



fachhochschule
university of applied sciences
stralsund



energie – symposium

symposium

6. – 8. 11. 2008

Nutzung regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik

**NUTZUNG
REGENERATIVER
ENERGIEQUELLEN
UND
WASSERSTOFF-
TECHNIK
2008**

Thomas Luschtinetz und Jochen Lehmann (Hrsg.)

15. Symposium
Nutzung Regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik

Stralsund, 6. - 8. November 2008

Veranstalter: Fachhochschule Stralsund
Wasserstofftechnologie-Initiative M-V e.V.

Herausgeber: Prof. Dr.-Ing. Thomas Luschtinetz Thomas.Luschtinetz@fh-stralsund.de
Prof. em. Dr. rer. nat. Jochen Lehmann Jochen.Lehmann@fh-stralsund.de

© 2008 by: Fachhochschule Stralsund
Alle Rechte vorbehalten

Printed in Germany by:
Fachhochschule Stralsund, ZV

ISBN 3-9809953-8-0

Komitee der Konferenz:

Roberto Dante, Mexiko-City; Jürgen Garcke, Ulm; Viktor Hacker
Graz; Wladyslaw Nowak, Szczecin; Erico Spinadel, Buenos
Aires; Reinhold Wurster, Ottobrunn; sowie Matthias Ahlhaus,
Jochen Lehmann und Thomas Luschtinetz, Stralsund

Kontakt:

Fachhochschule Stralsund
Fachbereich Elektrotechnik und Informatik
Frau Noster
Zur Schwedenschanze 15
D-18435 Stralsund
Tel./Fax: 03831 / 45 67 13 / ...687
E-mail: Iona.Noster@fh-stralsund.de

Inhaltsverzeichnis	Seite
Vorwort	5
<i>Torsten Brinkmann, Wulf Clemens, Andreas Dengel, Björn Hoting</i> Grubengasaufbereitung mittels Membrantechnik	6
<i>Fritz Crotogino, Sabine Huebner</i> Energy storage in salt caverns/ developments and concrete projects For adiabatic compressed air and for hydrogen storage	15
<i>Jacek Eliaz, Krzysztof Rychlik</i> Anwendung einer ORC-Kraftanlage im Bereich eines hybriden Wind-Wasserstoff-Kraftwerkes	28
<i>Jacek Eliaz, Krzysztof Źmujdzin</i> Ausgewählte Aspekte einer Lebenszyklusanalyse eines hybriden Wind-Wasserstoff-Kraftwerkes	33
<i>Alejandro. J. Gesino, Cesar A. Quintero Marrone, Reinhard Mackensen, Martin Wolff, Bernhard Lange, Kurt Rohrig</i> Wind Farm Cluster Management System	38
<i>Bodo Groß</i> Ergebnisse des Feldtests einer Scheitholzkessel-Stirling-Kombination	43
<i>Bodo Groß</i> NANOSTIR – Optimisation of solid biofuel operated Stirling CHP units by means of nano technological coatings	54
<i>Matthias Hinz, Ortrud Luschtinetz, Jochen Lehmann</i> Grundlagenuntersuchungen zum Langzeit-/Schadensverhalten großer PEM-Stacks (September 2005- Oktober 2007)	56
<i>Tobias Kampet</i> Das HyFLEET:CUTE-Projekt: Ergebnisse aus dem größten Wasserstoffbusprojekt der Welt	57
<i>Michael Klamp</i> Vergleich neuer Distributionsketten für Biogas und Erdgas	61
<i>Björn Loges, Albert Boddien, Henrik Junge, Matthias Beller</i> Wasserstoffherzeugung aus Ameisensäure bei Raumtemperatur und dessen Nutzung in einer H ₂ /O ₂ -Brennstoffzelle	66
<i>Eduardo Mendieta</i> PE membranbes out of biological materials	69
<i>Andreas Miege, Jochen Lehmann, Thomas Luschtinetz, Christian Sponholz, Florencio Gamallo</i> Offshore Windenergie beeinflusst Erzeugung, Netz und Verbrauch	73
<i>Reinhard Müller, Axel Rackwitz</i> Vergleichsuntersuchungen an feststehenden und auf verschiedene Art und Weise nachgeführten PV-Systemen	79
<i>Michael Nelles, Dirk Banemann, Nils Engler, Andrea Schüch</i> Energetische Verwertung von Biomasse – Rahmenbedingungen, Stand und Perspektiven	88
<i>Rupert Nieberle, Axel Simroth</i> Bereitstellungsnetze – eine neue Analysemethode zum optimierten Einsatz regenerativer Energien	94
<i>Władysław Nowak, Aleksandra Borsukiewicz-Gozdur, Aleksander A. Stachel</i> Steam - Vapour Hybrid power plant supplied with biomass and low temperature waste heat	99

<i>Eberhard Oettel</i>	106
Chancen für den Mittelstand und die Regionen durch die Verbindung erneuerbarer Energiequellen mit Brennstoffzellen heimischer Produktion (Opportunities for Small and Medium Sized Enterprises and the Regions by Linking Renewable Energy Sources with Nationally Made Fuel Cells)	
<i>Detlef Ohms, G. Schädlich</i>	112
Akkumulatoren - Stand der Technik und Perspektiven	
<i>Jana Peters</i>	117
Vergleiche verschiedener Energiefruchtfolgen in M-V unter ökonomischen und ökologischen Gesichtspunkten	
<i>Mathias Schlegel, Gunnar Mann, Rhena Schumann, Norbert Kanswohl, Denny Wiedow</i>	122
Algen in der Biogasreinigung	
<i>Matthias Schreiber, Hans Joachim Krautz, Reinhard Müller</i>	127
Entwicklung einer Software zur verfahrenstechnischen Auslegung von Bioverbundstandorten	
<i>Klaus Stolzenburg, Jörg Linnemann, Robert Steinberger-Wilckens, Luis Vera Tudela, Hans-Peter Waldl, Matthias Lange, Heike Kröger, Sebastian Styrnol, Ulrike Ziebell, Detlev Heinemann, Hans-Gerhard Holtorf, Mauricio Rojas la Rotta, Andreas Ballhausen, Ewald Heyen</i>	133
HyWindBalance - Ergebnisse des Oldenburger Wind-Wasserstoff-Projekts	
<i>Sukruedee Sukchai, A.Pongtornkulpanich</i>	143
Prospects of Combined Concentrating Solar Power Plant Technologies and Solar Cooling Applications in Thailand	
<i>Leonard Vasiliev</i>	148
The way to increase the efficiency of new power sources	
<i>Michael Wenske</i>	159
Wasserstoff – Herstellung per Elektrolyse	
<i>Peter Wickboldt</i>	175
Nutzung geothermischer Ressourcen zur Abdeckung des Wärme- und Kältebedarfs moderner Gebäude - Erfahrungsbericht über den Betrieb der Universitätsbibliothek der Universität Rostock	
<i>Hans-Joachim Winkel, M. Paschen, Mario Jensch</i>	179
Schalenkreuzanemometer - was misst man bei Schräganströmung?	
<i>Alrik Wulf, Wendelin Wichtmann, Mirko Barz, Matthias Ahlhaus</i>	187
Energy Biomass from rewetted peatlands for combined heat and power generation	
<i>Michał Zeńczak</i>	195
Electric and magnetic fields near wind power farms	
<i>Wojciech Zeńczak</i>	200
Ökologische Aspekte der Wahl von Lösungen der energetischen Systeme von Fischkulturen	
<i>MET Motoren- und Energietechnik GmbH Rostock –</i>	206
Ein Innovationsunternehmen im Bereich der Produkt- und Technologieentwicklung	
<i>EWET</i>	208
GA-Kooperationsnetzwerk Energiewirtschaft/Energietechnologie des Landes Brandenburg	
<i>IMU</i>	209
Hydro mobile, Entwicklungsnetzwerk, Brennstoffapplikationen	

Vorwort

1993 fand die erste Stralsunder Konferenz zur Nutzung von regenerativen Energiequellen und Energiewasserstoff statt. Seitdem treffen sich alljährlich in der zweiten Hälfte der ersten Novemberwoche die Fachleute aus Hochschulen und Instituten, aus Wirtschaft und Verwaltung zum Erfahrungsaustausch, sie vollziehen Technologietransfer und machen ihn erlebbar. Im Einklang mit der energiewirtschaftlichen Entwicklung stehend, hat sich das Symposium im deutschsprachigen Raum zu einer Institution entwickelt. Stralsund sei zu einer Marke geworden, so drückte es der Nestor der deutschen Wasserstoffenergie-technik, Prof. Carl-Jochen Winter, aus. 2001 war die Fachhochschule Stralsund sogar Gastgeber der Weltkonferenz Hypothesis IV. Die Liste der Vortragenden über die Jahre liest sich wie ein „Who is who“ des Fachgebiets.

In dieser Tradition findet diesmal das bereits 15. Symposium statt. Wir begehen ein kleines Jubiläum, das verdeutlicht, dass eine inzwischen mächtig gewordene Entwicklung frühzeitig erkannt worden war und von Bildungs- und Weiterbildungsangeboten flankiert und - wie wir meinen - befördert werden konnte.

Wenn an dieser Stelle Zahlen als Beleg nötig sein sollten, dann vielleicht diese: Kostete Ende der 60er Jahre das Rohöl 3\$/Barrel, so erschütterten 17\$/Barrel Mitte der 70er die Weltwirtschaft ("Ölkrise"); mittlerweile müssen wir uns an 3stellige Preise gewöhnen (H. Schöne, Tagungsband 14. REGWA, 2007, 108-114). 2006 erreichte der Windstromanteil 35 % am Stromverbrauch in Mecklenburg-Vorpommern, die ersten drei Off-shore-Windparks vor der Küste werden den Anteil mehr als verdoppeln. Zur Entlastung der Netze wird durch die Herstellung von Wasserstoff zu einer unumgänglichen Option, Wasserstoff als Speichermedium für regenerativen Strom, als Kraftstoff für Brennstoffzellenfahrzeuge, Gasmotore und Turbinen, als Rohstoff für die Produktion von Biofuel der zweiten Generation und als Komponente zur Herstellung von Kohlenwasserstoffen aus dem CO₂ konventioneller Kraftwerke. Den regelmäßigen Teilnehmern unseres Symposiums sind diese Technologien bekannt, aktuell lesenswert zusammengefasst findet man sie von einer Gruppe der TU Braunschweig (Energiewirtschaft 107(2008)19, 64-69).

Nicht vergessen werden darf in dieser fast zu einer Bilanz geratenden Beschreibung des Stralsunder Energiesymposiums die regelmäßige Beteiligung der Fachkollegen der TU Szczecin. Ihr hauptsächliches Thema ist das fortschrittliche Wärmemanagement, häufig in Zusammenhang mit Geothermie. Neben den Erfahrungen und den Ergebnissen aus der mehr als 13jährigen Mitarbeit der Fachhochschule am Bundesprogramm Solarthermie 2000 / 2000plus steuern sie das Gebiet Wärme bei. Und diese birgt mit ihrem etwa 50%igen Anteil an der Energiewirtschaft bei uns das vermutlich größte Einsparpotential, ohne dessen Aktivierung die energiepolitischen Ziele in Europa nicht erreicht werden können.

Eine Tagung lebt von ihren Teilnehmern, von den Vortragenden und den Sponsoren. Ihnen allen herzlichen Dank für ihre Treue und Mitwirkung!

Wünschen wir uns zum 15.Symposium ein interessantes Programm, intensive Diskussionen und spannende Projektideen!

Jochen Lehmann

Thomas Luschtinetz

„Grubengasaufbereitung mittels Membrantechnik“

T. Brinkmann¹, W. Clemens², A. Dengel³, B. Hoting⁴

¹GKSS-Forschungszentrum Geesthacht GmbH, Max-Planck-Straße 1, D-21502 Geesthacht

²OTS Ingenieurgesellschaft mbH, Lessingstraße 28, D-66121 Saarbrücken

³Evonik New Energies GmbH, St. Johannerstr. 101, D-66115 Saarbrücken

⁴Borsig Membrane Technology GmbH, Egelstraße 21, D-13507 Berlin

Schlüsselwörter: Grubengas, Methananreicherung, Membrane, SOFC- Brennstoffzelle, dezentrale Nutzenergieerzeugung

Zusammenfassung

Die Evonik New Energies GmbH führt gemeinsam mit den Partnern GKSS-Forschungszentrum Geesthacht (GKSS) und der OTS Ingenieurgesellschaft mbH (OTS) sowie dem Verbundpartner Borsig Membrane Technology GmbH das vom BMWT geförderte Verbundvorhaben „Aufbereitung von Grubengas mit niedrigen Methangehalten zur Nutzung in Hochtemperaturbrennstoffzellen“ durch.

1. Einleitung

Eine zukunftsweisende Technologie für eine umweltfreundliche und wirtschaftliche Aufbereitung von Schwachgasen stellt das Verfahren der Methananreicherung mittels Membrantechnik dar. Dieses Verfahren zeichnet sich durch einen sehr geringen Energieverbrauch gegenüber den alternativen Trennmethode aus.

Die Gaspermeationstechnologie erwirtschaftet ohne Zufuhr von thermischer Energie gute Trennergebnisse und ist somit ein umweltfreundliches Verfahren. Im Unterschied zur Druckwechseladsorption ist die Gaspermeation ein kontinuierliches Verfahren, das sich durch einen wesentlichen einfacheren Anlagenaufbau auszeichnet. Die Evonik New Energies GmbH ist im Besitz des saarländischen Grubengasnetzes. Bei der Steinkohleförderung fallen größere Mengen an Grubengas an, dessen wesentlicher Bestandteil Methan ist und das damit einen nutzbaren Brennstoff darstellt. Je nach Wetterlage variieren die Zusammensetzungen und der Austrittsstrom des Gases so stark, dass die Förderung bei der Unterschreitung einer kritischen Methankonzentration im Grubengas erliegen kann.

Das Ziel des Vorhabens ist, mit einer modular installierten Grubengasanreicherungsanlage, Grubengas, das soviel Methan enthält, dass es gerade gefördert werden darf (> 25Vol.-%), auf einen Methangehalt zu bringen, der es erlaubt, das Gas in Brennstoffzellen oder Gasmotoren zu verwenden (> 30Vol.-%).

2. Das saarländische Grubengasnetz

Die Evonik New Energies GmbH betreibt das saarländische Grubengasnetz. Mittels 11 Grubengasabsaug- und Verdichterstationen wird das Grubengas in das Verbundnetz eingespeist. Das Grubengasnetz erstreckt sich über eine Länge von 110 km vom östlichen Teil des Saarlandes bis nach Frankreich und verbindet Absauganlagen mit Verbrauchern wie einigen EEG- Anlagen und Dritten.

In der folgenden Tabelle ist die Zusammensetzung des Gases mit den Variationsgrenzen aufgezeigt:

CH ₄	30 – 90 Vol.-%
N ₂	3 – 55 Vol.-%
O ₂	0,1 – 10 Vol.-%
CO ₂	2 – 8 Vol.-%
CO	2 – 300 ppm
C _x H _x	0,3 – 1 Vol.-%

Tabelle 1 Zusammensetzung und Schwankungsbreite des saarländischen Grubengases [1]

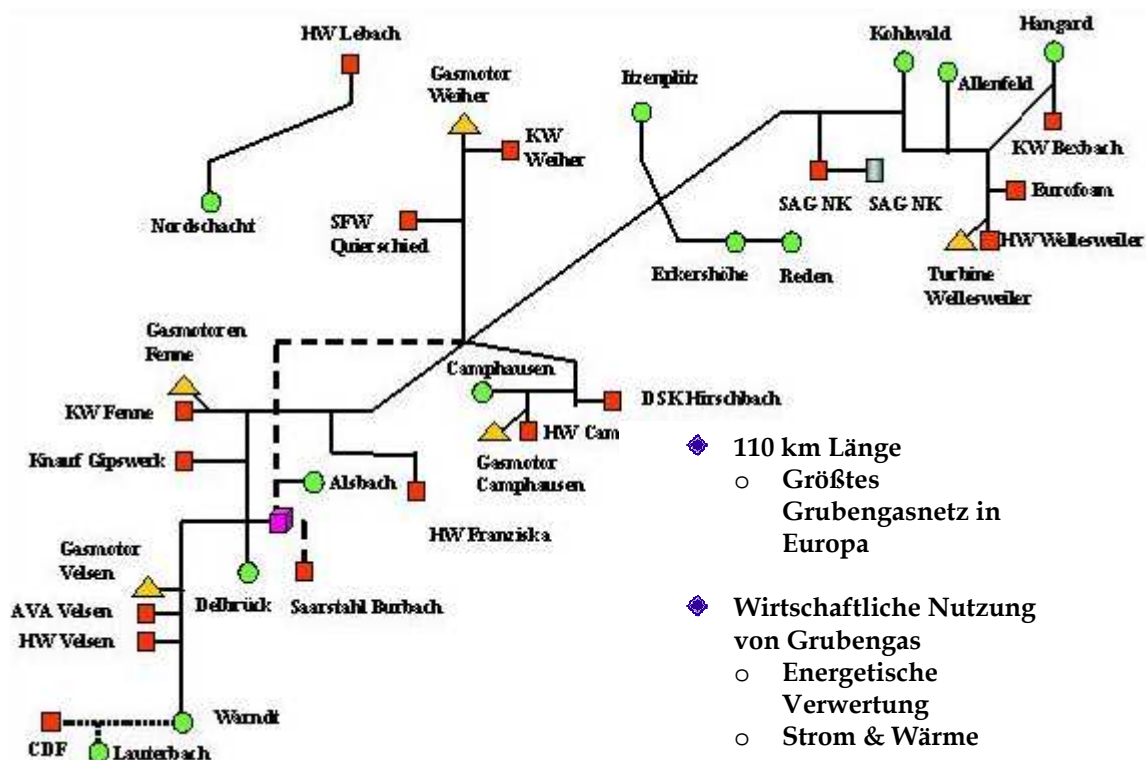


Abbildung 1 Saarländisches Grubengasnetz [1]

Die für das Saarland geltenden Richtlinien besagen, dass der Sauerstoffanteil kleiner als 6 Vol.-% sein muss, damit die Förderung im gesamten Methankonzentrationsbereich stattfinden kann. Bei Sauerstoffkonzentrationen über 6 Vol.-% darf nur mit Methangehalten über 25 Vol.-% verdichtet werden. Eine Saugung mit Methangehalten größer 22 Vol.-% ist möglich. [2]

Die in diesem Vorhaben benutzte Grubengasabsauganlage befindet sich in Saarbrücken-Burbach direkt am Alsbachschaft. Bis in die sechziger Jahre wurde an diesem Standort aktiver Bergbau betrieben. Nach der Minenstilllegung wurde eine Grubengasabsauganlage installiert, um das im Stollen anfallende Grubengas abzusaugen und energetisch zu verwerten. Die folgende Abbildung 2 zeigt den Verlauf der Sauerstoff- und Methankonzentrationen in einem Zeitraum von 60 Tagen am Alsbachschaft auf.

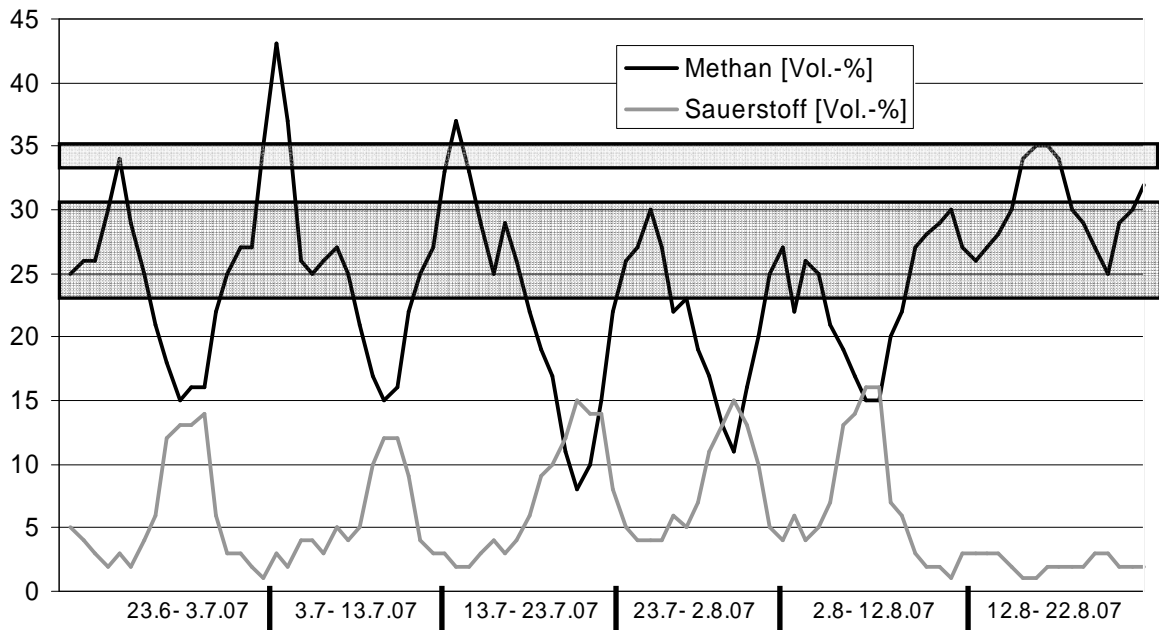


Abbildung 2 Konzentrationsmessungen am Schacht Alsbach

Die Methananteile im Grubengasbetrieb betragen hier zwischen 22,5Vol.-% und 43Vol.-%. Statistisch gesehen befinden sich die am häufigsten auftretenden Konzentrationen im Bereich zwischen 22,5Vol.-% und 32Vol.-% CH_4 . Ein Unterschreiten des CH_4 - Anteils von 22,5Vol.-% führt zur Abschaltung der Anlage.

3. Projektbeschreibung und Grundlagen

Das Ziel des Vorhabens ist es, auf der Basis der Membrantechnologie eine geeignete Anlagentechnik zur Methananreicherung im Grubengas bereitzustellen. Somit lassen sich Grubengasströme erzeugen, welche durch das Aufkonzentrieren Verwendung in Gasmotoren oder Brennstoffzellen finden können ($> 30\text{Vol.-% CH}_4$).

Neben der Evonik New Energies GmbH als Gesamtleiter des Projekts sind an diesem Vorhaben die OTS Ingenieurgesellschaft mbH und das GKSS-Forschungszentrum Geesthacht GmbH beteiligt. Das Unternehmen Borsig Membrane Technology GmbH ist Verbundpartner in dem vom BMWT unter dem Förderkennzeichen 0327733A unterstützten Vorhaben.

Auf der Basis von Technikumsversuchen und der Auswertung von Versuchsergebnissen einer ersten $90 \text{ Nm}^3/\text{h}$ - Pilotanlage wurde eine Membrananlage mit einer Kapazität von $1000 \text{ Nm}^3/\text{h}$ konzipiert und neben der Grubengasabsaug- und Verdichteranlage installiert.

Die Aufkonzentrierung der Methangehalte im Grubengas wird durch die in der Membrananlage installierten Module erreicht.

Eine Membran lässt sich als eine selektive Barriere zwischen zwei Phasen unterschiedlicher Konzentrationen definieren. Wird über die Membran eine Druckdifferenz angelegt, ist es aufgrund dieser Funktionweise möglich, einen zugeführten Gasstrom (Feedstrom) in einen

Retentat- sowie Permeatstrom aufzutrennen, wobei die besser permeierende Komponente bevorzugt durch die Membran hindurch tritt und im Permeatstrom angereichert wird. Im Retentatstrom findet eine Aufkonzentrierung der zurückgehaltenen Komponente statt (siehe Abbildung 3) [3]. Die Triebkraft für den Stofftransport der einzelnen Gaskomponenten durch die Membran für die hier betrachteten niedrigen Absolutdrücke ist die sich über die Membran ergebende Partialdruckdifferenz für die jeweilige Komponente.

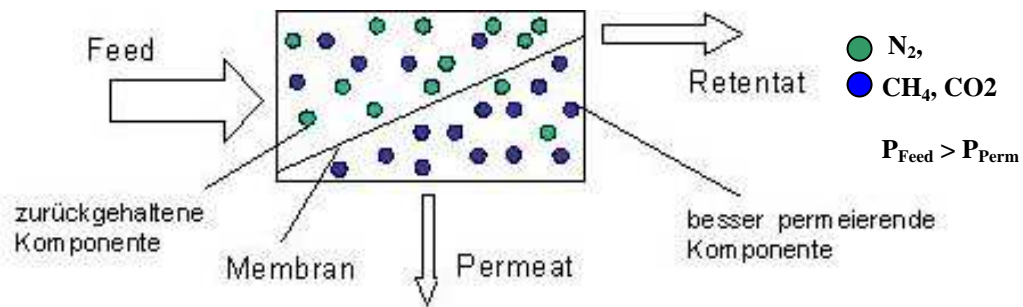


Abbildung 3 Arbeitsweise der Membran in der Gaspermeation

Wichtige Effizienzkriterien sind die Methananreicherung (dC) im Permeat bezogen auf den Gehalt im Grubengaseingang (Feed) sowie die Ausbeute (η).

Die Methananreicherung dC wird wie folgt berechnet:

$$dC(\text{Methan}) = \text{Permeatkonzentration}(\text{CH}_4) - \text{Feedkonzentration}(\text{CH}_4)$$

Die Ausbeute errechnet sich aus der Division der Stoffmengenströme einer Komponente i (hier CH₄) im Permeat und im Grubengaseingang.

$$\eta = \frac{\dot{n}_{\text{CH}_4, \text{Per}}}{\dot{n}_{\text{CH}_4, \text{F}}} = \frac{\dot{V}_{\text{Per}} \cdot x_{\text{Per}, \text{CH}_4}}{\dot{V}_{\text{F}} \cdot x_{\text{F}, \text{CH}_4}} \quad (x_{\text{CH}_4} = \text{Volumenanteil CH}_4)$$

4. Versuchsanlage

Die Grubengasabsaugung erfolgt am Schacht mittels zwei Saugern. Das abgesaugte Grubengas wird über eine unterirdische Gasleitung in die Kompressorhalle geleitet. Nach erfolgter Verdichtung (zwei Aggregate) gelangt das Grubengas in den Gastrockner und wird bis zu einer erlaubten Restfeuchte getrocknet. Anschließend erfolgt die Einspeisung des Grubengases in das Grubengasnetz.

Unmittelbar nach der Gastrocknung erfolgt die geregelte Abzweigung eines Grubengasteilstroms, welcher in die modular errichtete Demonstrationsanlage führt. Aus dem Feedstrom resultieren nach der Membranbehandlung der Retentatstrom und der Permeatstrom.

Die Anordnung der Konzentrationsmessungen bzgl. der Zusammensetzung des Retentat- und Permeatstroms sowie der Mischung aus Permeat und nicht aufbereitendem Grubengas sind der Abbildung 4 zu entnehmen.

Gemessen werden in Retentat, Permeat und der Mischung aus Permeat und aufbereitendem Grubengas die Konzentrationen von CH₄ und CO₂, die Volumenströme, die Drücke sowie die Temperaturen. Aus diesen Größen können dann sämtliche Abhängigkeiten wie z.B. Anreicherung und Ausbeute berechnet werden.

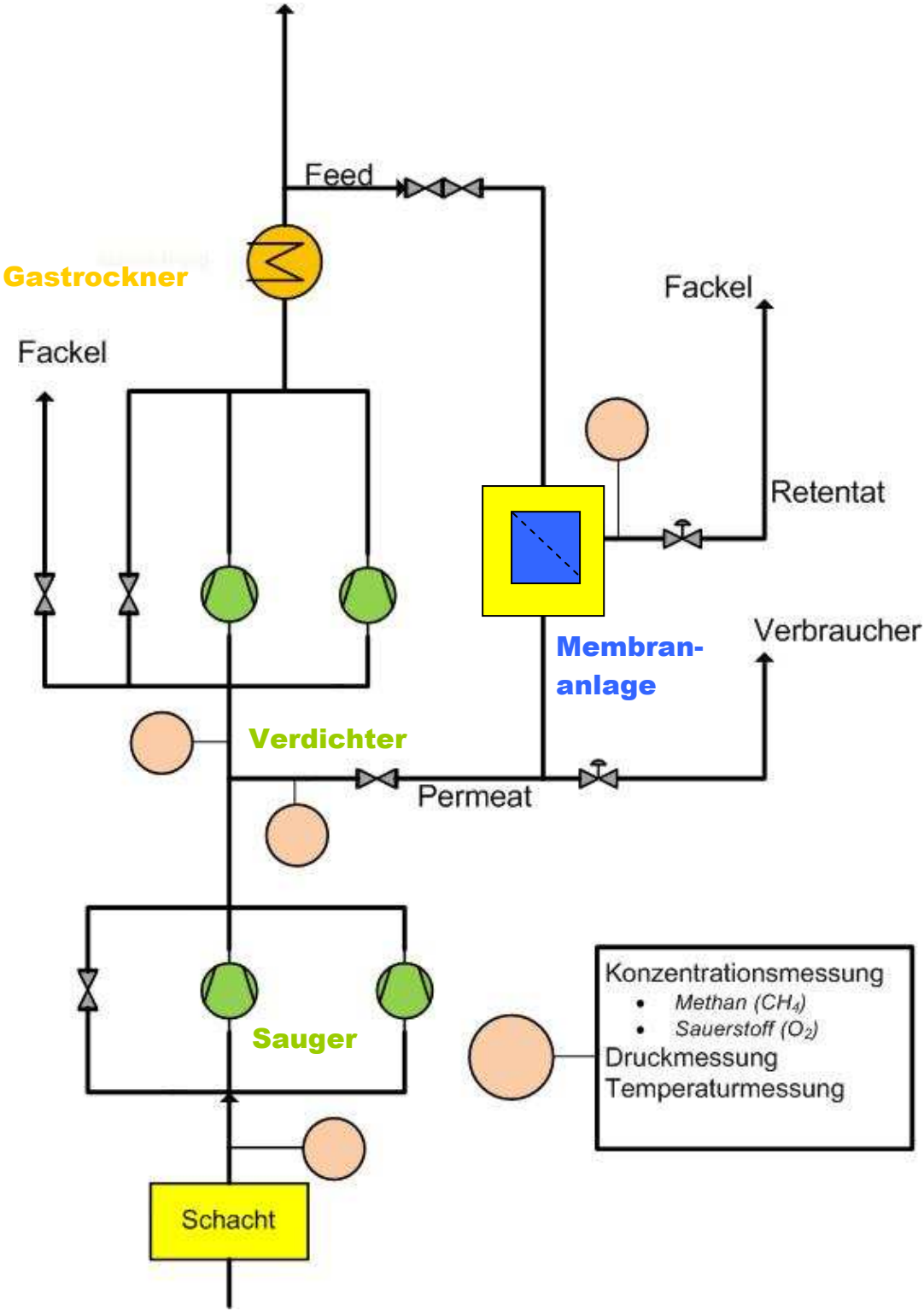


Abbildung 4 Vereinfachtes Schema der Anlage Alsbachschacht

Die CH_4 Konzentrationen der einzelnen Teilgasströme - Retentat-, Permeat- sowie Feedvolumenstrom - werden jeweils mit einem Wärmeleit-Gasanalysator des Typs Caldos 5G bestimmt. Der Gasanalysator Caldos nutzt die unterschiedlichen Wärmeleitfähigkeiten der Messgase. Durch einen Siliziumsensors ist eine schnelle Messung mit relativ hoher Langzeitstabilität ($<1\%$ der Messspanne pro Woche) realisiert. Eine Rekalibrierung erfolgt vor jeder neuen Messreihe. Die Querempfindlichkeit des Sensors zum CO_2 Gehalt wird durch eine unabhängige Simultanmessung des CO_2 Gehaltes mittels Messstellenumschaltung und abstimmbarem IR Analysator kompensiert.

Plausibilitätsmessungen erfolgen ebenfalls mittels Messstellenumschaltung durch einen Infrarot-Gasanalysator EL 1020. Dieser misst selektiv die Konzentration von gleichzeitig zwei Messkomponenten (CO_2 , CH_4).

Die Kalibrierung kann ohne Prüfgase durch eine eingebaute Kalibrierkuvette erfolgen. Das Gerät hat eine hohe Selektivität und ist langzeitstabil.

Mittels regelmäßiger Beprobung und anschließender gaschromatographischer Analyse (FID, WLD, Säulenschaltung) werden außerdem in regelmäßigen Abständen Vollanalysen der Teilgasströme durchgeführt.

Mit der so realisierten Verschaltung und Einbindung der Anlage in die Grubengasabsauge- und Verdichteranlage können nun mehrere Ziele verfolgt werden. Zum einen kann die Verfügbarkeit der Schachtabsaugung mit der Membrantechnik erhöht werden. Zum anderen kann das geförderte Grubengas soweit aufbereitet werden, dass es in Brennstoffzellen oder Motor- BHKWs eingesetzt werden kann.

Die realisierte Anlage lässt mehrere Betriebsweisen durch die unterschiedliche Verschaltung der beiden Membranstufen zu:



Abbildung 5 Demonstrationsanlage

- Betrieb nur einer Membranstufe
- Paralleler Betrieb zweier Membranstufen
- Serieller Betrieb von zwei Membranstufen, dabei erfolgt eine Behandlung des in der ersten Stufe entstandenen Retentats –vgl. folgende Abbildung 6.

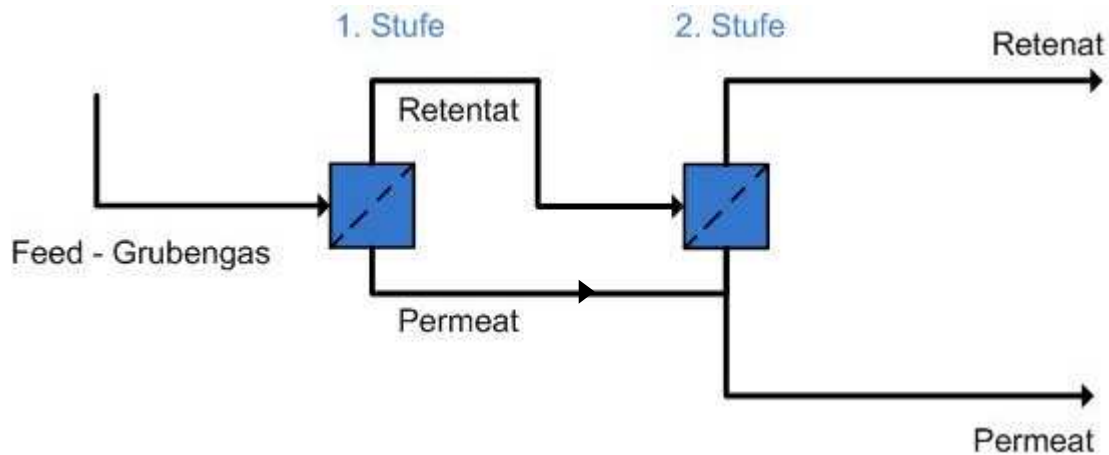


Abbildung 6 Serieller Betrieb der Membranmodule

Die Anlage kann mit Netzdruck, d.h. bis zu 6 bar und 1000 Nm³/h Feedvolumenstrom betrieben werden.

5. Vorversuche zur Auswahl der geeigneten Membrane für die Demonstrationsanlage

Um geeignete Membrantypen für die Demonstrationsanlage auszuwählen, wurden im Rahmen der Pilotversuche verschiedene von der GKSS-Forschungszentrum Geesthacht GmbH bereitgestellte Membranmodule mit unterschiedlichen Membranen untersucht.

Variiert wurden unter anderem die Dicke der selektiven Trennschicht der Membran, und damit die durch die Membran erzielten Transportarten sowie die pro Membranmodul installierte Membranfläche. Je dünner die selektive Trennschicht, desto größer sind die erzielten Permeationsraten. Die N₂-Permeanz der getesteten Membrane lag zwischen 1,1 und 1,8 Nm³/(m² h bar) und die N₂/O₂-Selektivitäten zwischen 1,95 bis 2.

In den Versuchen wurden als Betriebsparameter die transmembrane Druckdifferenz und die Eintrittskonzentrationen des Grubengases verändert.

In den Abbildungen 7 und 8 sind die Ergebnisse hinsichtlich Ausbeute und Methanaufkonzentrierung für eine Feedkonzentration von 28 Vol.-% CH₄ und Transmembrandrücken von 1 bis 3 bar dargestellt. In Abbildung 7 ist die schnelle Membran mit einer Fläche von 5 m² und in Abbildung 8 die langsamere Membran mit einer Fläche von 10 m² ausgewertet.

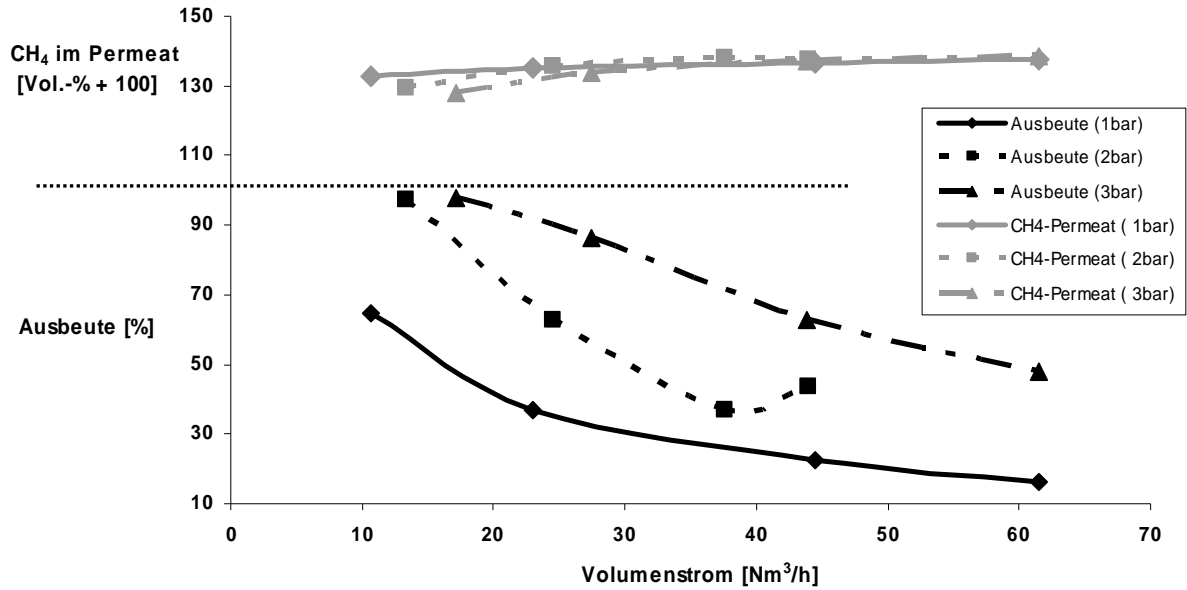


Abbildung 7 Ausbeute und Aufkonzentrierung eines Moduls bei 28,0% CH₄ und 5m² Membranfläche (schnelle Membran)

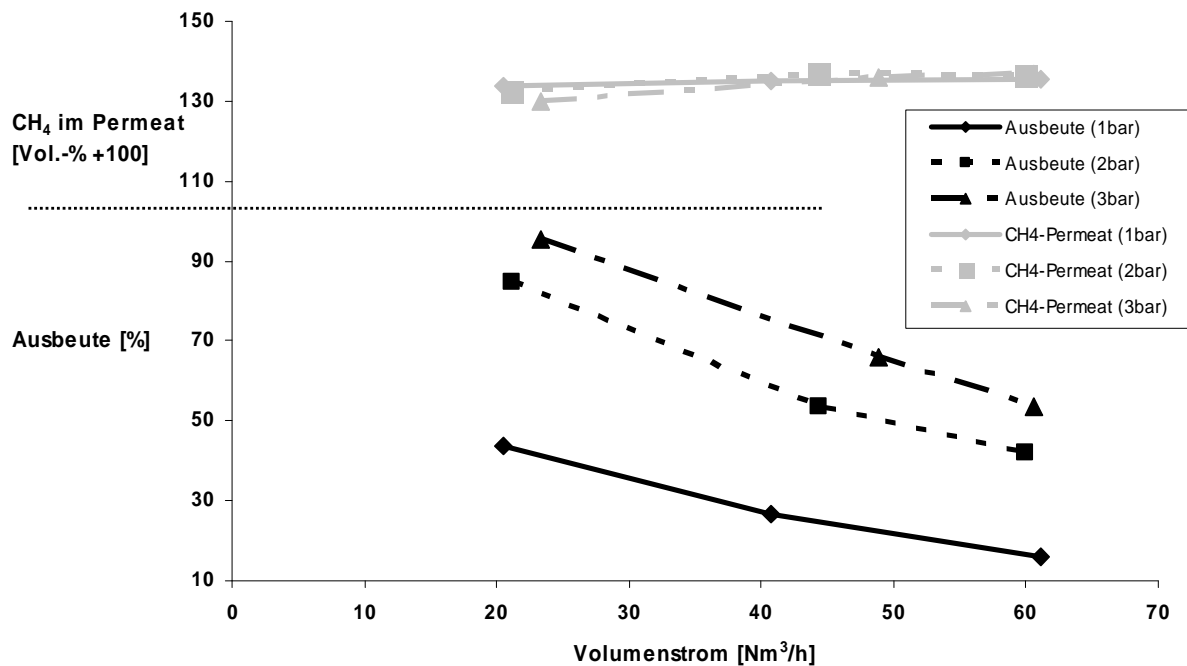


Abbildung 8 Ausbeute und Aufkonzentrierung eines Moduls bei 28,0% CH₄ und 10m² Membranfläche (langsame Membran)

Dabei ergaben sich folgende Ergebnisse:

Generell nimmt mit steigendem, auf die Fläche bezogenem Durchsatz die Ausbeute ab, da nur ein geringerer Anteil des im Feed enthaltenen Anteils an Methan über die Membran ins permeatseitige Produkt transportiert werden kann. Andererseits steigt -je geringer der tatsächliche über die Membran transportierte Anteil ist- für diesen aber die Reinheit an.

Durch eine Erhöhung des transmembranen Druckes lässt sich die Prozesseffizienz steigern, d.h. es werden höhere Ausbeuten bei gleichzeitig höherer Reinheit erzielt.

Beim Einsatz der Membrane mit dünnerer selektiver Trennschicht ist zum Erreichen der gleichen Trennleistung weniger Membranfläche bereit zu stellen, als bei den Membranen mit dickerer selektiver Trennschicht.

Bei niedrigeren Grubengaseingangskonzentrationen konnte kein signifikanter Unterschied zu den hier gezeigten Messergebnissen ausgemacht werden. Da aber nur Feedkonzentrationen von 24,5 Vol.-% CH₄ und 28,0 Vol.-% CH₄ untersucht wurden, ist diese Aussage zu relativieren.

Es lässt sich festhalten, dass vergleichbare Ergebnisse mit den beiden Moduln - 5 m² Arbeitsfläche, schnelle Membran und 10 m² Arbeitsfläche, langsame Membran - erzielt wurden. Da der Preis der Membrane sich im Wesentlichen aus der eingesetzten Fläche ergibt, werden die Membranmodule der Demonstrationsanlage mit schnellen Membranen ausgestattet.

6 Ausblick

Die Inbetriebnahme der Demonstrationsanlage ist für Herbst 2008 vorgesehen. Nach detaillierten Testläufen mit verschiedenen Verschaltungen und entsprechend unterschiedlich eingestellten Transmembrandrücken bei vorliegenden Methankonzentrationen im Feed soll die Anlage zum Jahreswechsel mit einer fest vorgesehenen Verschaltung in den temporären Dauerbetrieb gehen, um die Langzeitstabilität der Membranen sowie deren Funktionsweise festzustellen.

Parallel hierzu werden Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen erstellt, um Kostengrenzen für die Membranen zu ermitteln, innerhalb deren das Anreicherungsverfahren für Grubengas noch sinnvoll ist.

Quellen

1. Andreas Dengel, Bodo Groß, Klaus Kimmerle: Regionale Schwachgasnetze, BWK 57 (2005), Nr. 1/2 S. 57-60
2. DEKRA EXAM GmbH, Fachstelle für Explosionsschutz- Bergbau-Versuchsstrecke, Gutachtliche Stellungnahme, 16.7.2007
3. Thomas Melin, Robert Rautenbach: Membranverfahren, Grundlagen der Modul- und Anlagenauslegung, 3. aktualisierte und erweiterte Auflage, Springer-Verlag Berlin Heidelberg 2007

SOLUTION MINING RESEARCH INSTITUTE

105 Apple Valley Circle
Clarks Summit, PA 18411, USA

Telephone: +1 570-585-8092

Fax: +1 570-585-8091

www.solutionmining.org

**Technical
Conference
Paper**



**ENERGY STORAGE IN SALT CAVERNS /
DEVELOPMENTS AND CONCRETE PROJECTS
FOR ADIABATIC COMPRESSED AIR
AND FOR HYDROGEN STORAGE**

Fritz Crotogino + Sabine Huebner

KBB Underground Technologies GmbH, Hannover, Germany

SMRI Spring 2008 Technical Conference

28-29 April 2008

Porto, Portugal

0 Summary

Climate change, declining reserves of fossil fuels, and rising energy prices, are giving rise in countries like Germany and the United Kingdom to a rapid increase in investment in renewable energies – especially wind and solar power, and biofuel.

Wind power will dominate future power production. With a predicted share of over 15% in total power production in Germany in a few years time, wind power will require the development of additional energy storages at a grid scale; the aim is to compensate for short-term deviations in production forecasts at a scale of minutes and hours. The first part of this paper therefore concentrates on a new development: *adiabatic* Compressed Air Energy Storage (CAES) plants, which also store the compression heat of the compressed air and, thus, allow for a much higher efficiency comparable to that of pumped hydro plants. In Germany, two CAES projects are currently under development.

Because of their low energy density however, CAES plants will only be capable of balancing out power discrepancies over periods of hours, up to a few days at most. The second part of this paper therefore looks at the principles and current state of the art for the storage of hydrogen in salt caverns – the only option capable of providing balance power for much longer periods of time.

1 Introduction

Germany plans to boost the proportion of renewable energy sources supplying its electricity from a current level of 14 % up to 25 – 30 % by 2020. Most of this growth will be accounted for by wind power. This strategy is being pursued to reduce greenhouse gas emissions and because of the increase in price and shortages in the availability of fossil fuels. Other countries including Denmark, Great Britain and Spain are pursuing similar ambitious goals.

The increasing use of renewable energy sources – particularly weather-dependent wind power – as well as the liberalization of the electricity markets, the growth in electricity trading, and the need to replace numerous old power stations, shape a new set of rules for the operation and layout of power grids, the adjustment of other power generation facilities, as well as establishing an additional market for energy storages at a grid scale.

The demand for storages results from the fluctuating and non-demand-oriented generation of wind power, as well as the future concentration of wind farms in windy areas. These windy areas are usually not the regions with the highest electricity demand where conventional power plants were concentrated.

The current debate on storage to *balance out fluctuating wind power generation* largely concentrates on the *compressed air energy storage* option. A typical application is the provision of balance power to compensate for short-term fluctuations caused by inaccurate forecasts and is power trading. CAES plants are, however, less suitable for long-term applications such as compensating for calm weather periods: this is because of their low volumetric energy density.

The storage of electrical energy via the *electrolytic hydrogen generation, storage and conversion of gaseous hydrogen back into electrical power* boasts much higher energy densities. This storage option alone makes possible the long-term compensation of fluctuating wind power production and grid loads essential if wind farms in future are to be used in a planable way in the same way as conventional power plants. The much lower overall efficiency of the hydrogen option does not justify the immediate dismissal of this option as impractical.

2 Energy storage at a grid scale – demand and options

At any time during the day and night, there has to be a perfect balance in the electricity grid between consumption and production, because unlike gas grids, electricity grids only have very small storage capacities. Conventional power plants within a grid therefore have to permanently monitor the load (electricity demand at any given point in time).

Short term deviations as a result of forecasting errors or unplanned modifications in the load can be balanced out by adjusting the output of flexible gas turbine or storage power plants. As the importance of fluctuating wind power production grows, there will be analogous increases in demand for balance power: positive output during wind shortages and negative output during excess wind power generation.

The scale of the output involved ranges from several 100 Megawatts to a few Gigawatts: the time periods involved for generation or production is 15 minutes to around 12 to 24 hours. Pumped-hydro storage plants and adiabatic CAES power plants are the main options capable of satisfying storage needs for these outputs and volumes of power. Pumped-hydro storage power plants and adiabatic CAES power plants have good storage efficiencies of 70 to 80 %.

More lengthy fluctuations, and in particular, seasonal load fluctuations, are balanced out today by the storage of fossil and nuclear fuels. The increased use of wind power will not change this in the medium term, because the storage of fossil or nuclear fuels is unmatchably cheap compared to any form of storage for electrical energy. This means that shortages of wind power in the foreseeable future will be compensated for by the use of conventional fuels. Looking further ahead though, it is already clear that there is a long-term demand for the storage of much larger volumes of electrical power, and that this demand can no longer be covered by the storage of fossil fuels because of higher prices or shortages.

The increase in proportion of installed wind power capacity within the overall output of all types of power stations means that there will be longer periods of excess wind power generation during periods of low demand and strong winds. It will no longer be possible to compensate for such a situation by switching off medium-load power plants and throttling the generation of base load power plants. On the other side of the coin, there will always be longer periods with calm weather conditions and thus low wind power generation.

As prices for conventional fuels rise and prices for wind power drop, it will be cheaper in the medium term to store excess wind power and to feed the stored energy back into the grid again during periods of high load or low wind power generation.

The scale of the output required here is in the Gigawatt range because the time periods involved for withdrawal or production will be days or even weeks.

Hydrogen storages are the only option for the storage of energy at this scale. Main reason is the much higher volume related energy density of compressed hydrogen when compared to water in a pumped hydro pond or compressed air in a storage cavern. Disadvantage is the much lower overall efficiency of $\eta \leq 40\%$.

3 Compressed air energy power plants

3.1 Conventional concept

Unlike conventional gas turbine power plants, where up to 2/3 of the generated output is internally consumed for the compression of the combustion air, the turbine in a conventional CAES power plant has externally compressed air at its disposal. This has a number of significant advantages:

- 3 times the electrical output can be achieved for the consumption of the same amount of natural gas
- this reduces natural gas consumption and CO₂ emissions by 2/3

- The air can be compressed independently at times when cheap excess power is available by storing the compressed air in a cavern.

Figure 3-1 shows the functional layout of a conventional CAES power plant.

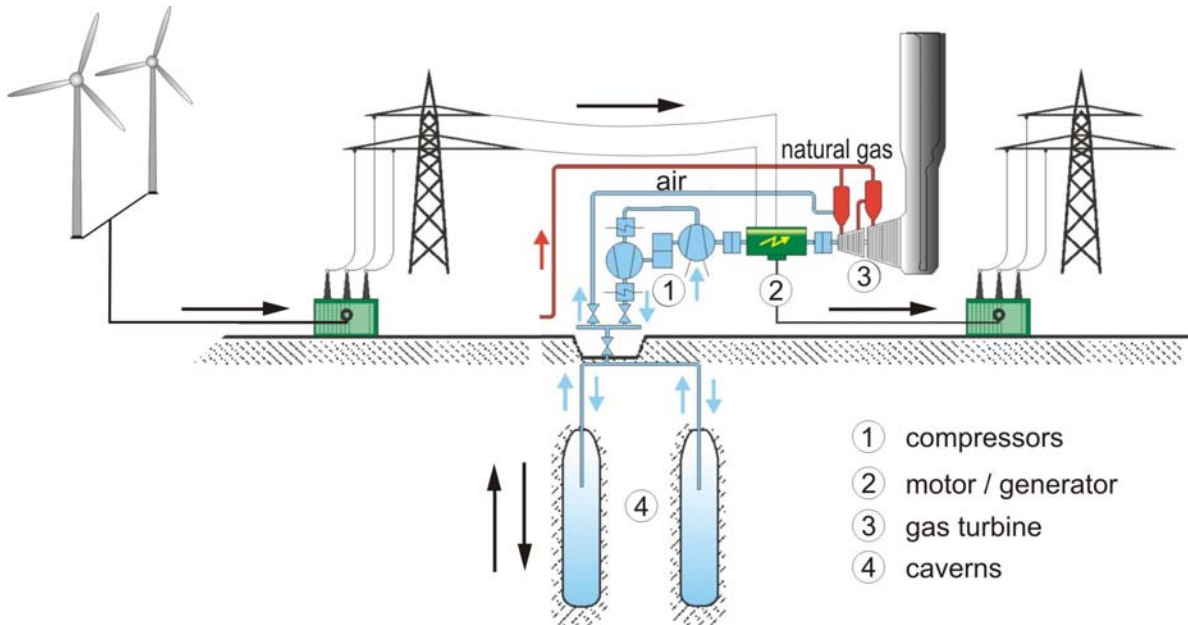


Fig. 3-1: Conventional Compressed Air Energy Storage plant linked to a wind farm

There are currently only 2 CAES power plants operating around the world: in Huntorf, Germany, and in McIntosh, Alabama/USA.

Table 3-1: Specifications of the two currently operating CAES power plants

	Huntorf	McIntosh
Air storage cavern(s)	2 * 150 000 m ³	1 * 540 000 m ³
Output power	320 MW * 2h	110 MW * 26h
Pressure	50 – 70 bar	45 – 76 bar
Efficiency	42% (no recuperator)	54% (recuperator)

The efficiency of conventional CAES power plants is 42 or 54% when recuperating the waste heat, and is therefore well below that of pumped-hydro power plants (70..80 %). This is because the compressed air has to be cooled down before it is injected into the caverns, and then the compressed air has to be warmed up again with the help of natural gas when it is released from the cavern.

