur Technik 2011, 83, No. 11, 2002–2013, Weinheim
- Natura 2000, 2013: *NATURA 2000-(Europaschutz-)Gebiete der Steiermark*, Zugriff: 12.03.2013, <http://www.natura2000.at/steirische-schutzgebiete/gebietsliste/>
- Naturpark Tiroler Lech, 2013: *Naturparkregion*, Zugriff: 12.03.2013,
- NOAA, 2013: *Trends in Atmospheric Carbon Dioxide*, Zugriff: 13.01.2013, [http://www.esrl.noaa.gov/gmd/ccgg/trends/#mlo\\_full](http://www.esrl.noaa.gov/gmd/ccgg/trends/#mlo_full)
- Oeding D., Oswald B., 2011: *Elektrische Kraftwerke und Netze*, Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg

- Ohle A., 2012: *GenosorbN: Neues Absorptionsmittel für die CO<sub>2</sub>-Entfernung aus Gasströmen*, Chemie Ingenieur Technik 2010, 82, No. 5, 666 – 672
- Ottow J. C. G., 2001: *Mikrobiologie von Böden*, Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg
- Panos K., 2009: *Praxisbuch Energiewirtschaft, 2.*, bearbeitet und aktualisierte Auflage, Springer-Verlag, Berlin
- Peng H., 2001: *Numerical Computation of Multi-Hull Ship Resistance and Motion*, Dalhousie University, Halifax
- Pischinger R., Klell M., Sams Th., 2009: *Thermodynamik der Verbrennungskraftmaschine, 3.*, Auflage, Springer, Wien, New York
- Platzer M. F., Sarigul-Klijn N., 2009: *A Novel Approach to Extract Power from Free-Flowing Water and High Altitude jet Stream*, ES 2009-90149, ASME Energy Sustainability Conference, San Francisco
- Platzer M. F., Sarigul-Klijn N., Young J., Ashraf M. A., Lai J. C. S., 2011: *Renewable Hydrogen Production using Sailing Ships*, IMECE 2011-62311, ASME International Mechanical Engineering Congress & Exposition, Denver
- Pontzen F., Liebner W., Gronemann V., Rothaemel M., Ahlers B., 2011: *CO<sub>2</sub>-based methanol and DME – Efficient technologies for industrial scale production*, Catalysis Today, 171, 242– 250
- Popp M., 2010: *Speicherbedarf bei einer Stromversorgung mit erneuerbaren Energien*, Springer- Verlag, Berlin Heidelberg
- Reif K., 2010: *Konventioneller Antriebsstrang und Hybridantriebe*, Vieweg+Teubner Verlag, Wiesbaden
- Richards P.J., Johnson A., Stanton A., 2001: *America's Cup downwind sails – vertical wings or horizontal parachutes?*, Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, 89 (2001) 1565 - 1577
- Rönsch S., Ortwein A., 2011: *Methanisierung von Synthesegasen – Grundlagen und Verfahrensentwicklungen*, Chemie Ingenieur Technik 2011, 83, No. 8, 1200–1208
- Sanz W., Jericha H., Moser M., Heitmeir F., 2004: *Thermodynamic and Economic Investigation of an Improved Graz Cycle Power Plant for CO<sub>2</sub> Capture*, ASME Paper GT2004-53722, ASME Turbo Expo 2004, Vienna, Austria
- Sanz, W., Jericha, H., Luckel, F., Göttlich, E., Heitmeir, F., 2005: *A Further Step Towards a Graz Cycle Power Plant for CO<sub>2</sub> Capture*, ASME Paper GT2005-68456, ASME Turbo Expo 2005, Reno-Tahoe, Nevada

- Scherer V., Stolten D., Franz J., Riensche E., 2012: *CCS-Abscheidetechniken: Stand der Technik und Entwicklungen*, Chemie Ingenieur Technik 2012, 84, No. 7, 1026–1040
- Scherhag R., Lauer W., 1985: *Klimatologie*, Höller und Zwick, Braunschweig
- Schesky E., Kral M., 2003: *Flugzeugtriebwerke – Kolben- und Gasturbinentriebwerke, Aufbau, Wirkungsweise und Betriebverhalten*, Rhombos-Verlag, Berlin
- Smolinka T., 2007: *Wasserstoff aus Elektrolyse – ein technologischer Vergleich*, Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme, Freiburg
- Specht M., Bandi A., Elser M., Heberle A., Maier C. U., Schaber K., Weimer T., 2000: CO<sub>2</sub>-Recycling zur Herstellung von Methanol. Endbericht. ZSW - Zentrum für Sonnenenergie und Wasserstoffforschung, Baden-Wuerttemberg, Stuttgart