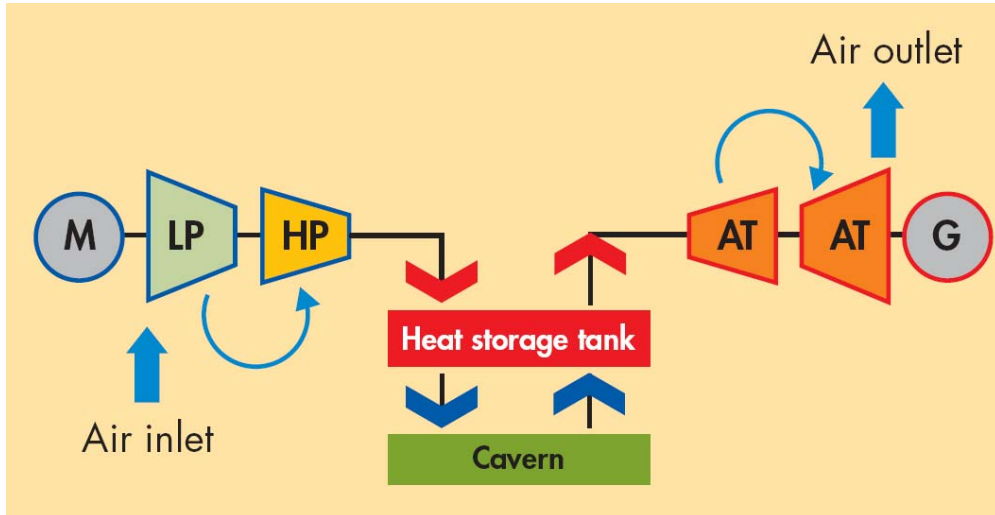
3.2 Adiabatic CAES power plant

Adiabatic CAES power plants not only store compressed air but also the heat generated during compression. The heat is stored in a separate thermal storage. During power generation the stored heat is used to warm up the compressed air before entering the expansion turbine. This dispenses with the need to use external natural gas to reheat the air. This new type of storage concept is the first way of creating real energy storage because conventional CAES power plants are probably better described as a gas turbine power plant with integral compressed air storage. The new concept was developed as part of the EU-funded *Advanced Adiabatic CAES* Project, and is forecast to achieve efficiencies of 70 %.

Almost all of the components of an adiabatic CAES power plant will have to be new developments – this involves new types of turbine, thermal storages and compressors. The main problems are associated with the extreme operating conditions: high temperatures of up to 600°C at

pressures of up to 100 bar, and very short start-up times, which are associated with fast changes in temperature.

Figure 3-2 is a block diagram of an adiabatic CAES power plant; Figure 3-3 shows the concept sketch of a thermal storage consisting of a pressure-resistant concrete shell and solid heat storage¹.



LP Low pressure compressor AT Air turbine M Motor
HP High pressure compressor G Generator

Fig. 3-2: Adiabatic Compressed Air Energy Storage plant²

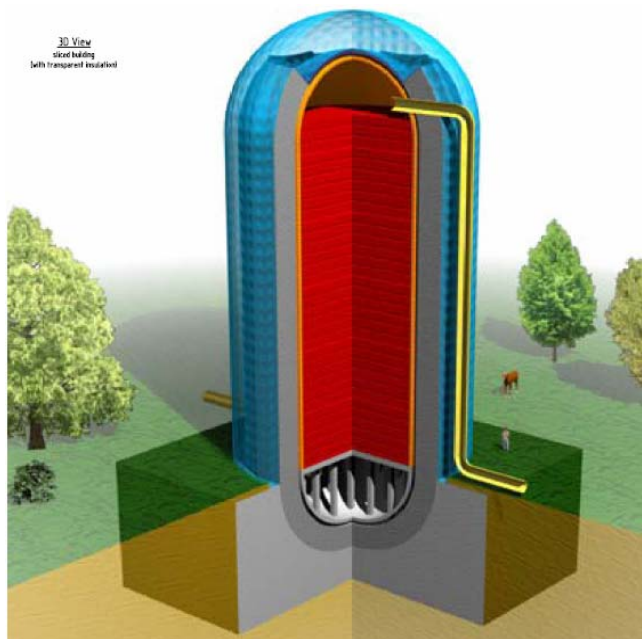


Fig. 3-3: High temperature heat storage for an Adiabatic Compressed Air Energy Storage plant

¹ St.Zunft, DLR: CAES for Integrating Renewable Energy in the Grid, Energieforum Life needs Power, Hannover Fair, 2007

² BINE Info – project info 05/07 Compressed Air Energy Storage plants

All of the stakeholders involved in Germany – power companies, manufacturers and policy makers – unanimously agree that adiabatic CAES power plants are the only conceivable future energy storages suitable for integrating fluctuating wind power within the power grid. Two of the four German transmission system operators (TSO) have already published their involvement in specific projects: EnBW plans to construct a power plant in the state of Lower Saxony; RWE Power and General Electric (GE) are currently doing a feasibility study as the basis for a development program aimed at the construction and operation of the first demonstration plant in 2012.

The geometrical volume of the compressed air cavern corresponds to that of a conventional natural gas cavern although the pressure range will tend to be much lower because of the much higher cyclic pressure frequency rate. The absolute pressure level will also be lower because the compressors, heat storages and turbines are forced to operate at pressures below 100 bar at this early stage of the technological development work, and because caverns have to be depressurized down to atmospheric pressure if repairs are required.

The parameters shown in the following table reveal that a volumetric energy storage density of some 2.4 kWh per cubic meter of cavern volume is achieved. Scaled up to a typical cavern with a volume of 500,000 m³ or even a major cavern field³ with an assumed volume of 8 million m³, this gives an energy storage capacity of 1,200 MWh or 19,200 MWh.

Table 3-2: Energy storage density and capacity of a single cavern and of a model cavern field for an adiabatic CAES power plant

p_{\min}	50	bar	minimum air pressure
p_{\max}	70	bar	maximum air pressure
m_{air}	500	kg/s	air mass flow during power generation
$P_{\text{generator}}$	250	MW	power output of generator
d_{est}	2,4	kWh/m³	volumetric energy storage density
V_{cav}	500,000	m ³	cavern volume
W_{cav}	1,200	MWh	energy storage capacity of single cavern
$V_{\text{cav, field}}$	8,000,000	m ³	geometrical volume of a model cavern field
W_{cav}	19,200	MWh	energy storage capacity of model cavern field

How much is 19,200 MWh? At present, 23,000 MW wind power are installed in Germany; i.e. that even if the large cavern field mentioned in table 3-2 would be converted completely to CAES, this would allow only for less than 1 hour of energy storage.

Conclusion: Figure 3-4 compares the energy storage capacities of existing pumped hydro and the Huntorf CAES plant in the context of the forecast / actual wind power feed in in the E.ON Netz AG high voltage transmission grid for an arbitrarily selected month in early 2007. It is obvious from this presentation, that pumped hydro and CAES plants are suitable only for short term balancing of fluctuating wind power but not for balancing wind power fluctuations or even producing base load power.

³ this volume relates roughly to the total geometrical volume of the largest gas cavern field in Northern Germany, the EWE AG plant in Nuettermoor.

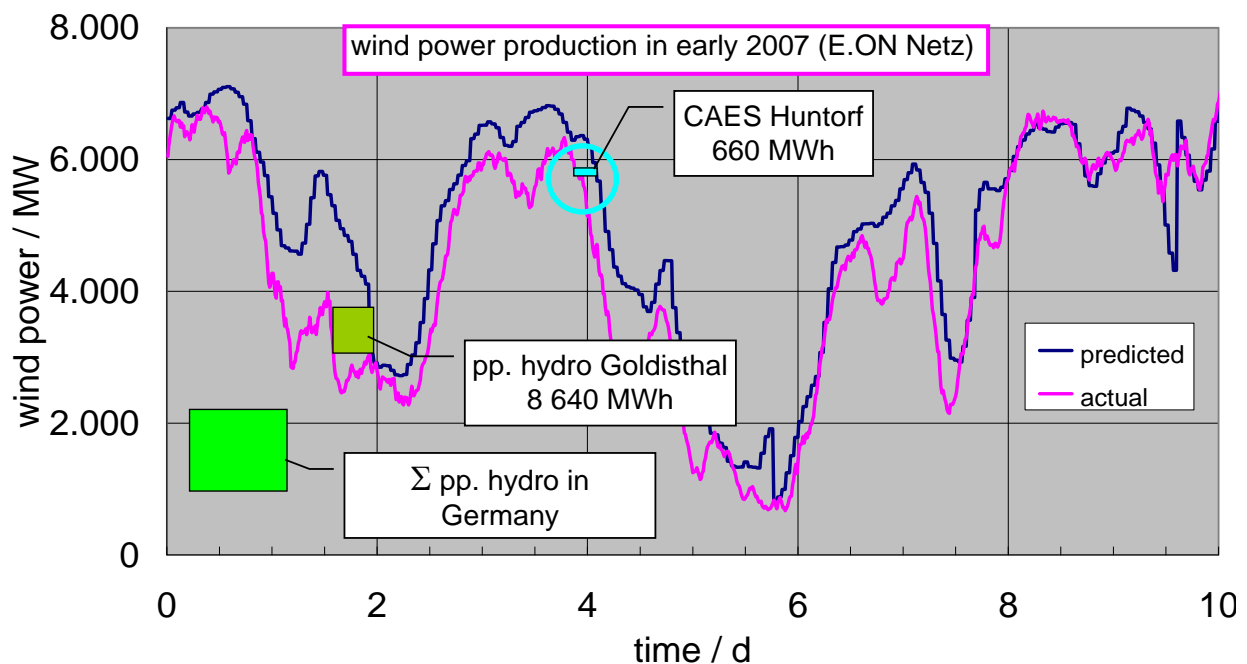


Fig. 3-4: Storage capacities of existing pumped hydro and CAES plants in relation

4 Hydrogen cavern storage

Unlike the energy in compressed air caverns which is stored in the form of intrinsic energy, and water in an elevated pond is stored in the form of potential energy, energy in compressed hydrogen is stored in the form of chemical bonds in the same way as compressed natural gas. This is the key to the much higher energy storage density of compressed hydrogen.

Table 4-1 and Figure 4-1 demonstrate the volume related energy storage densities, as well as the total storage capacity for the large model cavern field, for the various large scale storage options. Under the given assumptions, the storage capacity of compressed hydrogen is higher by a factor of 113!

Table 4-1: Volumetric energy storage density and storage capacity
for an assumed total storage volume of 8 000 000 m³

	kWh / m ³	MWh	assumptions
pumped hydro	0,7	5 870	$\Delta h = 300$ m
adiabatic CAES	2,4	19 200	$\Delta p = 20$ bar
hydrogen (converted to electric power in a combined cycle gas turbine plant)	170 ⁴	1 360 000	$\Delta p = 120$ bar
hydrogen (caloric value)	280	2 320 000	$\Delta p = 120$ bar
compressed natural gas	1 100	8 790 000	$\Delta p = 120$ bar

⁴ related to caloric value

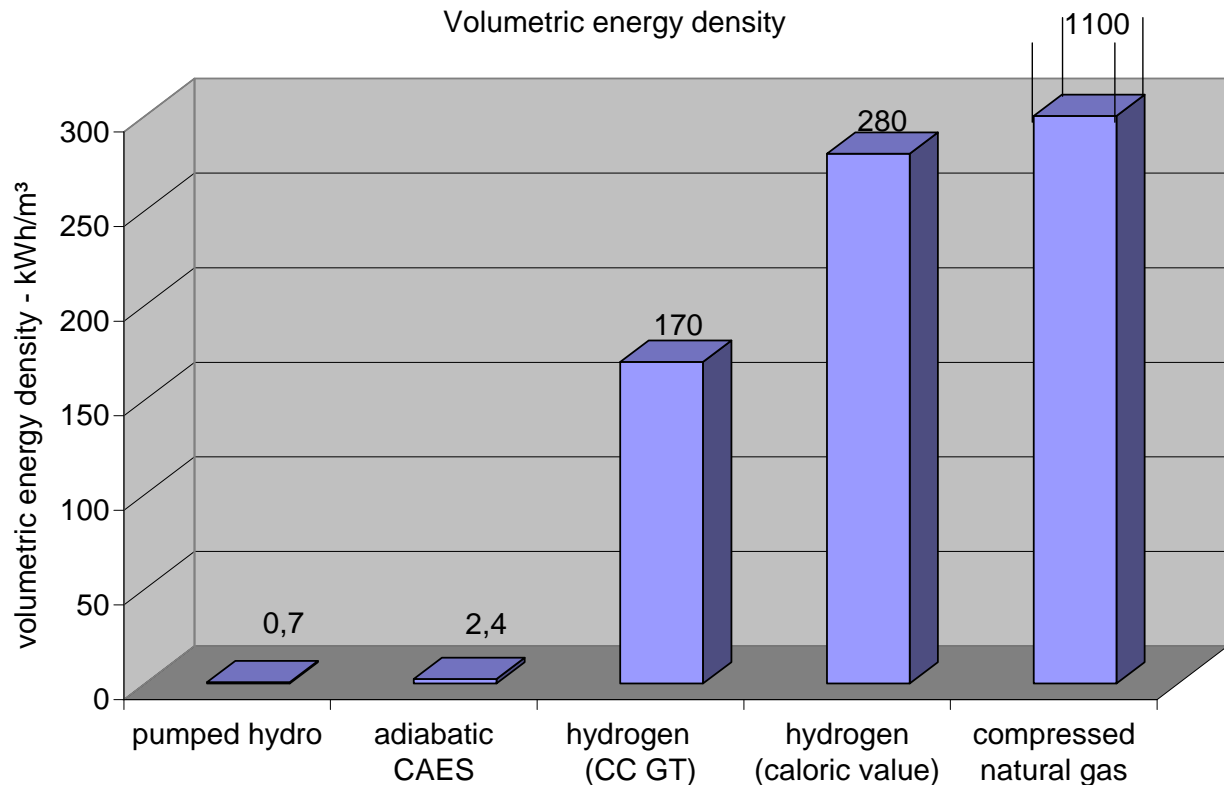


Fig. 4-1: Volumetric energy density of various large scale storage options

4.1 Main differences between hydrogen and natural gas

MOBILITY: hydrogen is infamous for its high mobility and the associated risk of leaks because of its very small molecular diameter. This also gives rise to its other properties: low viscosity and a high diffusion constant. When estimating the possible amount of hydrogen leakage losses in a salt cavern under high pressure, use can be made of the comprehensive results of helium permeation testing in boreholes in salt⁵: the permeability of undisturbed salt is extremely low at $K = 10^{-20}$ to 10^{-23} m², which means that salt can also be classified as technically tight for hydrogen. Leak tests on a hydrogen cavern in the USA revealed a leak rate of approx. 70 m³ (geom.) or 0.015 % per year⁶ /3/.

COMPRESSION EFFORT: hydrogen has a very low molecular weight of only 2 g/mol compared to methane (16 g/mol) and air (29 g/mol). This means that around eight times more compression is required compared to methane or natural gas. Compression energy is related to the pressure ratio but not the pressure difference. For natural gas caverns the energy losses for one turn around are below 1%.

4.2 Salt caverns – the optimal storage option for hydrogen

Natural gas is primarily stored in depleted oil or gas fields. Analysis is required to determine whether this option is also suitable for future hydrogen storages because the hydrogen would become contaminated with hydrocarbons if stored in an old oil or gas field. Aquifers currently only play a subordinate role in the development of new storages because of the shortage of suitable locations and the high exploration risk.

⁵ N. Jockwer: *Excavation Damaged Zones in Rock Salt Formations*; 6th Conference on the Mechanical Behavior of Salt; BGR Hannover, Mai, 2007

⁶ PowerPoint presentation of CONOCOPHILLIPS, plant operator

The discussion therefore focuses on the salt cavern option: the advantages are their potential for higher injection and withdrawal rates, frequent turn overs, as well as their low percentage of cushion gas⁷. The latter is a major advantage in a hydrogen storage because of the expensive nature of the product. Disadvantages are the need to construct a cavity which involves high costs, several years of solution mining, and the environmentally-compatible disposal of large volumes of salt brine.

There is no risk of contamination of hydrogen stored in a salt cavern by rock salt or any other component. There maybe, however, some water evaporation from remaining brine at the cavern bottom into the hydrogen. Depending on the specifications the water needs to be withdrawn after withdrawal at the surface.

4.3 Hydrogen cavern design

The rock mechanical design primarily defines cavern depth, geometry and operating pressures. The pressures can be estimated as follows in a first approximation:

$$p_{\max} = G * d_{\text{roof}}$$
$$p_{\min} = p_{\max} / 3$$

with

d_{roof}	m	cavern roof depth
G	Pa/m	gradient for maximum pressure ($G = 18\,000$ Pa/m)
p_{\max}	Pa	maximum cavern operating pressure
p_{\min}	Pa	minimum cavern operating pressure

The stored net gas mass can then be calculated applying the gas equation

$$m_{\text{net}} = V / R (p_{\max} / T - p_{\min} / (T - \Delta T))$$

with

m_{net}	kg	net mass of stored hydrogen
V	m ³	geometrical cavern volume
R	J / kg K	gas constant for hydrogen (4 124 J/kg K)
T	K	gas temperature
ΔT	K	temperature drop withdrawal

This equation applied to typical values for a standard gas cavern in a salt dome results in a net mass of stored hydrogen of 4.2 million kg.

4.4 Energy storage capacity

The energy storage capacity of a hydrogen cavern is

$$W = m c_v$$

where

$$c_v \quad \text{net calorific value (120 MJ/kg).}$$

When using compressed hydrogen to produce electric power in a modern combined cycle gas turbine (CC GT), an efficiency of $\leq 60\%$ or loss of $\geq 40\%$ is assumed. Applied to the above model cavern, an energy storage capacity of 141,000 MWh (gross) and 846 MWh (net) results.

4.5 Worldwide practical experience with hydrogen caverns

When designing hydrogen storage caverns, use can be made of many years of engineering know-how and practical experience. Before natural gas cornered the market, town gas was

⁷ The fraction of cushion gas in pore storages is approx. 50%; in caverns approx. 30%

often distributed by pipelines and grids incorporating underground storages. The main constituent of town gas is hydrogen (over 50 %).

Pure hydrogen is a raw material for the chemical and petrochemical industry and has been successfully stored in salt caverns in Teesside, UK (SABIC PETROCHEMICALS), and in Texas, USA (CONOCOPHILLIPS and PRAXAIR). The 3 caverns in Teesside lie at shallow depths of approx. 350 m and have low volumes of about 70 000 m³ each. Because of the unfavorable geology, storage operations here do not involve compression and decompression as is usually the case, but brine displacement at a constant pressure of approx. 45 bar. The brine is pumped in from a surface pond⁸.

The 2 caverns in the USA have been developed at much greater depth to a much larger volume like typical natural gas caverns at the US Gulf Coast and in north German salt domes. The volume of the CONOCOPHILLIPS cavern is 580 000 m³ and the cavern roof is at a depth of 850 m. The working gas mass of the stored hydrogen is 2 520 000 kg /5/. A 3rd hydrogen cavern has been announced by AirLiquide.

Figure 4-2 shows shapes and depth locations of the above hydrogen caverns.

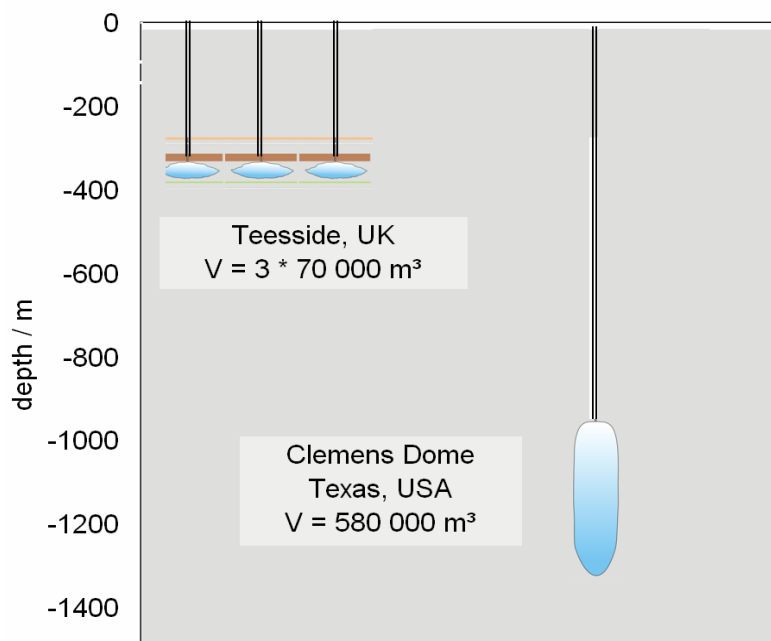


Fig. 4-2: Shape and depth location of hydrogen caverns in the UK and in the USA

⁸ personal communication with SABIC PETROCHEMICALP

5 Possible applications for hydrogen cavern storages

5.1 Integration of fluctuating wind energy in the power grid

Table 4-1 and figure 5-1 show the different estimated energy or storage capacities of the 8 million m³ model storages, see table 4-1, in the context of the actual wind power feed in in the E.ON Netz AG high voltage transmission grid for an arbitrarily selected month in early 2007:

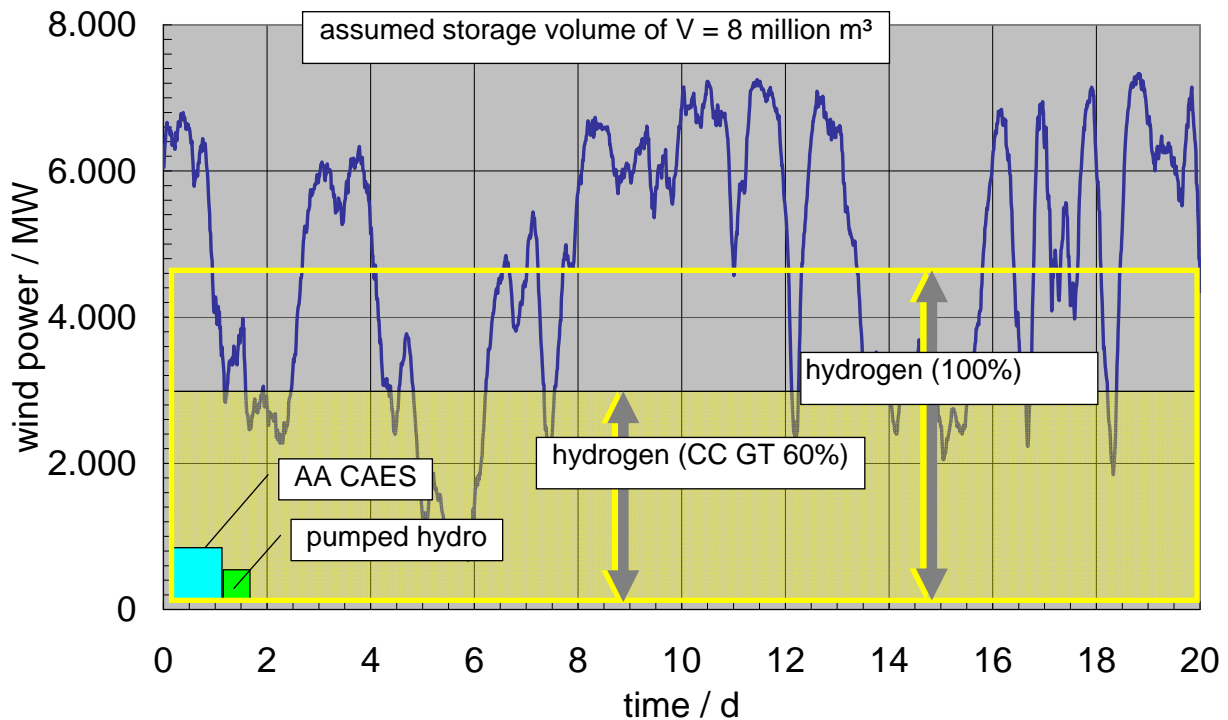


Fig. 5-1: Energy storage capacities of grid scale storage options for an 8 million m³ model storage volume

The assumed 8 million m³ volume corresponds to a mid size pumped hydro and to a large cavern storage plant. I.e. this capacity can be scaled up only to a very limited amount.

- The capacity of the pump storage power plant is so small that it is only suitable for short term balancing of deviations from forecasts (provision of balancing energy); even if it were four times the size of the biggest plant in Germany (Goldisthal capacity) this would not change the conclusions.
- The adiabatic CAES plant can be used for energy balancing at a larger scale but still falls well short of balancing energy over a period of days. The diagram shows that this storage option is best suited for balancing deviations from forecasts, to provide and absorb balance power in general, for power arbitrage at the power exchange. However both pumped hydro and CAES are not suitable for providing dispatchable energy for the grid operator for a longer period of time.
- Only the hydrogen storage has a capacity which exceeds the wind power output in the selected month: only storage capacities of this order of magnitude make long term energy balancing for fluctuating wind power output feasible. This could enable the proportion of backup fossil power plants to be reduced to balance out shortages in wind power output. Hydrogen storage is also capable to absorb excess wind energy in case of high wind and low load.

5.2 Use of hydrogen as a transport fuel

Various carmakers including GM, Daimler and BMW, have been looking for some time at the use of hydrogen as a fuel: either for power generation in a fuel cell, or in internal combustion engines. The consumption of transport fuel overall in Germany alone is approx. 70 GW when expressed in terms of power output: by comparison, electricity consumption averages 60 GW.

The following provides a rough estimate of the consequences of the partial substitution of fossil fuels by hydrogen on the necessary distribution and storage infrastructures.

Table 5-1: Assumptions for estimating consequences of substituting fossil fuel by hydrogen

generation of hydrogen by wind power	
proportion of hydrogen in a total fuel mix	10%
electrolysis efficiency when converting wind power to hydrogen	75%
average availability of all wind power plant with respect to installed capacity (assuming a major share of offshore wind energy)	30%
proportion of hydrogen for storage with respect to annual consumption	10%
traffic power in Germany; estimated by the gasoline and diesel fuel consumption in 2006	70 GW
hours of operation – wind power, electrolyzer, storage	8.760 h/a

These assumptions produce the following figures

$P_{H_2, \text{mean}}$	7 GW	average hydrogen output required
$P_{\text{wind, mean}}$	9 GW	average electrical power required for electrolysis
$P_{\text{wind, inst}}$	27 GW	installed wind power plant capacity required
W_{storage}	6 000 GWh	resulting storage demand
n_{cav}	46	resulting demand for 500 000 m ³ storage caverns
n_{field}	3	resulting demand for 8 000 000 m ³ storage fields

Only 10% of the annual fuel consumption converted to hydrogen and only 10% share of the annual required hydrogen production for storage would require 46 model caverns or 3 large cavern fields

The rolling out of hydrogen as an alternative transport fuel requires a significant minimum percentage of overall consumption. The erection and maintenance of a supply infrastructure is only economical under these conditions. Even if we only consider a percentage of 10%, this already equates to an average hydrogen demand of around 7 GW. This corresponds to the output of some 5 nuclear power stations. Because hydrogen can only be generated at this scale using wind turbines⁹, then an installed overall capacity of 27 GW is required. This is because of the fluctuating generation of wind power. This figure is higher than the current wind power capacity in Germany of 23 GW (and Germany is the world's number 1 wind power generating country!)

⁹ the alternative of using nuclear power stations is not considered in Germany

If only 10% of annual consumption was to be stored, this would require some 50 average sized storage caverns – more caverns than today available for natural gas storage in northern Germany.

5.3 Conclusion

Large scale energy supply requires large scale energy storage. This is true for fossil and nuclear energy as well as for renewable energy sources as wind and solar power. The main advantage of conventional energy is the possibility of storage before converting to electric power; chemical energy binding of these sources allows high volumetric energy densities or large storage capacity.

In contrast renewable energy like wind and solar power can only be stored after conversion to electric power. As shown above in detail, the only realistic large scale storage option is the detour via hydrogen production by electrolysis, hydrogen underground storage and reversion to electric power. Since compressed air energy or pumped hydro storage is not based on chemical energy binding, they can only provide short term storage at high power.

ANWENDUNG EINER ORC-KRAFTANLAGE IM BEREICH EINES HYBRIDEN WIND-WASSERSTOFF-KRAFTWERKES

J. Elias^{*)}, K. Rychlik^{**)}

^{*)} Technische Universität Szczecin / Lehrstuhl für Wärmetechnik, al. Piastów 19, PL 70-310 Szczecin, ktc@ps.pl

^{**)} ZEP-TECH Sp. z o.o., ul. Wyszogrodzka 106, PL 09-400 Płock, k.rychlik@zep.com.pl

Schlüsselwörter: Wind-Wasserstoff-Kraftwerk, Windkraftanlagen, Brennstoffzelle, ORC-Kraftanlage, Exergiebilanz.

Zusammenfassung: In dem vorgelegten Referat wurden die potentiellen Möglichkeiten der Nutzung der Brennstoffzelleabwärme für die Elektroenergieerzeugung bei der Anwendung einer ORC-Kraftanlage kurz beschrieben. Des weiteren wurden auch die wichtigsten Voraussetzungen und mathematischen Abhängigkeiten einer komplexen energetischen Bewertung eines „brennstoffzellenbetriebenes“ ORC-Kraftwerkes dargestellt.

1. Einführung

Die dynamisch ansteigenden Preise für fossilen Brennstoffe und die bevorstehende Liberalisierung des EU-Energiemarktes führen zu intensiven Entwicklung von neuartigen, dezentralen Energiesystemen, zu denen auch ein hybrides Wind-Wasserstoff-ORC-Kraftwerk, dessen Konzept in [2] beschrieben wird, mitgerechnet werden kann.

Bei einem reinen Wasserstoff- bzw. einem gemischten Windwasserstoffbetrieb einer solchen Kraftwerksart fallen auf der Brennstoffzellenseite noch enorme Wärmemengen an. Diese Anfallwärme – die in einigen Fällen durch einen hohen Enthalpiegehalt gekennzeichnet ist (s. Tabelle 1) – kann ohne weiteres für eine zusätzliche Elektroenergieerzeugung effektiv genutzt werden.

Brennstoffzellentyp	Ausgangsleistung	Elektr. Wirkungsgrad	Betriebstemperatur
	in [kW]	in [%]	in [°C]
PEFC	1 ÷ 212	33 ÷ 40	80 ÷ 120
PAFC	50 ÷ 500	32 ÷ 42	150 ÷ 200
MCFC	1 ÷ 250	43 ÷ 47	600 ÷ 700
SOFC	5 ÷ 300	30 ÷ 47	650 ÷ 1000

Tabelle 1: Zusammenstellung der wichtigsten, energietechnischen Betriebsparametern der meist genutzten Brennstoffzellenarten, u.a. lt. den in [5] enthaltenen Daten.

Im Fall der letzten zwei Brennstoffzellentypen (die auch Hochtemperaturbrennstoffzellen genant wurden) wird die bei ihren Betrieb anfallende Abwärme seit mehreren Jahren (s. z.B. [1]) mittels der sog. hybriden FC-GT-Cycle-Kraftwerken für die zusätzliche Elektroenergieerzeugung genutzt.

Die bei dem Betrieb der Niedrigtemperaturbrennstoffzellen (PEFC und PAFC) entstehende Anfallwärme wird bisher nur für die Bereitstellung der Raumwärme bzw. die Warmwasseraufbereitung verwertet. Eine technische Nutzung dieser niedrigtemperierten

Abfallwärme mittels einer ORC-Kraftanlage für die Elektroenergieerzeugung wird in der Fachliteratur kaum vertreten, was die Autoren zur Aufnahme dieser Thematik veranlasst hat.

2. Kurzbeschreibung des Konzeptes einer brennstoffzellenbetriebenen ORC-Kraftanlage

Das im Rahmen dieses Referates dargestellte Konzept einer brennstoffzellenbetriebenen ORC-Kraftanlage setzt die Einspeisung der Brennstoffzelle mit dem Wasserstoff, der über ein Wind-Wasserstoff-Kraftwerk erzeugt wird, voraus. Im Bild 1 wird die Energieumwandlungskette solches integrierten Verbundkraftwerkes schematisch dargestellt.

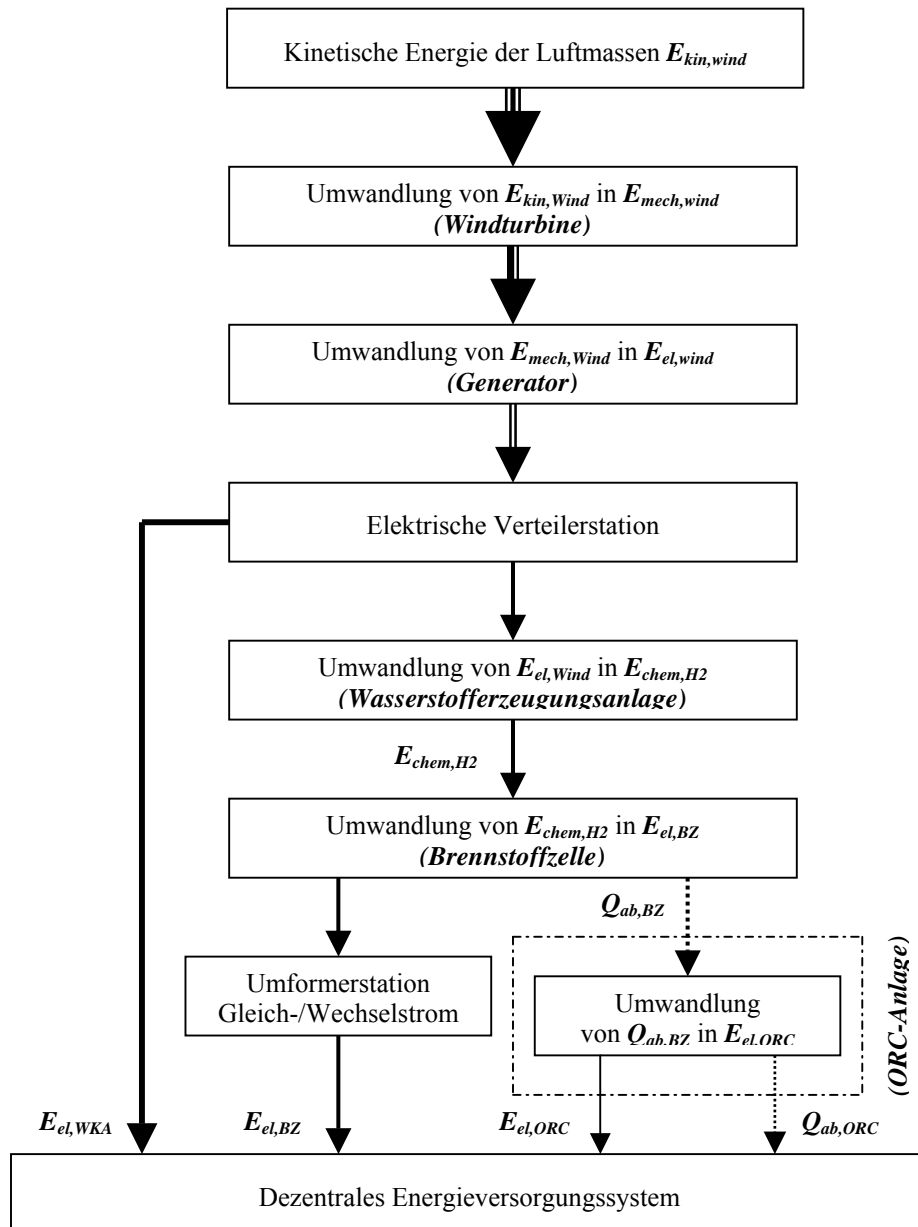


Bild 1: Schematische Darstellung der Energieumwandlungskette eines hybriden Wind-Wasserstoff-ORC-Verbundkraftwerkes.

Auf Grund des erwünschten Seitenvolumens der Beiträge werden sich die weiteren Betrachtung nur auf die im Bild 1 gekennzeichneten Bilanzgrenzen des „brennstoffzellenbetriebenen“ ORC-Kraftwerkes konzentrieren. Im Bild 2 wird – in Anlehnung an [4] – das vereinfachte Schema der ORC-Anlage in mehr detaillierter Form dargestellt.

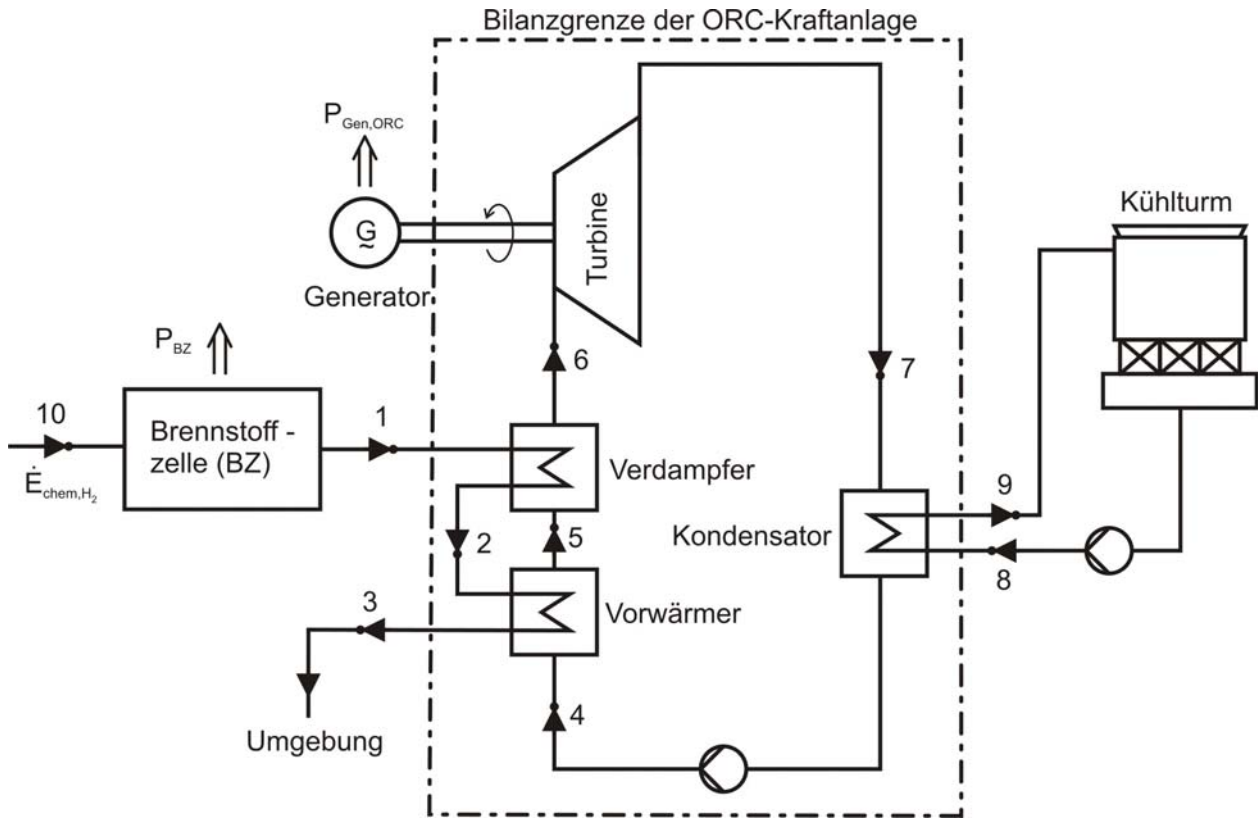


Bild 2: Vereinfachtes Schema eines „brennstoffzellenbetriebenes“ ORC-Kraftwerkes.

Wie aus dem Bild 2 ersichtlich ist, wird die beim Betrieb der Brennstoffzelle anfallende Wärme sowohl für das Vorwärmen (4→5) als auch Verdampfen (5→6) des niedrigsiedenden Arbeitsmittels genutzt. Die Entspannung des Arbeitsmittels bei der gleichzeitigen Elektroenergieerzeugung findet im Turbosatz (6→7) statt. Im Anschluss an den Entspannungsprozess erfolgt die Kondensation und Phasenänderung (7→4) des Arbeitsmediums. In bestimmten Fällen kann der Kühlturm durch eine Warmwasseraufbereitungsanlage ersetzt werden, wodurch die energetische Effizienz der Anlage noch erhöht werden kann.

3. Ausgewählten Aspekte einer energetisch-exergetischen Analyse

Die Tatsache, dass bei der betrachteten Variante der ORC-Kraftanlage als Antriebsenergie (energetischer Aufwand) die Energieform Wärme genutzt wird, zwingt uns zu der Anwendung nicht nur der Masse- und Energiebilanz sondern auch zu der obligatorischen Mitberücksichtigung der Exergiebilanz, um den Anforderung des 2. Hauptsatzes der Thermodynamik im Vollem Umfang gerecht zu werden.

Betrachtet man die angenommenen Bilanzgrenzen (s. Bild 1 und 2) sowie die in [3] enthaltenen Grundlagen der exergetischen Bilanzierung von thermodynamischen Prozessen und Energiesystemen, so bekommt man die unten aufgeführte Abhängigkeit für den exergetischen Wirkungsgrad eines „brennstoffzellenbetriebenen“ ORC-Kraftwerkes:

$$\eta_{ex,ORC-KW} = \frac{\dot{m}_6 \cdot |w_{t,6-7}|}{\dot{m}_1 \cdot \left\{ h_1 \cdot \left[\frac{T_1 - T_U}{T_1} \right] - h_3 \cdot \left[\frac{T_3 - T_U}{T_3} \right] \right\}} \quad (1)$$

Wird man im Punkt 9 noch ein entsprechend hohes Enthalpieniveau erreichen, so kann eine ORC-Kraft-Wärme-Kopplung-Variante durchaus realisiert werden. Für diese Art des ORC-Heizkraftwerkes kann der exergetische Wirkungsgrad wie folgt definiert werden:

$$\eta_{ex,ORC-HKW} = \frac{\dot{m}_6 \cdot |w_{t,6-7}| + \dot{m}_9 \cdot \left\{ h_9 \cdot \left[\frac{T_9 - T_U}{T_9} \right] - h_8 \cdot \left[\frac{T_8 - T_U}{T_8} \right] \right\}}{\dot{m}_1 \cdot \left\{ h_1 \cdot \left[\frac{T_1 - T_U}{T_1} \right] - h_3 \cdot \left[\frac{T_3 - T_U}{T_3} \right] \right\}} \quad (2)$$

Aus der Analyse der o.g. Gleichungen resultiert, dass der exergetische Wirkungsgrad der ORC-Kraftanlage um so größer ist,

- je kleiner der Luftmassenstrom mit dem die Anfallwärme von der Brennstoffzelle an den Verdampfer und Vorwärmer zugeführt wird und
- je kleiner die Enthalpie- und Exergiedifferenz zwischen dem über die Brennstoffzellenseite zugeführten und über den Austritt des Vorwärmers an die Umgebung abgeführten Wärmestromes wird.

Diese Aussage steht im gewissen Widerspruch zu dem Anstreben nach der Maximierung der Ausnutzung der anfallenden Wärmemengen z.B. durch die Nutzung der Höchstleistungswärmeübertrager. Andererseits bestätigt es die Tatsache, dass für das Verdampfen und ggf. Überhitzen der niedrigsiedenden Arbeitsmittel deutlich geringere und auch niedrigtemperierten Wärmequellen genutzt werden können.

Der exergetische Wirkungsgrad des ORC-Kraft- bzw. ORC-Heizkraftwerkes wird auch durch:

- die Zunahme der Wärmezufuhrtemperatur sowie
- die Zunahme des Massenstromes des niedrigsiedenden Arbeitsmediums und der an der Entspannungsturbine erreichbaren technischen Arbeit

positiv beeinflusst.

Der erste Aspekt ist auf die Erhöhung des sog. Carnot-Faktors und der zweite Aspekt ist auf die masse- bzw. volumenstromrelevante Abhängigkeit des isentropen Wirkungsgrades der rotierenden Entspannungsmaschinen zurückzuführen.

4. Abschließende Bemerkungen

Die Effektivitätsbewertung der Energietechnologien, die über die Wärmequellen mit niedrigen oder mittleren Enthalpie betrieben wurden, bedarf neben der Masse- und Energiebilanz auch der Anwendung der Exergiebilanz. Dadurch können die Anforderungen des 2. Hauptsatzes der Thermodynamik sowohl im Bezug auf die Richtung als auch die Qualität der in den energietechnischen Installationen realisierten, thermodynamischen Prozessen und Energieumwandlungen mitberücksichtigt werden.

Eine komplexe Exergieanalyse der Elektroenergieerzeugung auf der Basis einer „brennstoffzellenbetriebenen“ ORC-Kraftanlage bedarf – neben der im Rahmen dieses Referates erwähnten Aspekten – auch einer vertieften Betrachtung unter anderen in folgenden Themenbereichen:

- qualitative Bewertung der Energieumwandlungen, die in den einzelnen Teilaggregaten der Energietechnologie realisiert wurden,
- Bewertung des Einflusses der physikalisch-chemischen und thermodynamischen Eigenschaften der genutzten, organischen Arbeitsmitteln auf den exergetischen Wirkungsgrad der betrachteten Energietechnologie.

Die gerade erwähnte Problematik wird Bestandteil von weiteren wissenschaftlich-technischen Betrachtungen und Veröffentlichungen der beiden Autoren sein.

Literatur

- [1] Arthur D. Little.: „*Opportunities for Micropower and Fuel Cell / Gas Turbine Hybride Systems in Industrial Applications*“, Final Report to Lockheed M. Energy Research Corp. and DOE Office of Industrial Technologies, Cambridge, Massachusetts 2000;
- [2] Eliaz J., Żmujdzin K.: „*Ausgewählte Aspekte einer Lebenszyklusanalyse eines hybriden Wind-Wasserstoffkraftwerkes*“; Tagungsunterlagen REGWA 2008, Fachhochschule Stralsund, November 2008;
- [3] Elsner N., Dittmann A.: „*Grundlagen der Technischen Thermodynamik*“, Akademie Verlag Berlin, 8. Auflage, 1993, pp. 122–153;
- [4] Kaltschmitt M. et al.: „*Erneuerbare Energien*“, Springer Verlag Berlin Heidelberg, 4. Auflage, 2006, pp. 515–517;
- [5] Sander K.: „*Potentiale und Perspektiven stationären Brennstoffzellen*“, Dissertation D93, Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Mai 2004.

AUSGEWÄHLTE ASPEKTE EINER LEBENSZYKLUSANALYSE EINES HYBRIDEN WIND-WASSERSTOFF-KRAFTWERKES

J. Eliasz^{*)}, K. Żmujdzin^{**)}

^{*)} Technische Universität Szczecin / Lehrstuhl für Wärmetechnik, al. Piastów 19, PL 70-310 Szczecin, ktc@ps.pl

^{**)} ZEP-TECH Sp. z o.o. ul. Wyszogrodzka 106, PL 09-400 Płock, k.zmujdzin@zep.com.pl

Schlüsselwörter: Windkraftanlagen, Brennstoffzelle, ORC-Kraftanlage, LCA von Energietechnologien.

Zusammenfassung: In dem vorgelegten Referat wurde das Konzept eines hybriden Wind-Wasserstoff-Kraftwerkes und seiner potentiellen Betriebsarten kurz diskutiert. Im Rahmen dieses Konzeptes wurde auch die Möglichkeit der Nutzung der Brennstoffzelleabwärme für die Elektroenergieerzeugung bei der Anwendung einer ORC-Kraftanlage mitberücksichtigt. Des Weiteren wurden auch die wichtigsten Voraussetzungen und mathematischen Abhängigkeiten einer komplexen, lebenszyklusorientierten Analyse eines hybriden Wind-Wasserstoff-ORC-Kraftwerkes kurz geschildert.

1. Einführung

Die EU-Richtlinien bzgl. der Emissionsreduzierung des Energiesektors und der verstärkten Nutzung der erneuerbaren Energiequellen einerseits, sowie die zunehmende Bedeutung der dezentralen Energiesystemen im industriellen und kommunalen Bereich andererseits, zwingen die EVU's zur Erarbeitung von neuen regionalen Energiekonzepten, die neben den o.g. Anforderungen auch der Tendenz nach neuartigen, effizienten und elastischen Lösungen auf dem Gebiet der lokalen Elektroenergieversorgung entgegenkommen würden.

Den gerade erwähnten Anforderungen kommt das Konzept eines hybriden Wind-Wasserstoff-Kraftwerkes (WWK) sehr entgegen, und lässt zusätzlich die Probleme der Netzstabilität und –verluste, die im Bereich der öffentlichen Elektroenergienetzen bei dem Ein- und Ausführen der über die Windkraft gewonnenen elektrischen Energie entstehen, deutlich mindern. Die Idee des – im Rahmen dieses Referates vorgeschlagenes – WWK wird zusätzlich um die potentielle Nutzungsmöglichkeit einer ORC-Kraftanlage im Bereich der Brennstoffzelleabwärme erweitert.

Solches Verbundkraftwerk besteht aus der Integration von drei verschiedenen Energietechnologien, die u.a. durch unterschiedliche Energieumwandlungsarten, Energieausbeute, Material- und Energieaufwendungen, sowie Betriebszeiten und Lebensdauer gekennzeichnet sind. Unter diesen Aspekten scheint die Durchführung einer komplexen, energetisch-ökologischen Lebenszyklusanalyse eines WWK aus dem wissenschaftlich-technischen Gesichtspunkt sehr interessant zu sein, was die Autoren für die Aufnahme dieser Thematik veranlasst hat.

2. Konzept eines hybriden Wind-Wasserstoffkraftwerkes und seine potentielle Betriebsarten

Wie aus dem Bild 1 hervorgeht, besteht das hybride WWK aus folgenden Teilelementen:

- Windkraftanlage (WKA);
- elektrische Verteilerstation (EVS);
- Wasserstoffherstellungsanlage (WEA);
- Wasserstofftanklager (WTL);
- Brennstoffzellenanlage (BZA);
- Gleich-/Wechselstromumformer (GWU);
- „brennstoffzellenbetriebene“ ORC-Kraftanlage.

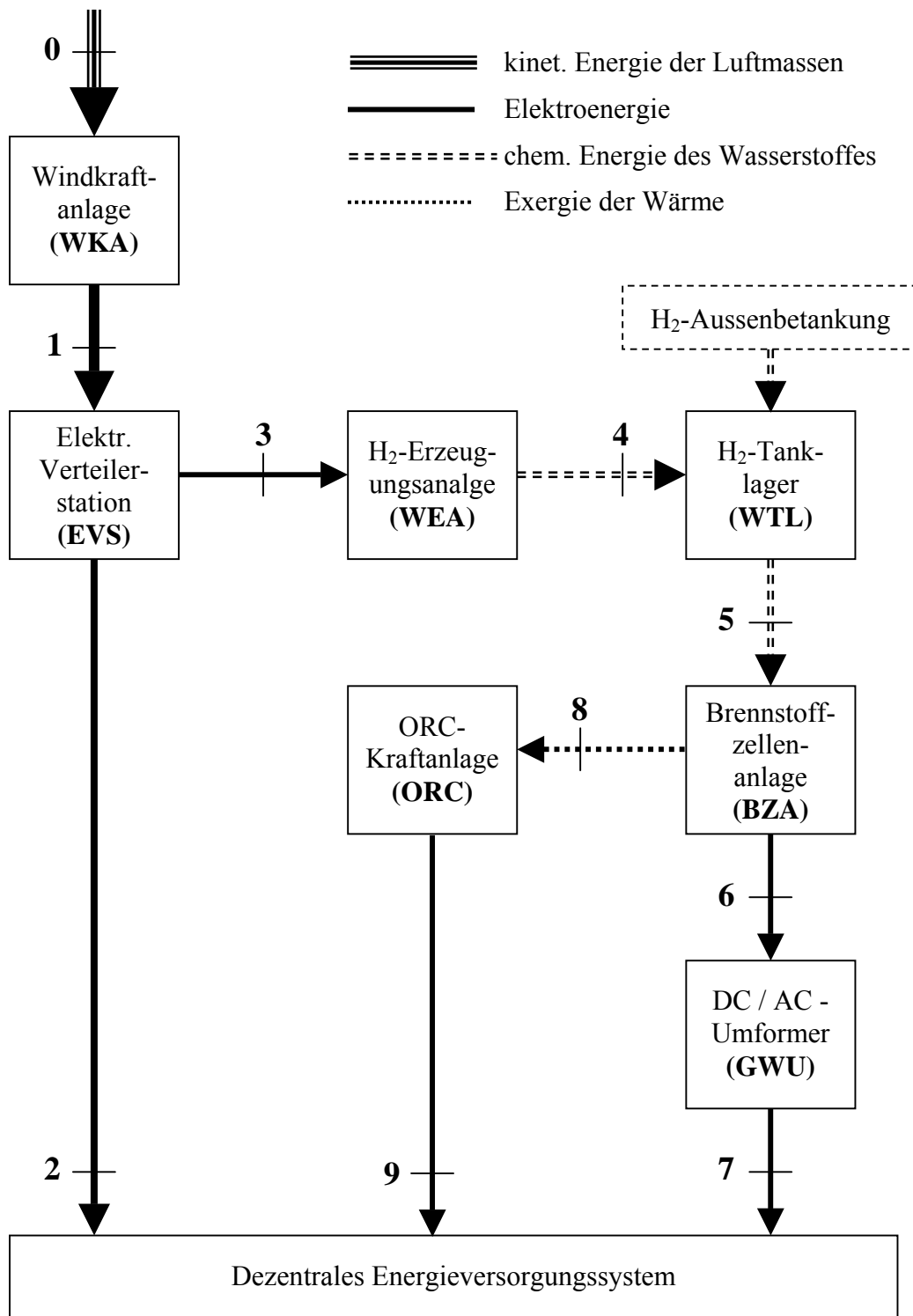


Bild 1: Das vereinfachte Schema eines hybriden Wind-Wasserstoff-Kraftwerkes.

Die mit Hilfe der Windkraftanlage erzeugte Elektroenergie (0→1) wird dann über die Verteilerstation direkt dem dezentralen Energieversorgungssystem (1→2) und/oder Wasserstofferzeugungsanlage (1→3) zugeführt. Der erzeugte Wasserstoff (3→4) wird dann zu dem Wasserstofftanklager geleitet, das auch von Außen mit den zusätzlichen Wasserstoffmengen beliefert werden kann. Aus anlagen- und sicherheitstechnischen Gründen erfolgt die Einspeisung

des Brennstoffzellensatzes nur über den schon erwähnten Wasserstofftanklager (4→5). In dem Brennstoffzellensatz findet dann die Umwandlung der chemischen Energie des Wasserstoffes in die elektrische Energie (5→6) und in die Energieform Wärme (5→8) statt. Die mit Hilfe des Brennstoffzellensatzes erzeugte Gleichstrom wird dann nach der Umwandlung in dem Gleich-/Wechselstromumformer (6→7) dem dezentralen Energieversorgungssystem zugeführt. In der ORC-Kraftanlage erfolgt die Umwandlung der in der Anfallwärme enthaltenen Exergie in die Elektroenergie (8→9).

Generell sind vier folgende Betriebsarten des WWK denkbar:

- a). reines „Windbetrieb“ (entspricht der Maximierung des Wirkungsgrades des WWK);
- b). reines „Wasserstoffbetrieb ohne Nutzung der ORC-Anlage“ (entspricht keinem Windangebot und einem gleichzeitigen Elektroenergiebedarf seitens des dezentralen Energieversorgungssystems);
- c). reines „Wasserstoffbetrieb mit Nutzung der ORC-Anlage“ (entspricht keinem Windangebot und einem gleichzeitigen Elektroenergiebedarf seitens des dezentralen Energieversorgungssystems bei der Maximierung der Elektroenergieerzeugung der reinen „Wasserstoffvariante“);
- d). gemischtes „Wind-Wasserstoffbetrieb ohne bzw. mit der Nutzung der ORC-Anlage“ (entspricht der Optimierung bzw. Maximierung der Elektroenergieerzeugung durch das WWK).