- Specht M., Brellocks J., Frick V., Strümer B., Zuberbühler U., Sterner M., Waldstein G. 2010: *Speicherung von Bioenergie und erneuerbarem Strom im Erdgasnetz*, Erdöl Erdgas Kohle 126., Jg. 2010, No. 10, 342 – 346
- Statistik Austria, 2012: *Energetischer Endverbrauch 2010 nach Energieträgern und Nutzenergiekategorien für Österreich*, Zugriff: 14.08.2012, [http://www.statistik.at/web\\_de/statistiken/energie\\_und\\_umwelt/energie/nutzenergie\\_analyse/022719.html](http://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_und_umwelt/energie/nutzenergie_analyse/022719.html)
- Stein D., 2003: *Grabenloser Leitungsbau*, Ernst & Sohn Verlag für Architektur und technische Wissenschaften, Berlin
- Sterner M., 2009: *Bioenergy and renewable power methane in integrated 100% renewable energy systems*, Kassel University Press, Kassel
- Sterner M., Jentsch M., Holzhammer U., 2011: *Energiewirtschaftliche und ökologische Bewertung eines Windgasangebotes*, Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystematik, Kassel
- Strauß K., 2009: *Kraftwerkstechnik, zur Nutzung fossiler, nuklearer und regenerativer Energiequellen*, 6., aktualisierte Auflage, Springer, Heidelberg
- The World of Wind Atlases, 2013: *Wind Atlases of the World, World Section*, Zugriff: 28.03.2013, <http://www.windatlas.dk/World/Index.htm>
- Toyir J., Miloua R., Elkadri N.E., Nawdali M., Toufik H., Miloua F., Saito M., 2009: *Sustainable process for the production of methanol from CO<sub>2</sub> and H<sub>2</sub> using Cu/ZnO-based multicomponent catalyst*, Physics Precedia
- Ummen, 2013: *Brennwert-Heizkessel*, Zugriff: 26.02.2013, [http://www.ummen.de/cms/front\\_content.php?idcat=15](http://www.ummen.de/cms/front_content.php?idcat=15)

- Umweltbundesamt, 2013: *Naturverträglichkeitsprüfung*, Zugriff: 11.03.2013,  
[http://www.umweltbundesamt.at/umweltsituation/naturschutz/natura\\_2000/nvp/](http://www.umweltbundesamt.at/umweltsituation/naturschutz/natura_2000/nvp/)
- Valenti G., Bonalumi D., Macchi E., 2009: *Energy and exergy analyses for the carbon capture with the Chilled Ammonia Process (CAP)*, Energy Procedia, 1, 2009, 1059 - 1066
- Weimer T., Schaber K., Specht M., Bandi A., 1996: *Methanol From The Atmospheric Carbon Dioxide: A Liquid Zero Emission Fuel For The Future*, Energy Convers. Mgmt., Vol 37, No 6-8, 1352 – 1356
- Wenske M., 2010: *Wasserstoff – Herstellung per Elektrolyse*, ENERTRAG AG, Gut Dauerthal, Deutschland
- Xin A., Yizan Z., Qiang Z., Jinfu W., 2009: *Methanol Synthesis from CO<sub>2</sub> Hydrogenation with a Cu/Zn/Al/Zr Fibrous Catalyst*, Chinese Journal of Chemical Engineering, No 17, 88 – 94
- Yang H. J., Kang D. W., Ahn J. H., Kim T. S., 2012: *Evaluation of Design Performance of the Semi-Closed Oxy-Fuel Combustion Combined Cycle*, Journal of Engineering for Gas Turbines and Power, Vol. 134/111702-1
- Zahoransky R., Allelein H.-J., Bollin E., Oehler H., Schelling U., Schwarz H., 2013: *Energietechnik*, 6., überarbeitete und erweiterte Auflage, Vieweg Fachmedien, Wiesbaden
- Zilch K., Zehetmair G., 2010: *Bemessung im konstruktiven Betonbau*, 2., neu bearbeitete und erweiterte Auflage, Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Globale Zirkulation [Bildungsserver, 2013] .....	3
Abbildung 2: Durchschnittliche globale Windgeschwindigkeiten [The World of Wind Atlases, 2013] .....	4
Abbildung 3: Entwicklungsphasen der Windenergie [Bruns et al., 2009] .....	6
Abbildung 4: Das Energy-Ship-Konzept .....	7
Abbildung 5: Vergleich von Energiedichten [Crastan, 2012] .....	9
Abbildung 6: Systemaufbau des Energy-Ships .....	12
Abbildung 7: Zusammenhang zwischen Anstellwinkel und Phasenversatz [Platzer et al., 2009] .....	14