3. Ausgewählten Aspekte einer lebenszyklusorientierten Analyse

Eine komplexe, energetisch-ökologische Lebenszyklusanalyse setzt die Durchführung der Masse-, Energie- und Emissionsbilanz für die Bau- (BF), Nutzungs- (NF) und Entsorgungsphase (EF) jedes Produktes bzw. jeder Installation voraus. Im Fall der ORC-Kraftanlage wird die Durchführung einer zusätzlichen Exergiebilanz für die Betriebsphase notwendig. Damit können für das WWK – in Anlehnung an die in [1] und [2] enthaltene Bilanzierungsmethodik – folgende Grundgleichungen definiert werden:

Massebilanz (am Beispiel der kumulierten Materialaufwendungen KMA):

$$KMA_{WWK} = KMA_{WWK/BF} + KMA_{WWK/NF} + KMA_{WWK/EF} \quad (1)$$

Umweltbilanz (am Beispiel der kumulierten CO_2 -Emissionen KEM_{CO_2}):

$$KEM_{CO_2/WWK} = KEM_{(CO_2/WWK)/BF} + KEM_{(CO_2/WWK)/NF} + KEM_{(CO_2/WWK)/EF} \quad (2)$$

Energiebilanz (am Beispiel der kumulierten Energieaufwendungen KEA):

$$KEA_{WWK} = KEA_{WWK/BF} + KEA_{WWK/NF} + KEA_{WWK/EF} \quad (3)$$

inklusive die Methodik der sog. gezogenen (kumulierten) Wirkungsgrade für reines „Windbetrieb“:

$$E_{WWK} = E_2, \quad (4)$$

wo

$$E_2 = E_0 \cdot \eta_{0-1} \cdot \eta_{1-2}, \quad (5)$$

für reines „Wasserstoffbetrieb ohne Nutzung der ORC-Anlage“:

$$E_{WWK} = E_7, \quad (6)$$

wo

$$E_7 = E_0 \cdot \eta_{0-1} \cdot \eta_{1-3} \cdot \eta_{3-4} \cdot \eta_{4-5} \cdot \eta_{5-6} \cdot \eta_{6-7}, \quad (7)$$

für reines „Wasserstoffbetrieb mit Nutzung der ORC-Anlage“:

$$E_{WWK} = E_7 + E_9, \quad (7)$$

wo

$$E_9 = E_{th,8} \cdot \eta_{ex,8-9}, \quad (8)$$

und (s. auch [3])

$$\eta_{ex,8-9} = \eta_{ex,ORC} = \frac{|\dot{W}_{t,8-9}|}{\dot{m}_8 \cdot \left\{ h_8 \cdot \left[\frac{T_8 - T_U}{T_8} \right] - h_9 \cdot \left[\frac{T_9 - T_U}{T_9} \right] \right\}} \quad (9)$$

für gemischtes „Wind-Wasserstoffbetrieb ohne bzw. mit der Nutzung der ORC-Anlage“:

$$E_{WWK} = E_2 + E_7 (+ E_9) \quad (10)$$

Um möglichst objektiven Charakter der komplexen, lebenszyklusorientierten Analyse des WWK u.a. im Vergleich zu den anderen Kraftwerksarten zu gewährleisten, sollten auch zusätzlich die spezifisch relevanten Bewertungskennziffern (s. Beispiele unten) – bezogen einerseits auf die installierte Leistung (P_{el}) und andererseits auf die während der Betriebsphase erzeugte Energiemenge (E_{LZ}) – definiert werden.

Spezifischen Materialaufwendungen:

$$m_{P,WWK} = \frac{KMA_{WWK}}{P_{el,WWK}} \quad \text{und} \quad m_{W,WWK} = \frac{KMA_{WWK}}{E_{LZ,WWK}} \quad (11 \text{ und } 12)$$

Spezifischen CO₂-Emissionen:

$$em_{P,WWK} = \frac{KEM_{CO_2/WWK}}{P_{el,WWK}} \quad \text{und} \quad em_{W,WWK} = \frac{KEM_{CO_2/WWK}}{E_{LZ,WWK}} \quad (13 \text{ und } 14)$$

Spezifischen Energieaufwendungen:

$$e_{P,WWK} = \frac{KEA_{WWK}}{P_{el,WWK}} \quad \text{und} \quad e_{W,WWK} = \frac{KEA_{WWK}}{E_{LZ,WWK}} \quad (15 \text{ und } 16)$$

Spezifischen Leistungsausbeute ($W_{P,WWK}$) und Erntefaktor (EF_{WWK}):

$$W_{P,WWK} = \frac{E_{LZ,WWK}}{P_{el,WWK}} \quad \text{und} \quad EF_{WWK} = \frac{E_{LZ,WWK}}{KEA_{WWK}} \quad (17 \text{ und } 18)$$

4. Abschließende Bemerkungen

Das im Rahmen dieses Referates vorgeschlagene Konzept erlaubt die Realisierung von mehreren Betriebsarten eines hybriden WWK, die die entsprechende Anpassung sowohl an das Angebot an erneuerbaren Energieträger als auch an den Elektroenergiebedarf eines dezentralen Energieversorgungssystems erlauben. Die Idee des betrachteten WWK kommt auch dem Anstreben nach der energetischen Nutzung der an der Brennstoffzellenanlage anfallenden Abwärme mittels einer ORC-Kraftanlage entgegen.

Neben den vier betrachteten Betriebsarten ist auch ein Speicherbetrieb des WWK möglich. Im Fall eines niedrigen Elektroenergiebedarfs an der Seite des dezentralen Energieversorgungssystems und des gleichzeitig vorkommenden Angebotes an kinetischen Energie der Luftmassen kann die über die Windkraftanlage gewonnene Elektroenergie mittels einer Elektrolyseanlage in die chemische Energie des Wasserstoffes umgewandelt und in dem Wasserstofftanklager für spätere Nutzung gespeichert werden.

Auf Grund der Integration von drei verschiedenenartigen Energietechnologien stellt eine lebenszyklusorientierte Analyse eines hybriden WWK ein sehr umfangreiches und interdisziplinäres, wissenschaftlich-technisches Problem dar. Aus diesem Grund und Anbetracht des erwünschten Seitenvolumens konnten im Rahmen dieser Veröffentlichung nur die ausgewählten, wichtigsten Aspekten einer Masse-, Energie- und Umweltbilanz, sowie der damit verbundenen Annahmen, als auch die wichtigsten, energetisch-ökologischen Bewertungskennzahlen ins Betracht gezogen werden. Aber schon aus der kurzen Konzept- und Methodikbeschreibung ist ein sehr interessantes Anlagen- und Energieoptimierungsproblem erkennbar, der von den beiden Autoren in Form von weiteren mathematischen Modellen und wissenschaftlichen Betrachtungen verfolgt wird.

Literatur

- [1] Schweiger K.: „*Ganzheitliche energetische Bilanzierung der Energiebereitstellung (GaBiE) Teil I*“, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. München, Juli 1996;
- [2] Eliaz J. u.a.: „*Całociowa energetyczno-ekologiczna analiza porównawcza elektrowni jądrowej i siłowni wiatrowej.*“ [*Eine ganzheitliche, energie- und umwelttechnische Vergleichsanalyse eines Kernkraftwerkes und Windkraftanlagen*]; Abschlußbericht zu dem vom Komitee für Wissenschaftliche Forschung des Polnischen Ministeriums für Wissenschaft und Hochschulwesen geförderten Projekt Grant KBN Nr. 4T10B 006 25; TU Szczecin; Fakultät Maschinenwesen; Januar 2007;
- [3] Eliaz J., Rychlik K.: „*Anwendung einer ORC-Kraftanlage im Bereich eines hybriden Wind-Wasserstoff-Kraftwerkes*“; Tagungsunterlagen REGWA 2008, Fachhochschule Stralsund, November 2008.

Wind Farm Cluster Management System

Authors:

Alejandro. J. Gesino (agesino@iset.uni-kassel.de)
Cesar A. Quintero Marrone (cquintero@iset.uni-kassel.de)
Reinhard Mackensen (rmackensen@iset.uni-kassel.de)
Martin Wolff (mwolff@iset.uni-kassel.de)
Bernhard Lange (blange@iset.uni-kassel.de)
Kurt Rohrig (krohrig@iset.uni-kassel.de)

ISET e.V.
www.iset.de

Index Terms: wind farm cluster management system (WCMS), wind energy large scale integration, grid integration, short term forecast, control strategies.

Abstract

Due to the constant increase of wind energy penetration into the power grids, system operators are starting to demand similar grid connections, operation conditions and services for wind energy, as for the existing for the conventional power generation. This is done in order to assure the security of the electrical systems and to allow the secure penetration of larger scales of wind power into the energy matrixes.

Based on this scenario and with more than 20 years of experience in the wind energy R&D sector, ISET e.V. is working since the last four years in a new concept for wind energy large scale integration: the "Wind farm Cluster Management System" (WCMS). This concept is also being developed jointly with other wind energy European market leaders as Enercon, Gamesa, REE (TSO Spain), REN (TSO Portugal), E.ON Net and Vattenfall Europe Transmission (TSOs Germany) among other important companies and TSOs.

Introduction

The WCMS concept was created and developed as a natural evolution for wind energy. In the past, Wind Turbines were grouped into Wind Farms, and nowadays Wind Farms are being grouped into Wind Farm Clusters. The aim of this cluster is to allow the TSOs to administrate wind energy as a conventional power source, avoiding some natural aspects of wind energy as the fluctuating nature of the wind, the distributed location of the wind farms and the existence of different generator technologies, among other issues.

For the WCMS implementation, advanced techniques and control strategies combined with high-tech wind energy forecast technologies are being developed. These technologies will allow wind farm clusters to provide grid operators with active and reactive power control, wind power reserve, congestion management, gradient control, voltage changes control and power factor control, among other issues, in order to fulfil the requirements of operational flexibility and security issued by grid operators.

Wind energy large scale integration

Scenarios for the future power supply in Europe assume a large increase in wind power generation capacity for the next years. This large intermittent generation has a growing influence on the secure operation of the grids, the operation of other power plants and on the economics of the complete power supply system. It will therefore require a central operational control unit in order to allow an optimised integration of intermittent generation.

One of the important challenges for the grid integration of large amounts of wind power is the influence of *voltage stability* of electrical grids. Therefore, it is important to develop control strategies that allow an optimal management of *reactive power supply* from wind farms.

Until now, several wind turbine manufacturers have provided solutions at wind farm level in which reactive power supply and voltage level at the connection point are constantly monitored and regulated to keep them within the allowed operational band. However, for an optimal utilization of reactive power control capabilities of modern wind farms, among other issues, it is necessary to enable the grid operator to control these capabilities in a more flexible way.

The Wind Farm Cluster Management System (WCMS)

The WCMS has been first developed in a German research and development project and is currently extended in the framework of the European research project "Wind on the Grid". It is able to co-ordinate the spatially distributed wind farms and represent them as one single wind power plant.

A Wind Farm Cluster is a logical aggregation of existing physical wind farms which are connected to the same grid node. The main goal of the WCMS is to allow the large scale management of wind energy and the operation of wind farms as conventional power plants [1].

Fig. 1 depicts the general structure of the wind farm clustering. First, there are single wind turbine generators which are aggregated under a wind farm. The addition of different wind farms gives as a result a cluster which is being controlled by the WCMS.

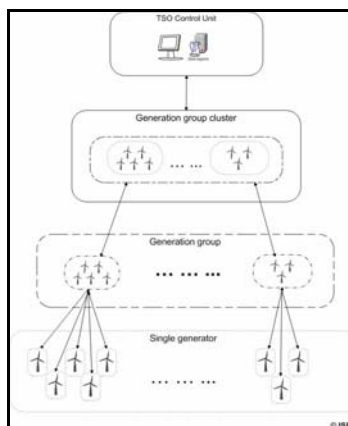


Figure 1: Overview of cluster definition

WCMS data flow structure

The structure for the development of the WCMS depends on the system configuration where the WCMS is going to be installed. Figure 2 depicts a basic system structure which consists of a transmission system operator (TSO) layer and wind farm dispatch centre layer.

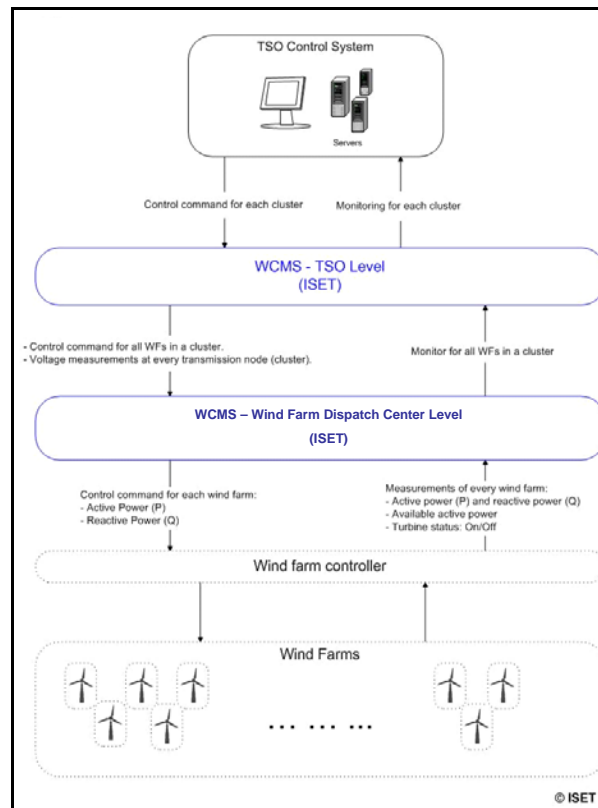


Figure 2: Command flow and monitoring structure for the WCMS

The wind farm dispatch centre controls directly all wind farms aggregated under its control centre. This layer will receive wind power requirements (set points) from the TSO, and will report the wind power status to the TSO.

The command flow from the WCMS goes from the upper to the lower level (TSO – Dispatch Centres). At TSO level, the power requirements for a given node are calculated by third parties TSO systems. Short-circuit level, maximum allowed power generation in the grid and grid transmission capacity, among others, are examples of grid security calculations. All these calculations are then transformed to active and reactive power requirements (*P* and *Q* commands) for wind power generation. These requirements (set points) are sent from the TSO to the Dispatch Centres. Once the set points are received by each Dispatch Centre, they have to follow the received set points, with their own controlled wind farms. The distribution of these set points within the wind farms has to be performed by the WCMS at Dispatch Centre level.

Parallel to the command flow (TSO-Dispatch Centres) there is a monitoring flow (Dispatch Centres-TSO) which mainly allows the WCMS TSO through the monitored parameters to identify the present state of the cluster and to run its own forecasts, among other tasks. These parameters allow the system to know the current situation of the generation clusters. Therefore, a permanent communication link between these levels (TSO-Dispatch Centres) has to be assured so the information can flow continuously.

Conclusions

Due to the expected increase of wind power into the grids, it is necessary the development of advanced control strategies. The already presented concepts of the WCMS and the further implementation of its control strategies will strongly support this wind energy development.

The first WCMS was tested in a field test in Germany. Measurements at the wind farm as well as at the high voltage and extra high voltage grid nodes showed the capability of the wind farm controller to very quickly and accurately control active and reactive power.

The implementation of such a control system, would lead to the introduction of new market rules and grid connection requirements for the operation and commercialization of wind energy in power grids.

The implementation of the cluster structure for wind energy control provides the following advantages:

- The cluster control of wind farms allows wind energy to better fulfil all TSO requirements and increases its grid integration capabilities. As a logical consequence more wind energy can be admitted into the grid.
- Through the aggregation of wind farms by means of a cluster, the capacity to maintain the accuracy of a wind power feed-in schedule (forecast) is increased. Moreover, the forecast errors and its respective deviations can be balanced within the cluster.
- For grid planning purposes, there are better possibilities for the management of grid contingencies such as transmission bottlenecks and provision of power reserve.

References

- [1] M. Wolff et. Al.; "Advanced Operating Control for Wind Farm Clusters"; Sixth International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power and Transmission Networks for Offshore Wind Farms; 26-28 October 2006; Delft, The Netherlands.
- [2] S. Heier, B. Valov, L. Löwer, "Netzberechnungsprogramm für Windparks-Cluster-Management System", V.1.1., 2005
- [3] K. Rohrig; "Rechenmodelle und Informationssysteme zur Integration großer Windleistungen in die elektrische Energieversorgung"; Universität Kassel, September 2003
- [4] B. Ernst; "Entwicklung eines Windleistungsprognosemodells zur Verbesserung der Kraftwerkseinsatzplanung"; Universität Kassel; Oktober 2003
- [5] C. A. Quintero Marrone; A. J. Gesino, B. Lange; K. Rohrig; R. Mackensen; M Wolff; "Reactive Power Management and Voltage Control with the Wind Farm Cluster Management System"; 7th International Workshop on Large Scale Integration of Wind Power and on Transmission Networks for Offshore Wind Farms; 26-27 May, 2008; Madrid, Spain.

Biographies

Alejandro J. Gesino works at ISET since May 2007 at the area Information Systems of the R&D Division Information and Energy Economy. He was born in Mar del Plata, Argentina in 1977. Graduated as Informatics Engineer, specialized in Germany at post degree level in Wind Energy and Hydrogen production and manipulation, Eng. Gesino's main interest is related with the renewable energies, specially wind energy and its technologies concerning short-term forecast, artificial intelligence methods and wind power meteorology.

Cesar A. Quintero Marrone works at ISET since 2006 in the department of Information and Energy Economy. He completed a Master Degree in Electrical Power Engineering at the RWTH-Aachen University (2006).. At ISET, Mr. Quintero works with projects that deal with requirements for wind energy integration in electrical grids and energy management system for wind energy.

Reinhard Mackensen finished his studies of civil engineer with the focus of informatics in the year 2001. During his studies he collected valuable experiences as a software developer. Since April 2005 he is working for the R&D division information and energy economy. He is responsible for development of different applications, database structures and information technologies focusing forecast and control of power feed in by wind energy and integration into the power supply systems. Mr. Mackensen covers fields of application in object oriented languages like java and C++. Furthermore he is responsible for database administration and development with SQL and PLSQL.

Martin Wolff works at ISET since 2004 in the department of Information and Energy Economy. He has studied Electrical Engineering with main focus on power supply systems and energy management. His diploma thesis was about methods of optimization for an economic dispatch of a Virtual Power plant. Mr. Wolff deals mainly with energy management concepts for large wind farms.

Bernhard Lange is head of Information and Prediction Systems of the R&D Division Information and Energy Economy at ISET. He is a physicist with MSc from the University of Oldenburg. After graduating he worked in Denmark with Risø National Laboratory and Wind World A/S. 1998 to 2002 he prepared his PhD about offshore wind power meteorology at Risø National Laboratory and University of Oldenburg. His main research interests for the last 10 years are wind power meteorology, wind farm modelling and wind power forecasting.

Kurt Rohrig has worked with ISET since 1991 and is head of the department of Information and Energy Economy. Mr. Rohrig has more than 10 years experience in wind power projects. He is the scientist-in-charge for projects handling the online monitoring and prediction of wind power for large supply areas – operated in co-operation with large power transmission utilities. Mr. Rohrig has contributed to numerous publications in the field of wind energy integration in the electrical energy supply and completed his PhD at the end of 2003.

Ergebnisse des Feldtests einer Scheitholzessel-Stirling-Kombination

Bodo Groß

IZES gGmbH, Altenkesseler Straße 17, 66115 Saarbrücken, gross@izes.de

Schlüsselwörter: Scheitholzessel, Stirlingmotor, Hybridanlage, Monitoring, online Visualisierung

Zusammenfassung: Die energetische Nutzung von Holz beschränkt sich vornehmlich auf die Erzeugung von thermischer Energie für Heizzwecke und auf Anlagen kleiner Leistungsgrößen. Mit Hilfe eines Stirlingmotors kann aber ein Teil der Verbrennungswärme in elektrische Energie umgewandelt und genutzt werden – hinsichtlich CO₂-Neutralität und besserer Effizienz ein bedeutsamer Schritt in Richtung Klimaschutz und Energieeffizienz. Nachdem es im Bereich oberhalb von 500 kW_{el} bereits ausgereifte Anlagenkonzepte gibt, hat die Firma HOVAL in den vergangenen Jahren erfolgreich die Entwicklung einer Klein-KWK-Anlage – ausgeführt als Scheitholzessel-Stirling-Kombination – für den Leistungsbereich 1 kW_{el} und bis zu 50 kW_{th} forciert.

1 Einleitung

Derzeit wird im Sektor der Ein- und Zweifamilienhäusern der weitaus überwiegende Teil der benötigten elektrischen Energie zentral in Großkraftwerken und die benötigte Wärmeenergie mittels Heizkessel im eigenen Haus erzeugt. Beides erfolgt in den meisten Fällen auf Basis fossiler Brennstoffe wie Kohle, Erdgas und Heizöl. Die Nutzungsgrade liegen dabei im Mittel bei < 40 % elektrisch (Durchschnitt deutscher Kraftwerksmix) und > 90 % (Hausheizungsanlagen) thermisch. Daraus ergibt sich im Durchschnitt ein Verlust von ~ 35 % bezogen auf den Primärenergieeinsatz.

Die energetische Nutzung von Holz beschränkt sich auf Anlagen kleiner Leistungsgrößen und auf die Erzeugung von thermischer Energie für Heizzwecke. Grundsätzlich ist es aber möglich, mit Hilfe eines Stirlingmotors Teile der Verbrennungswärme in elektrische Energie umzuwandeln. Diese Art der dezentral gekoppelten Wärme- und Stromerzeugung ist insbesondere wegen ihrer besseren Effizienz sowie der CO₂-Neutralität gegenüber herkömmlichen Systemen für die Zukunft sehr interessant. Während es im Bereich oberhalb von 500 kW_{el} bereits technisch ausgereifte Anlagenkonzepte gibt, fehlt es im Kleinanwendungsbereich immer noch an marktfähigen Produkten. Die Firma HOVAL hat in den vergangenen Jahren die Entwicklung einer Klein-KWK-Anlage - ausgeführt als Scheitholzessel/Stirling-Kombination - für den Leistungsbereich 1 kW_{el} und bis zu 50 kW_{th} erfolgreich vorangetrieben.

Der Feldtest, inklusive Monitoring und wissenschaftlicher Begleitung, hatte einerseits das Ziel, die Alltagstauglichkeit der Scheitholzessel/Stirling-Kombination zu belegen und andererseits Optimierungspotenziale des Hybridsystems aufzuzeigen. Im Forsthaus Sulzbach/Saarland ist eine der Demonstrationsanlagen installiert. Betreiber der Anlage ist die Familie von Förster Bernd Bard vom saarländischen SaarForst Eigenbetrieb, die mit der eigenen Anlage konkrete Erfahrungen mit der neuen Hybrid-Technologie gewinnen möchte.



Abbildung 1: Forsthaus Sulzbach

2 Online Visualisierung

Die IZES gGmbH verfügt über mehrjährige Erfahrung im Monitoring von Anlagen. Aus seinen Erfahrungen mit Feldtest- Monitoring von Klein-KWK-Anlagen und anderen Systemen hat das Institut eine Datenverarbeitungs- und Fernleittechnik – insbesondere für Feldtestzwecke – entwickelt, die zugleich eine via Internet weltweit verfügbare Visualisierung integriert hat. Folgende Abbildung zeigt einen Screen Shot der Feldtestanlage in Sulzbach.

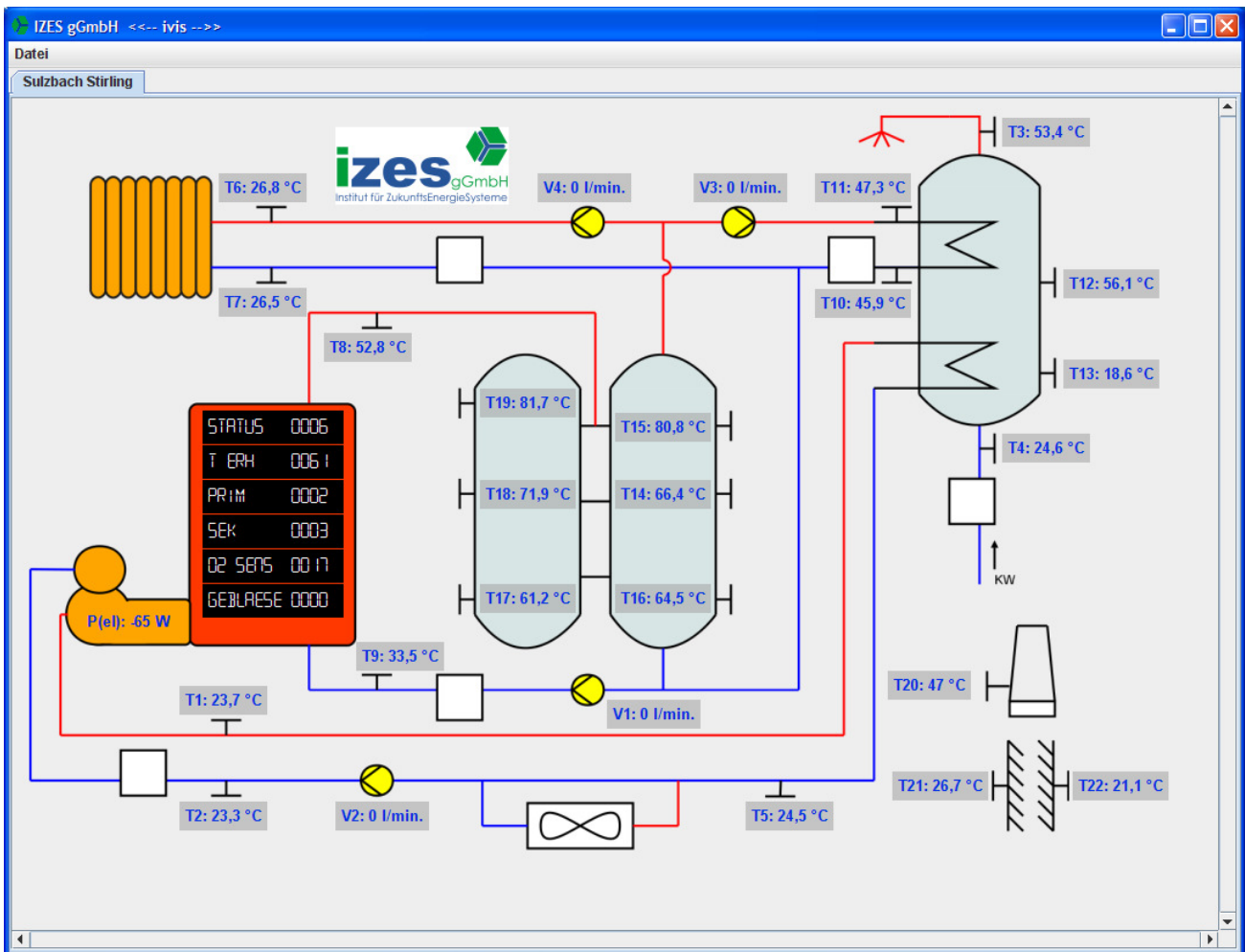


Abbildung 2: Screen Shot der Feldtestanlage in Sulzbach

Ebenso werden automatisch Reports für jedes Objekt erzeugt. Eine Alarmierung bei Problemen und Fehlersituationen ist ebenfalls vorgesehen. Die Anwendungen wurden am IZES bereits an 15 europäischen Standorten über einen Gesamtzeitraum von nunmehr sieben Jahren erprobt und ständig weiterentwickelt. Das System ist grundsätzlich offen. Datenquellen können über verschiedene standardisierte Schnittstellen, aber auch von spezifischen Datenquellen, mittels individuellen Treibers einfach aufgeschaltet werden. Dabei ist man nicht auf bestimmte Kommunikationswege angewiesen, da für den Datentransport nur übliche Transportprotokolle zur Anwendung kommen (z.B. Analogmodem, ISDN, Internet, GPRS/GSM, UMTS, Wimax, Satellitenverbindung).

3 Messergebnisse

Insgesamt werden beim Monitoring der hier betrachteten Anlage über 50 verschiedene Messwerte - wie beispielsweise Wasser- und Erhitzerkopftemperaturen, erzeugte Wärme- und Strommenge sowie die Kesseldaten - erfasst, in einer Datenbank aufbereitet und ausgewertet. Durch die Vielzahl der aufgenommen Messwerte konnten so Optimierungspotenziale „sichtbar“ gemacht werden. In Tabelle 1 werden die Energiemengen und die Laufzeiten der Feldtestanlage im Zeitraum vom 20.02.2007 bis 19.02.2008 sowie im Zeitraum zwischen 10:35 – 10:55 am 02.12.07 dargestellt.

Erträge und Laufzeiten der Feldtestanlage im Bilanzierungszeitraum vom 20.02.07 – 19.02.08		Tagesauswertung nach Optimierung vom 02.12.07 zwischen 10:35 – 10:55	
elektrische Arbeit [kWh]		elektrische Arbeit [kWh]	
Bruttoertrag	270	Bruttoertrag	0,215
Nettoertrag	157	Nettoertrag	0,215
Verluste im motorischen Betrieb	46	Verluste im motorischen Betrieb	-
Standby-Verluste	65	Standby-Verluste	-
Nutzungsgrad [%]		Nutzungsgrad [%]	
Elektrischer Nutzungsgrad Stirling	9,7	Elektrischer Nutzungsgrad Stirling	16,6
Laufzeiten [h]		Laufzeiten [h]	
generatorischer Betrieb	848	generatorischer Betrieb	0,35
motorischer Betrieb	197	motorischer Betrieb	-
Wärmemengen [kWh]		Wärmemengen [kWh]	
WMZ01 (Kesselkreislauf)	32.714	WMZ01 (Kesselkreislauf)	11,0
WMZ02 (Warmwasser)	929	WMZ02 (Warmwasser)	-
WMZ03 (Stirlingkreislauf)	2.509	WMZ03 (Stirlingkreislauf)	1,1
WMZ04 (Heizkreis)	29.665	WMZ04 (Heizkreis)	8,3
WMZ05 (Warmwasser über Heizkessel)	367	WMZ05 (Warmwasser über Heizkessel)	-

Tabelle 1: Energieerträge und Laufzeiten der Feldtestanlage im Zeitraum 20.02.2007 bis 19.02.2008 sowie am 02.12.07 zwischen 10:35 – 10:55

Die erzeugte Gesamtstrommenge beläuft sich brutto auf etwa 270 kWh und netto auf etwa 156 kWh. Die erzeugte Gesamtwärmemenge setzt sich aus den Wärmemengen des Kessel und des Stirlingkreislaufs zusammen und beläuft sich auf insgesamt 35.223 kWh. Die elektrischen Nutzungsgrade des Stirling Bilanzkreises betragen im gesamten Zeitraum 9,7%. Während der Betriebsphase am 02. Dezember 2007 beträgt der elektrische Nutzungsgrad sogar 16,6%.

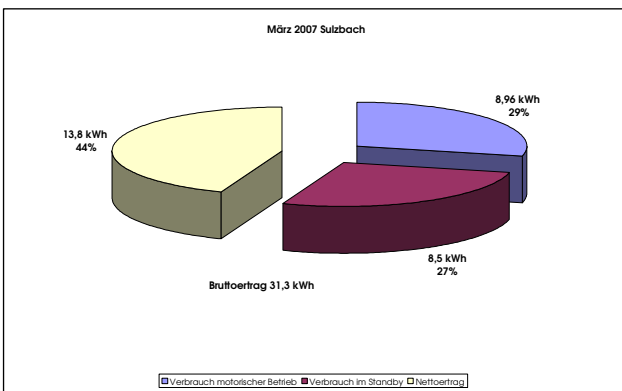


Abbildung 3: Stromertrag und Stromverbrauch im Monat März 2007

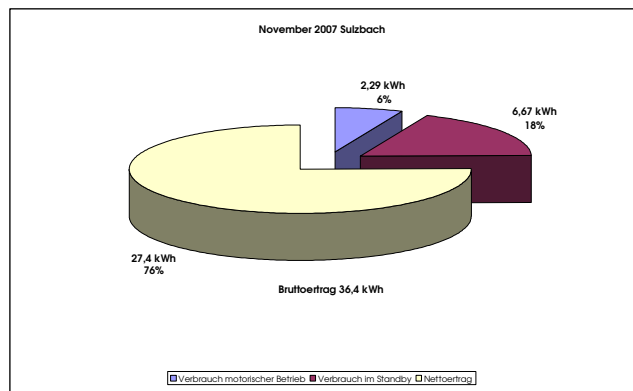


Abbildung 4: Stromertrag und Stromverbrauch im Monat November 2007

Die Betriebsstunden des Stirlingmotors sind in Abbildung 5 dargestellt. Zusätzlich zur Minderung des Stromverbrauchs konnte durch die Optimierungen auch die relative Laufzeit des Stirlingmotors im motorischen Betrieb in Bezug auf die Gesamtlaufzeit deutlich reduziert werden.

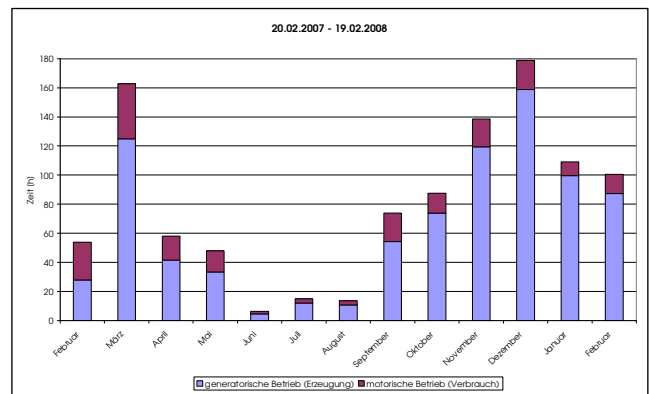


Abbildung 5: Laufzeiten des Stirlingmotors

Im folgenden Abschnitt wird anhand des Beispieltages am 11.12.2007 die routinemäßige tägliche Datenauswertung gezeigt. Abbildung 6 zeigt den Verlauf der Erhitzerkopftemperatur am 11.12.2007, die Stirlingleistung und den Nettoertrag an elektrischer Arbeit. Dabei ist eine deutliche Korrelation der Stirlingleistung und der Erhitzerkopftemperatur erkennbar. Die elektrische Arbeit befindet sich bis zur Stromeinspeisung im negativen Bereich. Dies ist bedingt durch den Bedarf an „Stand-by-Leistung“ von ~ 13 Watt, verursacht durch den derzeit genutzten Generatorschrank.

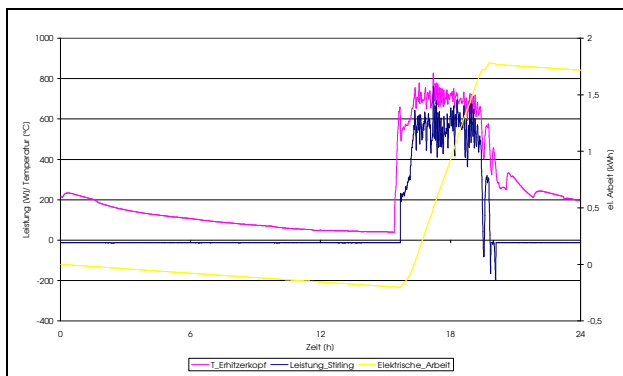


Abbildung 6: Leistung elektrische Arbeit und Erhitzerkopftemperatur des Stirlings (11.12.2007)

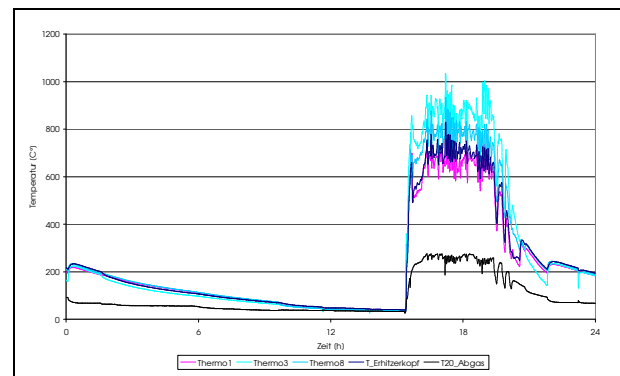


Abbildung 7: Temperaturen des Erhitzerkopfs sowie Abgastemperatur des Kessels

Abbildung 7 zeigt die Temperaturverläufe des Erhitzerkopfs sowie die Abgastemperaturen des Kessels. Mittels der installierten Thermoelemente werden die Abgastemperaturen an der Flammumkehr des Kessels aufgenommen. Anhand dieser wird die Temperaturverteilung des Abgasstroms am Erhitzerkopf dargestellt. Die innere Erhitzerkopftemperatur wird durch ein separates Thermoelement aufgenommen, welches - im Gegensatz zu den weiteren installierten Thermoelementen - in einer Tauchhülse untergebracht ist. Die dort gemessene Temperatur wird in der Kesselsteuerung verarbeitet und dient zur Steuerung des Stirlingmotors, bzw. zu dessen An- und Abschaltung.

4 Einflussfaktoren auf die Stirlingleistung

Beispielhaft soll an dieser Stelle der Einfluss des mittleren Arbeitsdrucks auf die Stirlingleistung dargestellt werden. Bei dem eingesetzten Motor beträgt der mittlere Arbeitsdruck ~ 12 bar. Mit steigender Betriebsdauer kommt es zu einem Druckabfall, der durch Nachfüllen von Stickstoff ausgeglichen werden muss. Im Zeitraum vom 28. Oktober bis 09. November 2007 wurde kein

Stickstoff nachgefüllt. Aufgrund eines Defekts fiel der mittlere Stickstoffdruck in diesem Zeitraum von ~ 12 bar auf ~ 9 bar.

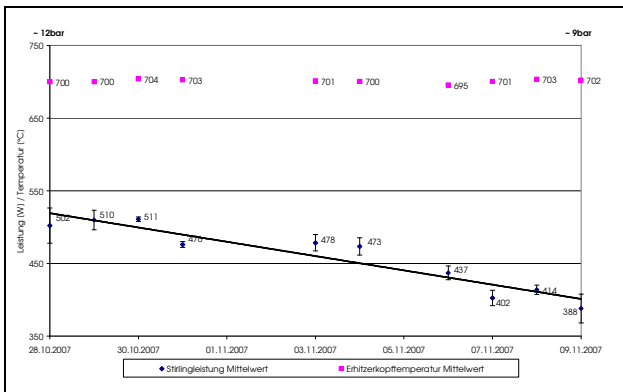


Abbildung 8: Stirlingleistung bei sinkendem Stickstoffdruck

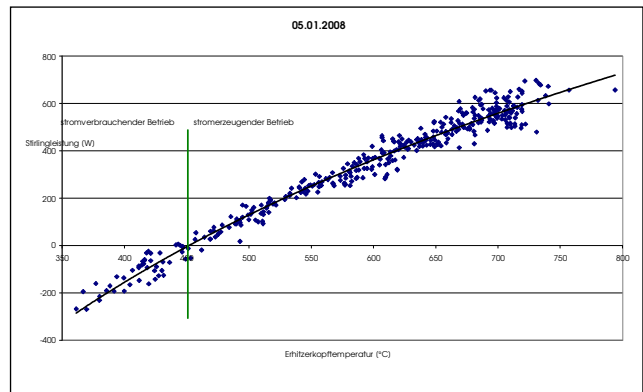


Abbildung 9: Stirlingleistung in Abhängigkeit der Erhitzerkopftemperatur

Um die Leistungen vergleichen zu können, wurden Tage ausgewählt, an denen im Mittel eine Erhitzerkopftemperatur von ~ 700°C erreicht wurde. In dem untersuchten Zeitraum fällt die Stirlingleistung von ~ 500 Watt auf ~ 390 Watt ab (Abbildung 8).

Ein weiterer Einflussfaktor auf die Leistung des Stirlingmotors ist die Erhitzerkopftemperatur, siehe dazu Abbildung 9. Dort wird die Stirlingleistung in Abhängigkeit der Erhitzerkopftemperatur aufgetragen.

Die Messwerte stammen vom 05. Januar 2008. Zu diesem Zeitpunkt beträgt der mittlere Stickstoffdruck laut Protokoll ~ 10 bar. Ab ~ 450°C befindet sich der Stirlingmotor im generatorischen Betrieb. Der Temperaturbereich während des Abbrands liegt größtenteils zwischen 600°C und 720°C. In diesem Bereich erzeugt der Generator eine Leistung zwischen 300 und 600 Watt. Im Idealfall müsste die Trendlinie eine Gerade sein. Da sich aber während des Betriebs auch die Kühltemperatur erhöht, hat die Trendlinie einen logarithmischen Verlauf.

5 Nutzungsgradbestimmung

Um die Feuerungsanlage als Gesamtsystem „Scheitholzkessel mit Stirlingmotor“ beurteilen zu können, wird dessen Nutzungsgrad bestimmt. Dabei müssen zwei Energiebilanzkreise – der Kesselkreislauf und der Stirlingkreislauf – unterschieden werden, weil die Antriebsenergie des Stirlingmotors im Form von Wärmeenergie (aus dem Rauchgas) bei Temperaturen um 700 – 800 °C dem Kessel entzogen und mittels des Stirlingmotors einerseits in Strom und andererseits in nutzbare (Ab-)wärme bei Temperaturen um 50 °C umgewandelt wird. Diese Untersuchung soll zeigen wie effektiv die eingesetzte Brennstoffenergie umgesetzt wird.

Zur Bestimmung wird die vom Wärmeträgermedium „Wasser“ abgeführte Wärmeenergie in Beziehung zur zugeführten Brennstoffenergie (d.h. mittlerer Heizwert multipliziert mit der eingesetzten Brennstoffmasse) gesetzt. Hier werden neben den Abgasverlusten zusätzlich auch Strahlungs- und Rostverluste berücksichtigt. Strahlungsverluste entstehen durch Wärmeabgabe der heißen Feuerung über den Kessel an die Umgebung, Rostverluste durch unverbrannte Rückstände in der Asche. Dieser Nutzungsgrad liegt meist um einige Prozentpunkte niedriger als der feuerungstechnische Nutzungsgrad, bei dem nur Abgasverluste berücksichtigt werden.

5.1 Bilanzierungszeitraum

In Abbildung 10 ist der Zustand des Kessels zu Beginn der Bilanzierung sowie der Abbrand einer zuvor bestimmten Brennstoffmenge dargestellt. Neben der Stirlingleistung und der Erhitzerkopf-temperatur sind zusätzlich die Wärmemengen des Kessel- und des Stirlingkühlkreislaufs abgebildet.

In Abbildung 11 ist der Zustand des Kessels zum Ende der Bilanzierung und die Nutzung der Restwärme dargestellt.

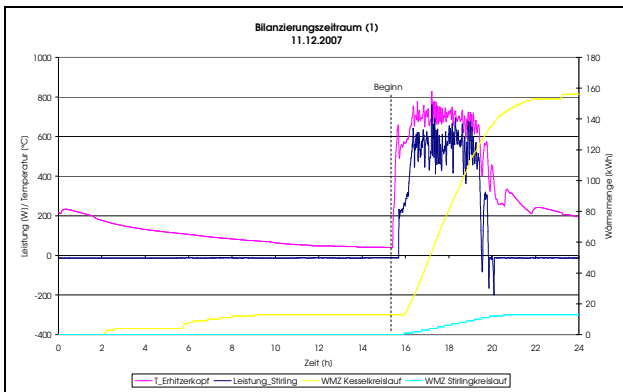


Abbildung 10: Bilanzierungszeitraum (1)

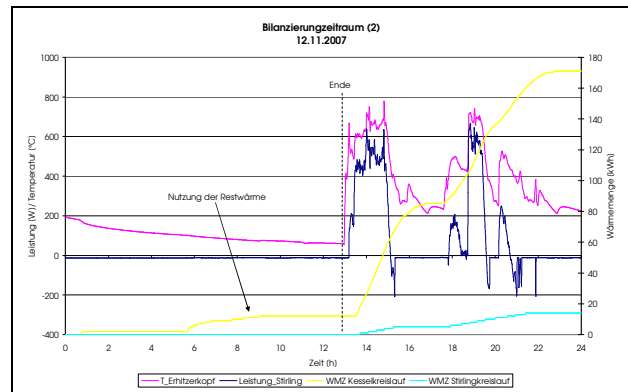


Abbildung 11: Bilanzierungszeitraum (2)

5.2 Bestimmung der erzeugten Wärme- und Strommenge

Die Wärmemengen liefern die Wärmemengenzähler. Die elektrische Arbeit wird über die gemessene Leistung errechnet. Daraus ergeben sich folgende Erträge:

- Wärmemenge Kesselkreislauf 155 kWh
- Wärmemenge Stirlingkühlkreislauf 13 kWh
- Elektrische Arbeit des Stirlingmotors 2 kWh

Wie in der detaillierten Aufteilung in Abbildung 12 dargestellt, werden zwei Drittel der eingesetzten Energie in Nutzwärme und elektrischen Strom umgewandelt. Aus dieser Betrachtung ergibt sich für den Stirlingbilanzkreis ein elektrischer Nutzungsgrad von etwa 9 % - 13 %, je nachdem wie man die „sonstigen Verluste“ zuordnet. Realistisch erscheint hier ein Nutzungsgrad von 10 %, was in etwa einer Zuordnung von 1/3 der sonstigen Verluste entspricht, siehe dazu auch Tabelle 1.

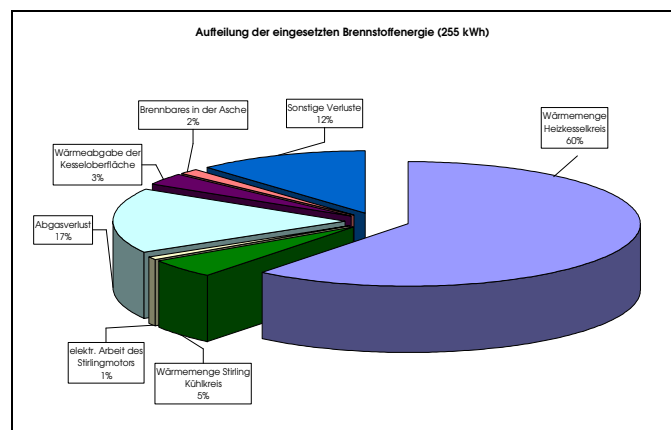


Abbildung 12: Aufteilung der Energieflüsse

Die Berechnung des Abgasverlustes der Gesamtanlage ergibt einen Wert von 17 %. Maßgebend für den erhöhten Verlust der Feldtestanlage ist die hohe Abgastemperatur, welche teilweise 250°C überschreitet, sowie der erhöhte Sauerstoffanteil in der Vollastphase von größer 10% als Indikator

für einen sehr hohen Abgasvolumenstrom. Zu den weiteren Verlusten gehören zum einen die Wärmeabgabe über die Kesseloberfläche, die in der Literatur mit 3% angegeben wird und zum anderen Verluste durch unverbrannte Bestandteile in der Asche in Höhe von etwa 1,5%. Die sonstigen Verluste von 12% können nicht genau zugeordnet werden. Sie werden im Wesentlichen durch folgende Faktoren verursacht: Im Gegensatz zum Kessel besitzt der Stirlingmotor keine Wärmedämmung. Hier entstehen Verluste durch Konvektions- und Strahlungsverluste an der Oberfläche. Die Umwandlung von mechanischer Energie in elektrische im Stirlingmotor ist ebenfalls mit Verlusten, im Wesentlichen Reibungs- und Generatorverluste, behaftet. Hinzu kommen noch Bereitschaftsverluste des Kessels.

6 Temperaturverteilung am Erhitzerkopf

Die Abgastemperaturen werden mit acht Thermoelementen bestimmt, die gegen den Uhrzeigersinn um den Erhitzerkopf angebracht sind. Auf Höhe von Thermoelement 7 ist ein weiteres Thermoelement angebracht, mit dem die Erhitzerkopf-temperatur gemessen wird. Diese Temperatur wird in der Kesselsteuerung als Regelparameter genutzt. Im Gegensatz zu den weiteren Thermoelementen befindet sich dieses Thermoelement in einem geschlossenen Röhrchen, das aus demselben Material wie der Erhitzerkopf besteht (Abbildung 13). Begründung hierfür ist, dass die Temperaturmessung in einem quasi stationären Zustand, nicht verfälscht durch Strömungsphänomene, erfolgen soll.

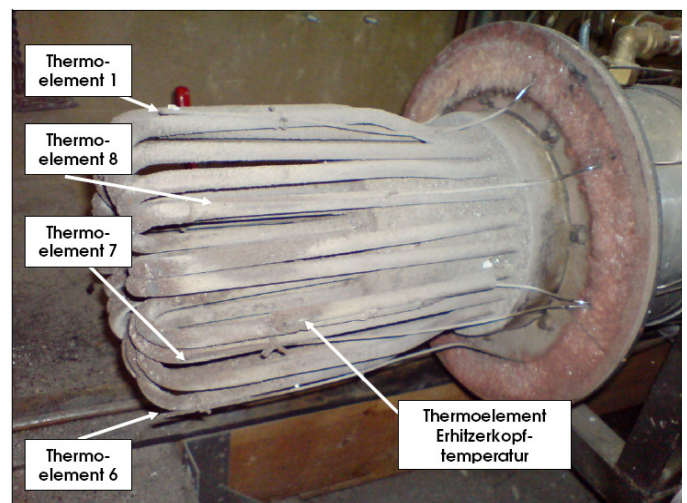


Abbildung 13: Erhitzerkopf mit zusätzlich installierten Thermoelementen

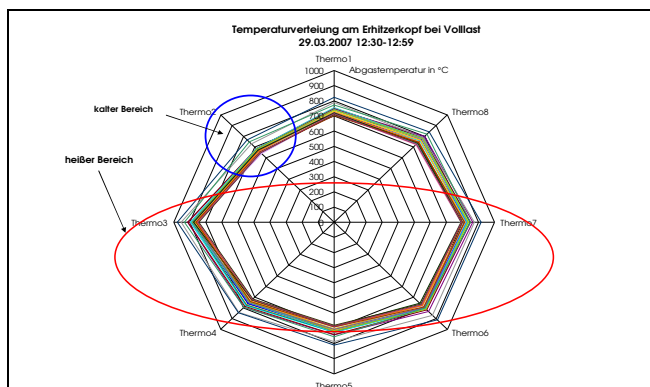


Abbildung 14: Temperaturverteilung am Erhitzerkopf bei Vollast (1)

Die Durchführung der acht zusätzlichen Thermoelemente erfolgt durch Bohrungen am Erhitzerkopfverschluss. Abbildung 14 zeigt die Temperaturverteilung während der Vollastphase. Der heiße Bereich erstreckt sich von der Mitte bis zum unteren Teil des Erhitzerkopfs. Im Bereich von Thermoelement 2 ergibt sich ein „kalter“ Bereich. Die möglichen Ursachen werden derzeit untersucht. Aktuell wird an einer entsprechenden Lösung gearbeitet, welche dann in der nächsten Generation umgesetzt und im Alltagsbetrieb getestet werden soll.

7 Optimierungen und Auffälligkeiten

Während des Feldtests wurden, sofern möglich, Änderungen an der Parametrierung der Kesselsteuerung sowie der Anlagenhydraulik durchgeführt.

7.1 Anpassung der Schalttemperaturen des Stirlingmotors

Um die „Kommunikation“ zwischen Kesselsteuerung und Stirlingmotor zu verbessern, wurden die Parameter der Kesselsteuerung nach Auswertung der ersten Ergebnisse in Zusammenarbeit mit der Firma HOVAL in mehreren Schritten angepasst. Der Schwerpunkt lag auf der Eigenstromverbrauchsminimierung des Stirlingmotors. Abbildung 15 zeigt den Tagesverlauf der Erhitzerkopftemperatur, die elektrische Leistung und die korrespondierende elektrische Arbeit vor der Anpassung der Parameter, basierend auf den Standardeinstellungen.

Hier ist erkennbar, dass der Stirlingmotor lange Laufzeiten im motorischen Betriebsmodus hat, welche mit einem hohen Stromverbrauch verbunden sind. Im Temperaturgrenzbereich ist außerdem ein starkes Takten zwischen ausgeschaltetem Stirlingmotor und motorischem Betrieb erkennbar. Während der Anheizphase und bei niedrigen Temperaturen ist die Leistung des Stirlingmotors nicht ausreichend, um den Asynchrongenerator auf vorgegebener Drehzahl zu halten. In Folge dessen schaltet er in den motorischen Betrieb.

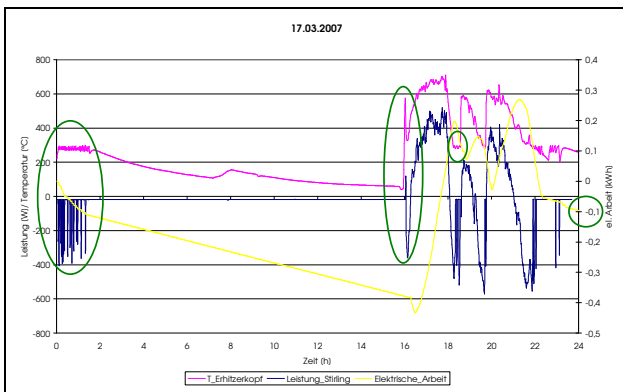


Abbildung 15: Verlauf der Stirlingleistung vor der Anpassung der Parameter

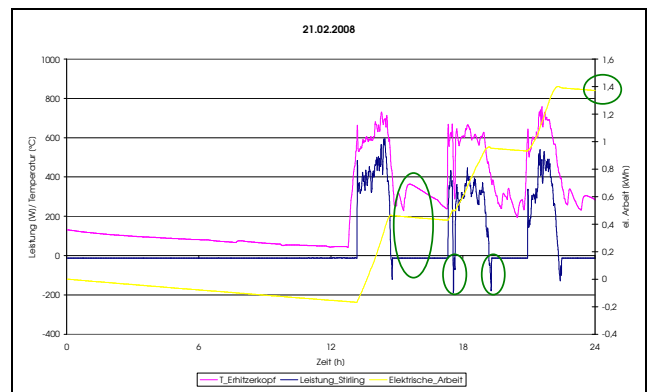


Abbildung 16: Verlauf der Stirlingleistung nach der Umstellung

Abbildung 16 zeigt den Tagesverlauf der elektrischen Stirlingleistung, der Erhitzerkopftemperatur und der elektrischen Arbeit nach den Anpassungen. Man kann erkennen, dass die Laufzeiten im Strom verbrauchenden Betriebsmodus deutlich gesenkt wurden, womit sich auch der Verbrauch auf ein Minimum reduzierte. Im Temperaturgrenzbereich kommt es nicht mehr zum Takten des Stirlingmotors.

Nachfolgend sind die aktuellen Schalttemperaturen (vorherigen) aufgelistet.

Einschalttemperaturen des Stirlingmotors:

- Kaltstart bei 660°C (vorher 590°C)
- Warmstart bei 385°C (vorher 285°C)

Ausschalttemperatur des Stirlingmotors:

- bei 375°C (vorher 275°C)

Das Kriterium für einen Warmstart ist definiert durch die Temperatur des Erhitzerkopfs. Ist diese größer als 260°C (vorher 130°C) wird ein Warmstart durchgeführt.

Als weitere Maßnahme wurde die Soll-Temperatur des Erhitzerkopfs und damit einhergehend die Gebläsedrehzahl angepasst. Infolge dessen wurde zwar die Stirlingleistung aber auch gleichzeitig die Abgastemperatur und damit die Abgasverluste erhöht. An dieser Stelle müssen die optimalen Parameter, möglicherweise auch in Zusammenhang mit der Abgasführung (siehe Abbildung 14) noch ermittelt werden.

8 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Nachfolgend soll mittels einer Wirtschaftlichkeitsrechnung der Vollkostenwärmepreis – also derjenige Preis, der sowohl Brennstoff-, Betriebs- und entsprechend der Lebenszeit anteilige Investitionen beinhaltet – der hier vorgestellten Scheitholzkessel/Stirlingkombination (Zielwerte der Serienfertigung) einem modernen Brennwertkessel gegenüber gestellt werden. Zusätzlich sind die Daten der aktuellen Feldtestanlage (Bilanzzeitraum 20.02.2007 bis 19.02.2008) sowie ein vergleichbares Gas- BHKW dargestellt. Zur Berechnung der Einspeisvergütung nach dem EEG (2009) wird unterstellt, dass 70 % des erzeugten Stroms den Bezug aus dem Netz vermeiden. Die übrigen 30 % werden in das öffentliche Netz eingespeist. Alle nachfolgend angegebenen Werte verstehen sich netto.

Bei den hier angesetzten Brennstoff- und Hardware-Preisen kann sich die (sereinreife) Scheitholzkessel/Stirlingkombination bereits bei üblicher Vollbenutzungstundenzahl gegenüber einem wandhängenden Gasbrennwertgerät behaupten. Die Wirtschaftlichkeit verbessert sich noch weiter mit zunehmender Differenz zwischen Erdgas- und Holzpreis. Je nach Auslegungsmöglichkeit ließe sich unter Umständen durch einen etwas kleineren Kessel und größeren Pufferspeicher für Warmwasser und Heizung die Vollbenutzungstundenzahl auch noch weiter erhöhen.

* Der Vollkostenwärmepreis der Feldtestanlage bezieht sich lediglich auf die Betriebskosten der Anlage. Die Investitionen für Hardware, Betreuung der Feldtestanlage sowie die Installationskosten wurden nicht berücksichtigt.

** Die Vollbenutzungstunden der Feldtestanlage beziehen sich nur auf den Scheitholzkessel. Der Stirlingmotor wurde während dieser Zeit etwa 1.200 h betrieben. Die Durchschnittsleistung im Volllastbetrieb, nach den durchgeführten Optimierungen, lag bei Werten leicht über 700 W bei einer Erhitzerkopftemperatur von etwa 700 °C. Spitzenwerte von rund 850 W konnten kurzzeitig erreicht werden. Die höchsten gemessenen elektrischen Nutzungsgrade der Feldtestanlage lagen bei knapp unter 17 %, siehe dazu auch Tabelle 1.

	Stirling aktuell	Stirling Serie	Brennwertgerät	Gas BHKW
Investition				
Kessel	- €	8.750,00 €	3.000,00 €	30.000,00 €
Feuerungsleistung	25 kW	35 kW	35 kW	29 kW
thermischer Nutzungsgrad	65%	88%	98%	52%
Pufferspeicher (1500L)	- €	1.600,00 €	- €	1.600,00 €
Stirling	- €	8.500,00 €		
elektrische Leistung	1 kW	1 kW		14 kW
elektrischer Nutzungsgrad	10,0%	25,0%		26,0%
Montagekosten (25% Invest)	- €	4.712,50 €	750,00 €	7.900,00 €
Förderung über mini-KWK 2008	- €	482,14 €		4.846,94 €
Umweltbonus aus mini-KWK 2008				663,27 €
Zins	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%
Annuität der Investition bei 20a	- €	1.852 €/a	301 €/a	2.727 €/a
Betriebskosten				
Wartung (2% Invest)	0 €/a	377 €/a	60 €/a	1.052 €/a
Jahreswärmebedarf MFH				
	75.000 kWh	75.000 kWh	75.000 kWh	75.000 kWh
Brennstoff	Scheitholz	Scheitholz	Erdgas	Erdgas
Brennstoffpreis	3,30 ct/kWh	3,30 ct/kWh	5,50 ct/kWh	5,50 ct/kWh
Leistungspreis Gas			315 €/a	379 €/a
Brennstoffkosten	3.808 €/a	2.813 €/a	4.209 €/a	7.933 €/a
Vollbenutzungstunden	** 3.000	2.143	2.143	2.551
Vollkostenwärmepreis I	* 5,08 ct/kWh	6,72 ct/kWh	6,51 ct/kWh	16,12 ct/kWh
Vergütung EEG (Volleinspeisung) nach EEG-Entwurf 2009	16,67 ct/kWh	16,67 ct/kWh		
KWKG-Vergütung (2009)				5,11 ct/kWh
anlegbarer Preis (EEX)				6,55 ct/kWh
vermiedene Netznutzungsentgelte (Durchschnittswert)				0,40 ct/kWh
Arbeitspreis für Strom aus dem Netz	17,65 ct/kWh	17,65 ct/kWh		17,65 ct/kWh
Verhältnis Eigenbedarfsdeckung zu EEG/KWKG Einspeisung	70/30	70/30		70/30
Zählerkosten Stromeinspeisung	20 €/a	20 €/a		20 €/a
erzeugte Strommenge (bei einer unterstellten Jahresdurchschnittsleistung des Stirlings von 75% (100%) der Nennleistung)	270 kWh	2.143 kWh		36.480 kWh
Stromerlöse netto	27 €/a	352 €/a		7.111 €/a
(Mineralöl-) Energiesteuererstattung (0,55 Ct/kWh _{el})				786 €/a
Vollkostenwärmepreis II	* 5,04 ct/kWh	6,25 ct/kWh	6,51 ct/kWh	5,59 ct/kWh

Tabelle 2: Vergleich der Vollkostenwärmepreise (netto) zwischen der Scheitholzkessel/Stirlingkombination (aktuelle Feldtestanlage, Serienmodell mit Zielwerten), einem Gasbrennwertgerät und einem Gas- BHKW

9 Ausblick

Die Firma HOVAL wird im Jahr 2008 mit einer Kleinserie auf den Markt kommen. Während der Projektlaufzeit sind entsprechende Vorbereitungen getroffen worden. Die Ergebnisse des Monitorings haben zu den dafür notwendigen Verbesserungen der Hybridanlage beigetragen und sind im Wesentlichen verwertet worden. Eine weitere wissenschaftliche Begleitung der Kleinserie wäre wünschenswert, einerseits um die Ergebnisse dieses Monitorings und die daraus erarbeiteten Auswirkungen bzw. Verbesserungen auf das Kleinserienmodell sichtbar zu machen, aber andererseits auch um den Weg zur Serienreife des Hybridsystems wissenschaftlich zu begleiten und einen nachhaltigen Erfolg, im Rahmen der wissenschaftlichen Möglichkeiten, abzusichern.

Besonderer Dank gilt Herrn Dr.- Ing. Stanev (FNR), Herrn Daniel Hegele (Hoval), Familie Bernd Bard, dem Ministerium für Umwelt des Saarlandes sowie allen am Projekt beteiligten IZES Mitarbeitern. Das Projekt wird durch die Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe begleitet und mit Mitteln des Bundesministeriums für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz unter FKZ 220 176 05 gefördert.

Kontakt:

IZES gGmbH

Dr. Bodo Groß

Altenkesseler Straße 17

D- 66115 Saarbrücken

Tel: 0049 (0)681 9762 851 oder mobil 0049 (0)172 6839048

Fax: 0049 (0)681 9762 175

NANOSTIR – Optimisation of solid biofuel operated Stirling CHP units by means of nano technological coatings

Bodo Groß

IZES gGmbH, Altenkesseler Straße 17, 66115 Saarbrücken, gross@izes.de

Schlüsselwörter: KWKK, Nanobeschichtung, Biomasse, Stirling, Absorptionskältemaschine

1 Inhalt und Ziel des Projekts NANOSTIR

Derzeit haben alle auf dem Markt befindlichen, mit Holzhackschnitzeln, Pellets oder Scheitholz betriebenen Stirlingmotoren die gleichen Probleme: Die Verbrennung der Materialien führt zu Verschmutzungen und Verschlackungen des Erhitzerkopfs. Die Folgen sind zum einen ein nicht zu vernachlässigender Leistungsabfall und damit direkt verbunden ein erhöhter Wartungsaufwand, was zusätzlich den durchgängigen Betrieb der Anlagen aufwendig macht.

Für das Projekt NANOSTIR haben sich sechs Partner aus drei europäischen Ländern zusammengeschlossen. Die Partner kommen aus den Bereichen Nanotechnologie, Anlagenbau, Forschung, Bildung und Recht. Ziel des Projekts ist es zum einen die Nutzung regenerativer Energien im kleinen Leistungsbereich zu fördern und zum anderen zu einer breiteren Anwendung und Nachfrage bezüglich mit regenerativen Brennstoffen betriebene Stirling-KWKK-Anlagen beizutragen. Diese haben derzeit nur einen minimalen Anteil auf dem europäischen Markt. Ein weiterer positiver Nebeneffekt für den Nutzer, eine Marktgängigkeit der Technologie vorausgesetzt, ist die dadurch erreichte Unabhängigkeit von fossilen Energieträgern.

Das Projekt NANOSTIR stellt ein völlig neues, hoch innovatives, alternatives Kraft-Wärme-Kälte-Kopplungssystem (KWKK) vor. Dieses System kombiniert einen Biomasseheizkessel der Firma BOKOMPAKT Heiztechnik GmbH mit einer thermischen Leistung von etwa 45 kW, eine Absorptionskältemaschine der Firma WEGRA Anlagenbau GmbH mit einer Leistung von 15-20 kW Kälteleistung und einen Stirlingmotor mit etwa 1 kW_{el} bei einem thermischen Bedarf von ungefähr 10 kW_{th}. Der Wärmetauscher selbst wird hier durch eine spezielle Nanobeschichtung geschützt. Diese neuartige „Antihaftbeschichtung“ reduziert äußerst wirkungsvoll Anbackungen, die durch die Verbrennung von fester Biomasse entstehen und schützt so vor äußerst hartnäckigen Verschlackungen und Verschmutzungen der Wärmetauschefflächen, siehe dazu auch nebenstehende Abbildung. Im oberen Bereich des Wärmetauschers sind deutlich die mineralischen Anbackungen zu erkennen, während der untere Bereich des Wärmetauschers durch die Nanobeschichtung ausreichend geschützt ist.



Quelle: www.itn-nanovation.com

2 Projektpartner und Verantwortlichkeiten

Die IZES gGmbH als Projektkoordinator ist verantwortlich für das Projektmanagement, die Projektkoordination, das Erstellen von Zwischen- und Endbericht und die Öffentlichkeitsarbeit.

Die Firma BIODKMPAKT Heiztechnik GmbH aus Österreich konzipiert den Biomasseheizkessel, während die Landwirtschaftliche Fachschule Tulln den Stirlingmotor bereitstellt. Zu einem späteren Zeitpunkt soll der genutzte Prototyp des Stirlingmotors in einer Kleinserie gefertigt werden. Gemeinsam sind sie dafür verantwortlich, beide Einheiten zu kombinieren und eine Steuerungseinheit bereitzustellen.

Die Absorptionskältemaschine, die an die bereits bestehende KWK- Einheit angeschlossen wird, kommt von der Firma WEGRA Anlagenbau GmbH. Zusammen mit BIODKMPAKT ist WEGRA für die Kombination der beiden Systeme verantwortlich.

Die ItN Nanovation AG mit Sitz in Saarbrücken entwickelt und untersucht im Vorfeld verschiedene Beschichtungen, führt erste Tests an dem beschichteten Wärmetauscher. Ziel der Testphase ist die Optimierung der nanotechnologischen Beschichtung zum Schutz des Wärmetauschers. Die IZES gGmbH ist während der Projektlaufzeit, unterstützt durch die weiteren Projektpartner für das komplette Monitoring verantwortlich. Die speziellen Resultate bezüglich der Beschichtung werden durch die ItN Nanovation AG ausgewertet.

Kuhbier sprl Law Firm ist Ansprechpartner für alle rechtlichen Fragen und führt im Zuge des Projektes eine Marktanalyse zum Thema „Auswirkung der Biokraftstoffproduktion“ auf Landwirtschaft (Monokultur, etc...), Tropenwaldmanagement, Nahrungsmittelproduktion, Kraftstoffmarkt und Energieeffizienzpolitik durch.

Das Projekt wird von der Europäischen Kommission unter dem Förderkennzeichen TREN/07/FP6EN/S07.71550/038551 im Programm Polygeneration gefördert.

Grundlagenuntersuchungen zum Langzeit-/Schadensverhalten großer PEM-Stacks (September 2005- Oktober 2007)

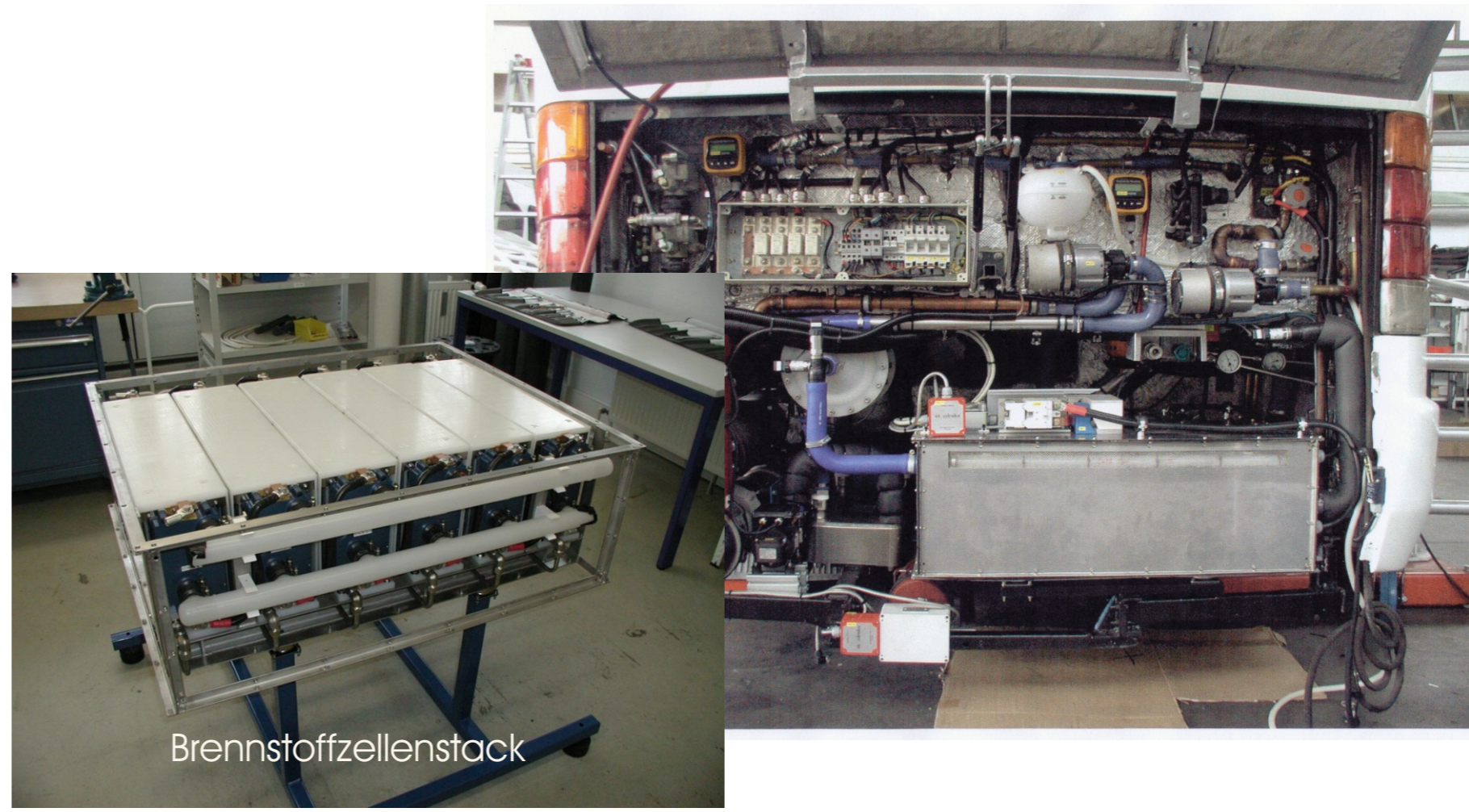
Ziel

Das Ziel des Projektes bestand darin, Erfahrungen zu den entsprechend dem Stand der Technik aufkommenden Aggregaten zu sammeln, denn das Land Mecklenburg-Vorpommern ist ohne Verbindung sowohl zu einem der großen deutschen Automobilhersteller, die allesamt Brennstoffzellenantriebe erproben, als auch zu Produzenten großer Elektrolyseure.
 Zur Beobachtung standen zur Verfügung:



Installation im Klärwerk Barth
 Technische Daten Elektrolyseur:

Hersteller:	Proton Energy Systems, Inc.
Bezeichnung:	HOGEN 380
Elektrische Leistung:	62 kW
Wasserstoffproduktion:	10 Nm ³ /h
Sauerstoffproduktion:	5 Nm ³ /h
Membranfläche:	unbekannt
Zellenzahl:	27
Gasqualität:	5.0 (besser als 99,999%)



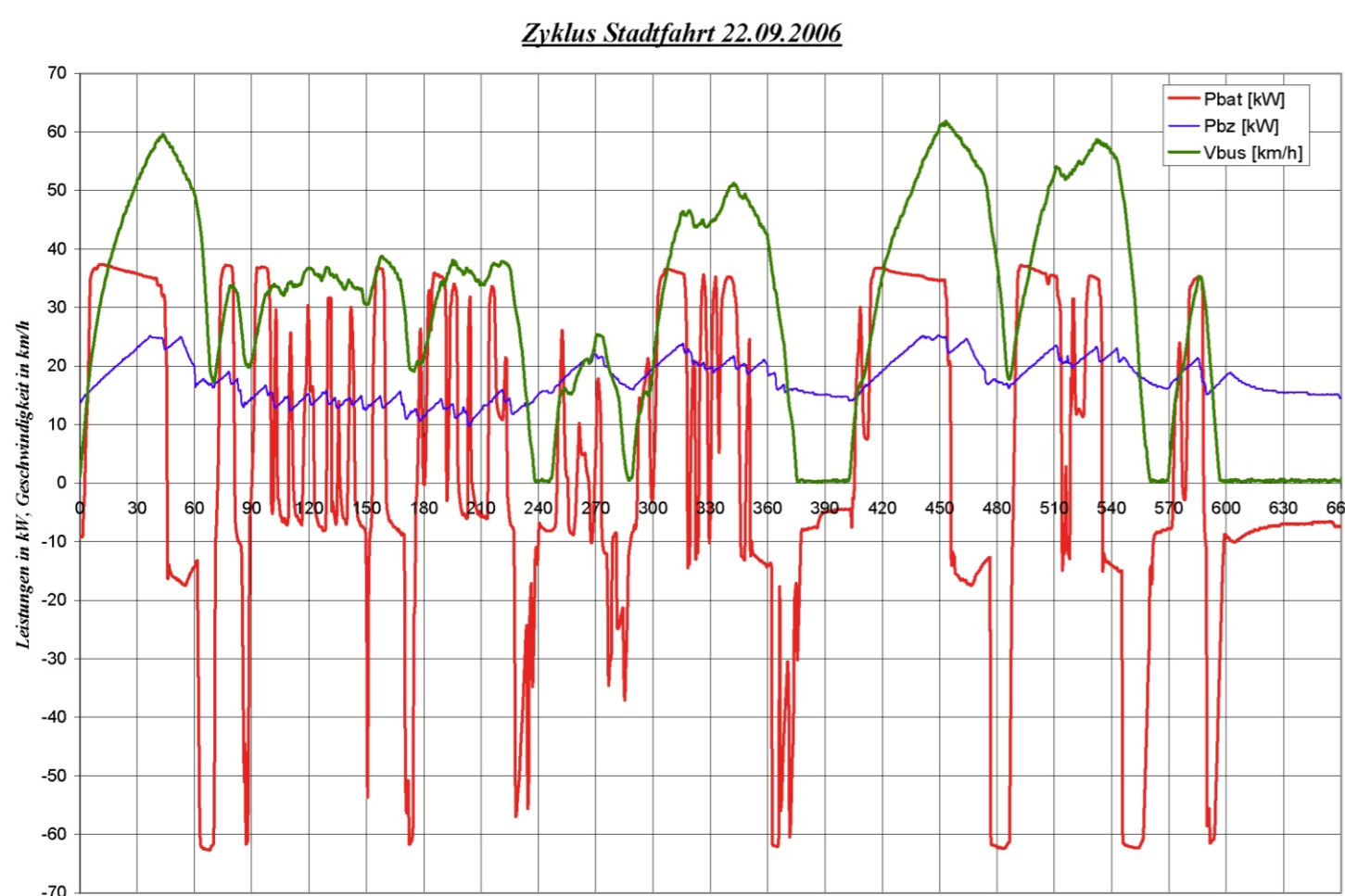
Heckansicht des Barther Midi-BZ-Hybrid-Busses
 Technische Daten Brennstoffzelle:

Hersteller:	Proton Motor GmbH, Starnberg
Zellenanzahl:	240 (40 je Stack, 6 Stacks)
Zellfläche:	12 x 50 cm = 600 cm ² (aktive Fläche einer Zelle)
Spannung:	0,92 (OCV) 0,65V (AP) 0,5V
Strom:	250A (AP) bis 400A (max.) 0,417 A/cm ² (AP) bis 0,667 A/cm ² (max.)
Leistung:	40 x 0,65 V x 250 A = 6500 W (Nennleistung je Stack) 6 Stacks x 6500 W = 39000 W (Nennleistung Bus)
Rampe:	2 A/s Hochlauf

Ergebnisse

Nicht die PEM-Stacks erwiesen sich als anfällig, sondern die peripheren Einrichtungen zur Ver- und Entsorgung, und dabei wiederum weniger Geräte (Pumpen, Sensoren) als die Steuerung vor allem hinsichtlich der elektronischen Soft- und Hardware. Beim Bus äußerte sich dies darin, dass während der gesamten Projektlaufzeit an der Optimierung der Steuerung gearbeitet wurde, dem wesentlichen Ziel der Betriebserprobung. Beim Elektrolyseur führten Fehler in der Steuerung zu Fehlfunktionen, die den regulären Betrieb des Stacks während des Projekts einschränkten.

Der grundsätzliche Unterschied im Betrieb von PEM-Elektrolyseuren und PEM-Brennstoffzellen führt zu deutlich unterschiedlichen Standzeiten der Aggregate. Ein Elektrolyseur wird vom ersten Anfahren an sowohl anoden- als auch kathodenseitig mit Wasser befüllt, das infolge fehlender Lüftung auch während langer Stillstandzeiten die Membranen feucht hält. Bei Brennstoffzellen sind beide Seiten gasdurchspült. Die Feuchtigkeit dieser Gase, die leistungsabhängige Produktion von Wasser kathodenseitig wie auch die Temperatur der Gase und über die Reaktionsflächen gegebenenfalls nicht gleichmäßige Erwärmung beeinflussen hier den Feuchtegrad der Membranen. Daraus resultieren das relativ umständliche Hochfahren von Brennstoffzellen, lokale Zerstörungen bei zu großen elektrischen Widerständen sowie auch Probleme beim Betrieb im Winter, wenn bei geringen Zulufttemperaturen die zunächst relativ hohe Luftfeuchtigkeit im Reaktionsbereich mit hoher Temperatur deutlich geringer ist. Ein als Elektrolyseur genutzter Stack ist weniger gegenüber Leistungsschwankungen und Degradation anfällig und kann bessere Standzeiten erreichen.



Fahrprofil einer Messfahrt des BZ-Busses

Eine unzureichende Durchfeuchtung, die Bildung von hot spots als Dauerschädigung und die bei großer Belastung mögliche zu starke Wasserbildung kathodenseitig verbunden mit einem Spannungseinbruch bei gleich bleibender bzw. abfallender Stromdichte sind am starken Abknicken der U-I-Kennlinie und an einem Leistungsabfall zu erkennen. Wird eine Brennstoffzelle nur maximal mit etwa 80% der Nennleistung gefahren, so ist die Gefahr der beschriebenen Fehlfunktion nicht gegeben. Hersteller bescheinigen PEM-Brennstoffzellen bei solch „sanftem“ Gebrauch eine „sehr lange“ Nutzungsdauer. Die Realisierung der Idee des Batterie-Brennstoffzellen-Hybrid-Antriebs kommt dieser Erkenntnis entgegen: Hauptsächlich läuft die Brennstoffzelle mit konstanter Leistung zur Aufladung der Batterie, die die Dynamik der Fahrt abfängt, und nur kurzzeitig wird ein Parallelbetrieb mit der Batterie bei Leistungsspitzen notwendig.
 Im Verlauf der Betriebserprobung des Barther Busses traten Ende 2006/Anfang 2007 an einzelnen Stacks des Brennstoffzellenaggregates Undichtigkeiten bezüglich Wasserstoff auf, was jeweils zur Sicherheitsabschaltung führte. Da dies nicht mit Leistungsabfällen verbunden war, liegt nahe, dass die Dichtung Stack Umgebung Ursache gewesen ist. Eine Versprödung des Dichtungsmaterials in Verbindung mit Vibrationen während der Fahrt ist wahrscheinlich, immerhin lagen zu diesem Zeitpunkt knapp vier Jahre zwischen dem Auftreten des Defekts und der Prüfstandserprobung des Stacks.

Danksagung

Das Projekt wurde vom Wirtschaftsministerium Mecklenburg-Vorpommern gefördert. Unser Dank für die erfolgreiche Zusammenarbeit gilt der Proton Motor Fuel Cell GmbH und der Wasser-Abwasser GmbH - Boddenland, Klärwerk Barth.

Das HyFLEET:CUTE-Projekt: Ergebnisse aus dem größten Wasserstoffbusprojekt der Welt

Tobias Kampet

MVV Consulting GmbH, Salzufer 8, 10587 Berlin, t.kampet@mvv-consulting.com

Schlüsselwörter: Boil-off, Brennstoffzelle, dezentrale Wasserstoffproduktion, Flüssiggas, HyFLEET:CUTE, Turboaufladung, Wasserstoffbusse, Wasserstofftankstelle

0. Zusammenfassung

Das EU-geförderte HyFLEET:CUTE-Vorhaben ist das größte Wasserstoffbusprojekt der Welt. Der Berliner Projektteil umfasst die Entwicklung, den Bau, das Testen und die Demonstration nicht nur einer Flotte von 14 wasserstoffgetriebenen Bussen mit Verbrennungsmotor im regulären Betrieb der Berliner Verkehrsbetriebe, sondern auch des Prototyps eines neuartigen Brennstoffzellen-Hybridbusses sowie der benötigten Versorgungsstruktur. Die wichtigsten inhaltlichen Projektergebnisse aus Berlin sind, dass 4 Busse mit Saugmotor seit rund 2 Jahren im Betrieb sind und eine Laufleistung von weit über 200.000 km erreicht haben. Nur kleinere Instandhaltungsarbeiten waren in dieser Zeit nötig. Weitere 10 Busse mit turbogeladenen Motor sind in Betrieb gegangen.

1. Einführung

Das HyFLEET:CUTE-Projekt ist ein EU-gefördertes Projekt. Es läuft von Januar 2006 bis September 2009. Es ist die Fortsetzung und Erweiterung des CUTE-Projektes der EU und führt daher den Betrieb von 21 Brennstoffzellenbussen in verschiedenen europäischen Städten über ein Jahr weiter.

Das HyFLEET:CUTE-Vorhaben ist das größte Wasserstoffbusprojekt der Welt: In ihm arbeiten 31 Partner aus der EU, aus Australien, Kanada, Island, Norwegen und China zusammen.



Abbildung 1: Die Berliner Flotte von 14 wasserstoffgetriebenen Bussen

Vier der Projektpartner wirken am Berliner Projektteil mit:

- MAN stellt die Fahrzeuge her,
- Die Berliner Verkehrsbetriebe (BVG) sind für den Betrieb und die Wartung der Fahrzeuge verantwortlich,
- Die Firma Total betreibt eine öffentliche Wasserstofftankstelle und ist für die Wasserstoffbetankungstechnik sowie Wasserstoffherstellung und –einkauf zuständig,
- MVV Consulting verbreitet die Ergebnisse dieser Berliner Partner aus dem Projekt.

Dieser Vortrag hat seinen Schwerpunkt auf den Berliner Projektergebnissen.

Die Berliner Aufgaben umfassen die Entwicklung, den Bau, das Testen und die Demonstration

- einer Flotte von 14 wasserstoffgetriebenen Bussen mit Verbrennungsmotor im regulären Betrieb der Berliner Verkehrsbetriebe (siehe Abbildung 1),
- des Prototyps eines neuartigen Brennstoffzellen-Hybridbusses sowie
- der benötigten Versorgungsstruktur (z. B. einer Wasserstofftankstelle und die Erzeugung von Wasserstoff vor Ort).

Das Projekt läuft seit rund drei Jahren, eine Reihe von Ergebnissen sind daher vorhanden.

2. Ergebnisse aus dem Betrieb der Busse

Die Flotte von 14 wasserstoffgetriebenen Bussen mit Verbrennungsmotor in Berlin besteht aus

- 4 Bussen mit einem 150 kW-Saugmotor sowie
- 10 Bussen mit einem 200 kW-Turbomotor.



Abbildung 2: Die ersten 100.000 km Laufleistung wurde von den vier Berliner wasserstoffgetriebenen Bussen mit Saugmotor bereits am 6. Juli 2007 um 9h34 erreicht.

Die vier Busse mit Saugmotor sind in den zwei Jahren ihres Betriebs insgesamt weit über 200.000 km gefahren und haben in dieser Zeit eine hohe Verlässlichkeit gezeigt: Nur kleinere Instandhaltungsarbeiten waren in dieser Zeit an den Bussen notwendig.

Ein Vergleich der Busse mit Saugmotor mit denen mit Turbomotor zeigt, dass die Turboaufladung der Motoren

- zu einer größeren Beschleunigung und damit einer höheren Durchschnittsgeschwindigkeit im normalen Betrieb führt sowie
- zu einem gleichzeitig deutlich geringeren Verbrauch der Motoren und damit
- zu einer größeren Reichweite der Busse.

Derzeit wird ein Prototyp eines neuartigen Brennstoffzellen-Hybridbusses getestet, der über ein Energiemanagement verfügt, mit dem der Verbrauch von zusätzlicher Energie für Aggregate wie die Klimaanlage oder die Heizung verringert werden soll.

3. Ergebnisse aus der dezentralen Wasserstoffproduktion

Die dezentrale Wasserstoffproduktionsanlage in Berlin ist die erste in Europa, die Wasserstoff aus Flüssiggas erzeugt. Das Flüssiggas wird per LKW angeliefert (siehe Abbildung 3). Die Umwandlung in Wasserstoff geschieht in einem Reformer mit einer Kapazität von 1.000 Nm³/Tag, die eine Betankung von 7 Bussen pro Tag ermöglicht. Bei einem höheren Bedarf kann auf die Reserven im Flüssiggastank zurückgegriffen werden, die durch zusätzliche Flüssigwasserstofflieferungen per LKW aufgestockt werden können.

Die Verdichtung des Wasserstoffs geschieht in einem ionischen Kompressor, der eine höhere Leistung als konventionelle Kolbenkompressoren hat.

Dieser Teil des Projekts untersucht auch die Möglichkeiten, Bio-DME (Bio Dimethyl Ether) anstelle von Flüssiggas einzusetzen, um den Anteil erneuerbarer Energien bei der Wasserstoffproduktion zu erhöhen. Ergebnisse hierzu werden zu einem späteren Zeitpunkt vorliegen.

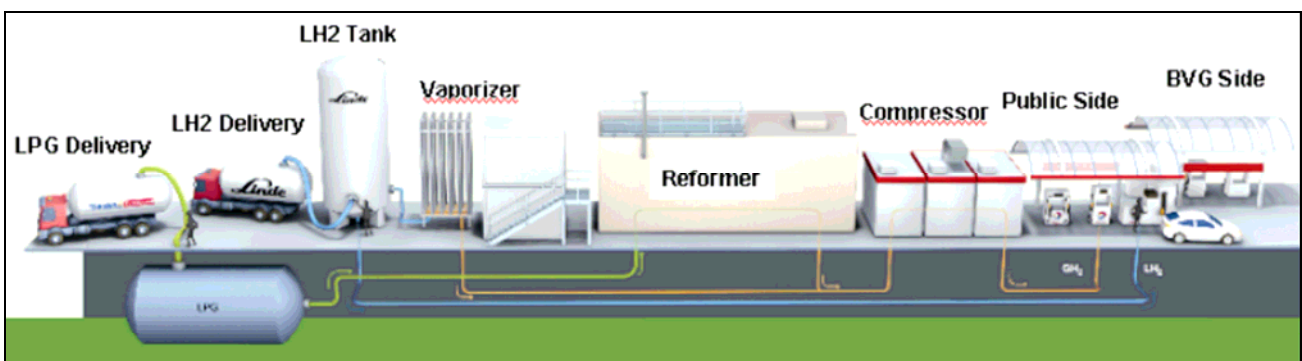


Abbildung 3: Das technische Schema der Berliner Wasserstofftankstelle an der Heerstrasse

Durch die Lagertemperatur von verflüssigtem Wasserstoff von minus 253° C lassen sich auf Dauer Wärmeeinträge in die Infrastruktur trotz aufwendiger Isoliermaßnahmen nicht gänzlich vermeiden. Dies kann bei längerer Lagerung und niedrigen Betankungsfrequenzen zu Abdampfungen in Tank und Leitungssystemen führen (dem sogenannten „Boil-off“). Diese Abdampfungen werden an der Berliner Wasserstofftankstelle aufgefangen und genutzt:

Die Nutzung der Abdampfungen erfolgt in zwei stationären Brennstoffzellen, die im Rahmen des Projekts HyFLEET:CUTE installiert wurden. Mit den Brennstoffzellen wird Strom erzeugt und der Wärmebedarf des Tankstellenshops gedeckt. Der in den Brennstoffzellen generierte Überschussstrom wird in das öffentliche Netz eingespeist und vergütet. Beide Brennstoffzellen wurden im April 2007 nach einer ausführlichen Testphase in Betrieb genommen.

Durch diese Maßnahmen kann die Energieeffizienz der gesamten Tankstellenanlage deutlich gesteigert werden.

Die Tankstelle dient der Betankung der Busse wie auch privater wasserstoffgetriebener Pkw mit unterschiedlichen technischen Systemen und Drücken. Sie wird letztendlich auf eine Kapazität von 20 Wasserstoffbussen oder 200 Pkw ausgelegt.



Abbildung 4: Die Berliner Wasserstofftankstelle an der Heerstrasse.

4. Weitere Informationen

Unter <http://www.global-hydrogen-bus-platform.com/> können weitere Informationen zum HyFLEET-CUTE-Projekt im Internet gefunden werden.

Vergleich neuer Distributionsketten für Biogas und Erdgas

Michael Klamp

Warnow Design GmbH, Warnowufer 54, D-18057 Rostock, Germany, michael.klamp@warnowdesign.de

Schlüsselwörter: Liquefied Natural Gas, Liquefied Biogas

Zusammenfassung: Mit zunehmender Nutzung von Erdgas als Primärenergieträger wächst auch die Bedeutung kleinerer Lager- und Transporttanks innerhalb der gesamten Erdgas-Distributionskette. In Erweiterung des klassischen Seetransportweges für Flüssigerdgas wurde eine Distributionskette (Multimodaler Transport Schiff/Schiene/Straße) konzipiert, die auf dezentraler Erzeugung von Biogas und seiner Verteilung in tiefkalt verflüssigter Form beruht. Beide Distributionsketten wurden auf eine Beispielapplikation (Tankstellenversorgung Erdgas resp. Biogas) angewendet und in Relation zur Versorgung per Pipeline gesetzt.

1 Einleitung

Seit Jahren ist ein anhaltender Trend der Steigerung des Verbrauches an Primärenergieträgern zu verzeichnen. Sowohl aus ökonomischen wie aus ökologischen Gründen wird Erdgas in den kommenden Jahren einen wachsenden Anteil am gesamten Primärenergieträgerverbrauch aufweisen. Aus Gründen der Versorgungssicherheit und Diversifizierung der Bezugsquellen soll der Anteil an tiefkalt verflüssigtem Erdgas (Liquefied Natural Gas, LNG) am gesamten Erdgasverbrauch steigen [1]. Auf der anderen Seite wurden in den letzten Jahren bedeutende Fortschritte in der ökonomischen Erzeugung von Biogas erreicht, so dass Kombination beider Methan ausnutzender Technologien – der Transport tiefkalt verflüssigten Methangases und die Erzeugung von Methangas aus Biogas – nahe liegt.

2 Die klassische Transportkette für Flüssigerdgas

In den vergangenen Jahrzehnten spielte LNG hauptsächlich für solche Länder eine wesentliche Rolle, die ihren Bedarf an Erdgas nur schwer mittels Anbindung an das Pipelinennetz realisieren konnten. Insbesondere Japan ist durch seine isolierte Insellage auf den Import von LNG auf dem Seeweg angewiesen [1]. Die klassische LNG-Transportkette besteht aus Förderung, Verflüssigung im Liquefaction Plant, Zwischenspeicherung in großen LNG-Lagertanks, Beladung der Transportschiffe im LNG-Terminal, Seetransport zum Receiving Terminal, Entladung, Zwischenspeicherung in Lagertanks, Rückverdampfung und Einspeisung in das lokale Pipelinennetz [1].

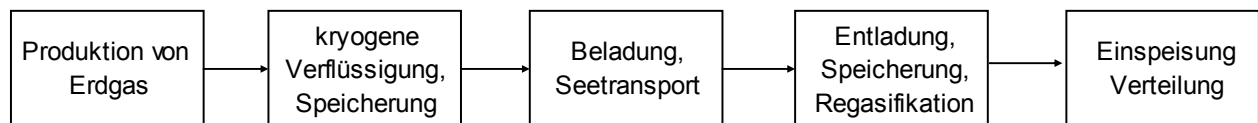


Abbildung 1: Die klassische Transportkette für Flüssigerdgas

Der Trend geht hin zu immer größeren Lagertanks und immer größeren Transportschiffen. Lag vor einigen Jahren die übliche Größe für einen LNG-Carrier noch bei ca. 125.000 – 138.000 m³, haben intensive Entwicklungsarbeiten zu den für die ambitionierten Exportabsichten Qatars benötigten Q-Flex- & Q-Max-Carriern geführt, die eine Kapazität von 216.000 resp. 266.000 m³ LNG aufweisen. [2]. Die Lagertanks an Land fassen ähnliche Kapazitäten (bis 200.000 m³, [4]).

3 Alternative Transportketten für Flüssigerdgas

Für den Transport und die Verteilung von Flüssigerdgas werden zunehmend neue Ansätze in Betracht gezogen, die unter dem Begriff „Small Scale LNG“ zusammengefasst werden

können. Das Attribut „Small“ betrifft sowohl die verfügbaren Produktionskapazitäten als auch die Dimensionierung der Speicher- und Transporteinheiten. Die Dimensionen sinken um mehrere Größenordnungen auf 50 - 500 m³ für Lagertanks und 18 - 118 m³ für Transporteinheiten (Tankcontainer, Trailer, Kesselwagen [4]).

In Europa wurden bisher in Norwegen umfangreiche Erfahrungen im Small Scale LNG Sektor gesammelt. Beginnend mit kleineren leitungsversorgten Verflüssigungsanlagen 2003 wurde die Distributionskette um LNG-Trucks, Semitrailer, ein 1.100 m³ Tankschiff (Pioneer Knutsen, 2004) und in diesem Jahr um einen weiteren LNG-Carrier (7.500 m³) erweitert [5]. In England etablierte das Logistikunternehmen Hardstaff ein Netzwerk von LNG-Tankstellen für seine Lastkraftwagen. Die Versorgung erfolgt mittels Tankfahrzeugen aus Norwegen oder Kontinentaleuropa [7].

Dass sich LNG in Nischenmärkten und darüber hinaus gegenüber anderen Energieträgern durchsetzen kann, hat laut [3] folgende Gründe:

- Begrenzte Kapitalbindung für kleinere Kapazitäten
- Örtliche Flexibilität
- Speicherbarkeit

Hinzu kommt der bekannte Vorteil von Erdgas hinsichtlich emissionsarmer Verbrennung. Ausgehend von den Erfahrungen in Norwegen wurde ein EU-Projekt initiiert, das die Übertragung der norwegischen Erfahrungen auf den Ostseeraum beabsichtigt [8]. Dieses Projekt ist für die Erweiterung der Transportkette besonders relevant, weil neben dem norwegischen Gasversorger Gasnor mit Lübeck und Swinemünde zwei Ostseestädte beteiligt sind, die vitale Interessen im LNG-Geschäft aufweisen. Für die Lübecker Tourismusindustrie stellt der See- und Hafenverkehr eine zunehmende Belastung dar, so dass die Versorgung von Seeschiffen mit vergleichsweise sauberem Kraftstoff einen signifikanten Beitrag zur Reduzierung der Emissionen leisten könnte. In Swinemünde ist der Bau eines LNG-Terminals geplant, wodurch mittels Bezug von LNG die Abhängigkeit von russischem Pipelinegas reduziert werden wird.

4 Dezentrale Erzeugung und Verteilung von Biogas

Biogas wird durch Vergärung organischen Materials in Biogasanlagen hergestellt. Das erzeugte Biogas wird in der Regel in angeschlossenen Blockheizkraftwerken (BHKW) in Elektrizität und Wärme gewandelt. Eine Einspeisung des erzeugten Biogases in das Gasnetz ist in Deutschland bisher selten, da das Biogas für die Einspeisung aufwändig aufbereitet werden muss. Eine Eigennutzung der Wärme in der Landwirtschaft liegt da näher, und der erzeugte Strom kann dank einer fördernden Vergütung ökonomisch in das örtliche Stromnetz eingespeist werden.

Soll das Biogas als Treibgas für Fahrzeuge verwendet werden, muss es auch auf die entsprechende Erdgasqualität aufbereitet werden. Soll das Gas in tiefkalt verflüssigter Form transportiert werden, kann auch für die Aufbereitung die kryogene Technik eingesetzt werden. Die Verteilung von Erd- oder Biogas (im Weiteren: Methangas) in tiefkalt verflüssigter Form (liquefied methane gas, LMG) ist wirtschaftlicher als die Verteilung in druckverdichteter Form (compressed methane gas, CMG), da das Massenverhältnis von transportierter Ladung zu den transportierten Tanks deutlich günstiger ist [6].

Für das folgende Szenario einer dezentralen Erzeugung und regionalen Verteilung von LMG wurde exemplarisch eine außerhalb Mitteleuropas liegende, potenziell signifikante Quelle für LMG gewählt. Zu den landwirtschaftlich bedeutendsten Regionen Europas zählt die Ukraine, die in wichtigen strukturellen Indikatoren mit dem Bundesland Mecklenburg-Vorpommern vergleichbar ist. Zur groben Abschätzung des Biogaspotenzials der Ukraine wurden die Annahmen für Mecklenburg-Vorpommern aus dem Landesatlas Erneuerbare Energien [9] mit den Faktoren Gesamtflächenverhältnis, Verhältnis Einwohnerzahl und Verhältnis landwirtschaftlicher Nutzfläche skaliert. Die Tabelle zeigt auch, dass die Genauigkeit des

Ergebnisses wesentlich von der Art der landwirtschaftlichen Nutzung abhängt, da insbesondere Abprodukte aus der Nutztierhaltung einen hohen Anteil am Gesamtpotenzial haben.

Tabelle 1: Abschätzung des Gesamtenergiepotenzials Biogas für den Quellenmarkt Ukraine

	MV	Ukraine
Ernterückstände (TJ/a)	520	16.563
Gewerbe- und Industrieabfälle (TJ/a)	340	9.200
Organische Siedlungsabfälle (TJ/a)	80	2.165
Landschaftspflegematerial (TJ/a)	1.060	28.682
Exkrememente und Futterreste (TJ/a)	3.880	123.585
Gesamtenergiepotenzial Biogas (TJ/a)	5.880	180.195

Das jährliche Gesamtenergiepotenzial Biogas von rund 180.000 TJ entspricht einer Anzahl von ca. 500 LNG-Carriern á 138.000 m³ (ca. 40 Mrd. Nm³). Damit liegt das Gesamtenergiepotenzial in der Größenordnung der jährlichen Erdgasproduktion von Mexiko (42,8 Mrd. Nm³), Qatar (50,7 Mrd. Nm³) oder Usbekistan (55,4 Mrd. Nm³), Erzeugerländern, für die die Erdgasproduktion eine große wirtschaftliche Bedeutung hat [10].

Bereits die Darstellung eines geringen Anteils dieses Potenzials kann als Grundlage für eine Ergänzung des konventionellen Erdgasbezuges von Industrieländern dienen und somit einen Beitrag zur Diversifizierung der Bezugsquellen leisten.

Durch den Transport des erzeugten Biogases in kondensierter Form (LMG) sind potenzielle Anbieter von der bestehenden Gastransportinfrastruktur, insbesondere Pipelines, unabhängig. Die einfachste Weise, LMG von lokalen Produktionsorten zu weiter entfernten Tankstationen zu transportieren, ist der Einsatz von Trailern. In [6] wurde ein Kostenmodell auf Basis des Einsatzes von Semitrailern einer Kapazität von 21t untersucht. Für die untersuchten Bedingungen in Schweden ergaben sich Kosten von ca. 0,04 €/Nm³ für den Transport von Methangas über 200 km. Die Studie betrachtete die komplette Transportkette von der Methangasproduktion in geeigneten Biogasanlagen, der kryogenen Aufbereitung und der Distribution zu lokal verteilten Erdgastankstellen, die sowohl LNG für Schwerlastfahrzeuge und Busse als auch CNG für KFZ abgeben können.

Für einen Transport über längere Distanzen ist es von Interesse, die Transportkosten zu reduzieren, was beispielsweise durch die Änderung des Transportmittels möglich ist. Die realistischen Alternativen sind Straßen-, Eisenbahn- und Schiffstransport. Für jedes Medium sind entsprechende Transporteinheiten erhältlich, und zwar Tankfahrzeuge, Eisenbahn-Kesselwagen [4] oder kleine Tankschiffe (1.100-7.500 m³, [5]). Aufgrund der Möglichkeit, verschiedene Verkehrsträger nutzen zu können, wurde eine logistische Kette für multimodalen Transport auf Basis von kryogenen Transportcontainern entworfen. Diese Einheiten können flexibel mit verschiedenen Verkehrsträgern transportiert und gleichzeitig als vor Ort als Speicher verwendet werden, so dass Investitionen in separate Speicher wie auch Umfüllvorgänge entfallen.

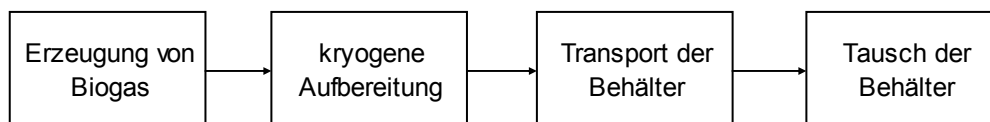


Abbildung 2: Logistische Kette

Der relative Tankpreis (€/m³) für Tankcontainer liegt höher als für Trailer. Ohne eine differenzierte Untersuchung wurde deshalb angenommen, dass die finanziellen Vorteile multimodalen Transports durch die höheren Investitionen in die Tankeinheiten ausgeglichen werden, so dass im Kostenmodell die Ansätze aus [6] übernommen wurden.

Tabelle 2: Budget-Preise für verschiedene Transporteinheiten [4]

	Budget-Preis [€]
Trailer (56 m³)	230.000
Rail Car (118 m³)	500.000
ISO Container (18 m³)	150.000

5 Beispielapplikation Versorgung Erdgastankstellen

In der folgenden Beispielapplikation wurde eine mögliche Transportkette für den Einsatz von in der Ukraine aus Biogas erzeugten LMG für die Versorgung von pipelinenetzunabhängigen Erdgastankstellen in Deutschland betrachtet. Solche Tankstellen müssten in der Nähe hoch frequentierter Bundesstraßen, Autobahnen oder nahe Einkaufszentren platziert werden, ein nahe liegender Netzanschluss ist nicht notwendig. Die Erzeugung und kryogene Aufbereitung erfolgt dezentral in der Ukraine, wo die gefüllten Tankcontainer an zentralen Orten gesammelt werden. Es schließt sich der Transport der Container nach Deutschland an, wo die Container entweder gleich bedarfsgesteuert auf die Tankstellen oder von einer zentralen Sammelstelle aus verteilt werden. An der Tankstelle werden die Container gegen geleerte Einheiten getauscht und zurücktransportiert. Die Abgabe an die Verbraucher erfolgt aus dem Container heraus, wofür noch Transaktionskosten anfallen.

Tabelle 3: Kostenaufstellung Transportkette Erzeuger-Tankstelle

	Kosten [€/Nm³]
Produktion von Rohgas (Gesamtkosten)	0,21
Aufbereitung (Gesamtkosten)	0,22
Transport 200 km (Quelle, Durchschnitt)	0,04
Transport 1300 km (Gesamtkosten)	0,28
Transport 150 km (Verbraucher, maximal)	0,03
Transaktion (Betrieb, Unterhalt, Personalkosten)	0,04
Gesamt 1650 km	0,83

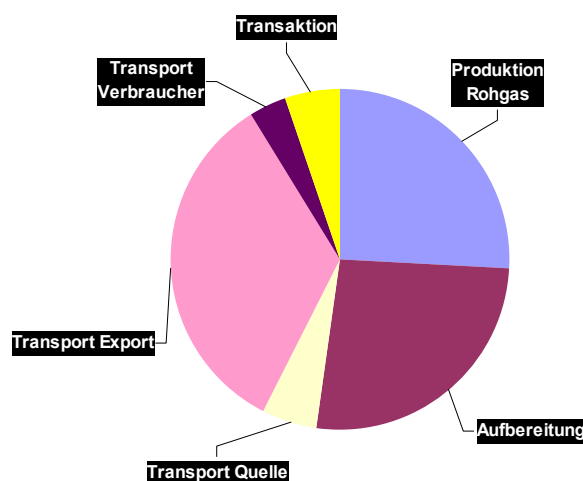


Abbildung 3: Anteile der Kostenbestandteile an den Gesamtkosten

6 Versorgung per Pipeline

Im Rahmen einer Studie [11] für die Bundestagsfraktion BÜNDNIS90/DIE GRÜNEN wurde ein ähnliches Szenario untersucht. Das in Osteuropa zu erzeugende Biogas würde nach diesem Modell jedoch nach der Aufbereitung in das Gasfernleitungsnetz eingespeist werden. Hier wurde bei einer mittleren Transportentfernung von 2.500 km eine Kostenspanne von 7 bis 16 ct/kWh ermittelt. Es wurde festgestellt, dass zum Zeitpunkt der Erstellung der Studie

der Abgabepreis von 3,5 bis 5,5 ct/kWh in Deutschland (für Industriekunden/Endverbraucher) wesentlich unter der ermittelten Kostenspanne lag.

Die in diesem Beitrag vorgestellte logistische Kette für das Szenario eines LMG-Tankstellen-Vertriebs ist, bei geringeren Entfernungen, an der unteren Grenze des Pipelineszenarios einzuordnen. Bei ähnlichen Transportentfernungen sind die ermittelten Abgabekosten im zitierten Intervall eingeschlossen.

Aktuell (Juli 2008) beträgt bereits der Grenzübergangspreis für Erdgas ca. 2,8 ct/kWh, eine Preissteigerung von 46% gegenüber dem Vorjahreszeitraum [12]. Ein Tankstellenpreis von 0,870 €/kg entspricht bereits ca. 6,7 ct/kWh, womit sich der Abgabepreis für den Verbraucher bereits von unten den Kosten für importiertes Biogas nähert.

7 Zusammenfassung und Ausblick

Es ist möglich, eine von fossilem Erdgas und von bestehenden Transportinfrastrukturen unabhängige Transportkette für die Versorgung von Kraftfahrzeugen mit Methan als Treibstoff darzustellen. Eine auf der kryogenen Verflüssigung von Biogas beruhende Distribution ist mit der Einspeisung von in Osteuropa erzeugtem Biogas in das Pipelinennetz konkurrenzfähig, die Kosten beider liegen jedoch noch über aktuellen Abgabepreisen. Eine ökonomische Optimierung muss insbesondere die Faktoren Transportkosten Export, Erzeugung Rohgas und Aufbereitung berücksichtigen. Im nächsten Schritt wird eine Erhöhung der Kapazität der Transporteinheiten im Sinne einer Größenoptimierung betrachtet.

8 Dank

Dieser Beitrag basiert auf Arbeiten im Rahmen des Forschungsprojektes „Entwicklung von Speicher- und Transportapplikationen für tieftemperaturgeeignete Tanksysteme“, das unter dem FKZ 03WKBA3F durch das BMBF über den PTJ gefördert wird.