Abbildung 8: OWG in Mittelstellung eines Bewegungszykluses [Platzer et al., 2009] .....	15
Abbildung 9: Alkalische Elektrolysezelle [Wenske, 2010] .....	17
Abbildung 10: Wasserstoffwirtschaft .....	23
Abbildung 11: Schaltbild eines GuD-Kraftwerks [Panos, 2009] .....	25
Abbildung 12: Aufbau einer SOFC [Eichlseder & Klell, 2012] .....	26
Abbildung 13: Prinzipschaltbild eines Hybrid-Cycle Kraftwerks [Jericha et al., 2010] .....	27
Abbildung 14: Blockheizkraftwerk [Panos, 2009] .....	29
Abbildung 15: Jahresdauerlinie der Wärmelast [Panos, 2009] .....	29
Abbildung 16: Schaltbild eines Brennwertkessels [Ummen, 2013] .....	31
Abbildung 17: Vergleich zwischen getrennter und gekoppelter Kraft- und Wärmeezeugung [Panos, 2009] .....	33
Abbildung 18: Vergleich von Benzin- und Wasserstoffmotor [Eichlseder & Klell, 2012] ..	34
Abbildung 19: Methanwirtschaft .....	41
Abbildung 20: Model eines Methanisierungsprozesses [Müller et al., 2011] .....	43
Abbildung 21: Zusammensetzung der Edukt- und Produktgase einer Methansynthese exkl. H <sub>2</sub> O [Specht et al., 2010] .....	43
Abbildung 22: Prozess der Methanogenese [Krajete, 2013] .....	50
Abbildung 23: MEA-Wäsche [Strauß, 2009] .....	52
Abbildung 24: Prinzip einer Chilled Ammonia Wäsche [Kozak et al., 2009] .....	53
Abbildung 25: Prinzipieller Aufbau einer atmosphärischen CO <sub>2</sub> Abscheideanlage [Specht et al., 2000] .....	54
Abbildung 26: Graz-Cycle mit 1400°C Turbineneintrittstemperatur [Jericha et al., 2006] ..	57
Abbildung 27: Graz-Cycle mit 1500°C Turbineneintrittstemperatur [Jericha et al., 2008] ..	58
Abbildung 28: Prinzipschaltbild eines SCOC-CC [Yang et al. 2012] .....	60
Abbildung 29: Methanolwirtschaft .....	69
Abbildung 30: Versuchsaufbau einer Methanolsyntheseanlage nach Toyir et al. [2009] ..	72
Abbildung 31: Versuchsaufbau einer Methanolsyntheseanlage nach Pontzen et al. [2009] ..	73
Abbildung 32: Direktmethanol Brennstoffzelle .....	81
Abbildung 33: KSB – Flussturbine [Küffner, 2010] .....	92
Abbildung 34: Schwimmkörper [Echnus, 2013] .....	93
Abbildung 35: OWG [Platzer et al., 2009] .....	93
Abbildung 36: Pegellatte [Dyck & Peschke, 1995] .....	95
Abbildung 37: Der Wasserstand [Dyck & Peschke, 1995] .....	95
Abbildung 38: Räumliche Geschwindigkeitsverteilung [Dyck & Peschke, 1995] .....	96

Abbildung 39: Einteilung eines Messquerschnitts [Dyck & Peschke, 1995].....	97
Abbildung 40: Flusslauf des Lechs [BMLFUW, 2009].....	99
Abbildung 41: Mittlere Geschwindigkeitsverteilung über den Querschnitt, Messstelle 201087 .....	103
Abbildung 42: Ersatzquerschnitt, Messstelle 201087 .....	104
Abbildung 43: Flusslauf des Inns in Tirol [BMLFUW, 2009].....	106
Abbildung 44: Mittlere Geschwindigkeitsverteilung über den Querschnitt, Messstelle 201525 .....	109
Abbildung 45: Ersatzquerschnitt, Messstelle 201525 .....	110
Abbildung 46: Flusslauf der Enns in der Steiermark [BMLFUW, 2009].....	112
Abbildung 47: Mittlere Geschwindigkeitsverteilung über den Querschnitt, Messstelle 210799 .....	115
Abbildung 48: Verlauf der Flusssohle bei Messstelle 210799.....	115
Abbildung 49: Ersatzquerschnitt, Messstelle 210799 .....	116
Abbildung 50: Kräfteplan für OWG-STKW Befestigungsberechnung .....	119

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Übersicht über die einzelnen Leistungen des Energy-Ship Prozesses .....	20
Tabelle 2: Erzielte Leistungen und Wirkungsgrade der H <sub>2</sub> -Verstromung .....	30
Tabelle 3: Erzielte Leistungen und Wirkungsgrade der H <sub>2</sub> -Verwertung im Wärmesektor..	33
Tabelle 4: Erzielte Leistungen und Wirkungsgrade der H <sub>2</sub> -Verwertung im konventionellen Mobilitätssektor .....	36