9 Literatur

- [1] Alavi, Saleem: LNG Tanker Market Report, Amsterdam 2003.
- [2] Richardson, Andy: The Construction & Performance of the World's Largest LNG Carriers. Gastech Bangkok 2008
- [3] Jarlsby, Eric: Small-Scale LNG Business Is Viable. In: APS Review Gas Market Trends, 2004
- [4] Brendeng, Einar; Hetland, Jens: On the Relevance of integrating LNG with the energy supply systems of transit countries. In: Security of Natural Gas Supply through Transit Countries 2004, S. 103-133
- [5] Skjervheim, Aksel: Experiences on Small Scale LNG. Storage and Transport Applications for Future Energy Sources Workshop Rostock 2007
- [6] Pettersson, Anna; Losciale, Michael; Liljemark, Stefan: LCNG-studie – möjligheter med LNG i fordonsgasförsörjningen i Sverige. Hrsg.: Svenskt Gastekniskt Center. Rapport SGC 167, 2006
- [7] Fletcher, Trevor: Using Methane as a Diesel Substitute. ENGVA LNG Workshop, Amsterdam 2006
- [8] Sträussler, Jörg: Saubere Luft in Hafenstädten und auf den Highways of the Baltic Sea. Workshop Energieeffizienz Lübeck 2008
- [9] Landesatlas Erneuerbare Energien Mecklenburg-Vorpommern 2002
- [10] BP Statistical Review of World Energy June 2008
- [11] Thrän, Daniela; Seiffert, Michael; Müller-Langer, Franziska; Plättner, André; Vogel, Alexander: Möglichkeiten einer europäischen Biogaseinspeisungsstrategie. Institut für Energetik und Umwelt, Leipzig 2007
- [12] Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle: Monatliche Entwicklung des Grenzübergangspreises für Erdgas, per Juli 2008

Wasserstoffherzeugung aus Ameisensäure bei Raumtemperatur und dessen Nutzung in einer H₂/O₂-Brennstoffzelle

Björn Loges, Albert Boddien, Henrik Junge, and Matthias Beller*

*Leibniz-Institut für Katalyse e.V. an der Universität Rostock
Albert-Einstein-Str. 29a, 18059 Rostock, Germany*

Eine der größten Herausforderungen für die nächsten Jahrzehnte ist eine ausreichende und nachhaltige Energieversorgung. Die Entwicklungen in der Wasserstofftechnologie sind dabei von besonderem Interesse, da die Wasserstoffherzeugung aus geeigneten Ausgangsstoffen sowie seine Lagerung und die Umwandlung unter Freisetzung elektrischer Energie eine Voraussetzung für die Nutzung von Wasserstoff als alternative Energiequelle sind.

Neben Methan und Methanol sind erneuerbare Ressourcen wie (Bio)Ethanol oder Glycerin vielversprechende Ausgangsstoffe für die zeitnahe Wasserstoffproduktion. Dennoch ist ihre Nutzung schwierig, da die entsprechenden Reformierungsprozesse Temperaturen von über 200°C erfordern. Deshalb ist es notwendig, verbesserte Technologien zur Erzeugung von Wasserstoff mit hohen Reaktionsgeschwindigkeiten unter milden Bedingungen zu entwickeln. Erstaunlicherweise wurde die Verwendung von Kohlendioxid (CO₂) als Wasserstoffspeicher bisher kaum untersucht. Ausgehend von den katalytischen Prozessen zur Bildung und Zersetzung von Ameisensäure lässt sich ein CO₂-neutrales Energieversorgungssystem skizzieren (Abbildung 1).

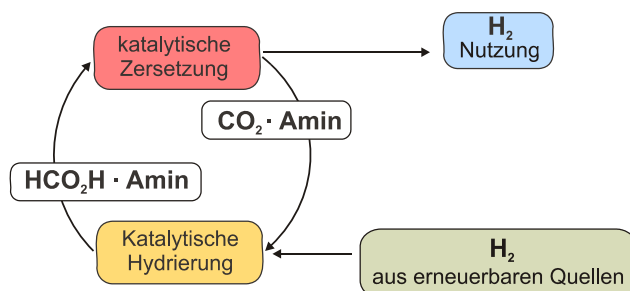
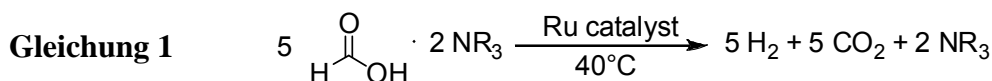


Abbildung 1 – Ein CO₂-neutraler Kreislauf zur Wasserstoffspeicherung

Im Gegensatz zur umfassend untersuchten Hydrierung von CO₂ blieb die homogen katalysierte Zersetzung von Ameisensäure bisher fast unbeachtet. Wir konnten erstmals die Erzeugung einer signifikanten Menge Wasserstoff aus Ameisensäure bei Raumtemperatur mit den kommerziellen Komplexen [RuCl₂(*p*-cymene)]₂ und [RuCl₂(PPh₃)₃] zeigen.^[1]

Wasserstoffherzeugung aus Ameisensäure mit Ruthenium-Katalysatoren

Als Startpunkt dient das in der Chemie aus der Transferhydrierung als Wasserstoffdonor bekannte Substrat Ameisensäure/Triethylamin (5:2). In der Reaktion wird Ameisensäure HCO₂H in H₂ und CO₂ zersetzt, das Triethylamin bleibt in der flüssigen Phase zurück (Gleichung 1). Im Unterschied zu anderen bekannten organischen Systemen zur Wasserstoffherzeugung funktioniert das vorgestellte System insbesondere auch bei Raumtemperatur.



In weitergehenden Untersuchungen wurden die Ruthenium-Katalysatoren mit Phosphin-Liganden modifiziert und zur Wasserstoffherzeugung eingesetzt.^[2] Mit diesen Systemen konnte die benötigte Menge Edelmetallmenge deutlich reduziert werden. Als Standardssystem wurde 5 HCO₂H · 2 NEt₃ mit 320 ppm Ruthenium bei 40 °C etabliert. Die Katalysatoren sind *in-situ*-Systeme aus [RuCl₂(benzene)]₂ und Phosphenen, das heißt, sie werden aus den Ausgangsstoffen direkt in der Reaktion hergestellt und eingesetzt. In Abbildung 2 sind Aktivitäten verschiedener Katalysatoren mit unterschiedlichen Phosphin-Liganden als Turnover-Number (TON, umgesetzte Teilchen Substrat pro Katalysatorteilchen) aufgeführt. Für eine Anwendung ist dabei das System mit Triphenylphosphin (PPh₃) am besten geeignet, da es eine gute Aktivität mit annähernd linearer Gasentwicklung vereint.

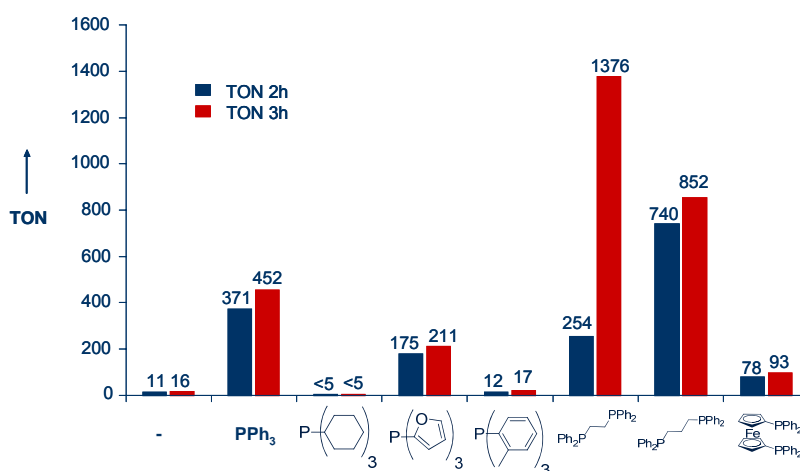


Abbildung 2 – Aktivität verschiedener Katalysatorsysteme (4,8 mg [RuCl₂(benzene)]₂ + 6 eq. Phosphin) zur Zersetzung von Ameisensäure

Dieses System wurde für die Verwendung des erzeugten Gases in Brennstoffzellen modifiziert. Das in Abbildung 3 dargestellte System erzeugt bei Raumtemperatur knapp 1 L Gas, d.h. ca. 500 mL Wasserstoff pro Stunde aus 20 mL Substrat. Für einen „Langzeit“-Versuch (Abbildung 4) wurde wiederum die Katalysatormenge reduziert. Bei einer geringeren Gasentwicklung konnte dann über 42 h eine Leistung von 26 mW bei 370 mV abgenommen werden. Bei der verwendeten Brennstoffzelle handelt es sich um einen Einzeller der Firma AMT Analysenmeßtechnik GmbH.^[3]

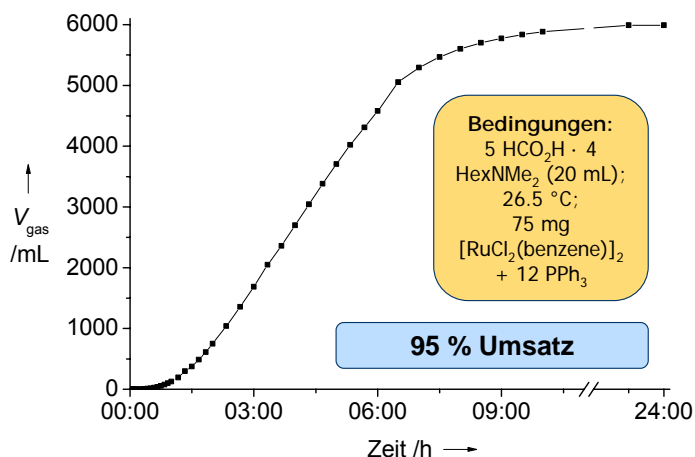


Abbildung 3 – Upscaling der Wasserstoffherzeugung zur Anwendung in Brennstoffzellen

Kopplung der Wasserstofferzeugung mit Brennstoffzellen

Nach der chemischen Gleichung (s. Gleichung 1) ist das erzeugte Gas ein 1:1 Gemisch aus Wasserstoff und Kohlendioxid. Wegen des Dampfdruckes der verwendeten Flüssigkeiten werden in der Gasphase zusätzlich Spuren von Substratdämpfen nachgewiesen. Anfangs sind zudem Reste des Schutzgases vorhanden, mit dem die Apparatur vor Versuchsbeginn gefüllt ist, das aber durch die Gasentwicklung ausgespült wird. Bei einer nicht selektiven Zersetzung der Ameisensäure kann außerdem Kohlenmonoxid (CO) entstehen, der CO-Gehalt ist in unseren Brennstoffzellenversuchen jedoch < 10 ppm.

CO₂ und das Schutzgas sind für die Verwendung in Brennstoffzellen unkritisch, lediglich die Substratspuren müssen entfernt werden. Dafür reicht es allerdings aus, das erzeugte Gas zur Reinigung über eine Aktivkohlefilter zu leiten, um die Substratdämpfe zurückzuhalten (Abbildung 4, links).

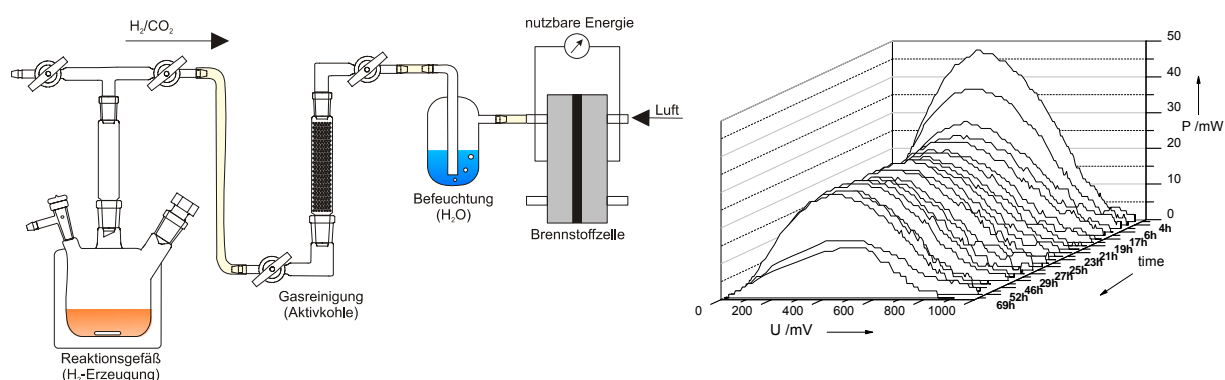


Abbildung 4 – Versuch zur Wasserstofferzeugung – Kennlinien der Brennstoffzelle
(Bedingungen: 5 HCO₂H · 4 Hex NMe₂ (20 mL), 26,5 °C; 15 mg [RuCl₂(benzene)]₂ + 12 PPH₃)

Unsere Untersuchungen zeigen, dass Wasserstoff aus organischen Ausgangsstoffen ohne Reforming-Prozesse bei hohen Temperaturen erzeugt werden kann. Dies könnte z.B. für eine Anwendung in portablen elektronischen Geräten interessant sein. Konkret wird momentan in Zusammenarbeit mit der FH Stralsund ein Prototyp eines brennstoffzellengetriebenen Modellautos entwickelt, bei dem als Wasserstoffquelle Ameisensäure eingesetzt wird.

Referenzen

- [1] B. Loges, A. Boddien, H. Junge, M. Beller, *Angew. Chem.* **2008**, *120*, 4026-4029.
- [2] A. Boddien, B. Loges, H. Junge, M. Beller, *ChemSusChem* **2008**, *1*, 751-758.
- [3] Pt-Ru/C Anode (20/10 Gew.%; Beladung 1,5 mg cm⁻²; Elektrodenfläche 6,25 cm²) und Pt/C Kathode (20 Gew.%; Beladung 1,5 mg cm⁻²; Elektrodenfläche 6,25 cm²); www.amt-gmbh.com.

PE membranes out of biological materials

E. Mendieta

*Escuela Superior Politécnica del Litoral, Campus Gustavo Galindo km 30.5 via Perimetral Guayaquil
email: emendiet@espol.edu.ec*

Keywords: Chitin, crustacean shells, fuel cells, biopolymer.

Abstract: Poly-electrolyte membranes for PEM fuel cells which are based on crustacean shell residues are being studied in Ecuador by the Institute of Physics Sciences in ESPOL. This study is part of a two years research program approved recently by the National Secretary for Science and Technology of Ecuador (SENACYT). The main objective of this proposed research program is to develop a stationary stack of fuel cells formed with bio-membranes which would produce 2 kW of electrical energy for indoor home applications. The University of Applied Sciences of Stralsund has been invited to participate as an international partner during the execution of this research program. A first sample has been elaborated using recycled waste obtained from local food processing enterprises, specialized in crabs and shrimps. However, the right method to obtain a membrane with the best performance has not been yet defined.

INTRODUCTION

This paper discusses the possibility to produce polyelectrolyte membranes using crustacean shell residues. The raw material was collected from local marine food producers settled in Guayaquil area. These producers export, to other countries, cans and bags with either crab or shrimp fresh meat. The considerable high amount of carapaces residues resulting after finishing the process is difficult to eliminate. The lack of interest in the producers to recycle the residues has led to an increasing difficulty to provide new related products from the waste. Among the products obtained from crustacean shell residues are biopolymers called chitosan, artificial skin, artificial bones, medicines and some other derivatives which are being developed for the international industry.

Crabs and shrimps are also consumed for the people living in Ecuador at great scale because they are considered as typical food.



Figure 1-(a). Red crabs in marinated salsa are a typical dish in Ecuadorian food. The brightness of the shell denotes the presence of the natural polymer. (b) The raw material for the membranes consist of the crabs shell residues.

On the other hand, hydrogen is being accepted worldwide as the first option to produce clean energy from renewable sources. The problems related to climate change and oil consumption, added to the fact that oilers are depleting the overall petroleum reserves around the world motivated by the high prices, have lead to this hydrogen age (1).

People in South America are also concerned with the problems cited in the previous paragraph. In Ecuador, the National Government has considered necessary to develop projects in topics related to renewable energies. For instance, 49 research projects have been approved to receive financial support for this year. One of the projects already mentioned is aimed to build stacks of fuel cells based on biopolymers originated on crustacean shell residues.

By the date in which this paper was finished, the contract of understanding between Espol and Senacyt has not been signed yet. However, some work has been done aimed to obtain a first version of this kind of membrane in order to test some physical characteristics to present at the Symposium organized by the University of Stralsund. The Institute of Physics Sciences in ESPOL has installed a brand new Fuel Cell Test Station from Scribner Associates Inc., to test the performance of the new biopolymer under different conditions.

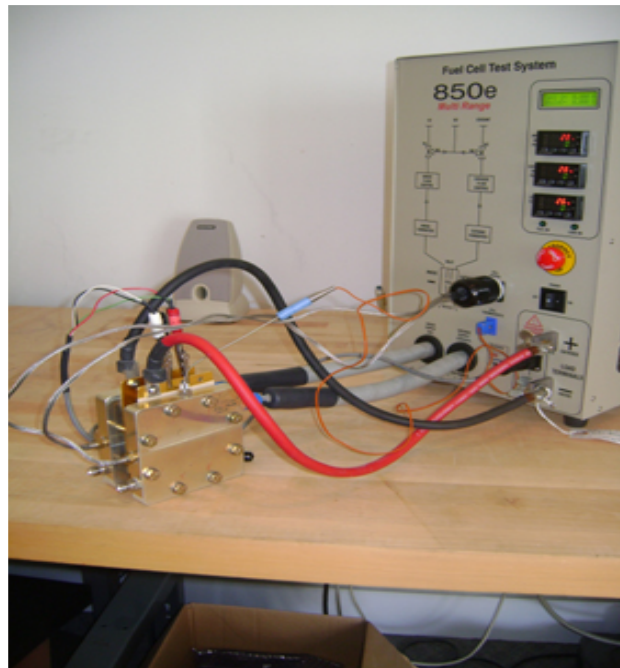


Figure 2.- The Scribner 850e, Fuel Cell Test Station working at the factory in Sothern Pines. NC., USA. A similar equipment is being used at the ICF-ESPOL in Guayaquil, Ecuador.

BIOPOLYMERS BASED ON CHITOSAN.

Chitin is the second most abundant natural polymer in the world after cellulose. Upon deacetylation, it yields the novel biomaterial Chitosan, which upon further hydrolysis yields an extremely low molecular weight oligosaccharide (see **figure 3**). Chitosan possesses a wide range of useful properties. Specifically, it is a biocompatible, antibacterial and environmentally friendly

polyelectrolyte, thus lending itself to a variety of applications including water treatment, chromatography, additives for cosmetics, textile treatment for antimicrobial activity, novel fibers for textiles, photographic papers, biodegradable films, biomedical devices, and microcapsule implants for controlled release in drug delivery. (2).



Figure 3.- Chitin to Chitosan and to Oligosaccharide formation.

Chitosan is a linear β -1,4-linked polysaccharide quite similar to cellulose, that is obtained by the partial deacetylation of chitin. Because chitin deacetylation is incomplete, chitosan is formally a copolymer composed of glucosamine and *N*-acetylglucosamine. The term chitosan does not refer to a single well defined structure, and these structures can differ in molecular weight, degree of acetylation, and sequence. As a consequence of these structural variations, the properties of chitosan (e.g., the *pK*_a) can also vary somewhat. The unique structural feature of chitosan is the presence of the primary amine at the C-2 position of the glucosamine residues. Few biological polymers have such a high content of primary amines, and these amines confer important functional properties to chitosan that can be exploited for biofabrication. (3).

MATERIALS AND METHODS

The raw material was cleaned from the presence of crab's meat and cartilages using pure water. After that, the shells were cut out in little slices which were then deposited in a small glass container. In order to extract the polymer itself it was necessary to use a chemical solvent. The solvent investigated was 99% Anhydrous Lithium Chloride dissolved in Dimethylacetamide. A 5% (w/v) Lithium Chloride - Dimethylacetamide solvent solution was prepared by accurately measuring out the required volume of Dimethylacetamide and adding to this the required quantity of 99% Anhydrous Lithium Chloride.

The desired quantity of chitin in about 600 mg was weighed. To this quantity it was added 1.2M Hydrochloric Acid in a ratio of 15ml of Hydrochloric Acid to 1g of chitin. The sample was left mixing for 2 hours to allow any minerals present to dissolve. A filter and wash process was used to remove any excess acid and prevent an *acid - alkali* reaction occurring in the next stage. The chitin sample was put in a 30°C oven to dry before reweighing. The method to convert the chitin in chitosan is still being assessed.

CONCLUSIONS.

The use of biological materials such as crabs shell residues allows access to enzymes for selective catalysis under mild conditions. Enzymatic assembly offers special opportunities that will be further broadened if the tools of modern biology can be enlisted to engineer to build macrostructure or catalyze surface assembly. Chitosan is an amino polysaccharide that offers pH responsive solubility, forms films and hydrogels, and contains readily modifiable primary amine substituent.

The responsive Chitosan's pH solubility allows it to identify localized electrical stimuli and respond by assembling as a thin film. Also, the reactivity of Chitosan allows it to be readily functionalized: proteins can be enzymatically assembled onto the stimuli-responsive backbone, whereas nucleic acids can be tethered to electrodeposited films to serve as sites for self-assembly. These capabilities confer considerable versatility to chitosan and suggest this biopolymer has a particularly bright future for biofabrication of the device-biology interface.

As a first step of this research program, a biofabrication method is going to be defined which will allow the rapidly potential use of this kind of polymers for fuel cell systems developments in Ecuador.

Acknowledgement

I would like to thanks Dr Jochen Lehmann for his interest and his kindly invitation to participate in the 15th Symposium "Use of Renewable Energy and Hydrogen". I look forward to work with him and the staff of the University of Applied Sciences of Stralsund during the development of the Hydrogen Systems in Ecuador.

References

- (1) D.S. Scott, W. Hafele., *Int. Journal of Hydrogen Energy*. 15 (1990)10.
- (2) S. Kobayashi, et al., *J. Am. Chem. Soc.* 118(1996), 13113.
- (3) H Yi, et al. *Bio-Macromolecules- American Chemical Society*. 6 (2005) 6.

Offshore Windenergie beeinflusst Erzeugung, Netz und Verbrauch

Andreas Mieke, Jochen Lehmann, Thomas Luschtinetz,
Christian Sponholz, Florencio Gamallo

FH-Stralsund - KAE, Zur Schwedenschanze 15, 18435 Stralsund, andreas.mieke@fh-stralsund.de

Schlüsselwörter: Offshore-Windenergie, Netzintegration, Energiezwischenspeicher,
Wasserstoff, Integrationsdreieck

Zusammenfassung:

Die bereits installierte Windenergieanlagenleistung in Deutschland wird bis 2020 durch die Installation von Offshore-Anlagen in Nord- und Ostsee stark anwachsen. Aus diesem Grund wird die Windleistung im Kraftwerkspark weit über dem netzverträglichen Anteil liegen. Damit wächst die Notwendigkeit das System "Erzeuger-Netz-Verbraucher" den neuen Gegebenheiten anzupassen. Eine notwendige Anpassung ist die zeitliche Entkopplung von elektrischer Erzeugung und elektrischem Verbrauch durch den Einsatz des Energiezwischenspeichers Wasserstoff. Gleichzeitig eröffnet sich die Möglichkeit Wasserstoff als regenerativ erzeugten Energieträger für den mobilen Markt zu etablieren.

Summary:

In addition to the already existing wind power plants in Germany, a further significant increase of installed wind capacity by offshore installations is expected up to the years 2020-30. Due to those installations the critical amount of wind capacity within the conventional power mix will be exceeded, and adaptations of grid, demand side and production side are unavoidable. One way for a time-decoupling of demand and production is the integration of energy storage. In case of the hydrogen as energy buffer it offers, in addition to the power balance effect, the possibility for the introduction of a new energy carrier for the mobile market.

1 Entwicklung der Windenergie

Der Ausbau der Windenergie in Deutschland in den vergangenen Jahren beeinflusst zunehmend das Management des Stromnetzes. Die derzeitig installierten 22 GW Windleistung übertreffen bereits die Schwelle von ca. 10% der konventionellen Kraftwerksleistung bis zu der eine problemlose Integration der Windenergie in den bestehenden Energiemix garantiert werden kann.[1]

Mit kurzfristigen Maßnahmen, wie Windparkabschaltungen und Leitungsmonitoring reagiert man kurzfristig auf den hohen Windenergieanteil im Netz. Angesichts der nachfolgend geschilderten Entwicklung der Windenergie wird das zukünftig nicht ausreichen und nach wirksameren Lösungen verlangen.

1.1 Windenergiezubau

In Deutschland wird sich der zukünftige Ausbau der Windenergie auf den Offshorebereich konzentrieren. Hier werden in der ersten Ausbaustufe an der deutschen Ostseeküsten ca. 1 GW und

an der deutschen Nordseeküste ca. 5,5 GW Windleistung installiert. Im Jahr 2009 werden die ersten Windparks in der Nordsee (alpha ventus) und in der Ostsee (Baltic I) an das Netz geschaltet. In der zweiten Ausbaustufe bis 2020 erhöht sich dieser Wert auf ca. 20 GW und entspricht damit der heute installierten Windleistung offshore in Gesamtdeutschland. Im Endausbauzustand bis 2030 wird nahezu ein Drittel des installierten konventionellen Kraftwerksparks in Deutschland auf Windgeneratoren basieren.[2] Parallel wird der Ausbau an Land durch Neuinstallationen und Repowering fortgeführt, wodurch sich die installierte Onshore-Leistung von aktuell ca. 22 GW auf ca. 28 GW erhöhen wird.

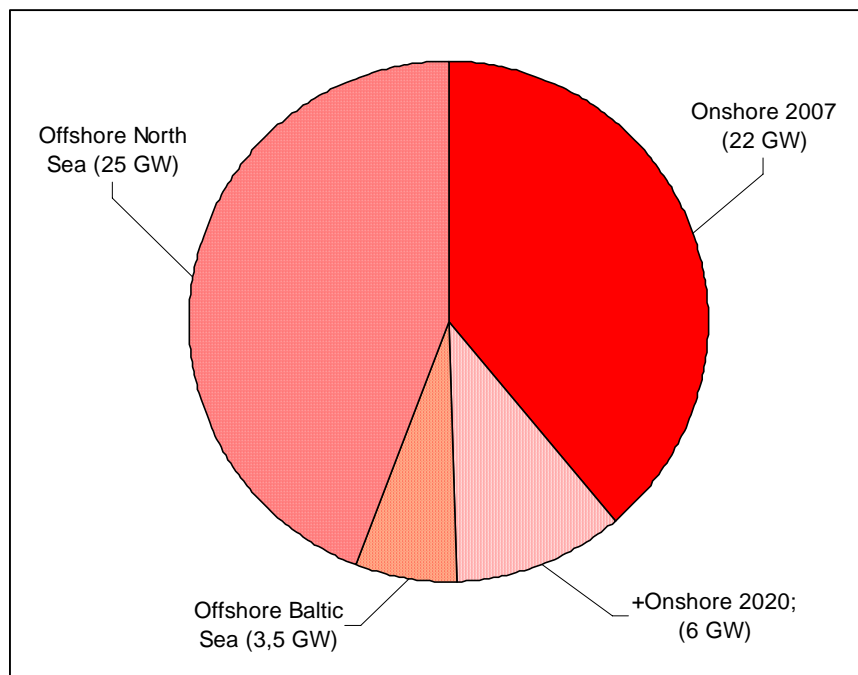


Abbildung 1: Entwicklung der Windenergie in Deutschland

Neben der Installation und dem Betrieb der Offshore-Windparks ist eine der größten Herausforderungen, die Windenergie netzverträglich in das bestehende Energieverteilungssystem zu integrieren.

1.2 Windleistung und Netzlast

Mit der Installation von Offshore-Windenergieanlagen kommt es zu einer Verlagerung des Erzeugerschwerpunktes auf die deutschen Küstenregionen, während die elektrische Last im Netz landeinwärts konzentriert ist. Damit werden größere Übertragungskapazitäten im Energieübertragungsnetz notwendig.

Neben der räumlichen Verschiebung von Windleistung und Netz verändert der weitere Windenergieanlagenausbau die Verhältnisse in der Erzeugerstruktur. Die Windenergie wird mit den oben genannte Prognosen von mehr als 50 GW installierter Windleistung in 2030 die Erzeugerstruktur dominieren.

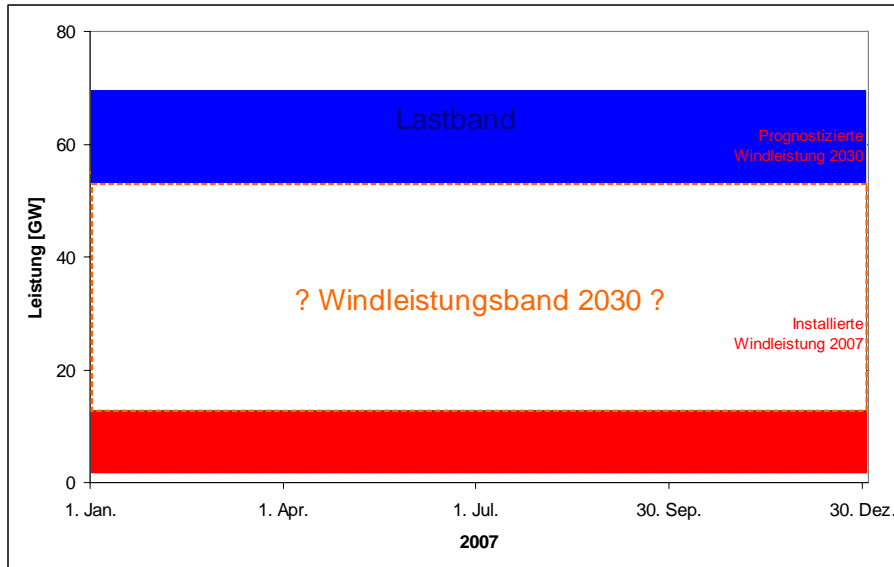


Abbildung 2: Last- und Windleistungsband im deutschen Hochspannungsnetz

In der Abbildung 2 wird die Verschiebung des Verhältnisses zwischen Last und Windleistung im elektrischen Übertragungsnetz in den kommenden zwanzig Jahren dargestellt. Im Jahr 2007 liegen das Windleistungsband (Leistungsbereich, in dem die eingespeiste Windleistung schwankt) und das Lastband (Lastbereich, in dem die Netzlast schwankt) weit auseinander, wodurch die gegenseitige Beeinflussung relativ gering ist. Ganz anders stellt sich die Situation im Jahr 2030 dar, wenn die eingangs genannten Vorhersagen für die installierte Windleistung zutreffen. Die beiden Bänder rücken dicht zueinander und können sich im Extremfall überschneiden. Dabei wird deutlich, dass in den Zeiten, wo sich beide Bänder nahe kommen oder gar überschneiden, Leistung aus dem Netz herausgenommen werden und bei entsprechend großem Abstand wieder in das Netz eingespeist werden muss.

2 Windenergie zwischen Erzeugung, Netz und Verbrauch

Die Einbindung der zukünftig installierten Windleistung in das Energieversorgungssystem ist nur möglich durch gleichzeitige Anpassungsmaßnahmen an den drei Eckpunkten Verbraucher, Netz und Erzeuger.

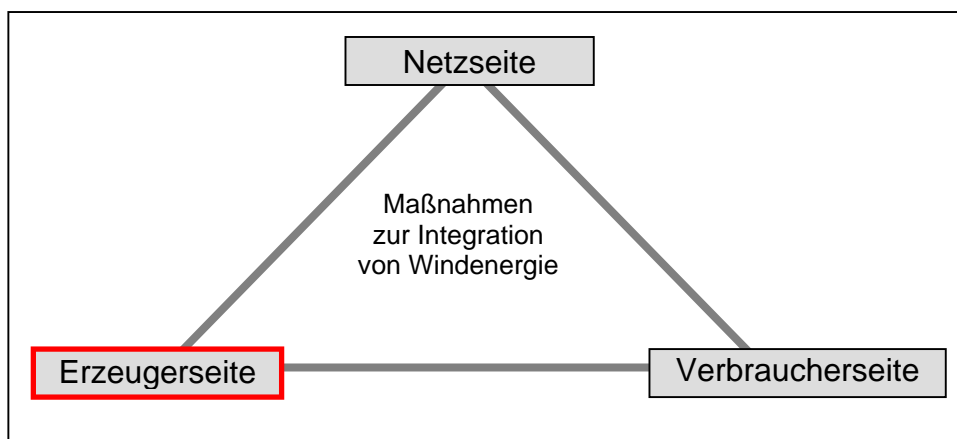


Abbildung 3: Integrationsdreieck

2.1 Verbraucherseite

Das **Lastmanagement** (Demand-Side-Response DSR) basiert auf der Unterscheidung von Schwachlast- (Niedrigpreis) und Starklastzeiten (Hochpreis). Mit einer von der Netzsituation netzabhängigen Festlegung der Zeitfenster für Schwach- und Starklast wird das Verbraucherverhalten durch ökonomische Anreize stimuliert das Netz zu entlasten.

Geeignet für diese Anwendung sind sämtliche elektrischen Verbraucher, die für Kühl- oder Heizzwecke eingesetzt, über einen ausreichenden thermischen Speicher und eine große Zeitkonstante verfügen. Dieses Prinzip wird erweitert auf großindustrielle Stromverbraucher, die durch finanzielle Vergünstigungen ihre Großlasten als steuerbare Netzkomponenten zur Verfügung stellen.

Die Möglichkeit der Laststeuerung bietet ein großes bis dato noch nicht genutztes Potential der Netzentlastung.

2.2 Netzseite

Eine erste Maßnahme kritische Situation im Netz zu vermeiden und vorhandene Netzkapazitäten besser auszunutzen, ist das Leitungsmonitoring. Hierbei wird der Einfluss der Kühlung durch klimatische Bedingung auf die Erhöhung der maximalen Belastbarkeit der Leitung ausgenutzt. Das Potential dieser Maßnahme zur Netzentlastung ist begrenzt.

Der **Netzausbau** verschafft langfristig eine Netzentlastung. Eine Erhöhung der Leitungskapazität von bestehenden Trassen wird durch die Umstellung des Spannungsniveaus von den bestehende 220 kV auf 380 kV mit der Tendenz ein einheitliches 380 kV Netz zu generieren. Insgesamt werden nach Analysen der dena bis zum Jahr 2015 850 km Leitungsneubau und 400 km Leistungsverstärkung im deutschen Übertragungsnetz notwendig.[4]

Pläne die HVDC-Verbindungen zwischen den Ländern in Europa auszubauen, münden in die Idee eines übergreifenden Supergrids. Welches zum einen die Regelzonen verbindet und gleichzeitig die Offshore-Windparks in das Netz integriert. Auf diese Weise sind ein großflächiger Leistungsaustausch und damit eine Netzstabilisierung möglich.

Der Netzausbau und der Netzzusammenschluss spielen eine tragende Rolle bei der Integration von großen Windleistungen.

2.3 Erzeugerseite

Mit Eingriffen auf der Erzeugerseite, d.h. im Windpark lassen sich Verbesserungen hinsichtlich der Netzverträglichkeit direkt an der Ursache umsetzen.

Das **Netzsicherheitsmanagement** ist eine erste Maßnahme durch den direkten Eingriff auf Erzeugerseite die Situation im Energieverteilungsnetz zu entschärfen. In Konsequenz werden Windparks temporär in ihrer Leistung begrenzt oder abgeschaltet. Im Übertragungsnetz erfolgt das Engpassmanagement durch Schaltzustandsänderungen und zunehmend durch Re-dispatching, das

heißt Reduzierung oder Verlagerung der Einspeisung aus Großkraftwerken beim Erreichen von Grenzwerten infolge plötzlich zunehmender Windenergieeinspeisung.[3]

Eine weitere Möglichkeit ist die **Erhöhung der Windleistungsprognosegenauigkeit**. Einer UCTE-Studie zufolge kann der Vorhersagefehler jedoch trotz weiterentwickelter Prognosetools nicht unter 10 Prozent der installierten Windenergie gesenkt werden. Bei starken Wetterschwankungen kann der Vorhersagefehler bis zu 50 Prozent betragen. Selbst wenn der prozentuale Vorhersagefehler zukünftig gesenkt werden kann, wird der absolute Wert mit der zunehmenden Windenergie im Netz steigen. Damit muss die von den Regelzonen vorzuhaltende Ausgleichsleistung gesteigert werden, um die Netzstabilität zu gewährleisten.[5] Der Trend der Großwetterlage lässt sich relativ gut abschätzen. Aber das genaue Eintreten von lokalen Veränderungen der Windverhältnisse ist zeitlich nur schwer zu prognostizieren. Aus diesem Grund wird gegenwärtig an der Weiterentwicklung, Modifizierung und Anpassung bestehender Prognoseverfahren gearbeitet. Besonderes Augenmerk gilt dabei der Kurzzeitprognose im Zeitrahmen von 15 Minuten bis zu vier Stunden, unter Einbeziehung aktueller Wind- und Leistungsdaten von bestehenden Windparks. Die Prognosemodelle werden direkt in das Netzmanagement der Netzbetreiber integriert.

Langfristig werden diese Maßnahmen Bestandteil des Netzsicherheitsmanagements bleiben, aber nur in begrenztem Umfang zur verbesserten Netzintegration von Windenergie beitragen.

3 Windenergieanlagen mit Zwischenspeicher

Eine entscheidende Maßnahme bereits auf der Erzeugerseite, das heißt im Windpark, die Netzintegration von Windleistung zu vereinfachen, ist die Kombination von Windenergieanlagen und Energiezwischenspeicher.

Mit Energiezwischenspeichern (Pumpwasserspeicher, Druckluftspeicher, Wasserstoffspeicher) wird das fluktuierende Leistungsaufkommen und den Netzlastgang voneinander entkoppelt. Die Einspeicherleistung, die maximale Abgabeleistung und die Größe des eigentlichen Energiespeichers bestimmen das Potential des Speichersystems zur Netzstabilisierung. Insbesondere durch die großvolumige Speicherung von Wasserstoff in Salzkavernen bietet ein solches System die Möglichkeit der Energiespeicherung im Netzmaßstab.^[6]

Die Unabhängigkeit von Energieangebot (Windleistung) und Energiebedarf (Last) durch einen Energiezwischenspeicher bietet die Möglichkeit aktiv auf das Energie- und Leistungsmanagement des Netzes einzuwirken. Diese Maßnahme gewinnt umso mehr an Bedeutung je größer der Anteil fluktuierende Leistungsbereitstellung im Netz wird.

Die direkte Kopplung eines Windparks mit dem Energiezwischenspeicher Wasserstoff ermöglicht es die Energie bei einem Überangebot zu speichern. Bei Energiedefizit wird mit der gespeicherten Energie die Windenergie ergänzt. Dabei bieten sich verschiedene Betriebsvarianten an.^[7]

Eine Variante kombiniert die Windenergieeinspeisung und die Wasserstoffzwischenspeicherung mit dem Ziel einer **vergleichmäßigen** Energieabgabe. Die Energieabgabe ist von den Schwankungen des Windeinfalls bereinigt und somit weniger durch den Wind dominiert. Ein entscheidender Vorteil ist, dass mit diesem System dem elektrischen Netz keine Regelenergie abverlangt wird.

Durch eine Ergänzung der genannten Betriebsvariante kann die Höhe der abgegebenen Leistung von außen, z.B. durch den Netzbetreiber, bestimmt werden. Die maximal mögliche Energieabgabe wird in diesem System entscheidend von der Auslegung des Wasserstoffkreislaufs bestimmt. Der Vorteil dieser Variante ist die Möglichkeit der Bereitstellung von Regelenergie.

Eine Option stellt die direkte Energieabgabe als Wasserstoff für den Transportsektor. In welcher Form letztendlich die Energie dem System entnommen wird, wird sowohl von technischen als auch von ökonomischen Faktoren bestimmt.

4 Schlussfolgerung

Die zu erwartenden Offshore-Windinstallationen erfordern Anpassungen und Erweiterungen im gesamten Energieversorgungssystem um diese fluktuierende Energiequelle in das Netz aufnehmen zu können.

Kurzfristige Maßnahmen, wie das Netzsicherheitsmanagement können nur temporäre Lösungen darstellen, um das Netz zu entlasten. Der Netzausbau stellt eine unumgängliche, wenn auch langfristige, kosten- und zeitintensiv Gegenmaßnahme. Als strategisch sinnvolle Varianten stellen sich die Erhöhung der Prognosegenauigkeit und das Lastmanagement dar. Beide bieten jedoch nur ein begrenztes Potential, dass zukünftig alleine nicht ausreichen wird.

Ein darüber hinausgehendes Potential bietet der Einsatz von Wasserstoff als Zwischenspeicher im System Windpark. Als Leistungs- oder Energiespeicher werden Erzeugung und Verbrauch zeitlich voneinander entkoppelt. Mit der Steuerungsstrategie wird die Betriebscharakteristik eines solchen Systems festgelegt – vergleichmäßigte, netzgeführte oder auf Wasserstoffproduktion ausgerichtete Energieeinspeisung. Im Zusammenhang mit der Windleistungszunahme durch Offshore-Installationen kann diese Alternative in großem Maße zu einer optimierten Integration von Windenergie in das Energienetz beitragen.

[1] DEWI, E.ON Netz et al.: Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020. Köln, 2005

[2] Deutsche Energie-Agentur GmbH, Offshore Projekte – Windparks in der Nord- und Ostsee, www.wind-offshore.de, 04.05.2008

[4] Deutsche Energie-Agentur GmbH, Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020, Köln, Februar 2005

[3] Luther, M., (E.ON Netz GmbH), Technische und betriebliche Aspekte für den Netzanschluss von Windenergieanlagen, DEWI Magazin Nr. 19, August 2001

[5] UCTE, Integrating wind power in the European power systems - prerequisites for successful and organic growth, Mai 2004

[6] F.Crotogino, R.Hamelmann, „Wasserstoff-Speicherung in Salzkavernen zur Glättung des Windstromangebots“

[7] Lehmann, Luschtinetz, Sponholz, Sandlaß, Miede, „Wasserstoff für Regelleistung“, XIII. Symposium REGWA 2006

Vergleichsuntersuchungen an feststehenden und auf verschiedene Art und Weise nachgeführten PV-Systemen

Prof. Dr.-Ing. habil R. Müller, Dipl.-Wirtsch.-Ing. (FH) A. Rackwitz
HTWK Leipzig (FH), Fachbereich ME, Koburger Str. 62, 04416 Markkleeberg

Schlüsselwörter Photovoltaik-Anlagen, Sonnenstands-Nachführungssysteme, Anlagenverfügbarkeit, solare Einstrahlung, Modultemperatur

Einleitung

In Zeiten steigender Nachfrage nach fossilen Brennstoffen sowie den daraus resultierenden immer höheren Energiekosten ist es ratsam, verschiedene Alternativen der Erzeugung und Bereitstellung von Elektro- und Wärmeenergie über erneuerbare Energien hinsichtlich ihrer technischen Optimierung und ihrem wirtschaftlichen Betrieb zu untersuchen.

Summary

It is advisable to analyse different alternatives of the generation and supply of electrical energy and thermoelectricity with renewable forms of energy, because the demand of fuels (e.g. coal and oil) and the energy costs rise continuously. Technical optimization and cost-effectiveness of the different alternatives are the most important points of tests. This was the reason why at the department of Mechanical and Energy Engineering of the Leipzig University of Applied Science a test ground "renewable forms of energy" has been built up step by step for ten years including two photovoltaic systems with different tracking systems. The results of the long-term tests with the photovoltaic systems show that systems with a tracking system realize a annual higher energy yield. This energy yield depends on the atmospheric conditions, e.g. cloudiness or sunny days with an important direct radiation. Other contributory effects are very important for a good economic planning and construction of photovoltaic systems, too, e.g. a good ventilation is necessary for a little panel-temperature.

Kurzportrait des Komplexversuchsstandes „Regenerative Energien“ der HTWK Leipzig

Um diese Techniken mit all ihren Vor- und Nachteilen auch den Ingenieuren von morgen näher bringen zu können, entstand innerhalb von 10 Jahren am Fachbereich Maschinen- und Energietechnik der Hochschule für Technik, Wirtschaft und Kultur (HTWK) Leipzig der Komplexversuchsstand „Regenerative Energien“, welcher bereits auf den Symposien „Nutzung regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik“ vorgestellt wurde und u. a. eine Windkraftanlage mit einer Nennleistung von 1kW, eine thermische Solaranlage und eine Solar-Stirling-Anlage als Beispiel einer dezentralen Energieversorgungsmöglichkeit für sonnenreiche Länder beinhaltet. Herzstück des im Bild 1 dargestellten Komplexversuchsstandes ist eine mit Strahlungspyranometern und einem Solar-Trak-System zweiachsig nachgeführte 1 kW_p Photovoltaik-Anlage für den Netzparallel- und Inselbetrieb, die nicht nur im Rahmen der studentischen Ausbildung in den Bachelor-, Master- und auslaufenden Diplomstudiengängen der Fachrichtungen Maschinenbau und Energietechnik sowie Wirtschaftsingenieurwesen (Maschinenbau und Energietechnik), sondern auch als Anschauungsobjekt für regionale mittelständische Firmen genutzt wird. Ergänzt wurde der Anlagenkomplex in diesem Jahr mit einer rechnergestützten nachgeführten PV-Anlage mit dem Ziel, im Rahmen von Langzeitmessungen beide Varianten der Nachführung unter wirtschaftlichen und technischen Aspekten zu untersuchen.

Die neue PV-Anlage mit einer rechnergestützten Nachführung

Im Rahmen der Erweiterung des Komplexversuchsstandes „Regenerative Energien“ wurde eine weitere PV-Anlage errichtet, die mit einer rechnergestützten astronomischen Nachführung ausgestattet wurde. Im Bild 2 ist die zentrale mechanische Einheit der Nachführung dargestellt, auf der entsprechend der Angaben des Herstellers PV-Module mit einem Maximalgewicht von ungefähr 85 kg bei einer Nutzungsfläche von insgesamt 6m² installiert werden können. Die mechanische Einheit besteht aus zwei Elektromotoren für die Nachführung im Azimut und in der Elevation, um somit über das gesamte Jahr eine ständige Ausrichtung der PV-Anlage entsprechend dem Sonnenverlauf zu ermöglichen.

In der im Bild 3 dargestellten Steuereinheit des astronomisch gesteuerten Nachführungssystems wird bei der Inbetriebnahme der geographische Standort der PV-Anlage (Längen- und Breitengrad) über ein Tastaturfeld eingegeben.

Aus diesen Angaben und der aktuellen Jahreszeit und Tageszeit (in Deutschland immer als MEZ) errechnet der Prozessor die genaue Sonnenposition, um automatisch dem genauen täglichen Sonnenlauf innerhalb der physikalischen Möglichkeiten zu folgen. Auch Schaltjahre werden in dem System automatisch berücksichtigt.



Bild 1: Der Komplexversuchsstand „Regenerative Energien“ der HTWK Leipzig



Bilder 2 und 3: Detailansicht der rechnergestützten Nachführungseinrichtung sowie entsprechende Steuereinheit

In Zusammenarbeit mit dem langjährigen Partner, der Firma UTK Klima Consult Zeitz GmbH, wurde zu Testzwecken ein neuartiger Sensor eingebaut. Er sendet bei einer Windgeschwindigkeit ab 15m/s ein Signal, mit dem die PV-Anlage in eine waagerechte Stellung (Azimutwinkel = 90°) geführt wird. Die nachstehende Tabelle gibt einen Überblick über die technischen Eigenschaften der beiden Nachführsysteme.

Merkmal	rechnergestützte Nachführung	sensorgesteuerte Nachführung
Anschaffungskosten	sehr hohe Anschaffungskosten	im Vergleich zur rechnergestützten Nachführung günstiger
Montage / Programmierung	Einfache Montage und Programmierung	schwierigere Montage Programmierung nicht erforderlich
Wartungsaufwand	Arbeitet völlig wartungsfrei.	Regelmäßige Wartung der Antriebe erforderlich
Platzbedarf	Wenig Platzbedarf, Solarbaumprinzip.	Viel Platzbedarf, Schienensystem mit Hubzylinder.
Sonnenstands-nachführung	folgt exakt dem Lauf der Sonne	Nachführung nur bei Direktstrahlung der Sonne
Energieverbrauch der Nachführeinrichtung	aufgrund der ständigen Nachführung relativ hoch	niedrig, da nur bei Direktstrahlung
Windschutz	Schutz gegen mittelstarken und starken Wind möglich	kein Schutzkonzept gegen Starkwind
erforderliche Hilfsenergie	Hilfsenergie für das Betreiben der Steuereinheit erforderlich	Bereitstellung der Hilfsenergie zum Steuern der DC-Antriebe über Eigenerzeugung möglich
Nachführbereich	68° Elevation, 180° oder 360° Azimut	90° Elevation, 270°Azimut
manuelle Bedienung	in Azimut und Elevation möglich	in Azimut und Elevation möglich

Tabelle 1: Vergleich der beiden Nachführungssysteme

Anlagenleistung in Abhängigkeit der Ausrichtung der PV-Anlage

Das nachstehende Bild 4 zeigt in einer Übersicht die Monatserträge einer in Mitteldeutschland zweiachsig nachgeführten bzw. nach verschiedenen Richtungen fest ausgerichteten PV-Anlage mit einer Nennleistung von 1 kW_p. Aufgrund der bisher längeren Laufzeit der Anlage (ca. 8 Jahre) wurden die Untersuchungen an der mit Strahlungspyranometern nachgeführten PV-Anlage vorgenommen. Es ist ersichtlich, dass mit dieser Anlagenvariante ein deutlich erhöhter Energieertrag zu erzielen ist. Während man mit einer ungünstigen 45° - Ausrichtung nach Osten bzw. nach Westen einen Jahresertrag von ca. 580 kWh/a erzielen kann, liegt dieser bei einer 30° bzw. 45° - Ausrichtung nach Süden bei insgesamt 780 bzw. 760 kWh/a. Im Gegensatz dazu beträgt der Energieertrag mit einer nachgeführten PV-Anlage ungefähr 1.030 kWh/a und dies entspricht im Vergleich zu einer optimal nach Süden 30° fest ausgerichteten PV-Anlage einem Anstieg in der Elektroenergieerzeugung um ca. 31 %. Diese prozentuale Steigerungsrate des Ertrages deckt sich auch mit den in zahlreichen Literaturquellen angegebenen Werten. Allerdings ist diese Ertragssteigerung über die gesamte Anlagenlebensdauer gesehen mit einem erheblichen finanziellen Mehraufwand für die Anschaffung und die Instandhaltung einer Nachführeinrichtung verbunden. Das am Fachbereich Maschinen- und Energietechnik der HTWK Leipzig als Nachführung bisher eingesetzte Solar-Trak-System mit Strahlungspyranometern weist im Vergleich zu rechnergestützten Nachführsystemen bei einem bedeckten Himmel mit überwiegend diffuser Strahlung eine gewisse Ungenauigkeit auf, ist aber als absolut ausreichend einzustufen.

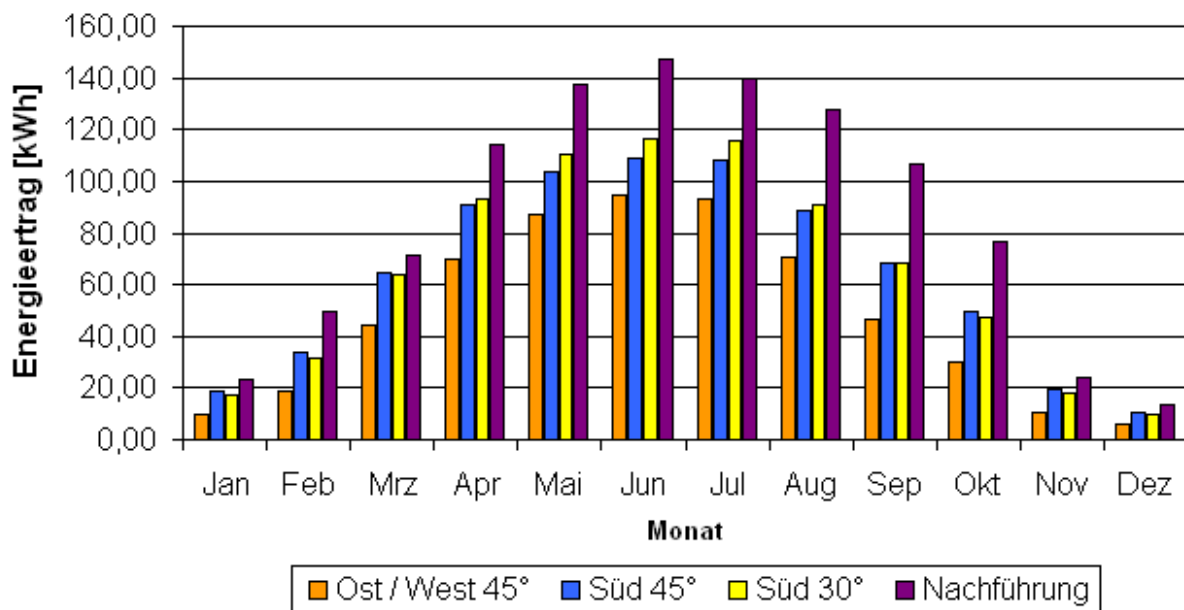


Bild 4: Monatserträge der PV-Anlage in Abhängigkeit der Ausrichtung

Abgesehen von kleineren kurzzeitigen witterungsbedingten Ausfällen bei äußerst extremen Witterungserscheinungen, beispielsweise orkanartiger Sturm bzw. extremer Schneefall, lief das installierte Nachführsystem bis zum jetzigen Zeitpunkt über die gesamte bisherige Betriebsdauer zur vollsten Zufriedenheit des Anlagenbesitzers ohne größere Störungen.

Erträge von PV-Anlagen in Abhängigkeit der Einstrahlung und der Nachführungsart

Mit dem jetzt installierten rechnergestützten Nachführungssystem soll schrittweise der Einsatz eines solchen Systems im mitteldeutschen Raum in Bezug auf die Wirtschaftlichkeit untersucht werden. In ersten Versuchen nach der Fertigstellung der zweiten Anlage im Frühsommer 2008 wurden beide Nachführungsvarianten bei einer sehr hohen Strahlungsleistung der Sonne (mit einem hohen Anteil an solarer Direktstrahlung) bzw. an bewölkten Tagen in Bezug auf die Aufnahme der solaren Einstrahlung untersucht.

Die ersten Versuchsergebnisse haben gezeigt, dass an bewölkten Tagen mit einem geringen Direktstrahlungsanteil die rechnergestützte Nachführung generell ein besseres Ergebnis erzielt. An solchen Tagen richten sich Nachführungen mit Strahlungs-pyranometern sehr schwer oder gar nicht nach der Sonne aus, da diese nicht oder nur sehr selten am Himmel zu sehen ist. Dagegen sind Nachführungen mit Pyranometern bei einer hohen solaren Einstrahlung etwas effektiver, da sich solche Anlagen sofort dem aktuellen Sonnenstand folgen. Rechnergestützte Nachführungen dagegen richten sich immer nur in gewissen zeitlichen Abständen hundertprozentig nach der Sonne aus.

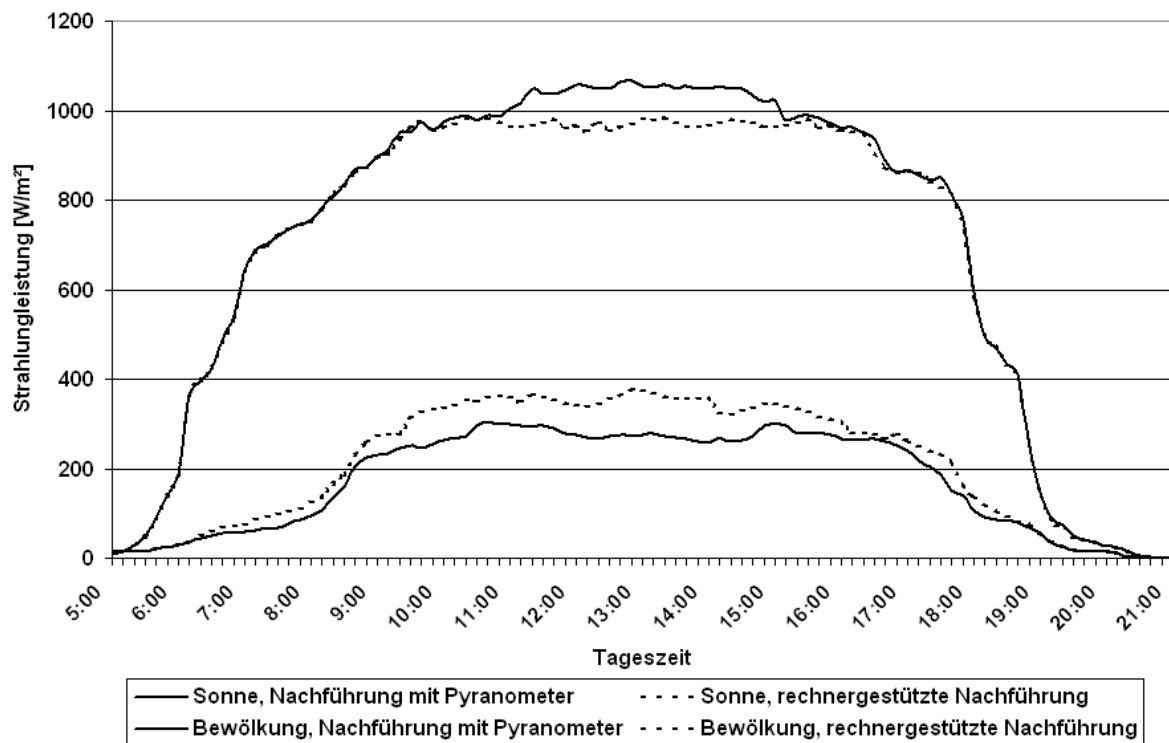


Bild 5: Einsatz der beiden Nachführungssysteme an unterschiedlich bewölkten Tagen

Verfügbarkeit der PV-Anlage

Ein wesentliches positives Merkmal für den Einsatz einer PV-Anlage ist im Allgemeinen deren hohe jährliche Verfügbarkeit; die durchschnittliche monatliche Betriebszeit innerhalb von 8 Betriebsjahren einschließlich der Einteilung in 6 verschiedene Leistungsbereiche zeigt das Bild 6. Im Durchschnitt ist die PV-Anlage mit insgesamt ca. 4.200 Stunden und damit fast 48% bezogen auf das gesamte Jahr (8.760 Stunden) in Betrieb. Diese Anlagenverfügbarkeit schwankt zwischen 28 % in den Winter- und 66 % in den Sommermonaten. Aber auch die Leistungsbereiche der PV-Anlage in den einzelnen Monaten sind sehr unterschiedlich. Während die PV-Anlage in den Wintermonaten vorwiegend im Leistungsbereich bis 100 Watt arbeitet, liegt der Arbeitsbereich in den Sommermonaten zwischen 400 und 800 Watt. Erkennbar ist ebenfalls, dass Spitzenwerte der PV-Anlage von 800 bis 1000 Watt nur an wenigen Stunden im Jahr erreicht werden; der Anteil dieser Leistungsklasse an der Gesamtbetriebszeit beträgt ca. 2,0 %. Da die PV-Anlage zuallererst für Forschungszwecke zur Verfügung steht, könnte dieser Wert am durchaus noch etwas höher sein. Vor allem in den sonnenreichen Sommermonaten (Juni bis August) finden eine Vielzahl von studentischen Praktika und Belegarbeiten statt, in deren Rahmen die PV-Anlage teilweise nicht optimal zur Sonne ausgerichtet wird.

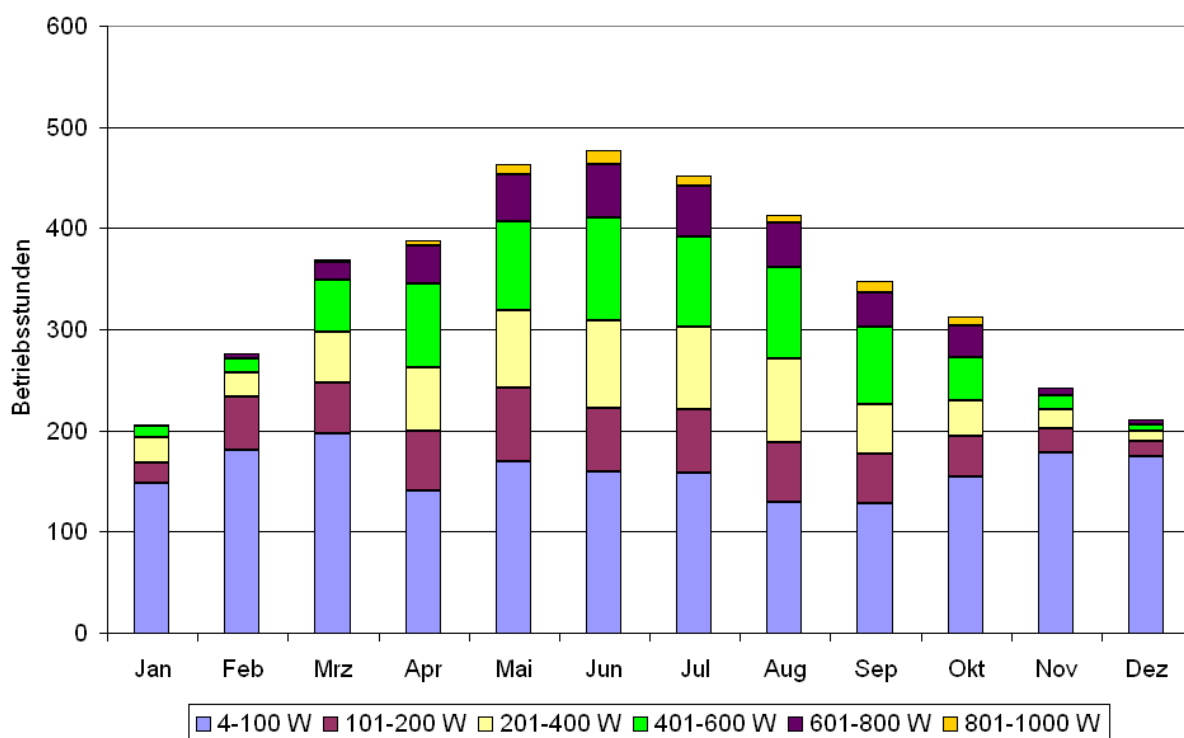


Bild 6: Verfügbarkeit der nachgeführten PV-Anlage in unterschiedlichen Leistungsbereichen innerhalb von 8 Betriebsjahren

Im Bild 7 wird die Leistungsabgabe der PV-Anlage an einem Sommertag bei unterschiedlichen Ausrichtungen zur Sonne dargestellt. Aus Gründen einer besseren Übersichtlichkeit wurde das Zeitfenster nur auf den sinnvollen Arbeitsbereich von 4.00 Uhr bis 21.00 Uhr begrenzt. Die Zeitmessung basiert ausschließlich auf der Mitteleuropäischen Zeit (MEZ). Es ist erkennbar, dass zweiachsig nachgeführte PV-Anlagen im Vergleich zu nur einachsig im Azimut nachgeführten bzw. feststehenden PV-Anlagen auf jeden Fall die mengenmäßig größte Strahlungsenergie, über den gesamten Zeitraum betrachtet, aufnehmen. Im Vergleich zu feststehenden, im 30° - Winkel für unsere Breiten optimal ausgerichteten PV-Anlagen ist die Energieaufnahme in den Mittagsstunden aber nur unwesentlich geringer. Die Ursache hierfür liegt bei den zweiachsig nachgeführten PV-Systemen in der ständig senkrechten Ausrichtung zur Sonne und der daraus resultierenden sehr hohen Modultemperatur von teilweise bis zu 55°C (siehe Bild 8). Allerdings erzielen die mit einer einachsigen bzw. zweiachsigen Nachführeinrichtung ausgestatteten PV-Anlagen über den gesamten Tagesverlauf gesehen einen größeren Energieertrag. Bedingt durch die in den Nachmittagsstunden abnehmende Intensität der auf den PV-Generator einfallenden solaren Einstrahlung verringert sich diese hohe Modultemperatur der Mittagsstunden aber wieder, so dass dann die Leistung bei nachgeführten PV-Anlagen im Vergleich zu fest nach Süden ausgerichteten Systemen bis in die Abendstunden nicht so schnell absinkt.

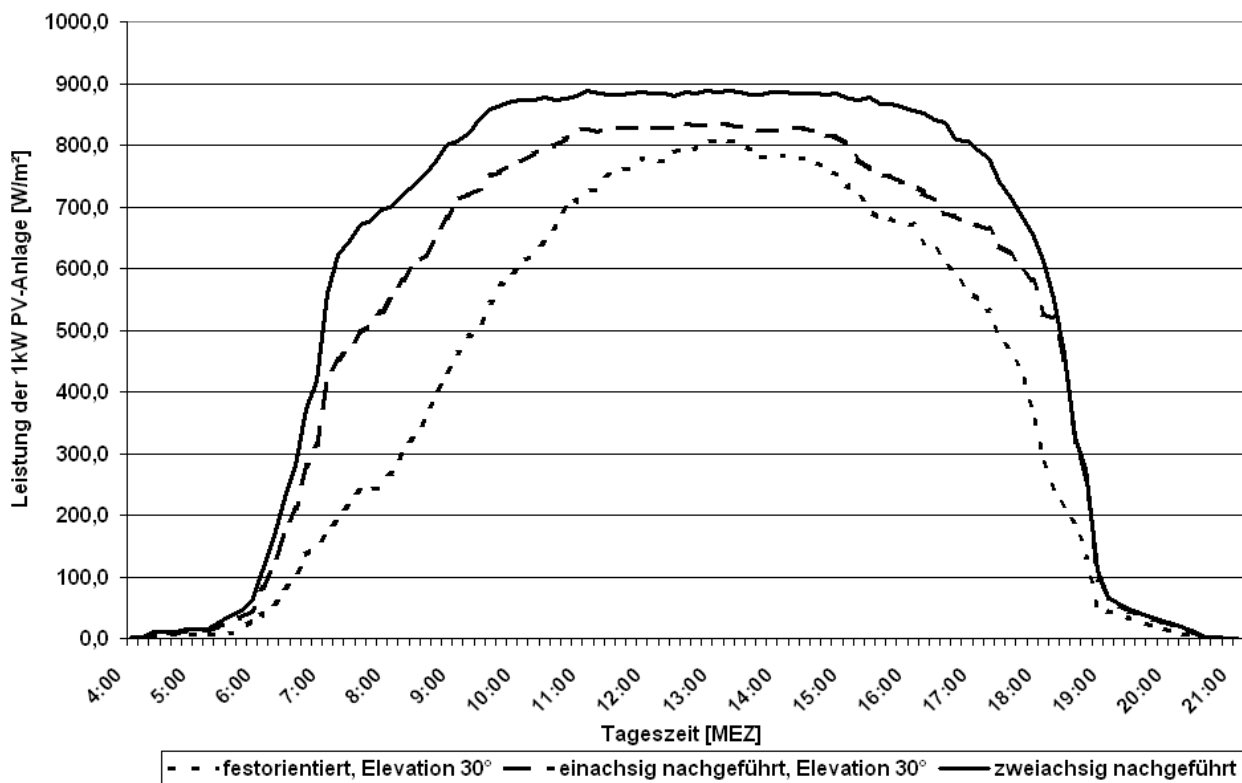


Bild 7: Leistung der PV-Anlage an einem Sommertag in Abhängigkeit der Ausrichtung

Entsprechend den in den Bildern 6 und 7 dargestellten Auswertungen wird ersichtlich, dass die Nennleistung von PV-Anlagen (an der HTWK: $1000 \text{ W}_{\text{el}}$) wenn überhaupt nur an wenigen Tagen im Jahr erreicht wird. Ertragsmindernd wirkt sich vorwiegend die sehr schwankende und teilweise sehr hohe Modultemperatur aus, welche an der Rückseitenabdeckung der PV-Module gemessen wird. Die Langzeitmessungen der Modultemperatur haben ergeben, dass die monatlichen Durchschnittswerte zwischen $2,3^\circ\text{C}$ im Februar und $26,1^\circ\text{C}$ schwanken. Werden diese Temperaturen genauer betrachtet, können vor allem in den Sommermonaten extrem hohe Werte von über 50°C erreicht werden; im Bild 8 ist beispielsweise der Verlauf von Modul- und Lufttemperatur an 10 Tagen im Juli 2008 dargestellt. Trotz einer guten Hinterlüftung, bedingt durch die Freiaufstellung der PV-Anlage, wurden bereits bei Lufttemperaturen von tagsüber 20°C Modultemperaturen von 30°C gemessen. An Tagen mit Lufttemperaturen von 25°C bis 30°C steigt die Temperatur an den PV-Modulen bis über 50°C an. Kurzzeitig wurden an weiteren sonnenreichen und extrem warmen Tagen des Jahres teilweise Modultemperaturen von knapp unter 60°C registriert.

In Abhängigkeit des üblichen in der Literatur angegebenen negativen Temperaturkoeffizienten des Halbleiters Silizium von $-0,5 \%$ je Kelvin Temperaturdifferenz nimmt die Leistung von PV-Modulen in Bezug auf die bei den Standardtestbedingungen (solare Einstrahlung $1000 \text{ W}/\text{m}^2$, Temperatur 25°C und Air Mass 1,5) angegebene Nennleistung des PV-Moduls um ca. 15 bis sogar 20 Prozent ab. Dieser Aspekt muss bei einer Auslegung von PV-Anlagen unbedingt beachtet werden.

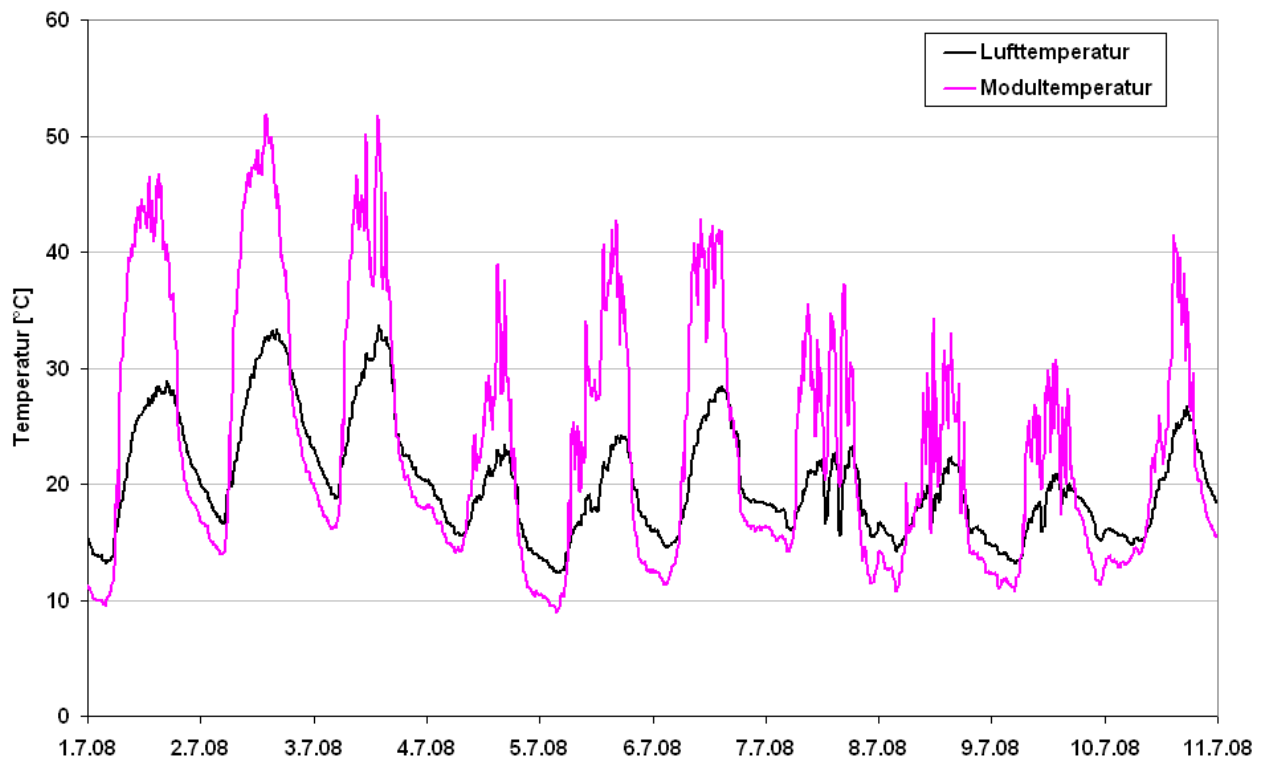


Bild 8: Luft- und Modultemperatur im Zeitraum 01.07.2008 bis 10.07.2008

Bereits bei der Planung von PV-Anlagen müssen einige wesentliche Gesichtspunkte berücksichtigt werden, um einen späteren optimalen betriebswirtschaftlichen Betrieb gewährleisten zu können. Hierzu zählen neben einer ordnungsgemäßen Dimensionierung der elektrischen Betriebsmittel eine optimale Ausrichtung im Azimut (Ausrichtung nach Süden) und in der Elevation (Neigungswinkel), um eine entsprechende zufrieden stellende Energieausbeute erzielen zu können. Aber auch eine ausreichende Hinterlüftung der PV-Module sollte ermöglicht werden. In den vorherigen Kapiteln wurde darauf näher eingegangen. Letztendlich kann auch festgestellt werden, dass ein durch eine Nachführeinrichtung gewünschter Mehrertrag zu einem finanziellen Mehraufwand infolge der an die Gestellkonstruktion gestellten höheren mechanischen Anforderungen führt. Bei Nachführeinrichtungen kommen zahlreiche bewegliche Teile zum Einsatz, die unter Umständen enormen Windlasten, bedingt durch den frei aufgestellten PV-Generator, ausgesetzt sind. Am Standort des Fachbereiches Maschinen- und Energietechnik der HTWK Leipzig wurden bei Unwettern kurzzeitige Windgeschwindigkeiten von bis zu 35m/s aufgezeichnet, die mit voller Kraft auf eine Generatorfläche von ca. 14m² einwirkten. Abhilfe kann an dieser Stelle der bereits beschriebene Sensor der Fa. UTK Zeitz GmbH schaffen, mit dem die PV-Anlage bei einer bestimmten Windgeschwindigkeit in eine waagerechte Stellung (Azimutwinkel = 90°) geführt wird. Es ist geplant, auch die mit Pyranometern nachgeführte PV-Anlage mit dieser Sensorik auszustatten.

Zusammenfassung

Mit den am Fachbereich Maschinen- und Energietechnik der HTWK Leipzig auf verschiedenen Nachführungssystemen errichteten Photovoltaik-Anlagen ist es möglich geworden, deren einzelne Vor- und Nachteile unter wirtschaftlichen und technischen Aspekten zu untersuchen. Die Ergebnisse der ersten Untersuchungen der verschiedenen Nachführungssystemen haben gezeigt, dass einerseits auf jeden Fall ein Mehrertrag im Vergleich zu feststehenden Anlagen erzielt werden kann, andererseits beide Systeme ein unterschiedliches Betriebsverhalten in Abhängigkeit der Witterungseinflüsse (Bewölkung bzw. sonniger Tag mit hoher Direktstrahlung) aufweisen. Mit den durchgeführten Langzeitmessungen konnten die in der Theorie bekannten Einflussfaktoren Ausrichtung zur Sonne, solare Einstrahlung sowie Luft- und Modultemperatur untersucht und bestätigt werden. Es hat sich gezeigt, dass diese Größen bei der praktischen Umsetzung unbedingt mit beachtet werden müssen.

Weitere Einzelheiten zum Komplexversuchsstand der HTWK Leipzig sind zu entnehmen:

- [1] R. Müller, A. Rackwitz, R. Oestreicher
Zentrale Messwerterfassung an einer regenerativen Hybridanlage
Tagungsband zum „11. Symposium „Nutzung regenerativer Energien und Wasserstoff-
technik“ Fachhochschule Stralsund, 2004

- [2] R. Müller, A. Rackwitz
Der Komplexversuchsstand „Regenerative Energien“ der HTWK Leipzig, ein
Demonstrationsobjekt für die Möglichkeiten erneuerbarer Energien
Tagungsband zum „12. Symposium „Nutzung regenerativer Energien und Wasserstoff-
technik“ Fachhochschule Stralsund, 2005

ENERGETISCHE VERWERTUNG VON BIOMASSE – RAHMENBEDINGUNGEN, STAND UND PERSPEKTIVEN

Prof. Dr. Michael Nelles, Dipl.-Ing. Dirk Banemann, Dipl.-Ing. Nils Engler, Dr. Andrea Schüch

*Universität Rostock, Agrar- und Umweltwissenschaftliche Fakultät, Institut für
Umweltingenieurwesen, Lehrstuhl Abfall- und Stoffstromwirtschaft
Justus-von-Liebig-Weg 6, D-18059 Rostock/Deutschland
Tel.: +49(0)-381-498-34-00, Fax: DW -02
Email: michael.nelles@uni-rostock.de
Homepage: www.auf.uni-rostock.de/uiw*

Schlüsselwörter: Bioenergie, Biomasse, organische Abfälle und Reststoffe

Zusammenfassung: Der Anteil der Biomasse an der Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energien beträgt derzeit rund 70 %. Das technische Potenzial bis zum Jahr 2030 wird auf ca. 10 bis 15 % des Primärenergieverbrauchs geschätzt. Die umfassende energetische Nutzung der biogenen Abfälle und Reststoffe kann einen wichtigen Beitrag leisten, dieses Potenzial zu erschließen. Für die energetische Nutzung fester Biomasse stehen diverse Aufbereitungs- und Umwandlungsverfahren zur Verfügung, wodurch feste, flüssige oder gasförmige Energieträger gewonnen werden können. Im Zuge der allgemeinen Verteuerung von Energierohstoffen werden Verfahren zur Bereitstellung hochwertiger Energieträger bei hoher Flächeneffizienz die zukünftige Nutzung fester Biomasse bestimmen.

Abstract: The share of biomass at the renewable energies amounts at the moment about 70 %. The technical potential to the year 2030 will be valued at about 10 to 15 % of the primary energy consumption. The extensive energetic use of bio waste and biological remnants can make a contribution to exploit this potential. Various processes for the conditioning and conversion of solid biomass are available, to produce solid, liquid or gaseous energy sources. In the course of the increase of commodity prices of raw material for energy use, are these techniques and processes decisive, which provide valuable energy sources and a high efficiently utilization of area.

1. Einleitung

Die energetische Nutzung von Biomasse entwickelt sich derzeit sowohl in Deutschland als auch weltweit sehr dynamisch. Dies ist zum einen auf die Verteuerung von Ressourcen und Energieträgern zurückzuführen, aber auch auf die in der EU beschlossenen verbindlichen Vorgaben zum Klima- und Ressourcenschutz. Das von der Europäischen Kommission im Januar 2008 verabschiedete Paket soll bis 2020 die Treibhausgasemissionen um mindestens 20 % reduzieren und den Anteil erneuerbarer Energien am Gesamtenergieverbrauch auf 20 % erhöhen. Die nationalen Ziele der Bundesregierung sind aber noch ambitionierter. Der Anteil erneuerbarer Energien soll bis 2020 im Wärmebereich auf 14 %, im Kraftstoffbereich auf 17 % cal. (20 Vol.-%) und im

Strombereich auf 25 bis 30 % steigen. Die energetische Nutzung von Biomasse ist dabei ein wesentliches Element zur Erreichung dieser Ziele.

2. Stand der energetischen Nutzung von Biomasse

Energie aus Biomasse oder kurz Bioenergie stellt die tragende Säule im Mix der erneuerbaren Energien dar. Die grundlegenden Nutzungspfade können Abbildung 1 entnommen werden. Der Anteil der Bioenergie an der Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energien in Deutschland liegt derzeit sowohl bezogen auf die Primär- als auch Endenergiebereitstellung bei rund 70 % (Abbildung 2 und 3). Der Bioenergieanteil am deutschen Endenergieverbrauch betrug im Jahr 2007 6,1 %, wodurch ca. 55 Mio. Mg CO₂-Emissionen eingespart werden konnten [1,2]. Der bedeutendste Anteil der Energie aus Biomasse wird in Form von Heiz- oder Prozesswärme bereitgestellt (Abbildung 4).

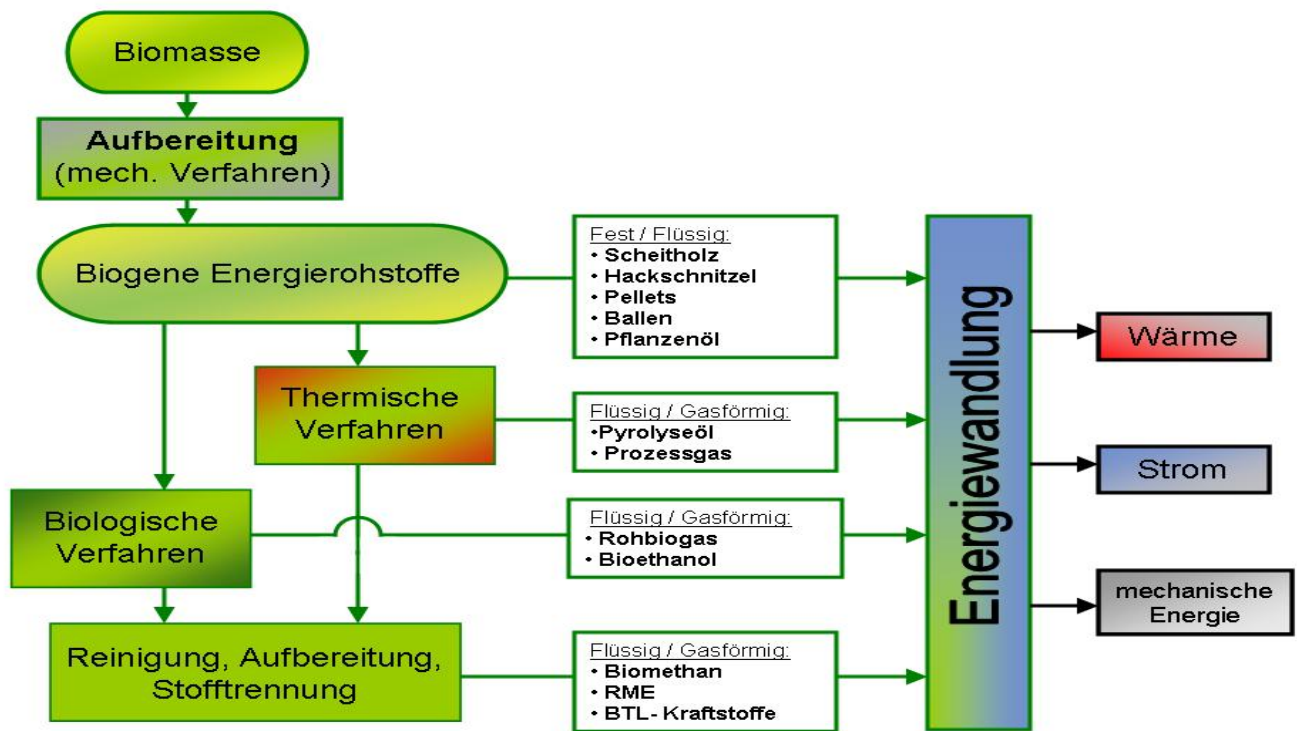
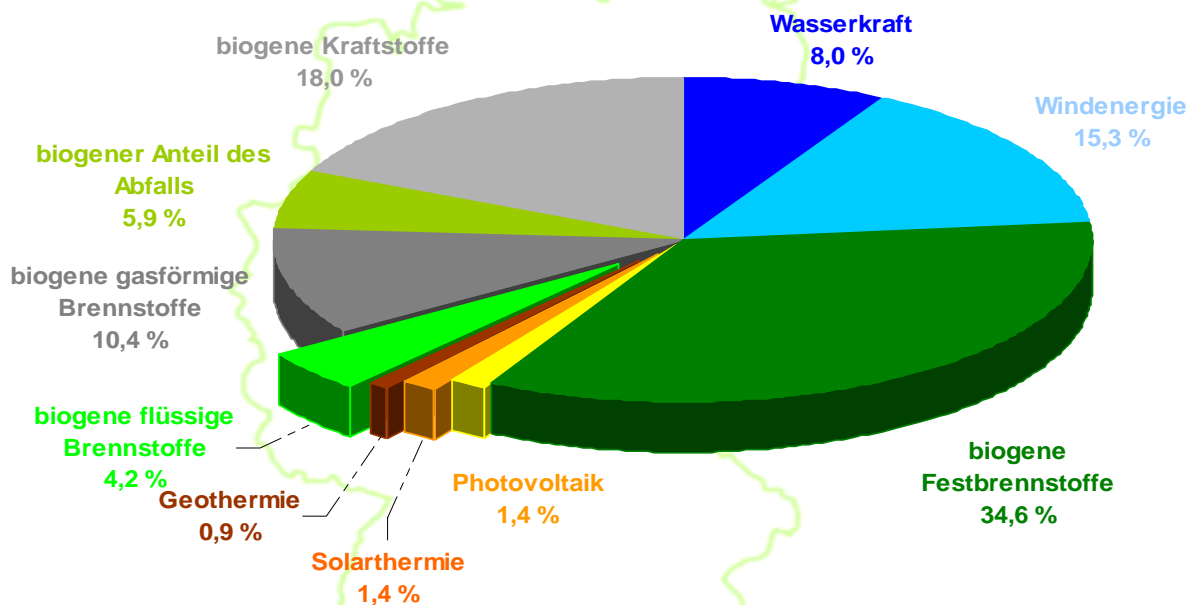


Abbildung 1: Optionen der Energiebereitstellung aus Biomasse

Struktur der Primärenergiebereitstellung aus erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2007

Gesamt: 932,1 PJ

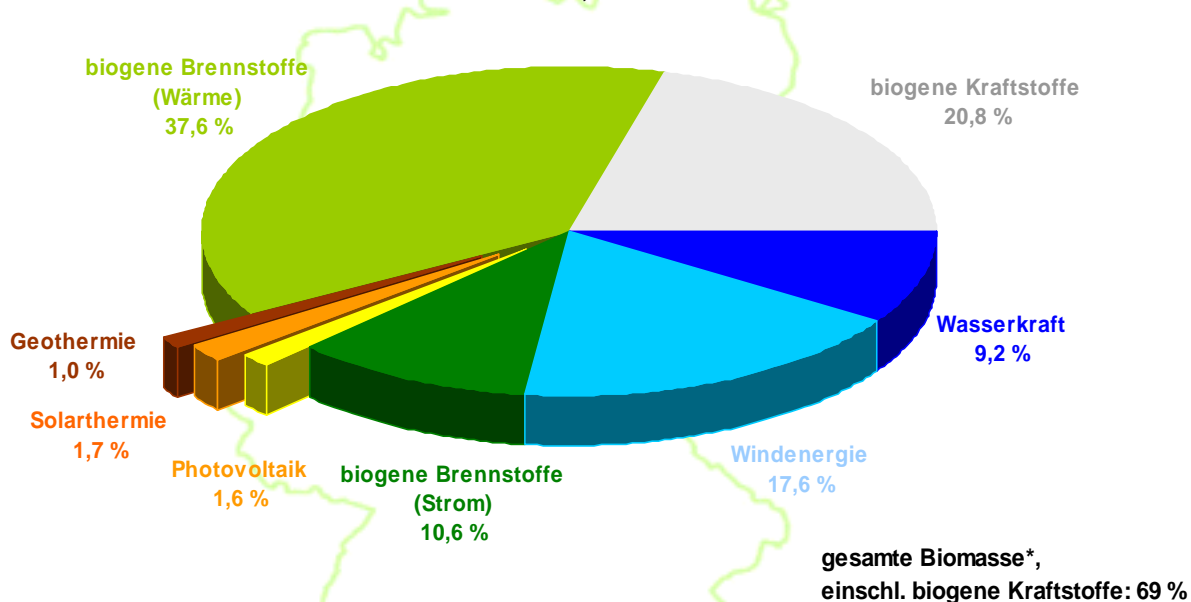


Quelle: BMU-Publikation "Erneuerbare Energien in Zahlen – nationale und internationale Entwicklung", Kl III t; Stand: Juni 2008; Angaben vorläufig, nach Wirkungsgradmethode

Abbildung 2: Primärenergiebereitstellung aus erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2007

Struktur der Endenergiebereitstellung aus erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2007

Gesamt: 224,2 TWh



* feste, flüssige, gasförmige Biomasse, biogener Anteil des Abfalls, Deponie- und Klärgas;

Quelle: BMU-Publikation "Erneuerbare Energien in Zahlen – nationale und internationale Entwicklung", Kl III t; Stand: Juni 2008; Angaben vorläufig

Abbildung 3: Struktur der Endenergiebereitstellung aus erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2007

Struktur der Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2007

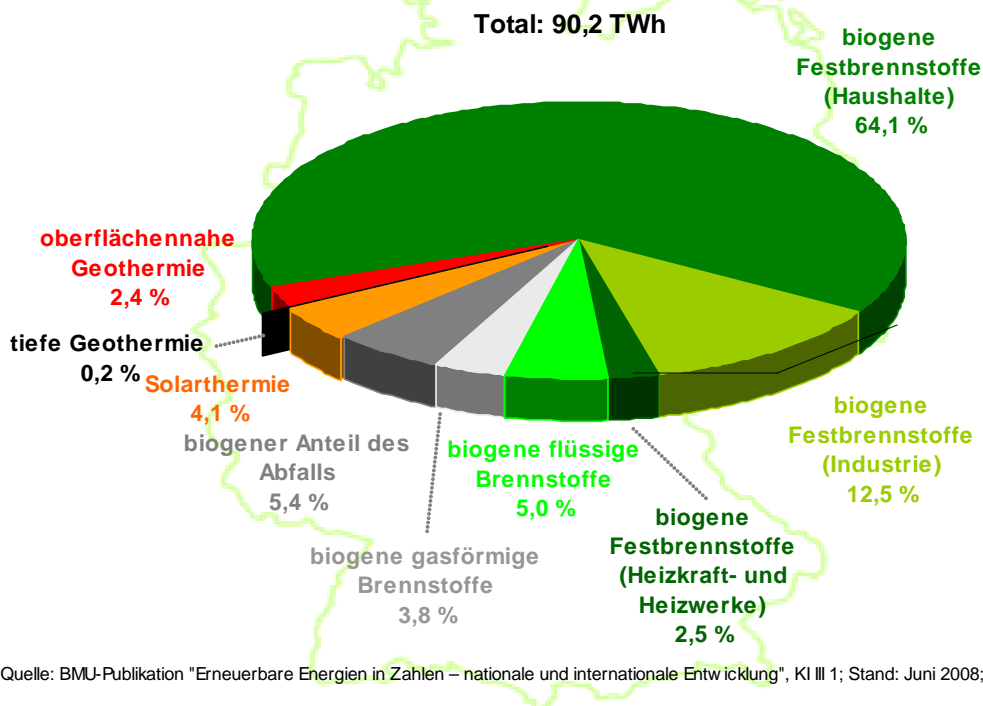


Abbildung 4: Struktur der Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2007

2.1 Feste Bioenergieträger

Die Nutzung fester Bioenergieträger erfordert in der Regel einen geringen Aufbereitungs- und Umwandlungsaufwand der Biomasse. Daraus ergibt sich eine sehr günstige Gesamtenergiebilanz bei Betrachtung der gesamten Nutzungskette. Unter den festen Bioenergieträgern nehmen die holzartigen hinsichtlich der derzeitigen Nutzung die Spitzenposition ein.

Biogene Festbrennstoffe werden in Kleinf Feuerungsanlagen zur Wärmeerzeugung sowie in größeren Anlagen zur gekoppelten Strom- und Wärmeproduktion eingesetzt.

Ein klarer Vorteil ergibt sich bei der Verwertung von Altholz aus der Realisierung einer Kaskadennutzung, bei welcher diese Stoffe erst einer (oder mehreren) stofflichen und dann erst einer energetischen Verwertung zugeführt werden. Der Nachteil liegt in der möglichen Schadstoffbelastung und der damit verbundenen aufwendigen Rauchgasbehandlung. Bei Waldholz existieren schon jetzt regionale Nutzungskonkurrenzen zwischen der Holzverarbeitenden Industrie und der energetischen Nutzung die sich inzwischen auch auf qualitativ schlechtere Hölzer erstreckt.

Vorverarbeitete holzartige Brennstoffe wie Holzpellets bzw. -briketts zeigen einen klaren Wachstumstrend. Von 2005 bis 2006 ist die Anzahl neu installierter Pelletfeuerungsanlagen um 40 % angestiegen [3].

Kurzumtriebsplantagen (KUP) können bei einer Wärmenutzung durch Verbrennung einen sehr guten Energieertrag pro Fläche erzielen, diese Form der Flächennutzung ist allerdings derzeit noch von untergeordneter Bedeutung.

Die Verbrennung von Stroh ist technisch auf hohem Stand, erfordert aber einen hohen Aufwand bei der Rauchgasreinigung. Ein Vorteil der Strohverwertung ist die Vermeidung von Konkurrenz zur Nahrungsmittelerzeugung.

2.2 Flüssige Bioenergieträger

Zu den flüssigen Bioenergieträgern gehören naturbelassene Pflanzenöle, Pflanzenölmethylester (PME), Bioethanol und BtL-Kraftstoffe. Der Biokraftstoffanteil am Gesamtkraftstoffverbrauch in Deutschland lag im Jahr 2007 bei ca. 7,6 % und stieg damit gegenüber 2006 um ca. 11 % an [2].

Während der Mineralkraftstoffverbrauch in den letzten Jahren eine abnehmende Tendenz aufweist, hat der Verbrauch, Absatz und die Produktionskapazität von Biodiesel stetig zugenommen. Der Vorteil von Biodiesel in reiner Form oder als Zumischung zu fossilen Kraftstoffen liegt in der Verwendbarkeit in Serienmotoren, während die Verwendung von reinem Pflanzenöl speziell entwickelte Motoren oder eine aufwändige Umstellung des Motors erfordert.

Eine weitere Option zur Bereitstellung flüssiger Bioenergieträger besteht in der Produktion von Ethanol aus Getreide oder anderer Zucker- bzw. stärkehaltiger Biomasse. Im Jahr 2006 lag die Bioethanolproduktion in Deutschland mit 340.000 Mg an der Spitze in Europa. Weltweit gesehen spielt diese Größenordnung allerdings keine Rolle. Die USA produzieren beispielsweise jeden Monat mehr Bioethanol als die EU im gesamten Jahr 2006 [4].

Als wesentliche Säule der zukünftigen Biokraftstoffversorgung werden Biomass-to-Liquid-Kraftstoffe (BtL), synthetische kohlenwasserstoffbasierte Kraftstoffe, die aus einem über die thermochemische Vergasung von Biomasse erzeugten Synthesegas hergestellt werden, angesehen. Die theoretische Produktivität pro Flächeneinheit von BtL-Kraftstoff liegt mit prognostizierten 3.907 l/ha deutlich höher als die von Pflanzenöl oder Biodiesel mit 1.420 bzw. 1.480 l/ha. Die technische Entwicklung der Herstellung von BtL ist allerdings noch nicht abgeschlossen, so dass bis zum Jahr 2020 noch mit Effektivitätssteigerungen zu rechnen ist [5].

2.3 Gasförmige Bioenergieträger

Die Erzeugung gasförmiger Bioenergieträger aus nachwachsenden Rohstoffen oder organischen Abfällen kann durch thermische Vergasung oder durch biologische Verfahren (anaerobe Methangärung) erfolgen. Bezogen auf die Flächeneffizienz (in kWh/ha) stellen beide Verfahren energetisch effiziente Nutzungspfade dar.

Der Anteil gasförmiger Bioenergieträger an der Gesamtproduktion erneuerbarer Energien in Deutschland liegt nach aktuellen Erhebungen für das Jahr 2007 bei 10,4 %, bezogen auf die Primärenergieverbrauch (Abbildung 2). Trotz des vergleichsweise geringen Anteils spielen die gasförmigen Bioenergieträger wegen des noch erheblichen Entwicklungspotenzials eine wichtige Rolle im Mix der erneuerbaren Energien. Des Weiteren sind gasförmige Energieträger problemlos speicherbar und damit im Hinblick auf eine Grundlastversorgung und mobile Anwendungen, von besonderer Bedeutung. Während sich die thermische Biomassevergasung derzeit in der Praxis etabliert, hat die Methangärung in den fast 4.000 Biogasanlagen in Deutschland bereits den Durchbruch geschafft. Biogaskonzepte, gemäß Stand der Technik weisen die höchste energetische Flächeneffizienz aller derzeit verfügbaren Konzepte zur Nutzung von Bioenergieträgern auf [5]. Aufbereitetes Biogas (Biomethan) kann auch als Treibstoff für Erdgas-Motoren in Fahrzeugen eingesetzt werden. Dazu muss der Methananteil auf mindestens 96 % erhöht sowie

motorschädigende Spurengase wie Schwefelwasserstoff, Ammoniak und Siloxane vollständig entfernt werden.

3. Perspektiven der energetischen Nutzung von Biomasse

Das höchste noch unerschlossene energetische Potenzial innerhalb der festen Bioenergieträger wird in nahezu allen Studien in der holzartigen Biomasse sowie im Stroh gesehen. Kurzumtriebsplantagen, die derzeit nur eine untergeordnete Rolle spielen, können in diesem Kontext deutlich an Bedeutung gewinnen, während aus der Waldbewirtschaftung nur noch ein geringer Zuwachs zu erwarten ist. Große Potenziale werden dagegen dem Anbau von Energiepflanzen zugeschrieben.

Die sich beim Anbau nachwachsender Energierohstoffe bereits abzeichnende Flächennutzungskonkurrenz wird mittelfristig dazu führen, dass sich Nutzungspfade mit hoher Flächeneffizienz durchsetzen. Konkret bedeutet dies, dass mit Zuwächsen bei der Erzeugung von Biogas, Biomethan und BTL- Kraftstoffen gerechnet werden kann, während der Anbau von Ölsaaten zur energetischen Nutzung an Bedeutung verlieren wird. Auch die Erzeugung von Bioethanol aus Getreide ist vor dem Hintergrund der Flächeneffizienz kritisch zu hinterfragen, während die Erzeugung aus Bioabfällen eine sinnvolle Option im Sinne der Mehrfachnutzung darstellt. Das technische Potenzial aus heimischer Biomasse bis zum Jahr 2030 wird auf ca. 10 bis 15 % des Primärenergieverbrauchs geschätzt.

Literatur

- [1] Erneuerbare Energien in Zahlen – nationale und internationale Entwicklung, Stand: Juni 2008, Internet-Update, Reihe Umweltpolitik, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)
- [2] Erneuerbare Energien 2007, Pressekonferenz am 08.01.2008, http://www.energie-antworten.de/uploads/Praesentation_BEE_Jahrespressekonferenz_EE_2007.pdf
- [3] Schriftenreihe „Nachwachsende Rohstoffe“ Band 31 : Symposium Energiepflanzen 2007; 24. / 25.10. 2007, Berlin Verlag Th. Mann GmbH & Co. KG, Gelsenkirchen, 2007
- [4] BBE/UFOP-Biokraftstoffkongress 2007, forum.new power/ Magazin für erneuerbare Rohstoffe und Energie, 1-4, <http://www.ufop.de/downloads/Biokraftstoffkongress.pdf>
- [5] Gottschau, T.: Biomass-to-Liquid (BtL)-Kraftstoffe – Verfahren und Entwicklung, Beitrag im Tagungsband zum 1. Rostocker Bioenergieforum „Bioenergieland Mecklenburg-Vorpommern“ am 25. und 25.10.2007 an der Universität Rostock
- [6] Energiebedingte CO₂-Emissionen, http://www.energieforum.ru/de/kyoto_protokoll/energie_und_umwelt...
- [7] Scholwin, F.; Kaltschmitt, M.; Müller-Langer, F.: Umwelteffizienz einer nachhaltigen Biomassenutzung, Vortrag in Einbeck 5. November 2007 http://www.kws.de/global/show_document.asp...
- [8] Fritsche, U. R.: Wie viel Bioenergie können wir produzieren (ohne die Umwelt zu schädigen)?; Beitrag zur BfN- Sommerakademie 17.07.2007
- [9] Faulstich, M.; Greiff, K.: Klimaschutz durch Bioenergie?! – Ergebnisse des SRU-Gutachtens 2007, Tagungsband zum 1. Rostocker Bioenergieforum „Bioenergieland Mecklenburg-Vorpommern“ am 25. und 25.10.2007 an der Universität Rostock

Bereitstellungsnetze – eine neue Analyse­methode zum optimierten Einsatz regenerativer Energien

R. Nieberle und A. Simroth

*Fraunhofer-Institut für Verkehrs- und Infrastruktursysteme, Zeunerstraße 38, D-01069 Dresden,
rupert.nieberle@ivi.fraunhofer.de*

Schlüsselwörter: Energie, Modellierung, Optimierung, Bereitstellungsnetz, lineare Programmierung

Eine forcierte Nutzung regenerativer Energien ist sowohl aus ressourcenökonomischer, als auch aus umweltpolitischer Sicht dringend geboten. Die Bestimmung eines „idealen Energiebereitstellungsmixes“ bestehend aus den zur Verfügung stehenden Ressourcen und Umwandlungstechnologien ist dabei ohne aufwändige Simulations- und Optimierungsverfahren kaum möglich. In einem neuartigen Modellierungsansatz wird versucht, nicht nur die bekannten Energiebereitstellungsketten abzubilden, sondern sie untereinander zu flexiblen Netzen zu verknüpfen. Durch gemischt-ganzzahlige lineare Optimierung werden diese Bereitstellungsnetzwerke in einem Rahmen aus Ressourcenangebot, Energienachfrage und technischen, ökonomischen, sowie ökologischen Randbedingungen aufgespannt. Erste Testszenarien zeigten, dass mit der vorgestellten Methodik sehr komplexe Zusammenhänge darstellbar sind, die mit herkömmlichen Methoden bisher nicht behandelt werden konnten.

Regarding the environmental as well as a resource-economic point of view, an increased use of regenerative resources is imperatively necessary. Herein, the identification of an „ideal energy-provision-mix“, considering the available resources and conversion-technologies, is only possible by complex simulation and optimization methods. In a novel model approach a flexible provision-grid is simulated which not only maps the discrete energy-provision-chains but also takes into account their interlinking. By linear and integer programming the grid is formed regarding resource offer, energy demand and technological, economical and ecological constraints. First test scenarios affirmed the novel approach, capable of accurately describing complex problems rather than conventional methods.

Die derzeitige Energiepolitik befindet sich in einem Spannungsfeld aus stetig wachsender Nachfrage nach Energie und dem Wunsch nach einer Verlagerung weg von der Nutzung fossiler Energiequellen hin zu regenerativen Energien. Dabei tritt vor allem in den hoch entwickelten Industrieländern Europas das Problem der Knappheit regenerativer Ressourcen sehr schnell in Erscheinung. Zudem lastet ein erheblicher Kostendruck auf den regenerativen Energien.

Zum Ausgleich dieser Probleme wird die Nutzung der effizientesten Energiewandlungsmethoden gefordert. Dabei ergibt sich das Problem der Unübersichtlichkeit des Gesamtsystems „regenerative Energiebereitstellung“. Das liegt zum einen an der großen Anzahl an zur Verfügung stehenden Technologien, zum anderen an der komplexen Struktur der Nachfrage nach den unterschiedlichen Energieformen beim Endkunden und den damit verbundenen ökonomischen, ökologischen und technischen Rahmenbedingungen. Eine umfassende Betrachtung dieses Systems kommt somit ohne eine differenzierte Modellierung und eine daraus abgeleitete Optimierung nicht aus. Dabei ist es wichtig, dass alle zum System gehörenden Teile mit berücksichtigt werden, um zu allgemeingültigen Aussagen kommen zu können.

Zur Betrachtung solcher Energiebereitstellungsnetze wurde ein Modellierungsansatz und Optimierungsverfahren entwickelt, das individuell auf unterschiedlichste Fragestellung angewendet werden kann. Es wird mit dem mathematischen Softwaresystem MATLAB® umgesetzt.

Zielbeschreibung

In diesem Konzept werden die üblichen Modell- und Szenarienansätze um eine mathematische Optimierung erweitert. Dazu werden im ersten Schritt alle für das untersuchte Bereitstellungssystem relevanten Energieumwandlungsprozesse sowie die auf das System einwirkenden Rahmenbedingungen abgebildet. Der Nutzungsumfang der einzelnen Prozesse wird dabei nicht endgültig definiert, so dass eine Reihe von Freiheitsgraden im System vorhanden bleibt. Die im Modell implementierten Optimierungsalgorithmen nutzen diese Freiheitsgrade, um eine auf das gewählte Zielkriterium (minimale THG-Emissionen bzw. maximale Wertschöpfung in der Region) optimierte Lösung zu erstellen.

Das Haupt-Augenmerk bei dieser Betrachtung liegt darin, eine infinite Bereitstellungslösung aufzuzeigen. Dies bedeutet eine Lösung, die unter den gegebenen Umständen das gewählte Zielkriterium (minimale THG-Emissionen, maximale Wertschöpfung, ...) optimal erfüllt. Diese Lösung ist immer unabhängig vom derzeitigen Energiebereitstellungsmix und kann als Ziel einer Entwicklung hin zu einer forcierten energetischen Nutzung von Biomasse verstanden werden. In einem zweiten Schritt wird der Übergang von der derzeitigen Energiebereitstellung bis zum Zustand der infiniten Bereitstellungslösung untersucht. Das Erstellen dieser Reihe von Übergangslösungen erfolgt ebenfalls durch das rechnergestützte Optimierungsmodell. Als Zielkriterium zählt hier die Kostenminimierung des gesamten Übergangs.

Modellierung

Bei dem entwickelten Ansatz handelt es sich um ein modifiziertes Input-Output-Modell. Dabei werden Stoffe durch Prozesse in andere Stoffe umgewandelt. Als Prozess werden alle Energieumwandlungstechniken verstanden, wie beispielsweise die Umwandlung von chemisch gespeicherter Energie in elektrische Energie in Kraftwerken, oder in kinetische Energie im Fahrzeug. Hierbei treten Umwandlungsverluste auf. Die damit verbundenen Umwandlungseffizienzen werden in Form von Umwandlungskoeffizienten im Modell hinterlegt. Dabei können auch mehrere Energieformen in einen Prozess eingehen oder aus ihm hervorgehen (Erzeugung von elektrischer und thermischer Energie in KWK-Anlagen).

Die als In- und Output dieser Prozesse fungierenden Energieformen stellen die Verbindungen zwischen den einzelnen Prozessen dar. Eine Möglichkeit hierfür ist, dass mehrere Prozesse hintereinander geschaltet werden, indem ein Prozess den Output des vorgelagerten Prozesses als Input verwendet (Umwandlung von Sonnenlicht in Biomasse durch Photosynthese, Umwandlung von Biomasse in Biokraftstoff durch Pressung / Umesterung, Umwandlung des Kraftstoffs in kinetische Energie im Fahrzeug). Es bilden sich Prozessketten. Zudem greifen verschiedene Prozesse auf die selben Ausgangsstoffe zurück (Biomasse-Kraftwerke und Biokraftstoffproduzenten auf Biomasse) oder produzieren die selben Energieformen (Biomasse-Kraftwerke und Photovoltaikanlagen produzieren elektrische Energie).

Neben diesen In- und Outputs treten noch weitere Stoffflüsse auf. Hier sind zum einen die für die Durchführung der Prozesse nötigen Hilfsstoffe zu nennen, zum anderen die dabei entstehenden Abfallstoffe und Emissionen. Sie werden von Außen in das Energiebereitstellungssystem eingeführt, oder werden aus dem System an die Umwelt abgegeben. Mit Hilfe dieser Stoffströme kann die Auswirkung der Energiebereitstellung auf die Umwelt, in Form von Ressourcenverbrauch bzw. Umweltbelastung, beurteilt werden. Zudem müssen monetäre Kosten bei der Energiebereitstellung berücksichtigt werden. Auch sie müssen von der Umwelt getragen werden. Eine stark vereinfachte Darstellung eines Umwandlungsprozesses ist im folgenden Schaubild gezeigt.

Energieform A + Hilfsstoffe → Energieform B + Abfallstoffe + Emissionen + Kosten

Schematische Darstellung eines Umwandlungsprozesses

Alle von der Umwelt an das System und vom System an die Umwelt abgegebenen Ressourcen, also Primär- und Endenergien, sowie Emissionen, Hilfs- und Abfallstoffe aber auch monetäre Kosten unterliegen Restriktionen. So kann beispielsweise nur eine gewisse Menge einer Primärenergieart an das System übergeben werden, es stehen nur eine gewisse Menge an finanziellen Mitteln zur Verfügung oder es wird eine Bereitstellung einer Mindestenergie beim Endkunden gefordert. Diese Kapazitäten und Bedarfe müssen berücksichtigt werden und gehen in spätere Optimierungsrechnungen als Nebenbedingungen ein.

Zusätzlich wirken technische Restriktionen auf das System. Diese bestimmen beispielsweise, ob Technologien nur in Kombination eingesetzt werden können oder zu welchem Zeitpunkt diese verfügbar sind. Diese Restriktionen bilden den äußeren Rahmen, innerhalb dessen bei einer späteren Betrachtung eine nach bestimmten Gesichtspunkten optimale Lösung gefunden werden soll.

Optimierung

Beschrieben wird hier das mathematische Modell für das Problem der infiniten Bereitstellungslösung. Dieses Optimierungsproblem stellt die Grundlage des vorgestellten neuen Ansatzes dar, alle weiterführenden Fragestellungen bauen auf diesem Modell und Lösungen davon auf.