Tabelle 5: Wirkungsgrade und Leistungen bei H <sub>2</sub> -Verwertung im E-Mobilitätssektor.....	37
Tabelle 6: Gesamtwirkungsgrade der Wasserstoffwirtschaft .....	39
Tabelle 7: Stoffströme der Methanisierung bei H <sub>2</sub> - und O <sub>2</sub> -Speicherung .....	44
Tabelle 8: Stoffströme der Methanisierung bei H <sub>2</sub> -Speicherung .....	44
Tabelle 9: Spezifischer Brennstoffenergiebedarf der Rauchgaswäsche .....	45
Tabelle 10: Spezifischer Brennstoffenergieaufwand der CO <sub>2</sub> -Verdichtung .....	46
Tabelle 11: Spezifischer Brennstoffenergieaufwand der CH <sub>4</sub> -Verdichtung auf 80 bar .....	46
Tabelle 12: Übersicht der jeweiligen Sekundärleistungen je CO <sub>2</sub> -Abscheidemethode.....	47
Tabelle 13: Zu erwartende Leistungen und Wirkungsgarde der Methanherstellung .....	48
Tabelle 14: Übersicht der Nettoleistungen und Wirkungsgrade der Methansynthese .....	49
Tabelle 15: Übersicht der spezifischen Brennstoffenergieaufwände für CO <sub>2</sub> -Wäschen....	53
Tabelle 16: Erzielte Leistungen und Wirkungsgrade der CH <sub>4</sub> -Verstromung.....	61
Tabelle 17: Erzielte Leistungen und Wirkungsgrade der CH <sub>4</sub> -Verwertung für die explizierte und implizierte Wärmebereitstellung .....	63
Tabelle 18: Erzielte Leistungen und Wirkungsgrade der CH <sub>4</sub> -Verwertung im konventionellen Mobilitätssektor .....	65
Tabelle 19: Wirkungsgrade und Leistungen der CH <sub>4</sub> -Verwertung im E-Mobilitätssektor...66	
Tabelle 20: Übersicht über die erreichten Wirkungsgrade in der Methanwirtschaft .....	68
Tabelle 21: Stoffströme der Methanolisierung bei H <sub>2</sub> - und O <sub>2</sub> -Speicherung .....	74
Tabelle 22: Stoffströme der Methanolisierung bei H <sub>2</sub> -Speicherung .....	75
Tabelle 23: Spezifischer Brennstoffenergieaufwand der Rauchgaswäsche.....	76
Tabelle 24: Spezifischer Brennstoffenergieaufwand CO <sub>2</sub> -Verdichtung .....	76
Tabelle 25: Übersicht der Sekundärleistungen für Fall 1 und Fall 2.....	77
Tabelle 26: Wirkungsgrade der Methanolherstellung je CO <sub>2</sub> -Abscheidungsmethode .....	78
Tabelle 27: Übersicht der Nettoleistungen und Wirkungsgrade der Methanolsynthese ....	78
Tabelle 28: Zu erwartende Leistungen und Wirkungsgrade der CH <sub>3</sub> OH-Verstromung .....	81
Tabelle 29: Erzielbare Leistungen und Wirkungsgrade der CH <sub>3</sub> OH-Verwertung für explizite und implizite Wärmebereitstellung .....	83
Tabelle 30: Zu erwartende Leistungen und Wirkungsgrade der Methanolverwertung im konventionellen Mobilitätssektor .....	85
Tabelle 31: Wirkungsgrade und Leistungen bei CH <sub>3</sub> OH-Verwertung im E-Mobilitätssektor .....	85
Tabelle 32: Übersicht über die erreichten Wirkungsgrade in der Methanolwirtschaft.....	87
Tabelle 33: Gesamtwirkungsgrade der Energiewirtschaften in den Energiesektoren .....	91
Tabelle 34: Beispielhafte Geschwindigkeitsverteilung über einen Messquerschnitt.....	97
Tabelle 35: Übersicht der möglichen Jahresarbeitsvermögen, Lechaschau .....	102
Tabelle 36: Tagesaktuelle Wasserstände für 201087 [Hydrographischer Dienst, 2011].	105
Tabelle 37: Tagesaktuelle Abflüsse für 201087 [Hydrographischer Dienst, 2011].....	105
Tabelle 38: Übersicht der möglichen Jahresarbeitsvermögen, Innsbruck.....	108

Tabelle 39: Tagesaktuelle Wasserstände für 201525 [Hydrographischer Dienst, 2011].	111
Tabelle 40: Tagesaktuelle Abflüsse für 201525 [Hydrographischer Dienst, 2011].....	111
Tabelle 41: Übersicht der möglichen Jahresarbeitsvermögen, Liezen.....	114
Tabelle 42: Tagesaktuelle Wasserstände für 210799 [Hydrographischer Dienst, 2011].	117
Tabelle 43: Tagesaktuelle Abflüsse für 210799 [Hydrographischer Dienst, 2011].....	117