Für jeden Prozess $p=1, \dots, P$ bezeichnet die Variable x_p die Höhe der Nutzung dieses Umwandlungsprozesses in einer Lösung. Die Kosten für die Nutzung einer Einheit von Prozess p sind f_p . Zielfunktion des Problems sind damit die Gesamtkosten einer Lösung

$$\sum_p f_p x_p \quad (1)$$

Die Nutzung der Prozesse kann absolut eingeschränkt werden, indem Grenzen der Form

$$l_p \leq x_p \leq u_p \quad (2)$$

angegeben werden. Um bestimmte Technologien nur eingeschränkt in Kombination einzusetzen, dienen Restriktionen der Art

$$\sum_p r_{ip} x_p \leq 0 \quad \text{bzw.} \quad \sum_p r_{ip} x_p = 0 \quad (3)$$

wobei r_{ip} der Koeffizient der i -ten Kombination für Prozess p ist. Dazu zwei Beispiele: Eine Restriktion der Form $x_1 - 2x_2 = 0$ besagt, dass Prozess 1 in doppeltem Umfang wie Prozess 2

genutzt werden muss, $x_1 + x_2 - x_3 \leq 0$ besagt, dass Prozesse 1 und 2 gemeinsam nicht mehr als Prozess 3 ausmachen dürfen.

Für alle im Netzwerk beteiligten Stoffe $k=1, \dots, K$ werden mit a_{kp} die Umwandlungskoeffizienten im Prozess p bezeichnet, ein positiver Koeffizient $a_{kp} > 0$ steht für den Input eines Stoffes k im Prozess p , ein negativer Koeffizient für den Output. Für Stoffe k mit Primärenergien seien deren Kapazitäten $c_k > 0$, Stoffe mit Endenergien haben Bedarfe $b_k > 0$. Für jeden Stoff ist somit folgende Ungleichung zu erfüllen:

$$\sum_p a_{kp} x_p \leq b_k - c_k \quad (4)$$

Hierbei werden die Bedarfe und Kapazität an Stoffen sowie deren Input und Output über alle Prozesse hinweg verknüpft.

Für das Problem der optimalen Bereitstellung ergibt sich das gemischt-ganzzahlige lineare Programm

min (1) u.d.N. (2)-(4)

Anwendungsbeispiele

Nur schlaglichtartig sollen drei mögliche Einsatzgebiete genannt werden.

Mit Hilfe dieses dargestellten Verfahrens lassen sich in Art und Umfang sehr unterschiedliche Szenarien berechnen, die auf die verschiedensten Fragen Antworten geben. Ein einfaches Beispiel ist die Frage „Auf Welche Art kann eine gewisse Menge an regenerativer Primärenergie fossile Energiequellen ersetzen?“. Dabei kann nach einer Lösung mit dem größten Treibhausgas-Einsparungspotenzial, aber auch nach anderen Zielgrößen, wie dem größten wirtschaftlichen Vorteil oder der größten Einsparung an fossilen Ressourcen gesucht werden.

Natürlich ist auch der Umkehrschluss wie von einer zu leistenden Emissionsreduktion auf die dafür notwendigen regenerativen Energiequellen möglich.

Derartige Berechnungen können auf allen geographischen Ebenen durchgeführt werden. Besonders für regionale Betrachtungen ist die Einbindung der ganzzahligen Optimierung interessant. Die Energieumwandlungsprozesse werden hierbei nicht nur nach ihren Effizienzen beurteilt, sondern auch nach ihrem absoluten In- und Output, so dass ganze Werke als Einheit definiert werden können, wie beispielsweise Kraftwerke, deren gelieferte Menge an Endenergie nur innerhalb eines gewissen Bereiches schwanken kann, um noch wirtschaftlich betrieben zu werden.

Aufwändigere Optimierungsverfahren werden benötigt, wenn Zeitreihen modelliert werden sollen. So könnte der kostengünstigste Weg von der derzeitigen, hauptsächlich fossil geprägten, Energieversorgung hin zu einer Energiebereitstellung mit einem möglichst großen Anteil regenerativer Energiequellen, wie sie im ersten Teil dieses Kapitels kurz angesprochen ist, untersucht werden. Dafür müssen sowohl ein Ausgangs-Szenario, als auch ein Zielszenario definiert werden. Aus den mit einer möglichen Umstellung verbundenen Kosten kann ein kostenminimaler Zeitplan erstellt werden. Hier sind unter anderem Investitionskosten für die Installation der neuen

Energiebereitstellungsanlagen zu nennen, für den Betrieb anfallende regelmäßige Kosten, aber auch Kosteneinsparungen, sei es durch die nicht mehr benötigten fossilen Energien oder aus nicht mehr benötigten Emissionszertifikaten.

Steam - Vapour Hybrid power plant supplied with biomass and low temperature waste heat

Władysław Nowak, Aleksandra Borsukiewicz-Gozdur,
Aleksander A. Stachel

Szczecin University of Technology, Department of Heat Engineering,
al. Piastów 17, 70-310 Szczecin, Poland, e-mail: aborsukiewicz@ps.pl

Abstract

In the paper presented has been the assessment of the effectiveness of operation of a power plant with organic fluid as a working fluid where turbine is fed with saturated vapour produced in a low-temperature boiler fired with biomass. A specified evaporation temperature of a substance, which is a working fluid in the cycle, corresponds to evaporation temperature in the boiler. Calculations have been completed for three evaporation temperatures of working fluid, namely 103, 113, and 117°C for selected organic substances. Discussed power plant is a hybrid plant where the heating process of working fluid is supported by the low temperature source of waste heat. Obtained results of calculations have been compared with the results of calculations of a power plant, where saturated steam was supplied directly from the boiler, with a possibility of condensate heating by a relevant low temperature heat source. Assessment of particular cases of the power plant has been conducted in comparative conditions of heat supply from the boiler with nominal capacity of $\dot{Q}_k = 2000 \text{ kW}$, whereas the condensation process in respective power plants is realised independently of applied circulation fluid and is executed at a pressure corresponding to temperature of 30°C.

Zusammenfassung

In der Veröffentlichung wurde eine Beurteilung der Arbeitseffektivität eines Kraftwerkes präsentiert, in welchem ein organisches Kraftwerk mit trocken gesättigtem Wasserdampf gespeist wird, der in einem mit Biomasse beheizten Niedrigtemperaturkessel erzeugt wird. Der Verdampfungstemperatur im Kessel entspricht eine bestimmte Verdampfungstemperatur der organischen Substanz, die das Umlaufmedium des Kraftwerkes darstellt. Für drei Verdampfungstemperaturen des Umlaufmediums (103, 113, 117°C) wurden für gewählte, organische Arbeitsstoffe Berechnungen durchgeführt. Das betrachtete Kraftwerk ist ein Hybridkraftwerk, in welchem der Prozess der Erwärmung des Arbeitsstoffes zusätzlich durch eine Quelle der Niedrigtemperatur-Abfallwärme unterstützt wird. Die erhaltenen Berechnungsergebnisse wurden mit Berechnungen eines Kraftwerkes verglichen, in welchem ein Kraftwerk eingesetzt wurde, das mit trocken gesättigtem Wasserdampf direkt aus dem Kessel gespeist wird, mit der Möglichkeit der Erwärmung des Kondensats durch einen entsprechenden Träger der Niedrigtemperaturwärme. Die Beurteilung von einzelnen Varianten des Kraftwerkes erfolgte unter vergleichbaren Bedingungen der Wärmestromzufuhr aus einem Kessel von $\dot{Q}_k = 2000 \text{ kW}$ Nennleistung, dagegen der Prozess der Kondensation in vergleichbaren Kraftwerken wird unabhängig vom eingesetzten Umlaufmedium realisiert und verläuft bei einem Druck, der der Temperatur von 30°C entspricht.

1. Introduction

In the paper presented has been the assessment of the effectiveness of operation of a power plant where the latter is supplied with vapour produced in a low temperature biomass fired boiler and co-supplied with a low temperature heat source which is available for disposal in relation to the kind of assumed installation. In subsequent parts of the work presented has been a scheme of installation together with description of its operation, as well as algorithm of calculation of all quantities characterizing the effectiveness of organic plant operation as well as the thermally coupled co-supplying systems.

Obtained results of calculations have been compared with the results of calculations for a saturated steam plant produced in a similar boiler with account of possibility of condensate heating with a low temperature energy such as for example waste heat. The assessment has been carried out under comparative conditions of heat supply from the boiler with a nominal capacity of $\dot{Q}_k = 2000\text{kW}$ [1], whereas the condensation process in respective power plants is realised independently of applied working fluid and is executed at a pressure corresponding to temperature of 30°C . Apart from presentation of results of calculations of the plants under scrutiny the final conclusions from the conducted analysis have been formulated.

2. Description of installation and its operational principles

Presented in Fig. 1 schematic of a power plant featuring a single loop power plant with a saturated vapour of organic working fluid forms a thermal coupling between:

- vapour-water system encompassing a biomass fired vapour boiler producing saturated vapour which is further directed to a condenser-evaporator heat exchanger rendering the thermal coupling of two installations (fig.2),
- counter-current heat exchanger supplied with a low temperature rate of heat available for disposal in relation to the assumed installation.

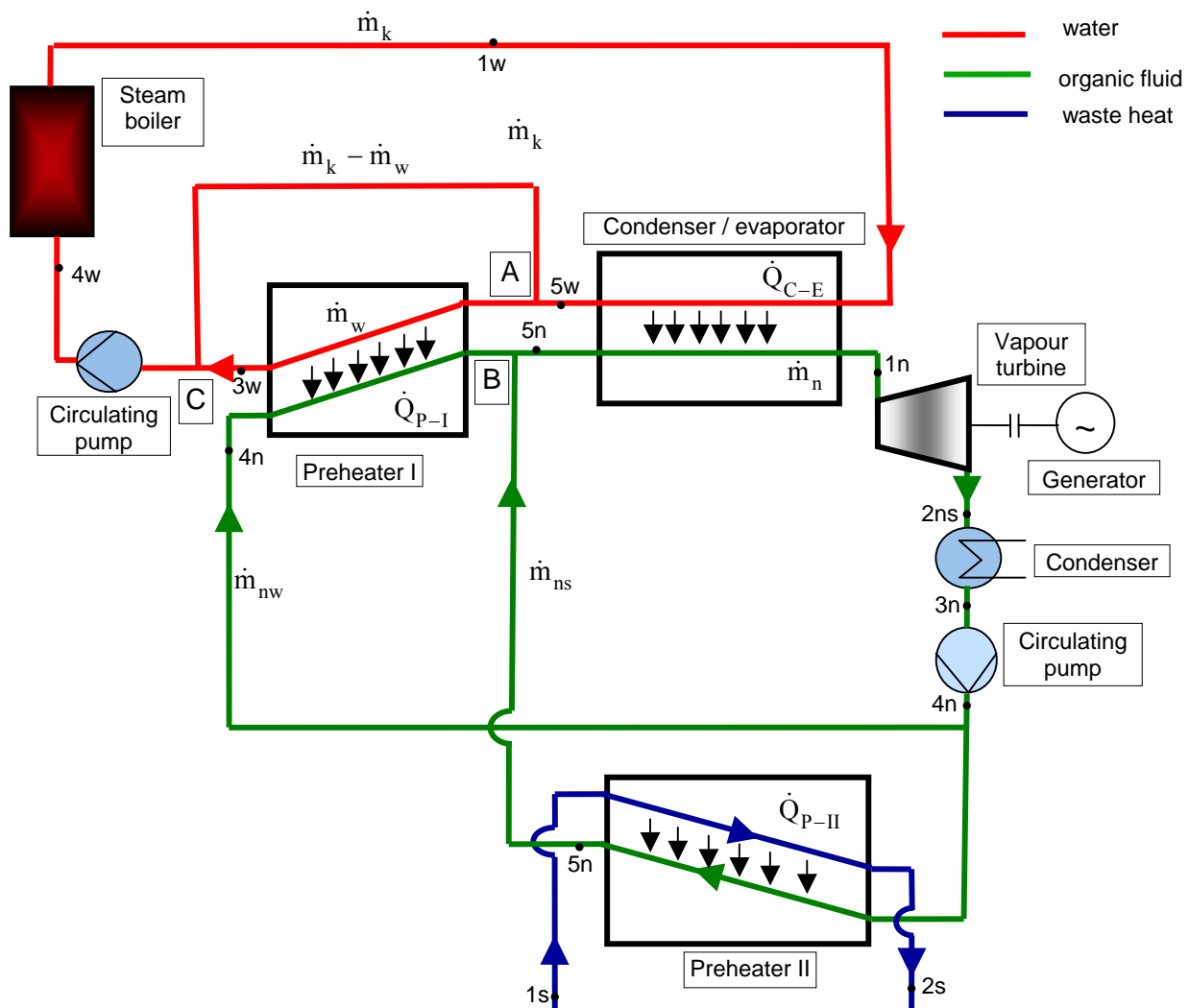


Fig. 1 Schematic of power plant with organic working fluid

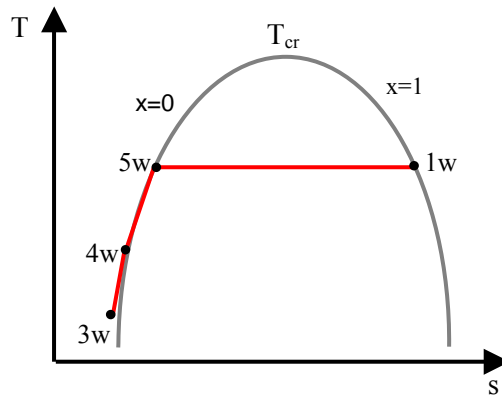


Fig. 2. Characteristic points of the process in a water-steam network installation

Discussed power plant is supplied with a saturated vapour produced in a low temperature biomass fired boiler, which is the most common option for heating purposes. That part of installation is a water-vapour network where vapour is supplied to the condenser-evaporator heat exchanger in a single loop power plant operating with the organic working fluid. Vapour in a process of condensation transfers the rate of enthalpy rendering evaporation of the organic fluid. Condensed steam, in order to utilize its energy, is directed at an appropriate flow rate \dot{m}_w through the node „A” to the first counter-current heater where heating of the organic fluid takes place from condensation temperature to evaporation temperature. The extent of the condensate mass flow rate \dot{m}_w as well as the difference between the flow rates $\dot{m}_k - \dot{m}_w$ (Fig. 1) as selected in such a way as following their mixing in the node „C” required temperature at the boiler supply is attained (60°C). Considered single loop organic power plant features the condenser-evaporator heat exchanger, vapour turbine driving the electrical generator, condenser, where cooling and condensation process of organic substance takes place and finally the circulation pump. Produced vapour of organic substance in the condenser-evaporator heat exchanger (saturated vapour) is directed to the turbine where it expands isentropically, where the obtained kinetic energy is converted to mechanical power which is subsequently used for driving the electricity generator. Obtained vapour after expansion undergoes cooling and condensation, and then, using the circulation pump, it is pumped through the counter-current heat exchangers to the evaporator. Application of two heaters of organic fluid stems from the fact that part of the flow rate of liquid is heated with energy of condensed steam whereas the other part of liquid is heated using the low grade heat supplied from the appropriate installation. A low temperature heat can for example be the rate of geothermal heat. For a better perception of presented description of installation and its operational principles as well as presented algorithm of calculations the specific points presented in the scheme have their corresponding descriptions on other figures where presented have been temperature fields of heat carriers, characteristic points of the process in a water-steam network (fig. 2) and also on figures 3 illustrating the C-R cycle.

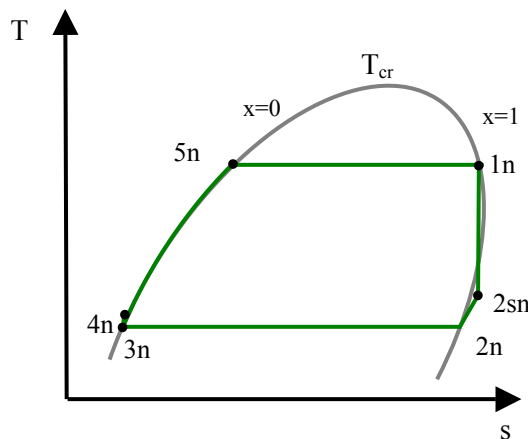


Fig. 3. Characteristic points of organic Clausius – Rankine’a cycle

3. Algorithm of calculations

On the basis of a nominal boiler capacity the rate of produced vapour has been determined, using the relation presented below:

$$\dot{m}_k = \frac{\dot{Q}_k}{h_{1w} - h_{4w}} \quad (1)$$

The energy balance equation in a condenser-evaporator heat exchanger (C-E) can be cast in the form:

$$\dot{Q}_{C-E} = \dot{m}_k (h_{1w} - h_{5w}) = \dot{m}_n (h_{n1} - h_{n5}) \quad (2)$$

Following re-arrangement of the above equation the mass flow rate of the organic fluid circulating in the ORC cycle can be determined from the relation:

$$\dot{m}_n = \frac{\dot{Q}_{C-E}}{h_{n1} - h_{n5}} \quad (3)$$

The mass flow rate of condensate \dot{m}_w feeding the counter-current heat exchanger (P-I), where the first flow rate of organic fluid \dot{m}_{nw} is heated from condensation temperature T_{n3} to evaporation temperature T_{n5} , can be determined from the energy balance equation for the node „C”:

$$(\dot{m}_k - \dot{m}_w)h_{5w} + \dot{m}_w h_{3w} = \dot{m}_k h_{4w} \quad (4)$$

Following simple transformations the relation is obtained:

$$\dot{m}_w = \dot{m}_k \frac{h_{5w} - h_{4w}}{h_{5w} - h_{3w}} \quad (5)$$

In order to determine the first flow rate of organic substance, heated by means of energy of condensate \dot{m}_{nw} , the energy balance equation for the counter-current heat exchanger (P-I) has been used:

$$\dot{Q}_{P-I} = \dot{m}_w (h_{5w} - h_{3w}) = \dot{m}_{nw} (h_{5n} - h_{4n}) \quad (6)$$

After transformation of relation (6) the following has been obtained:

$$\dot{m}_{nw} = \frac{\dot{Q}_{P-I}}{h_{5w} - h_{4w}} \quad (7)$$

Second mass flow rate for heating of organic substance \dot{m}_{ns} has been determined from relation:

$$\dot{m}_{ns} = \dot{m}_n - \dot{m}_{nw} \quad (8)$$

after utilisation of mass flow rate balance of organic fluid in node „B”.

Second part of organic liquid mass flow rate is heated in the second counter-current heat exchanger using the low temperature heat carrier supplied from a relevant installation. From the energy balance equation in exchanger (P-II):

$$\dot{Q}_{P-II} = \dot{m}_s (h_{s1} - h_{s2}) = \dot{m}_{ns} (h_{5n} - h_{4n}) \quad (9)$$

we can derive the mass flow rate of low temperature heat carrier

$$\dot{m}_s = \dot{m}_{ns} \frac{h_{5n} - h_{4n}}{h_{s1} - h_{s2}} \quad (10)$$

Calculations have been obtained at assumptions outlined below:

- temperature difference between condensing vapour and evaporating organic liquid in the condenser-evaporator heat exchanger is $\Delta T = 3K$;
- temperature difference in counter-current heater of organic liquid heated by means of condensate or network water at the assumption of the equality of rates of thermal capacities of both carriers has been assumed as $\Delta T = 3K$;
- it has been assumed that condensation temperature of organic fluid is $T_{2n} = T_{3n} = 30^\circ C$;
- calculations have been carried out for three condensation temperatures of steam, i.e. $T_{w1} = T_{w5} = 106, 116, 120^\circ C$ with corresponding respective evaporation temperatures

$T_{1n} = T_{5n} = 103, 113, 117^\circ\text{C}$ for the following organic fluids such as butane, isobutane, R236ea, R123.

The electric power of considered cases of power plants has been determined from relation:

$$N_{el} = N_{C-R} \eta_i \eta_m \eta_g \quad (11)$$

Values of respective efficiencies have been assumed on the basis of [2]

$$\eta_i = 0,70; \quad \eta_m = 0,98; \quad \eta_g = 0,85 \quad (12)$$

Calculations of particular thermal and calorific parameters of state characterising the C-R cycle for considered organic substances have been accomplished using the code REFPROP 7.0 [3].

Particular values characterising the C-R cycle have been determined on the basis of presented below relations:

- rate of supplied heat for heating of two flow rates of organic fluid in counter-current heat exchangers have been determined from relation:

$$\dot{Q}_p = \dot{m}_{nw} (h_{5n} - h_{4n}) + \dot{m}_{ns} (h_{5n} - h_{4n}) \quad (13)$$

- rate of heat removed from organic fluid in the condenser:

$$\dot{Q}_w = \dot{m}_n (h_{2sn} - h_{3n}) \quad (14)$$

- power of C-R cycle:

$$N_{C-R} = \dot{m}_n (h_{1n} - h_{2sn}) \quad (15)$$

- efficiency of C-R cycle:

$$\eta_{C-R} = \frac{N_{C-R}}{\dot{Q}_d} = 1 - \frac{\dot{Q}_w}{\dot{Q}_d} = 1 - \frac{q_w}{q_d} = 1 - \frac{h_{2sn} - h_{n4}}{h_{n1} - h_{n4}} \quad (16)$$

-thermal efficiency of power plant:

$$\eta_t = \frac{N_{C-R}}{\dot{Q}_k + \dot{Q}_{p-II}} \quad (17)$$

4. Results of calculations and their analysis

In the considered case of thermal hydraulic calculations of a power plant with organic fluid as a working substance and supplied from two different sources of heat the starting point for the analysis was assumption of a specific value of rate of heat \dot{Q}_k of saturated steam produced in the boiler fired with biomass. The demand for heat from the other source is a resultant quantity and not necessarily has to coincide with the rate of waste heat flux to be utilized in the considered installation which is thermally coupled with the analysed single loop organic power plant.

In the light of the above, if the rate of heat demand \dot{Q}_s is smaller than the one available for disposal and utilization \dot{Q}_s^p , then we ought to increase the level of the nominal capacity of steam boiler \dot{Q}_k^p (\dot{Q}_{C-E}^p). That is equivalent to the increase of the mass flow rate of saturated steam produced in the boiler. In the case when $\dot{Q}_s > \dot{Q}_s^p$ we ought to reduce the level of nominal boiler power.

With that in mind we can utilise the presented below and defined coefficients being the ratio of relevant rates of heat for different nominal capacities of steam boiler and the rate of waste heat:

$$\varphi = \frac{\dot{Q}_s}{\dot{Q}_{s-p}} \quad \text{and} \quad \varphi^p = \frac{\dot{Q}_s^p}{\dot{Q}_{s-p}^p} \quad (18)$$

In the case of using the same fluid and preserving same temperatures of evaporation and condensation it results from the conducted rough estimates that $\varphi \cong \varphi^p$.

Following utilisation of relation (18) the corrected rate of heat transferred in the condenser-evaporator heat exchanger can be determined from the relation:

$$\dot{Q}_{s-p}^p = \dot{Q}_{s-p} \frac{\dot{Q}_s^p}{\dot{Q}_s} \quad (19)$$

on the basis of which also the steam boiler with adequate nominal capacity can be selected. In each case in order to check the correctness of assumptions the cycle of calculations should be repeated in line with the schematic presented in the present work for a new value of nominal capacity of a boiler.

Utilising the algorithm presented in section 3 the calculations have been accomplished which subsequently served as basis for the effectiveness assessment of the considered cases of power plant, where the objective of investigations was determination of the most important factors having the bearing on the effectiveness of operation of the described above power plants. The relation (17), describing the thermal effectiveness of the entire installation was used for the qualitative assessment.

Obtained results of calorific parameters of state in characteristic nodes of water-vapour installation for different evaporation temperatures have been gathered and presented in Table 1 whereas the results of calculations for particular cases, respectively in Tables 2-5.

Table 1. Calorific parameters of state in characteristic nodes of water-steam installation for different temperatures of evaporation in case of a nominal boiler power equal $\dot{Q}_k = 2000$ kW

T_{1w} °C	h_{1w} kJ/kg	h_{5w} kJ/kg	h_{4w} kJ/kg	h_{3w} kJ/kg	\dot{Q}_{C-E} kW	\dot{Q}_{P-I} kW	\dot{m}_w kg/s	\dot{m}_k kg/s
106	2684	444	251	134	1841	158,7	0,512	0,822
116	2699	487	251	134	1807	192,7	0,546	0,817
120	2704	504	254	134	1793	206,1	0,557	0,815

Table 2. Results of calculations of characteristic quantities of a power plant with the organic fluid R600a as a working substance.

T_{1n} °C	\dot{Q}_P kW	\dot{Q}_{P-II} kW	\dot{m}_{ns} kg/s	\dot{m}_{nw} kg/s	\dot{m}_n kg/s	N_{C-R} kW	η_t %	N_{el} kW
103	1849	1690	8,27	0,78	9,04	582,5	15,78	337,85
113	2465	2272	9,51	0,81	10,32	725,9	16,99	421,02
117	2818	2612	10,30	0,83	11,11	803,6	17,42	466,08

Table 3. Results of calculations of characteristic quantities of a power plant with organic fluid R123 as a working substance

T_{1n} °C	\dot{Q}_P kW	\dot{Q}_{P-II} kW	\dot{m}_{ns} kg/s	\dot{m}_{nw} kg/s	\dot{m}_n kg/s	N_{C-R} kW	η_t %	N_{el} kW
103	1100	941	11,93	2,01	13,94	479,0	16,29	277,82
113	1030	1110	12,27	2,13	14,40	549,0	17,65	318,42
117	1392	1186	12,45	2,16	14,61	578,6	18,16	335,59

Table 4. Results of calculations of characteristic quantities of a power plant with organic fluid butane as a working substance

T_{1n} °C	\dot{Q}_P kW	\dot{Q}_{P-II} kW	\dot{m}_{ns} kg/s	\dot{m}_{nw} kg/s	\dot{m}_n kg/s	N_{C-R} kW	η_t %	N_{el} kW
103	1461	1302	6,45	0,79	7,29	527,4	15,97	305,87
113	1818	1625	7,00	0,53	7,83	626,1	17,27	363,14
117	1988	1782	7,30	0,84	8,10	670,9	17,74	389,12

Table 5. Results of calculations of characteristic quantities of a power plant with organic fluid R236ea as a working substance

T_{1n} °C	\dot{Q}_p kW	\dot{Q}_{p-II} kW	\dot{m}_{ns} kg/s	\dot{m}_{nw} kg/s	\dot{m}_n kg/s	N_{C-R} kW	η_t %	N_{el} kW
103	1853	1685	16,88	1,58	18,46	565,4	15,30	327,93
113	2368	2175	18,75	1,66	20,14	687,6	16,47	398,81
117	2633	2427	19,80	1,68	21,48	747,9	16,90	433,78

It results from presented results that the increase of evaporation temperature of organic fluid is independent from its type the power of the C-R cycle increases as well as electric power. Together with the increase of evaporation temperature the rate of heat supplied in the condenser-evaporator heat exchanger also increases. The rates of heat supplied in both heaters of organic fluid also increase. In case of a heater P-II supplied from an additional source of heat with the rate \dot{Q}_{p-II} are relatively large with respect to \dot{Q}_{p-I} and in such way influence substantially the extent of thermal efficiency of installation. It stems from the presented analysis that the most advantageous solution is application of isobutane (R600a) as a working fluid in the steam plant.

5. Final conclusions

Authors have proved that the SPD 2900 type steam boilers fired with biomass, usually used for heating purposes, can be a supply source to organic power plants with a parallel supply from other sources such as:

- water boiler fired with biomass
- heat carrier with relevant parameters
- municipal water heated with geothermal energy.

Conducted investigations refer to the same nominal power of SPD2900 type boiler being equal to 2000kW with application of selected organic substances for different evaporation temperatures of 103, 113, 117 degrees Celsius as well as the same condensation temperature.

It results from the obtained results of calculations that with the increase of vaporation temperatures of organic fluid, independently from used organic substance the levels of cycle power N_{C-R} and N_{el} increase. Together with the increase of evaporation temperature increases also the rate of heat supplied in the condenser-evaporator heat exchanger as well as increase the rates of heat supplied in both heaters of organic fluid. In the case of a second heater (P-II) supplied from additional source the rate of heat supplied is correspondingly higher than the rate of heat supplied to the evaporator (P-I). The highest values of power increase at the same value of nominal power of the boiler have been obtained for the following fluids: R600a, R236ea, butane, R123.

It additionally stems from the obtained results that in all cases that is related to the increase of the flow rate of organic fluid circulating in the power plant and that, on the other hand results from respectively low values of evaporation enthalpies of organic substances.

Bibliography

- [1]<http://www.fako.pl/>
- [2]SZARGUT J. , Termodynamika, Wyd. Naukowe PWN, Warszawa 1998.
- [3]REFPROP 7.0, National Institute of Standards and Technology NIST, Standard Reference Database 23, Reference Fluid Thermodynamic and Transport Properties, US, 2002.

Chancen für den Mittelstand und die Regionen durch die Verbindung erneuerbarer Energiequellen mit Brennstoffzellen heimischer Produktion (Opportunities for Small and Medium Sized Enterprises and the Regions by Linking Renewable Energy Sources with Nationally Made Fuel Cells)

Eberhard Oettel

Fördergesellschaft Erneuerbare Energien e.V. (FEE)

(Society for the Promotion of Renewable Energy)

Innovationspark Wuhlheide, Köpenicker Str. 32, D-12555 Berlin

T. +49-(0)30-65 76 27 06, F. +49-(0)30-65 76 27 08, info@fee-ev.de, www.fee-ev.de

Schlüsselwörter: Erneuerbare Energien, Brennstoffzellen, Brenngase, Brennflüssigkeiten

Zusammenfassung

Der Betrieb von Brennstoffzellen aller Typen und Anwendungen mit Brennstoffen, die aus fossilen Primärenergieträgern hergestellt werden, führt in die Sackgasse. Daher haben Europaparlament und

Europäische Kommission im Manifest „Grüner Wasserstoff“ gefordert, die neu entstehende Wasserstoffwirtschaft vollständig auf Nutzung erneuerbarer Energieträger aufzubauen. Aus dieser grundsätzlichen Weichstellung ergeben sich für die regionale Wirtschaftsentwicklung, innovative Unternehmen und ihre Forschungspartner gewaltige Herausforderungen und Chancen. Sie werden bis dato viel zu wenig genutzt. Siehe selbst das Nationale Innovationsprogramm Wasserstoff- und

Brennstoffzellentechnologie und deren erste Leitprojekte, obwohl mit dem Industriezweig Erneuerbare Energien beste Voraussetzungen bestünden. Die FEE und ihre Partner kümmern sich intensiv um diese Aufgabe. Im Vortrag wird anhand von Beispielen die Machbarkeit nachgewiesen.

Operating fuel cells of all types and applications with fossil primary energy carriers leads into a dead-end road. Therefore, the European Parliament and Commission demand in their joint Charter “Green Hydrogen” to establish the new hydrogen economy completely on the base of application of Renewable Energy Sources (RES). With regard on this fundamental position of points, enormous challenges and opportunities arise for regional economical development and innovative small and medium-sized enterprises and their research partners. They have been underestimated in practice, so far, as the “National Innovation Program on Hydrogen and Fuel Cell Technology” and the their first lighthouse-projects of the German Federal Government show. Although, the industrial branch of RES offers best preconditions. FEE and its partners tackle intensively this task. The presentation proves the successful feasibility by some realized examples of actions.

Industrie der Erneuerbaren Energien

In den letzten 15 Jahren, mit hoher Beschleunigung seit der Verabschiedung des Gesetzes für den Vorrang Erneuerbarer Energien in Nachfolge des Stromeinspeisegesetzes wurde insbesondere durch den heimischen Mittelstand und politische Steuerung in Deutschland der Industriezweig Erneuerbare Energien geschaffen. In Ostdeutschland ist er Hoffnungsträger für die Regionalwirtschaft als einzige nahezu komplett neu etablierte innovative Industriebranche. Insgesamt wurden aus quasi unerschöpflichen und erneuerbaren Energiequellen in Deutschland Ende 2007 14,2 % der elektrischen Energie erzeugt, betrug der Anteil an der Gesamtendenergieerzeugung 8,6 %, erzielten die Unternehmen der Branche einen Umsatz von 14 Mrd. € wurden von ihnen 10,2 Mrd. € investiert und

überstieg die Anzahl der Beschäftigten mit etwa 250.000 Menschen diejenige in der konventionellen Energiewirtschaft bei weitem. [1] 2008 hat allein die Endenergieproduktion aus Biomasse diejenige der Kernenergie überholt.[2]

Obwohl Deutschland im europäischen Vergleich im Jahre 2005 nur auf Platz 16 unter EU-27 rangierte, kann auch hierzulande dieser erste Pfeiler heimischer Produktion einer regenerativen Energiewirtschaft als stabil eingerammt gelten.

Sektor Brennstoffzellen

Das trifft auf den Sektor Brennstoffzellen (noch?) nicht zu. Zwar gehört die nationale Forschung durchaus zur internationalen Spitzengruppe, jedoch existiert eine heimische Produktion nur in Ansätzen (Direktmethanol-, Festoxid-, Polymer-Elektrolyt-Membran-Brennstoffzellensystemen und Komponenten). Bei kompletten Brennstoffzellensystemen ist charakteristisch, dass sich die Großindustrie weitgehend auf Importe, ihre Weiterentwicklung und Erprobung stützt, mit allen nachteiligen Folgen für die nationale, teilweise europäische Wertschöpfung.

Auf diesem Gebiet drohte Deutschland im Vergleich zu Japan, den USA und Kanada Mitte des Jahrzehnts zurückzubleiben. In einer bisher in der Wirtschaftsgeschichte der Bundesrepublik einzigartigen gemeinsamen Anstrengung der Großindustrie und -forschung unter Einbeziehung des innovativen Mittelstandes und der zu diesem Zeitpunkt bestehenden Kompetenzzentren, Strategie- und Forschungsallianzen und Netzwerke der Länder wurde das Brennstoffzellen-Bündnis Deutschland (BZB-D) als freiwilliger Zusammenschluss geschaffen. Es stellte sich zur Aufgabe, eine Markteinführungsstrategie für die Brennstoffzellen- und Wasserstofftechnologie zu entwerfen und die Bundesregierung für ihre Durchsetzung zu gewinnen. Vertreter des innovativen Mittelstands dieser jungen Branche in Ostdeutschland, wo es mit Ausnahme der Wasserstoff-Technologie-Initiative Mecklenburg-Vorpommern damals in keinem ostdeutschen Bundesland vergleichbare und handlungsfähige Landesinitiativen gab, schenken der AFG Arbeits- und Forschungsgemeinschaft (AFG) Brennstoffzellen, ihrer Brenngase und -flüssigkeiten das Vertrauen, ihre Interessen im BZB-D zu vertreten. Diese Aufgabe wurde von den Länderkoordinatoren

- ASM Arbeitsgemeinschaft Solar Materialien e.V. für Berlin,
- ZAB ZukunftsAgentur Brandenburg GmbH,
- WTI für Mecklenburg-Vorpommern,
- BTI Technologieagentur Dresden GmbH für Sachsen,
- Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, Lehrstuhl Elektrische Netze und Alternative Energien für Sachsen-Anhalt und
- TZP Transferzentrum Produktionstechnik im Maschinenbau e.V.,

teilweise mit Wohlwollen von Repräsentanten der zuständigen Ministerien ihrer Länder meist ehrenamtlich wahrgenommen. Die Gesamtkoordination wurde der Initiatorin, Fördergesellschaft Erneuerbare Energien e.V. (FEE), anvertraut. Eine Finanzierung der AFG erfolgte von keiner Seite. An dem Entwurf an die Bundesregierung unter dem **Leitmotiv „Die Brennstoffzelle kommt. Sie kommt AUS Deutschland oder NACH Deutschland“** im Dezember 2005 an Vertreter der Bundesregierung und den Bundestag war die AFG aktiv und konstruktiv beteiligt. Die schon damals beachtlichen Leistungen der Forschung und des innovativen Mittelstandes waren fair erwähnt. Die Bundesregierung griff die Anregung auf, schuf das Nationale Innovationsprogramm, bildete den Strategierat Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie und als Arbeitsorgan die NOW GmbH Nationale Organisation Wasserstoff. Sie plant bis 2015 500 Mio. €Projektförderung bereitzustellen unter der Bedingung, dass aus der Industrie die gleiche Summe kommt.

Im August 2006 führte die AFG eine Denkwerkstatt durch und verabschiedete eine Denkschrift mit Forderungen zur Konzentration auf heimische Wertschöpfung, Berücksichtigung des innovativen

Mittelstandes, Einbeziehung der ostdeutschen Bundesländer und der für die Zukunftsfähigkeit unabdingbaren Verbindung von Brennstoffzellen mit Erneuerbaren Energien., da sich bereits in diesem Stadium Defizite deutlich abzeichneten.[3]

Diese sind heute nach Verabschiedung der Förderrichtlinien und Vergabe der ersten Projekte zur Gewissheit geworden. Leitprojekte gehen bisher nur an Großunternehmen. Nur diese waren in der Lage, sich an der geforderten Gegenfinanzierung der halben Milliarde EURO zu beteiligen. In die Leitprojekte sind starke, in Deutschland agierende internationale Konzerne einbezogen. Das Motto „Die Brennstoffzelle kommt AUS Deutschland oder NACH Deutschland“, mit der in erster Linie heimische Produktion, damit Wertschöpfung verbunden waren, scheint vergessen zu sein.

Ostdeutsche Unternehmen sind unterrepräsentiert. [4]

Es kommt noch schlimmer: In der Europäischen Union wurde das an und für sich nützliche Instrument der Technologieplattform auch für die Brennstoffzellen- und Wasserstofftechnologie geschaffen. Nur - auch in ihr sind Großunternehmen und -forschungszentren unter sich. Der neueste Clou: Die jüngste Ausschreibung im 7. Forschungsrahmenprogramm für Brennstoffzellen und ihre Betriebsstoffe erfolgt nicht mehr durch die Kommission, sondern die Technologieplattform. Ein Schelm, wer das Böse dabei denkt, dass sich die Vergeber die Gaben geben und der sich in praxi immer wieder als zuverlässiger kreativer Innovationsmotor beweisende Mittelstand geht weitgehend leer aus. Was Wunder: Auch in der Nationalen Koordinierungsstelle der Bundesregierung für die Europäische Union und die IPH Internationale Plattform Wasserstoff der führenden Industriestaaten und Schwellenländer arbeitet kein Verantwortlicher für den industriellen und gewerblichen Mittelstand.

Schlussfolgerung: Der Mittelstand, Ostdeutschland und die Industrie der Erneuerbaren Energien müssen sich in dieser Branche organisieren und mit einheitlicher Stimme energisch zu Wort melden.

Bundesweite Arbeitsgruppe „Biogene Gase – Brennstoffzellen“ der FEE

Beweise für die Wirksamkeit der Verbindung Erneuerbarer Energien mit den Technologien der Brennstoffzellen, ihrer Brenngase und –flüssigkeiten, von Kooperationen zwischen kleinen und mittleren Unternehmen (KMU), zwischen ihnen und Forschungseinrichtungen sowie für die Machbarkeit der Eigenentwicklung internationaler Spitzenprodukte, darunter ganzer Brennstoffzellenanlagen sind vorhanden.

Geführt durch die FEE, wurde mit geringfügiger Förderung im Zeitraum 11/2001 bis 05/2004 die bundesweite Arbeitsgruppe „Biogene Gase – Brennstoffzellen“ geschaffen. Seitdem finanziert sie sich selbst. Dreimal im Jahr treffen sich Unternehmer, Forscher und vermehrt potentielle Anwender. Jedes Treffen ist obligatorisch mit der Besichtigung von Anlagen oder Laboratorien verbunden. Zuletzt in Rohr-Kloster, Thüringen, bei der EAW Energieanlagenbau Westenfeld GmbH, die auf der Basis einer Erfindung des Instituts für Luft- und Kältetechnik, Dresden, inzwischen mehrere Dutzend Anlagen zur Wärme-Kälte-Kopplung in Verbindung auch mit Biogas gefeuerten Blockheizkraftwerken im Einsatz hat. In Schmelzkarbonat-Brennstoffzellenanlagen der MTU onsite energy GmbH (vorm. CFC solutions GmbH) wurden Wärme-Kälte-Wandler integriert und in einem Krankenhaus in Bad Berka und einem Telekommunikationszentrum in München die industrielle Praxisreife nachgewiesen. An der Wegracal-Anlage sind nicht nur der nichtmotorische Antrieb mit Wärme, die Nutzung von Niedertemperaturwärme von nur 85°C, der Betrieb mit dem Stoffpaar Wasser-Lithiumbromid und die Kühlung mit bis zu 6°C kaltem Wasser bemerkenswert, sondern auch der Langzeit störungsfreie Betrieb zu niedrigen Kosten.

Für das 20. Jubiläumstreffen hat sich die IGV Institut für Getreideverarbeitung GmbH in Nuthetal als Gastgeberin bereit erklärt. Dort wird sich die bundesweit offene Arbeitsgruppe mit der Wasserstoffproduktion aus Algen beschäftigen, die Kohlendioxid verstoffwechseln.

Die AG bildet den Rahmen für

- branchenübergreifende, anwendungsorientierte Zusammenarbeit zwischen Wissenschaft, Entwicklung, innovativen Unternehmen bei biogenen Gasen für den Brennstoffzelleneinsatz,
- für die zellentaugliche Entwicklung biogener Gase als auch die Anpassung der Brennstoffzellentechnik und -technologie hinsichtlich der Verwendung biogener Gase,
- Projektpartnerschaften,
- gemeinsame Vorhaben und - das Erkennen von Hemmnissen und Erarbeiten von Vorschlägen und Wegen zu ihrer Überwindung. In Vorbereitung auf den Jahresarbeitsplan

2009 diskutiert die Arbeitsgruppe auch das Für und Wider einer Erweiterung des Arbeitsgegenstandes von biogenen Gasen auf Erneuerbare Energien insgesamt.

Hauptfaktoren in diesen Überlegungen sind auch in den bisherigen Erfolgen der FEE als Cluster von Innovationsnetzwerken (derzeit 80 Unternehmen, 12 wissenschaftliche Einrichtungen fast aller Erneuerbare Energiebranchen und fünf Vereine aus dem In- und wenige aus dem Ausland sind Mitglied der FEE), den Synergieeffekten, die sich aus weiteren von der FEE seit langem geführten oder jüngst geschaffenen Netzwerken, „Vergasung von Biomasse“ (seit 1994), BioMethan-Kuratorium (gemeinsam mit dem BBK Bundesverband Biogene und Regenerative Kraft- und Treibstoffe e.V., Erkner) sowie der AG Energieeffizienz zu suchen.

Brennstoffzellenprojekte

Aktivitäten und Entscheidungsfindung werden auch von der Beteiligung an Projekten bestimmt, wie

- Innovative Gebäudeenergieversorgung mit PEM-Brennstoffzellen im TGZ Technologieorientiertes Gründerzentrum Region Riesa-Großenhain (Idee und konzeptioneller Vorschlag 1993, Realisierung seit 1996)
- Wirtschaftsstrategische Studie zu den Möglichkeiten der Entwicklung der Brennstoffzellentechnik in Land Brandenburg (Auftrag des Wirtschaftsministeriums)
- Mitwirkung an der Konzeption des gemeinsamen Wind-Wasserstoffprojektes mit der IEE Ingenieurbüro Energieeinsparung GmbH, Berlin, und Machbarkeitsstudie für eine solche Station an einer Autobahnstrecke (Förderung durch für das Wirtschaftsministerium Brandenburg)
- Beteiligung an der Ideenfindung für das Projekt Speicherstadt Potsdam (Biogaspark im ländlichen Umland- Einspeisung in das Erdgasnetz- Entnahme der äquivalenten Biomethanmenge in der Speicherstadt und Versorgung des neu entsprechenden Stadtviertels durch eine Schmelzkarbonat-Brennstoffzelle mit elektrischer Energie, Wärme und Kälte,
- Kurzstudie für einen Industriepartner zu Vergasungsgas und seine mögliche Verwendung in Brennstoffzellen
- Unterstützung des Konsortiums inhouse® bei seinem Aufbau, der Suche nach Anwendungen, neuen Partnern und in der Öffentlichkeitsarbeit
- der Partnersuche rund um den Superkondensator der Brandenburgischen Kondensatoren GmbH, Prenzlau
- Erarbeitung mehrerer Projektanträge und –konzeptionen für unterschiedliche Partner.

Mit diesen Projekten und durch zahlreiche, ohne die Beteiligung der FEE von anderen Partnern realisierte Projekte konnten Nachweise erbracht werden,

- dass innovative kleine Unternehmen in Verbindung mit regionalen Forschungseinrichtungen über Bundesländergrenzen hinweg sehr wohl in der Lage sind, konkurrenzfähige heimische Brennstoffzellensysteme zu entwickeln,
- diese Einfluss auf und das Hochtechnologie-Potenzial für die regionale Produktion haben,
- für die in enormer Breite Chancen für die Einbindung zahlreicher neuer Partner bestehen.

Dafür werden im Power-Point-Vortrag konkrete Beispiele genannt.

Ausblick

Auf der Grundlage und in Umsetzung des Manifests des Europaparlaments und der Europäischen Kommission „Grüner Wasserstoff“ von September 2006 hat die FEE die Initiative ergriffen für die Bildung des Konsortiums „E³-Brennstoffzellensystem (Effiziente Erneuerbare Energieanlagen)“ als Verbund von zwölf in sich geschlossenen und damit einzeln realisierbaren Vorhaben:

- 1 „E³ – PEMFC“ (Biogas als Brenn-, Treib- und Kraftstoff)
- 2 „E³ – Biogas in SOFC“ (Gasaufbereitung, Reformierung, mehrfach gekoppelte Energiebereitstellung, Dampfstrahlkälte)
- 3 „E³ – Netzferne Systeme“ (PEMFC mit diversen EE-Anlagen verbinden)
- 4 „E³ – Bioalkohol in Brennstoffzellen“ (Mehrzweckreformer für Biomethanol und Bioethanol)
- 5 „E³ – Aufbau eines Regenerativ-Wasserstoff-Netzes von Anlagen und Pilotanwendungen“ („Hufeisen-Korridor“ entlang der Autobahnen zwischen „Leuchtturm-Projektstädten“ zur Vorbereitung auf eine europaweite Verkehrsstruktur)
- 6 „E³ – Biowasserstoff – Pilot Anlage für die Wasserstoffproduktion durch Mikroorganismen im halbindustriellen Maßstab“ (Machbarkeit der Industrieproduktion)
- 7 „E³ – Industrielle Wasserstoffproduktion durch Mikroalgen bei Einsatz von Kohlenoxid und der Mikroprozesstechnik“ (Verstoffwechslung von Kohlendioxid durch Algen)
- 8 „E³ – Erzeugung eines wasserstoffreichen Vergasergases“ (Für unterschiedliche Brennstoffzellentypen).
- 9 „E³ – Gaskonditionierung und Kohlendioxidabtrennung mit keramischen Membranen“ (Neuartige hochtemperaturfeste Membranen und Sensoren)
- 10 „E³ – Materialeffizienz“ (Neue Werkstofftechnologien zur Suche nach innovativen und kostengünstigen Werkstoffen, neuartige Beschichtungen auf Katalysatoren und Elektroden mit sehr großen Oberflächen)
- 11 „E³ – Recycling und Komponentenintegration“ (Recycling und innovative Verwendung von Edelmetallen, u.a. Platin, von denen es keine oder nur geringe Vorkommen in der EU gibt)
- 12 „E³ – Fortschrittliche Architektur für PEMFC“ (Athermische LASER- Bearbeitung, neuartiger thermoelektrischer Konverter, Nanostrukturierung von Komponenten, um den Gesamtwirkungsgrad des Systems um mindestens 50 % zu erhöhen)

Das Verbundprojekt „E³“

- ist strikt auf die Entwicklung heimischer Produkte, Technik und Prozesse orientiert, um die regionale Wirtschaftsentwicklungen und die globale Wettbewerbsfähigkeit Europas zu stärken,
- rückkoppelt Grundlagen- <> Angewandte Forschung <> Industrieentwicklung,

- zielt auf eine starke Verbindung von Forschungsinstituten mit kleinen, mittleren und Großunternehmen, deren Triebkräfte hochinnovative KMU sind,
- ist fest verflochten mit teilweise seit langer Zeit wirkenden erfahrenen Kooperationsnetzwerken,
- basiert auf erfolgreichen Entwicklungen an beiden Enden: Brennstoffzellen und Erneuerbare Energietechnik und
- wirkt dadurch Risiko mindernd.

Dieses Vorhaben kann dazu beitragen, die Machbarkeitprognose [5] Wirklichkeit werden zu lassen, in der Europäischen Union bereits im Jahre 2030 den Gesamtendenergiebedarf aus Erneuerbaren Energien zu decken.

Quellen:

[1] Talking Cards. Agentur für Erneuerbare Energien in http://www.unendlich-viel-energie.de/uploads/media/talking_cards_fakten_aug08_neu.pdf

[2] H. Lamp. Festvortrag zum 10. Gründungstag des Bundesverbandes BioEnergie, 17.09.2008, Berlin

[3] Denkschrift, verabschiedet von der 3. Denkwerkstatt der Arbeits- und Forschungsgemeinschaft Brennstoffzellen, 23.08.2007, Berlin

[4] Jahresvollversammlung des Strategierates Wasserstoff, Brennstoffzellen, 23.09.2008, Berlin

[5] J. Schmid: Summary of the 16th European Biomass Conference From Research to Industry and Markets, 2-6 June 2008, Valencia, Spain

Akkumulatoren - Stand der Technik und Perspektiven

D.Ohms und G.Schädlich

Hoppecke Batterie Systeme GmbH, An der Bremecke 4, D-59929 Brilon

Schlüsselwörter: Batterien, Akkumulatoren, Elektrochemische Energiespeicherung, Fahrzeugtechnik

Zusammenfassung:

Es wird ein Überblick gegeben über den gegenwärtigen Stand der elektrochemischen Energiespeichertechnik. Vorgestellt werden die wichtigsten industriell eingesetzten Akkumulatoren und Anwendungsfelder.

Summary:

A survey is given on the status of electrochemical systems currently used for energy storage and conversion.

1. Einleitung

Elektrochemische Systeme ermöglichen es, Energie bei hoher Leistungsverfügbarkeit, zu speichern. Neben dem Einsatz in großen stationären Anlagen sind es besonders mobile Anwendungen, bei den kleine und mittlere Energiemengen in verschiedenen Leistungsbereichen, für die sich elektrochemische Speicher als besonders geeignet heraus gestellt haben. [1-4]

Für viele industrielle Applikationen stellt die Batterietechnik die Basis der netzunabhängigen Versorgung mit elektrischer Energie dar. In den letzten Jahren hat sich auch die Tendenz verstärkt, Batterien neben einer primären Energiequelle als Leistungsspeicher einzusetzen.

Elektrochemische Speicher weisen gegenüber anderen Verfahren der Energiespeicherung und -wandlung die Besonderheit auf, dass sie sowohl eine sehr schnelle Energiewandlung (elektrisch <--> chemisch/stofflich) und eine sicheren, möglichst verlustfreie Speicherung gewährleisten sollen. Die technische Umsetzung erfordert in der Regel einen Kompromiss zwischen diesen Anforderungen (Leistung- bzw. Energieinhalt, Wirkungsgrad) und führt daher, aufgrund der Vielfältigkeit der Anwendungen zu einer breiten Palette verschiedenster Lösungen, sowohl in der eingesetzten Chemie als auch im Design und den Ausführungsformen.

Der Beginn der technischen Nutzung elektrochemischer Speichertechnik geht zurück auf die Mitte des 19. Jahrhunderts und ist eng an die industrielle Entwicklung gebunden, die eine kabelfreie Versorgung von Maschinen bzw. die Unterstützung der Energieversorgung benötigten. Heute werden zahlenmäßig die meisten Batterien in mobilen elektronischen Geräten und als SLI-Batterien in Kfz eingesetzt. Daneben gibt es ein weites Feld der Anwendung im industriellen Bereich.

2. Arten der elektrochemischen Energiespeicherung

Die elektrochemische Energiespeicherung und -wandlung basiert auf der Ausbildung unterschiedlicher elektrischer Potentiale an Elektroden, die über einen geeigneten ionen-leitenden Elektrolyten verbunden sind. Obwohl vom Prinzip her sehr viele chemische Kombinationsmöglichkeiten bestehen, haben sich aus elektrochemischen, technischen und ökonomischen Gründen nur eine begrenzte Anzahl von Systemen durchsetzen können.

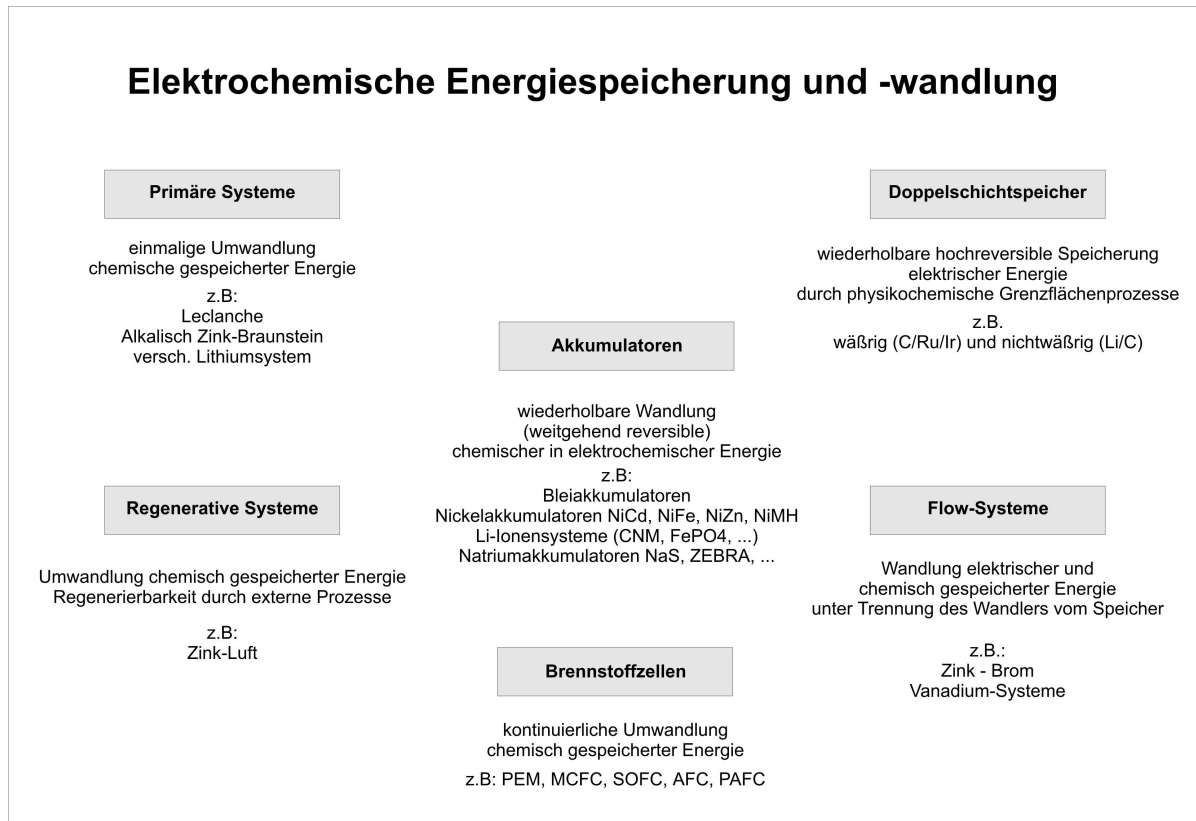


Fig. 1: Überblick über elektrochemische Systeme

3. Anwendungen

Akkumulatorsysteme unterscheiden aufgrund der unterschiedlichen Anforderungen in der Betriebsweise (Anwendungs- bzw. Betriebstemperatur), dem Aufbau als verschlossene bzw. ventilierte oder offene Systeme), der Betriebsweise (Pufferung oder Zyklbetrieb). Die Komplexität großer Einheiten beinhaltet spezielle Lösungen zur Abführung von Verlustwärme bzw. der Thermostatisierung (HT-Systeme)

Im industriellen Bereich werden in der Regel größere Einheiten als im Consumer/Elektronikeinsatz hinsichtlich des Energieinhaltes oder des Leistungsaustausches benötigt. Die damit verbundenen Anforderungen in Hinblick auf Speichereigenschaften (volumen- und gewichtsbezogenen Energie- und Leistungsinhalt), Betriebssicherheit (*abuse*-Verhalten, Haltbarkeit (kalendarische und Zyklfestigkeit), Komplexität der Systeme, Umwelt- und Recyclingbetrachtungen, aber auch die mit der Systemgröße verbundenen Investkosten, stellen wichtige Auswahlkriterien für die heute verfügbaren und in Entwicklung befindlichen Systeme dar.

Zu den wichtigsten industriellen Einsatzgebieten von Akkumulatoren gehören mobile Antriebsanwendungen (z.B. Stapler, führerlose Transportsysteme, Spezialtransporter (Bergbau)), mobile Bordnetzanwendungen (Eisenbahn, Schiffe und Flugzeuge, Straßenfahrzeuge), stationäre Anwendungen (Notstromsysteme, Netzstützung, lokale Versorgung). Für die meisten industriellen Anwendungen werden hochentwickelte Bleibatterien eingesetzt. Bei besonderen Anforderungen hinsichtlich Lebensdauer thermischen Arbeitsgebiet, Robustheit und Schnell-Ladefähigkeit werden alkalische Batterien (Nickel / Cadmium, aber auch Nickel/ Metallhydrid) für industrielle Anwendungen eingesetzt. Beispielsweise wurden damit Brennstoffzellenfahrzeuge, Hybridbusse aber auch vollelektrische und hybridische Transport-, Straßen, und Schienenfahrzeuge betrieben (s.a. RÜGEN-Projekt). Durch vollständiges Aufarbeiten (Recycling) der Batterien kann auch Umweltaforderungen Rechnung getragen werden [6-15]

Seit Mitte der 90er Jahre hat sich ein weiteres Anwendungsgebiet in Form der hybridischen Unterstützung primärer Leistungsversorger insbesondere in der Antriebstechnik herausgebildet. Die Anforderungen reichen dabei von dem kurzfristigem Spitzenleistungsausgleich, der Parallelnutzung zu primären Leistungslieferanten bis zur wechselseitigen Nutzung der Energiequellen und führten zu verschiedenen Hybridkonzepten (z.B. "Power Assist" bis "Dual Power"). Diese Entwicklung wurde auch durch die Konzepte des Einsatzes von Brennstoffzellen für verschiedene Fahrzeugsysteme gefördert.

Die direkte Erzeugung elektrischer Energie aus chemischen Energieträgern ohne den Umweg einer Verbrennung wird ebenfalls seit über 100 Jahren diskutiert. Daraus basiert auch die moderne Brennstoffzellentechnik, die auf eine externe stoffliche Energiespeicherung (z.B. Wasserstoff) zurückgreift und damit der Elektrochemie die Funktion einer einseitigen reinen Energiekonvertierung zuweist. Die Vorzüge dieser Technik sind darin zu sehen, dass Brennstoffzellensysteme wegen der weitgehend isothermen Arbeitsweise nicht der *CARNOT*-Begrenzung der Wärmekraftmaschinen unterliegen und - bei Wahl geeigneter Systemlösungen - eine Reihe sehr hoher Anforderungen, z. B. in der Raumfahrt, erfüllen können. Eine Energiespeicherung ist jedoch mit Brennstoffzellen nicht direkt möglich und erfordert eine Kombination mit anderen Systemen (Batterien, bzw. Elektrolyseaggregaten). Die hohen Aufwendungen der Bereitstellung elektrischer Leistung aus Brennstoffzellen, deren begrenzte Dynamik und Betriebsdauer, erfordern für verschiedene Anwendungen die Kombination mit Batteriesystemen.

In Kombination mit Verbrennungsmotoren (insbesondere Otto-Motoren) ergeben sich mit der Hybridtechnik Vorteile, die in den letzten Jahren zu einer kommerziellen Einführung des Systems in der Automobilnutzung (insbesondere NiMH-Batterien) führten. Damit verbunden sind Forderungen, volumen- und gewichtsbezogen den Energieinhalt und besonders die Leistungsfähigkeit der Batterien zu steigern. Als eine aussichtsreiche Batteriesystemgruppe werden deshalb dafür Lithiumionenbatterien angesehen, die das niedrige Äquivalentgewicht des Lithiums und dessen besonders negatives Elektrodenpotential (Zellspannung) nutzen. Im Consumerbereich (Laptops, Handys etc.) haben sich diese Batterien durchgesetzt. Der Vorteil der Batterien besteht in der Art der Potentialausbildung in den Elektroden. Hierbei handelt es sich um Insertationselektroden, bei denen das Lithiumion wechselseitig in die Elektrodenstrukturen eingebaut wird, ohne dass sich die Wirtsstruktur stark verändert. Bei industriellen Anwendungen sind die mit der größeren Dimensionierung verbundenen Probleme noch zu lösen.

Den Anforderungen der Anwender an die Energiespeichertechnik wird Hoppecke durch die Bereitstellung einer maßgeschneiderten Palette von Batterielösungen für die vielfältigsten Einsatzbereiche gerecht und arbeitet ständig an deren Optimierung und zukunftsgerichte Erweiterung.



Fig 2: Beispiel einer FNH-Batterie (NiMH) für Straßenbahn

Tab.1: Industriell genutzte Akkumulatorsysteme

Eigenschaft	Blei-Säure	Nickel Cadmium	Nickel Metallhydrid	Hochtemperatur Na/S bzw. Na/NiCl ₂	Lithium Ionen
Nennspannung	2 V	1.2 V	1.2 V	2.1 ... 2.6 V	3.6 V
Elektrolyt	Schwefelsäure, frei, Vlies- oder gelgebunden	Lauge	Lauge	Al ₂ O ₃ Keramik	organisch z.T. polymer gebunden, mit Leitsalz
typischer Arbeits-temperaturbereich	-20 ... 50 °C	-40 ... 60 °C, z.T. mit spez. Elektrolyten	-25 ... 50 °C	300 ... 360 °C, thermisch isoliert	-20 ... 50 °C
Anode	Pb/PbSO ₄ / HSO ₄ ⁻	Cd / Cd(OH) ₂ / OH ⁻	H(NiMm) / OH ⁻	Na / Na ⁺	Li (C) / Li ⁺
Kathode	PbO ₂ / PbSO ₄ / HSO ₄ ⁻	NiOOH / Ni(OH) ₂ / OH ⁻	NiOOH / Ni(OH) ₂ / OH ⁻	Ni / NiCl ₂	MO _x Li / Li ⁺

Literatur

- [1] H. A. Kiene, "Batterien", Expertverlag, TA Esslingen Bd 57, 2000
- [2] D. Berndt, "Maintenance-Free Batteries", Research Studies Press & John Wiley, 1997
- [3] D. Linden, "Handbook of Batteries", McGraw-Hill 1994
- [4] H. D. Jaksch, Batterielexikon, Pflaum-Verlag München 1993
- [5] F. Haschka, P. Schlieck,, 32nd Power Sources Symposium (1986)
- [6] W. Warthmann, 10th International Seminar on Primary and Secondary Battery Technology and Application, Deerfield, Florida, 1993
- [7] D.Ohms, 8th Int. Nickel-Cadmium Battery Conference 1998, Prag 1998.
- [8] D.Ohms, M.Kohlhase, G.Benczúr-Ürmösy, G.Schädlich; 7th UECT, Ulm 26.-27.6.2000, J. Power Sources , Vol.105 (2002), S. 127-133

- [9] D.Ohms, G. Schaedlich; International Symposium On Power Sources For Stationary And Distributed Power Systems, Florida Educational Seminars, Inc., Batteries - Fuel Cells - Other Technologies, Ludwig Maximilian University, Munich, 16 - 18.09.03
- [10] K. Gutzeit, D. Ohms, 3rd telescon, Dresden, 7.-10.Mai 2000
- [11] D.Ohms, M.Kohlhase, G.Schädlich, G.Benczúr-Ürmösy, K.Wiesener, J.Harmel; Ni/MH Batteries for Power Storage in Hybrid Vehicles, evs18, Berlin, 21.-24. Oktober 2001
- [12] G.Benczúr-Ürmösy, D.Ohms; 4.Ulmer Elektrochem. Tage "Electrochemical Engineering", 1996, Universitätsverlag Ulm 1997, 377-387.
- [13] F. Haschka et al. in "Light-Weight Materials For Transportation And Batteries And Fuel Cells For Electric Vehicles", ed. R. Ciach, A. Moretti, G. Wurm, Wallentowitz, M. Wakihara, T. Hartkopf , European Materials Research Society Symposia Proceedings, 71, AUG-1998
- [14] Ni-Cd Aircraft Batteries, Cell Design and Charging Options, M. Anderman, In Sid Gross, ed. The Ni-Cd Battery, 2002
- [15] D.Ohms; GDCh Wissenschaftsforum Chemie, 17.-19.09.2007, Ulm
- [16] M. Papra, D. Ohms, F. Büchi, E. Cattaneo, R. Markolf, B. Riegel, G. Schädlich; 10th UECT, Ulm 26.-28.6.2006

„Vergleiche verschiedener Energiefruchtfolgen in M-V unter ökonomischen und ökologischen Gesichtspunkten“

J. Peters

Landesforschungsanstalt für Landwirtschaft und Fischerei Mecklenburg-Vorpommern, j.peters@lfa.mvnet.de

Generell ist aus den hier dargelegten Ergebnissen ersichtlich, dass bei Energiefruchtfolgen, die sich hauptsächlich aus Energiepflanzen mit hohen Erträgen zusammensetzen, hohe Erlöse zu erwarten sind. Gleichzeitig ist dann aber auch mit einem starken Verlust an Humus C im Boden zu rechnen. Um eine nachhaltige Landbewirtschaftung gewährleisten zu können müssen in solchen Fruchtfolgen unbedingt Humusmehrer integriert werden.

The results from the last 3 years explain that it is to be expected, that energy crop rotations consisting mainly of high -yields energy crops have high proceeds, but also a heavy loss of humus carbon in the soil. Therefore it is necessary to integrate crops in such rotations, which improve these humus carbons in the soil, to ensure a sustainable agriculture.

Einleitung

In Mecklenburg-Vorpommern hat der rasche Zuwachs an Biogasanlagen mittlerweile zu einer Ausweitung der Silomaisflächen zur Biogasproduktion auf etwa 30.000 ha geführt. Daraus resultierende mögliche Probleme der punktuellen Beeinträchtigung der Fruchtfolgen durch Mais bis hin zur Monokultur müssen gelöst werden, um auch in Zukunft den erwarteten weiteren Ausbau der Bioenergie nachhaltig zu gewährleisten. Es sollte eine größere Vielfalt an Energiepflanzen genutzt werden. Daraus leiten sich neue Anforderungen an die Fruchtfolgestaltung ab, die bis zu speziellen Energiepflanzen-Fruchtfolgen führen können.

Da die bereits oben angesprochene Problematik des nachhaltigen Energiepflanzenanbaus auch bundesweit zu verstärkten Diskussionen führte, wurde 2005 das Projekt: "Entwicklung und Vergleich von optimierten Anbausystemen für die landwirtschaftliche Produktion von Energiepflanzen unter den verschiedenen Standortbedingungen Deutschlands" initiiert. Es handelt sich um ein mit Mitteln des BMELV finanziertes und von der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe betreutes Bundesländer übergreifendes Verbundprojekt.

Ziel des Projektes ist es, eine standortangepasste und umweltgerechte Optimierung der Nettoenergieproduktion pro Flächeneinheit unter Berücksichtigung der für die Verwertung in Biogasanlagen notwendigen Qualität bei möglichst niedrigen Stückkosten zu erzielen.

Nachfolgend sollen die Untersuchungsergebnisse aus Mecklenburg- Vorpommern vorgestellt werden.

Der Versuch wurde in Gülzow auf stark lehmigem Sand angelegt. Die Ackerzahl variiert zwischen 49 und 51. Der Bodentyp ist Pseudogley- Braunerde. Das Versuchsfeld liegt 10 m über NN und wird durch ein maritim beeinflusstes Klima mit einer Jahresdurchschnittstemperatur von 8,4°C und einem Jahresniederschlag von 559 mm gekennzeichnet. Es werden Energiefruchtfolgen in 8 verschiedenen Varianten (Tabelle 1) geprüft. Die Fruchtfolgen 1 bis 5 sind bundesweit an 7 unterschiedlichen Standorten einheitlich vorgegeben. Die Fruchtfolgen 6 bis 8 sind regionale Fruchtfolgen für Mecklenburg-Vorpommern. Die fett gekennzeichneten Fruchtarten sind für die Biogasgewinnung vorgesehen, alle anderen sind Marktfrüchte oder Gründüngung. In allen Fruchtfolgen der Anlage 1 wurde 2008 Winterweizen angebaut. So können Fruchtfolgeeffekte am Weizen sichtbar gemacht werden. Die Energiegetreidearten werden als Ganzpflanzen zur Silagenutzung geerntet. Die Erntezeitpunkte sind jedoch unterschiedlich. Der Winterroggen wird zu BBCH 49 (Grannenspitzen), Sommergerste, Wintertriticale, Hafersortenmischung und die Artenmischung Sommerroggen/Sommertriticale werden zu BBCH 85 (Teigreife) geerntet. Die P-, K-, und Mg- Düngung der Fruchtfolgen basiert auf Entzug und Bodengehaltsklassen. Die N- Düngung wird bei den Marktfrüchten, Mais, Sudangras und Ackergräsern ortsüblich durchgeführt. Der Einsatz von Pflanzenschutzmitteln ist an die besonderen Ansprüche im Energiepflanzenanbau gekoppelt (Minimierungsstrategie, Erntezeitpunkt, Kosteneinsparungen).

FF	2005	2006	2007	2008
1	Sommergerste Ölrettich	Mais	Wintertriticale Zuckerhirse	Winterweizen
2	Sudangras Grünschnittroggen	Mais	Wintertriticale	Winterweizen
3	Mais Grünschnittroggen	Sudangras	Wintertriticale Ackergras	Winterweizen
4	Sommergerste Untersaat Klee gras	Klee gras	Klee gras	Winterweizen
5	Hafer Sortenmischung	Wintertriticale	Winterraps	Winterweizen
Fruchtfolge M/V				
6	Mais	Gerstgras	Winterraps	Winterweizen
7	Mais Grünschnittroggen	Ackergras	Ackergras	Winterweizen
8	Sommerroggen/Sommertriticale	Winterraps	Winterweizen	Winterweizen

Tabelle 1: Darstellung der Energiefruchtfolgen

Ergebnisse

Allgemein kann aus 3 Anbaujahren folgendes abgeleitet werden. Die Fruchtfolgen 1, 2 und 3 mit der Kombination Mais, Sorghum haben den höchsten Trockenmasseertrag, gefolgt von den Fruchtfolgen 6 und 7 nur mit Mais (Abbildung 1). Hirse kann besonders dort eine Alternative zum Mais werden, wo ein erhöhtes Trockenheitsrisiko besteht, da der Mais empfindlicher als Hirse auf Trockenstress reagiert. Auch Wintertriticale als Ganzpflanze hat mit gleich hohem Ertrag wie Sudan- gras (ca. 133 dt TM/ha) überzeugt und kann als gute Alternative in die Energiefruchtfolgen mit aufgenommen werden. Die positiven Effekte von Ackergräsermischungen auf die Fruchtfolge zeigen sich durch einen Mehrertrag (bis zu 11%) bei der abschließenden Fruchtart Winterweizen.

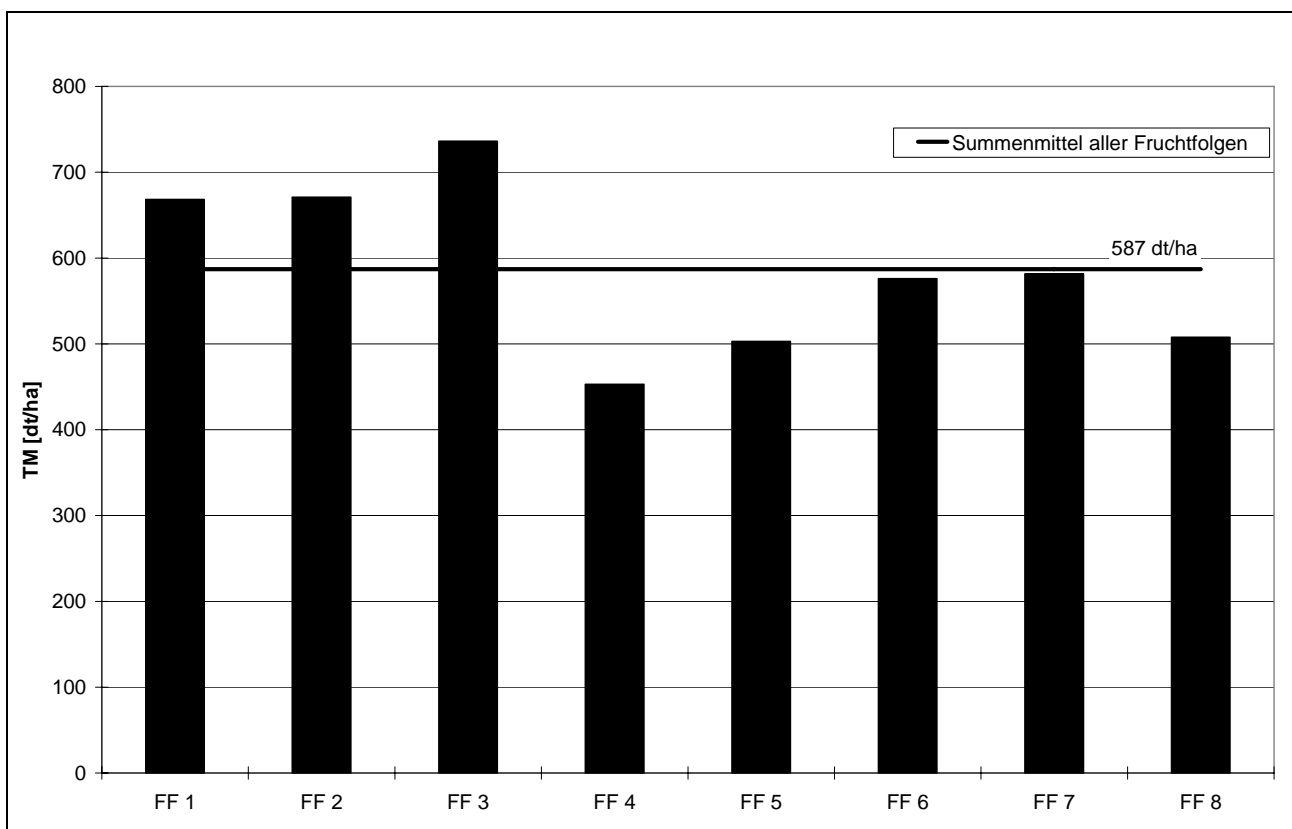


Abbildung 1: Summe der Trockenmasseerträge 2005-2008 in Gültzow

Bei der Betrachtung der Fruchtfolgen unter dem ökonomischen Aspekt zeichnet sich ein weiteres deutliches Bild ab. Die Fruchtfolgen 2 und 3 mit den höchsten Erträgen sind auch im Erlös die vorzüglichsten. Es zeigt sich allerdings ebenfalls, dass Fruchtfolgen mit einem Energiefruchtanteil von 25% bis 50% (FF 6 und 8) als konkurrenzfähig zu den reinen Energiefruchtfolgen angesehen werden können.

Kalkuliert wurden die in Abbildung 2 dargestellten Erlöse mit den Methanerträgen der Energiefruchtarten und dem Marktwert von 0,35 €/t_n Methan, sowie mit den Kulturarten, welche zur Kör-

nernutzung dienten. Der jeweilige Kornertrag ist mit dem, vom ZMP ausgewiesenen, Marktpreis des entsprechenden Jahres (Stand September 2006, 2007 und 2008) verrechnet worden. Der Strohertrag der Fruchtarten wurde mit 5 €/dt kalkuliert. Eine endgültige Auswertung auch unter der Berücksichtigung von Arbeiterledigungskosten wird derzeit an der Universität Giessen durchgeführte. Erst dann kann eine endgültige Aussage über die Marktfähigkeit der einzelnen Energiefruchtfolgen gewährleistet werden.

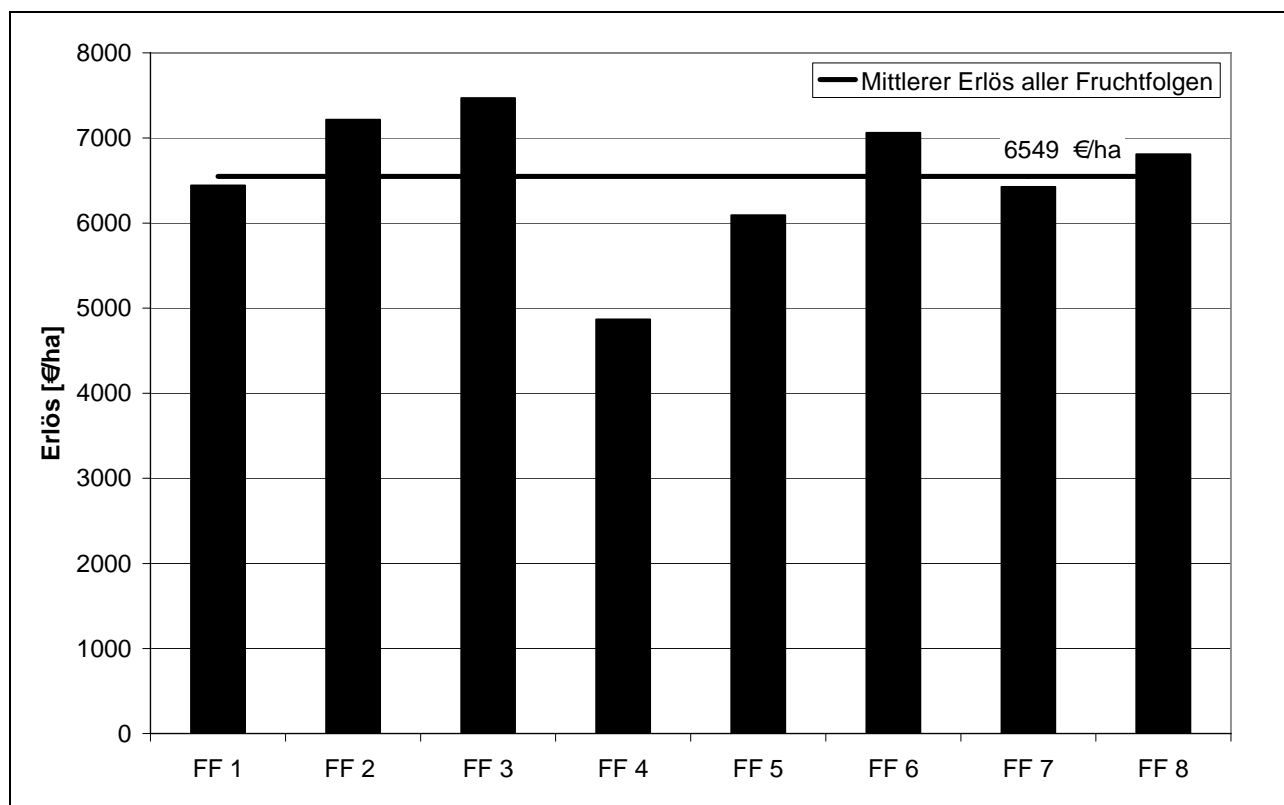


Abbildung 2: Mittel der Summenerlöse von 2005-2008 in Gölzow

Ein weiterer wichtiger Aspekt zur Bewertungen der Energiefruchtfolgen ist die Humusbilanzierung. Angestrebt werden sollte ein ausgeglichener Humushaushalt (Bereich C). Abbildung 3 verdeutlicht, dass die Fruchtfolgen 5, 6 und 8 in diesem Versorgungsbereich liegen. Die Energiefruchtfolgen 1, 2 und 3 hingegen weisen einen starken Verlust an Humus- C im Boden auf. Dieser kann mit den hohen Entzügen durch die ertragsstarken Energiefruchtarten und mit dem Abfahren des gesamten Erntegutes erklärt werden. Zur Optimierung solcher stark negativer Humusbilanzen kommen mehrere Möglichkeiten in Betracht. Beispielsweise sollten Zwischenfrüchte wie Senf oder Ölrettich vor die Blattfrüchte gestellt werden. Auch Winterroggen als Winterzwischenfrucht trägt, genau wie die Ausbringung der Gärreste der Biogasanlage zu einer Verbesserung des C- Haushaltes im Boden bei. Gleichzeitig ist allerdings auch darauf zu achten, dass ein deutlicher Überschuss an Humus- C pro

Jahr vermieden wird (FF 4). Hier muss mit einem erhöhten Risiko für Stickstoffverluste gerechnet werden [1].

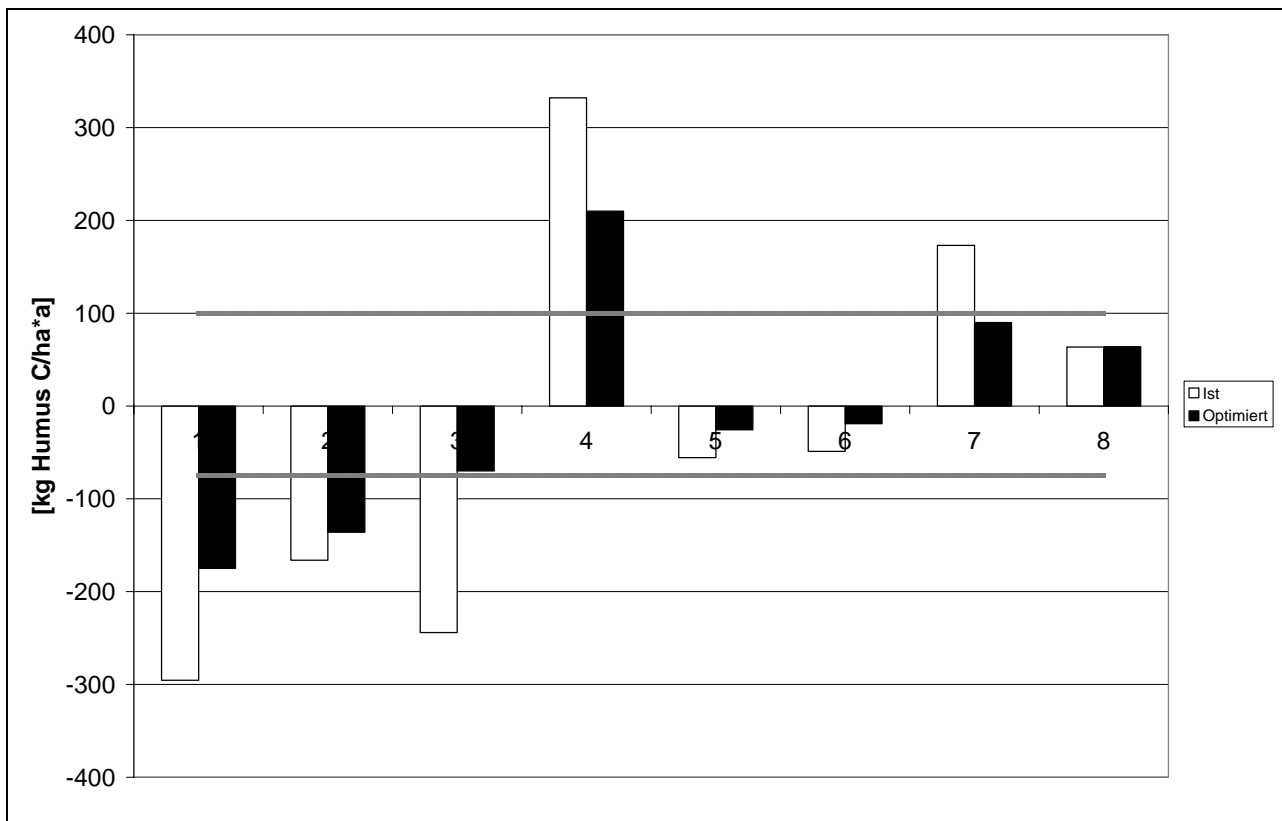


Abbildung 3: Humusbilanz nach VDLUFA der einzelnen Fruchtfolgen

Schlussfolgerung

Die Fruchtfolgen 3 und 2 sind bei den hier verglichenen Fruchtfolgen hinsichtlich des Trockenmasseertrages und des Erlöses die vorzüglichsten. Bei der Humusbilanzierung kann dies allerdings nicht bestätigt werden. Gründe dafür sind in den hohen Entzügen der einzelnen Fruchtarten und im Abfahren des gesamten Erntegutes zu suchen. Hier besteht unbedingter Handlungsbedarf. Empfehlenswert ist neben den beiden bereits erwähnten Fruchtfolgen auch die Fruchtfolge 7. Sie zeichnet sich durch einen hohen Erlös aus und kann gleichzeitig eine ausgeglichene Humusbilanzierung vorweisen.

Literatur [1] VDLUFA (Hrsg.), Humusbilanzierung, Methode zur Beurteilung und Bemessung der Humusversorgung von Ackerland (2004)

Algen in der Biogasreinigung

M. Schlegel, G. Mann, R. Schumann, N. Kanswohl und D. Wiedow

Institut für Nutztierwissenschaften und Technologie, Agrar- und Umweltwissenschaftliche Fakultät, Universität Rostock, Justus-von-Liebig Weg 8, D-18059 Rostock, mathias.schlegel@uni-rostock.de

Schlüsselwörter: Biogas, Reinigung, Algen, Methananreicherung

Zusammenfassung: Um einen sinnvollen Ausbau der Biogaserzeugung vorantreiben zu können, ist eine Verfahrensoptimierung der gesamten Produktionskette unumgänglich. Ein Teil dieser Kette im Bezug auf das Optimierungspotenzial ist die Reinigung des Biogases, weil sich mit ihr der Wirkungsgrad der Energiekonversion erhöhen lässt. Dieses stellt schließlich einen potenziellen Ansatz zur Rentabilitätssteigerung der gesamten Biogaserzeugung dar. Chemisch-physikalische Reinigungsprozesse werden bereits angewendet, sind jedoch oft kostenintensiv und erschweren gegenwärtig für kleinere Anlagen die rentable Biogasproduktion. Mikroalgen stellen in diesem Zusammenhang eine biologische Alternative dar. Die Ergebnisse mit *Chlorella vulgaris* zeigen, dass die Anteile an CO₂ und H₂S verringert werden können. Auch ist eine Erhöhung der Algenzellzahlen zu verzeichnen, was über die Produktion von Algeninhaltsstoffen interessante Alternativen eröffnet.

1 Einführung

Im Zusammenhang mit dem Anstieg der Energiepreise sind in Deutschland Biogasanlagen in großer Anzahl errichtet worden. Das erzeugte Biogas wird überwiegend zu Wärme und Strom umgewandelt, aber auch als Treibstoff für Kraftfahrzeuge eingesetzt oder in das Erdgasnetz eingespeist. Voraussetzung für eine energetische Nutzung ist allerdings immer eine mehr oder weniger aufwendige Aufbereitung des Gases. Weil der Anteil des Gases an Methan nur ca. 55% beträgt, sollten besonders die Anteile an Kohlendioxid und Schwefelwasserstoff entfernt werden. Für Schwefelwasserstoff erfolgt dieses bereits in Biogasanlagen entweder mit Entschwefelungsfilter oder mit Zugabe von Sauerstoff im Gasraum oder durch Zugabe von Eisen-II-Ionen. Zwar sind diese Verfahren kostengünstig, aber die Reinigungswirkung ist erstens suboptimal und zweitens ist der Kohlendioxidanteil davon unbeeinflusst. Bei größeren Biogasanlagen wird durch kostenintensivere Reinigungsprozesse die Biogasqualität an die des Erdgases angepasst. Eine rentable Biogasproduktion ist in diesem Falle allerdings einzig über die Produktion hoher Gasmengen möglich.

Der Einsatz von Mikroalgen erscheint dagegen als eine kostengünstige Alternative zu den derzeit genutzten Biogasaufbereitungsverfahren zu sein. Ergebnisse früherer Untersuchungen konnten aufzeigen, dass Kohlendioxid aus dem Gas entfernt werden kann. Für die Algen spricht weiterhin die möglich erscheinende Produktion von Proteinen, Pharmazeutika, Pflanzenschutzmitteln, Bodenverbesserer usw., also markfähiger Produkte.

In dem vorliegenden Beitrag sollen Teilergebnisse eines Versuches der Agrar- und Umweltwissenschaftliche Fakultät und dem Institut für Biowissenschaften der Universität Rostock dargestellt werden, in welchem unter Einsatz der Alge *Chlorella vulgaris* Biogas behandelt wurde.

2 Stand der Wissenschaft und Technik

In der Vergangenheit wurden bereits Untersuchungen zu Algen im Biogasverfahren in Deutschland gefördert. So konnte bei Untersuchungen der TU Dresden die Möglichkeit der Kohlendioxidreduzierung im Biogas nachgewiesen werden. Auch eine Untersuchung von der Schmack Biogas AG konnte diese Ergebnisse belegen. Im Vorfeld dieser Untersuchung wurden einige verschiedene Mikroalgen auf die Eignung untersucht, ob und wie viel Kohlendioxid sie umsetzen können. Außerdem war die Vergärbarkeit dieser Algensubstrate bei der Einbringung in einen Biogasprozess von Interesse. Neben dem Nachweis der Kohlendioxidreduktion wandten sich die TU Dresden in Zusammenarbeit mit der MAL GmbH der Frage nach wertvollen, stofflich nutzbaren Komponenten zu. Weitere Beispiele sind im Zusammenhang mit der stofflichen Nutzung

in der Literatur aufgeführt. So wurde festgestellt, dass die *Spirulina sp.* die Keimungsrate sowie den physischen Zustand von Zwiebel-, Tomaten- und Chillikeimlingen positiv beeinflusst [1]. Der Algenstamm *Nostoc MNB9* ist beispielsweise in der Lage, fungizide Verbindungen zu bilden [2]. Die Mikroalge *Eustigmatos magnus* produziert Substanzen, die das Wachstum von Bakterien, Algen und Pilzen verhindern [3]. Ebenso konnte eine fungizide Wirkung der Mikroalge *scenedesmus sp.* gegen *alternaria sp.* und die antibakterielle Wirkung von *Desmococcus olivaceus* gegen *Pseudomonas syringiae* nachgewiesen werden [4]. Häufig gibt es durch bodenverbessernde Effekte auch einen Einfluss auf die Pflanzen. Denn es gibt Mikroalgen, die fähig sind, Stickstoff zu akkumulieren. Deswegen werden diese auch in Asien bereits im Reisanbau eingesetzt [5]. Auch eine erhöhte Wasserspeicherungsfähigkeit und Verbesserung der Bodenstruktur ist bei manchen Algen feststellbar [6].

3 Material und Methode

Für die Untersuchungen wurde der Algenstamm *Chlorella vulgaris*, Stammmnummer: SAG 211-11b verwendet. Das Kulturmedium, welches zusammen mit den Algen eine Suspension bildete, ist ein sogenanntes Modified Bold's Basal Medium (MBBM), welches nach Starr und Zeikus (1987) verändert wurde. Das Medium wird mit destilliertem Wasser auf 1000 ml aufgefüllt, der pH-Wert eingestellt. Anschließend erfolgt das Autoklavieren des Mediums sowie die Zugabe von Vitaminen. In dem hier vorgestellten Versuchsdurchlauf wurde Biogas durch die Algensuspension in einem Photobioreaktor (Abb. 1) hindurchgeleitet- das Biogas hatte dabei eine Gasanteilszusammensetzung von CH₄ mit 58 %, CO₂ mit 42 % und H₂S mit 529 ppm.

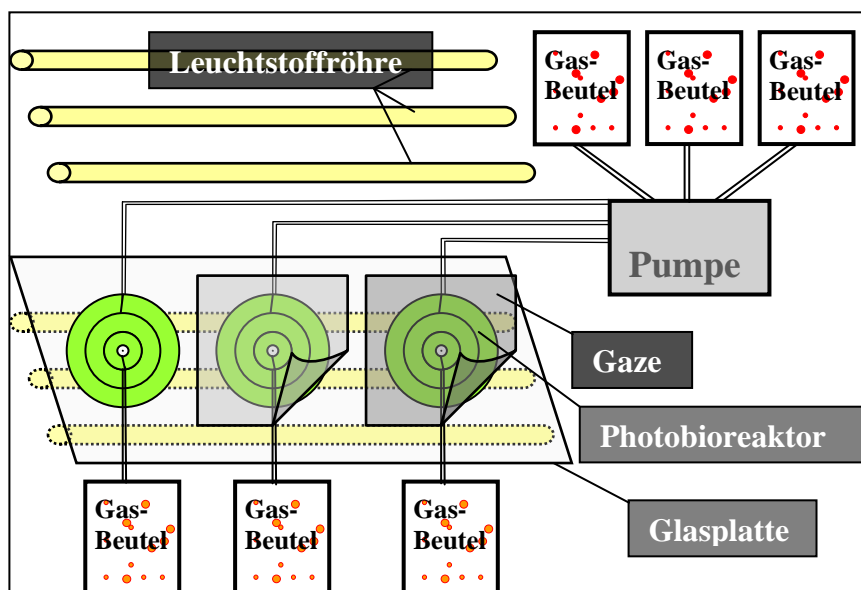


Abb. 1: Schematischer Aufbau der Kulturanlage

Geprüft wurde die Zusammensetzung mit einem Landfill Gas Analyzer (Model GA 45+). Das Gas wurde in gasdichten Gasbeuteln (10 L) aufbewahrt, von dort durch Silikonschläuche zum Photobioreaktor mittels einer Schlauchpumpe ISMATEC transportiert und von dort kommend wieder aufgefangen. Nach der Durchleitung wurde es erneut – wie bereits vor der Durchleitung - auf die Gasanteilszusammensetzung geprüft. Dieser Versuchsansatz wurde mit drei Photobioreaktoren durchgeführt, welche sich durch das Lichtregime unterschieden. Die Einstellung des Regimes erfolgte mittels eines LI-COR (LI-250 Light Meter). Die drei unterschiedlichen Lichtstärken (ca. 35, 60 und 100 $\mu\text{mol} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{s}^{-1}$) wurden an der Oberfläche der Kulturbehälter eingestellt. Dafür wurden die Reaktoren mit unterschiedlich lichtdurchlässigen Gazen bedeckt. Der

Photobioreaktor besteht dazu aus einem gasundurchlässigen, schneckenförmig aufgerollten Kultivierschlauch. Am oberen wie auch am unteren Ende des Schlauches befindet sich jeweils ein PVC-Verschlussstopfen mit Schlauchanschluss, der mittels gasundurchlässiger Abdichtmasse und Parafilm® versiegelt wurde. Außerdem befindet sich am unteren Ende des Kultivierschlauches ein Anschluss zur Probenentnahme, gesichert durch eine Schlauchklemme. Vor dem Hintergrund der Abhängigkeit des Wachstums der Algen vom pH-Wert bzw. der Verringerung der Löslichkeit von Kohlendioxid in Wasser mit sinkendem pH-Wert [8] wurde der pH-Wert täglich bei 25 °C mit dem pH-Meter 765 Calimatic gemessen.

4 Ergebnisse und Diskussion

Bei dem im Versuchsdurchlauf eingesetzten Biogas wurden zusätzlich zu Kohlendioxid- und Sauerstoffgehalt, der Gehalt an Schwefelwasserstoff sowie die Veränderung des Methangehaltes registriert (Tab. 1). Der Tabelle kann zum Kohlendioxidanteil entnommen werden, dass dessen ursprüngliche Wert von 41% bei einer Beleuchtung mit $35 \mu\text{mol} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{s}^{-1}$ auf 2,3% abgesenkt werden konnte. Bei der Lichtstärke von $60 \mu\text{mol} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{s}^{-1}$ ergab sich eine Senkung auf 1,2 % und bei $100 \mu\text{mol} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{s}^{-1}$ konnte nach der Durchleitung 2,5 % festgestellt werden.

Tab. 1: Gaszusammensetzung vor und nach der Durchleitung durch die *Chlorella vulgaris* Kultur (Temp.: 21°C Luftdruck: hPa 1014 mm)

Untersuchte Gasbestandteile	Maßeinheit	Anteile vor der Kultivierung	Anteile nach der Kultivierung bei Lichtstärke		
			35	60	100
			$\mu\text{mol} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{s}^{-1}$		
CO ₂	%	41,00	2,30	1,20	2,50
O ₂		1,00	21,50	23,40	18,20
H ₂ S	ppm	438,00	0,00	0,00	0,00
CH ₄	%	57,50	52,20	50,10	53,30

Im Gegensatz zu den Kohlendioxidanteilen erhöhte sich der ursprüngliche Anteil an Sauerstoff von 1 % bei allen drei Lichtstärken: bei $35 \mu\text{mol} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{s}^{-1}$ auf 21,5%, bei $60 \mu\text{mol} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{s}^{-1}$ auf 23,4% und bei $100 \mu\text{mol} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{s}^{-1}$ auf 18,2%. Der Gehalt an Schwefelwasserstoff verringerte sich bei allen drei Lichtstärken vollständig von ursprünglich 438 ppm auf 0 ppm. Auch der Methangehalt reduzierte sich bei allen drei Lichtvarianten von ursprünglich 57,5% auf 52,2 % bei $35 \mu\text{mol} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{s}^{-1}$, auf 50,1% bei $60 \mu\text{mol} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{s}^{-1}$ und auf 53,30% bei $100 \mu\text{mol} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{s}^{-1}$.

Zur Untersuchung des Einflusses des Lichtregimes auf das Bakterienwachstum wurden zwar Parameter wie die mittlere Wachstumsrate und die daraus resultierende tägliche Verdopplungsrate in Abhängigkeit der verwendeten Lichtstärken bestimmt. Allerdings konnten in diesem Versuch aufgrund stark schwankender Messdaten bezüglich des Zusammenhangs von Photonenfluss und Populationsdichte der Bakterien keine Gesetzmäßigkeiten ermittelt werden.

Die Reduzierung des Kohlendioxids um bis zu 97,07 Prozentpunkte auf 1,2 % übertraf deutlich Werte, von welchen in der Literatur [10] berichtet wurde. Auch im Vergleich zu anderen Versuchen mit *Chlorella fusca* [11] und mit *Chlorella vulgaris* [13] konnten höhere CO₂-Reduzierungen erreicht werden. Eine Ursache für diese Werte ist zweifelsfrei in der Assimilation von Kohlenstoff im Rahmen der Photosynthese durch die verwendeten Mikroalgen zu sehen.

Zur Interpretation des Rückganges des Methangehaltes muss darauf verwiesen werden, dass es sich bei dem verwendeten Mikroalgenstamm um einen nicht-axenischen Stamm handelte. Die Verwendung eines solchen Stammes zieht aufgrund ubiquitär vorhandener Mikroorganismen stets einen gewissen Grad der „Verunreinigung“ nach sich. Da durch das Wachstum bzw. den Stoffwechsel dieser anderen Organismen ein Einfluss auf die durchgeführten Versuchsdurchläufe nicht auszuschließen ist, erfolgte über die Erfassung der Mikroalgen hinaus die Quantifizierung

deren Begleitorganismen. Die dabei im Einzelnen auftretenden Einflüsse auf den Versuchsverlauf konnten im Rahmen vorliegenden Arbeit nicht untersucht werden. Es wird allerdings vermutet, dass die beim Einsatz von Biogas aufgetretenen Methanverluste durch methanotrophe Bakterien erfolgten.

Wie bereits im Abschnitt Material und Methoden erwähnt wurde der Einfluss des anorganischen Kohlenstoffs (CO_2) auf den Kultivierverlauf durch die Ermittlung des pH-Wertes festgestellt. Dazu wurde jedem der Photobioreaktoren täglich eine Probe der Algensuspension entnommen. Der Versuchsdurchlauf war gekennzeichnet durch niedrige pH-Werte zu Beginn der Kultivierung.

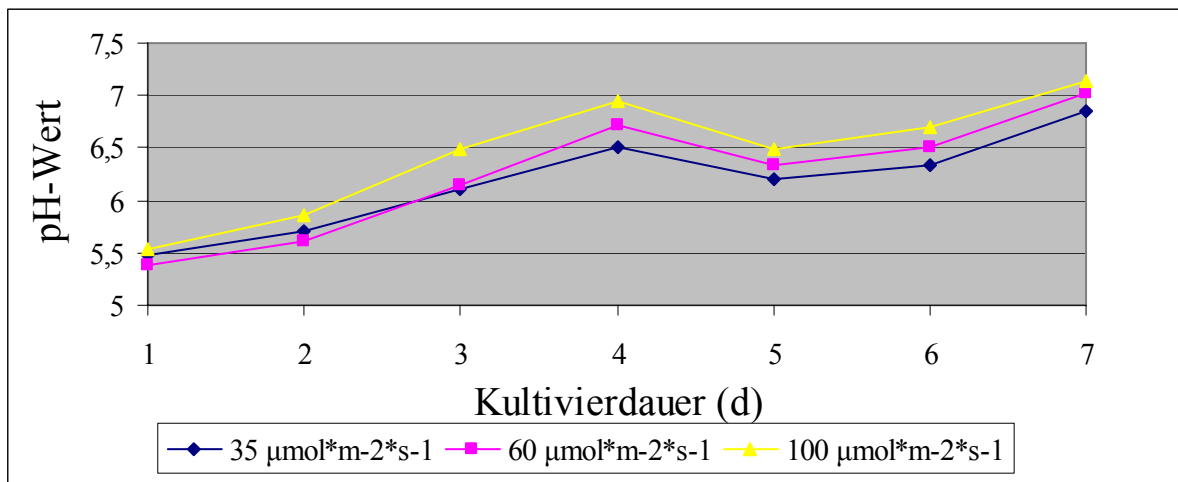


Abb. 2: Verlauf des pH-Wertes während der Kultivierung mit Biogas

Die Werte betragen hierbei 5,47 ($100 \mu\text{mol} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{s}^{-1}$), 5,38 ($35 \mu\text{mol} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{s}^{-1}$) und 5,53 ($60 \mu\text{mol} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{s}^{-1}$). Diese stiegen bis zum vierten Tag der Kultivierung auf Werte von 6,5 ($100 \mu\text{mol} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{s}^{-1}$), 6,72 ($35 \mu\text{mol} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{s}^{-1}$) und 6,95 ($60 \mu\text{mol} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{s}^{-1}$). Am Tag fünf des Versuches sanken die pH-Werte innerhalb der Reaktoren auf niedrigere Werte und zwar auf 6,21 ($100 \mu\text{mol} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{s}^{-1}$), 6,33 ($35 \mu\text{mol} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{s}^{-1}$) und 6,49 ($60 \mu\text{mol} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{s}^{-1}$) ab. In den letzten beiden Tagen der Kultivierung konnte ein erneuter Anstieg bis auf Werte von 6,85 ($100 \mu\text{mol} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{s}^{-1}$), 7,02 ($35 \mu\text{mol} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{s}^{-1}$) und 7,13 ($60 \mu\text{mol} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{s}^{-1}$) am letzten Tag der Kultivierung festgestellt werden. Die Messungen zeigten im Rahmen der Kultivierung bei $35 \mu\text{mol} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{s}^{-1}$ durchschnittlich die tiefsten pH-Werte auf. Die höchsten Werte wurden im Photobioreaktor 3 gemessen.

Die pH-Wert-Änderungen befanden sich in einem Intervall, in welchem die Aufnahme von Kohlenstoff durch Mikroalgen nicht beeinträchtigt wird [9, 10]. Im Vergleich zu anderen Werten in der Literatur lag der mittlere pH-Wert im unteren Bereich. So wird von einem Bereich zwischen 6,8–8,5 berichtet [10], bei anderen Studien lag er zwischen 6,65–8,24 [11] oder zwischen 6,61–8,09 [12]. Alle diese erwähnten Versuche fanden in zweiphasigen Anlagen statt und waren daher auf eine erhöhte CO_2 -Löslichkeit durch pH-Werte um 8 angewiesen. Die Einstellung dieses Wertes erfolgte durch den Einsatz unterschiedlicher alkalisch wirkender Zusätze. In der vorliegenden Untersuchung konnte aufgrund des einphasigen Versuchsaufbaus hierauf verzichtet werden.

Die Ursache für den pH-Wert Anstieg kann im hohen Algenwachstum gesehen werden, in deren Folge ein erhöhter Stickstoffabbau stattfand. Der hohe Kohlendioxidgehalt des eingesetzten Gasgemisches (41%) hatte keinen negativen Einfluss auf den pH-Wert des Kulturmediums. Vor dem Hintergrund der deutlichen Kohlendioxidreduzierung bzw. Sauerstofferhöhung kann vermutet werden, dass das Kohlendioxid in Algenbiomasse umgewandelt wurde. Kohlenstoffanalysen, die hier nicht vorgestellt werden sollen, erhärten diese Aussage. Im Hinblick auf die Anwendung unterschiedlicher Lichtregime ergab der Vergleich der pH-Wert-Verläufe einen Zusammenhang zwischen der verwendeten Lichtstärke und der Höhe des pH-Wertes. Hierbei wurde bei einer

Lichtstärke von $100 \mu\text{mol} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{s}^{-1}$ der höchste bzw. bei $35 \mu\text{mol} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{s}^{-1}$ der geringste pH-Wert ermittelt.

5 Schlussfolgerungen

Prinzipiell stellt das vorgestellte Verfahren eine Alternative zu den bisherigen Biogasaufbereitungsverfahren dar. Es wird deutlich, dass ein positiver synergistischer Effekt der Mikroalgenkultivierung und Gasaufbereitung erzielt werden kann. Im Hinblick auf die dabei anfallende Algenbiomasse wird die zukünftige Nutzung als Bodenverbesserer, Dünger oder Pflanzenschutzmittel im landwirtschaftlichen Produktionsprozess am sinnvollsten erachtet. Um die aufgetretenen Methanverluste zu minimieren, sind indes weitere Untersuchungen notwendig. Dabei sollten auch Analysen verschiedener Mikroalgenpezies und –stämme durchgeführt werden. Auch werden bei der Konzipierung der Reaktortechnologie insbesondere die Lichtverteilung und die optimale Verweildauer des Biogases die Leistungsfähigkeit der biologischen Gasaufbereitung beeinflussen.

6 Literatur

- [1] MAR, W.W.; THEIN, M.; PULZ, O.: Effect of Spirolyna biomass on seedlings of Onion, Tomato and Chili, Book of Abstracts, 7th European Workshop “Biotechnology of Microalgae” (2007) Nuthetal 91 S.
- [2] TOMSICKOVA, J.; KOPECKY, J.: Fungicidal Effects of Cyanobacterium Nostoc MNB9, Book of Abstracts, 7th European Workshop “Biotechnology of Microalgae” (2007) Nuthetal 91 S.
- [3] GRIEHL, C.; KRAUSE-HIELSCHER, S.; ARNOLD, N.; MICHELS, K. WESSJOHANN, L.: Biologically active compounds from the microalga Eustigmatos magnus, Book of Abstracts, 7th European Workshop “Biotechnology of Microalgae” (2007) Nuthetal 37 S.
- [4] Ördög, V.; STIRK, W.A.; LENOBEL, R.; BANCÍŘOVÁ, M.; STRNAD, M.; STADEN, VAN J.; SZIGETI, J.; NÉMETH, L.: Screening microalgae for some potentially useful agricultural and pharmaceutical secondary metabolites, Journal of Appl Phycol Vol. 16 (2004) 309-314
- [5] METTING, F.B.: BIODIVERSITY and application of microalgae, Journal of Industrial Microbiology Vol. 17 (1996) 477-489
- [6] PULZ, O.; GROSS, W: Valuable PRODUCTS from biotechnolgy of microalgae, Appl. Microbiol. Biotechnol. Vol. 65 (2004) 635-648
- [7] STARR, R.C.; Zeikus, J.A.: UTEX — the culture collection of algae at the University of Texas at Austin. J. Phycol. 23 (1987) (Suppl.), 1–47
- [8] MCCUTCHEON, S. C; MARTIN, J. L.; BARNWELL, JR., T., O.: Water Quality in MAIDMENT, D. R. Handbook of Hydrology, P.11.12-11.14, (1993) McGraw-Hill Inc.
- [9] GRAHAM, L.E.; WILCOX, L.W.: Algae, Introduction to the Algae (2000) 11-14, Prentice-Hall Inc., Upper Saddle River (NJ)
- [10] TIEZE, M.; SCHALK, T.; HOEFT, S.; KÜHN, V.; KREBS, P.: Verbundvorhaben: Labor- und halbtechnische Untersuchungen zur Entwicklung eines Algenreaktors für die Anreicherung von Methan in Biogasen aus der anaeroben Klärschlammfäulung, (2006) 71 S., Abschlussbericht, Technische Universität Dresden
- [11] ANONYMUS¹: Effizienzsteigerung der Biogasnutzung durch Solarenergie EBSIE (2005) Abschlussbericht
- [12] DOUCHA, J.; STRAKA, F.; Lívanský, K: Utilization of flue gas for cultivation of microalgae (Chlorella sp.) in an outdoor open thin-layer photobioreactor, J of Appl Phycol, Vol.17, (2005) 403-412
- [13] Conde, J. L.; MORO, L. E.; TRAVIESO, L.; SANCHEZ, E.P.; LEIVA, A.; DUPEIRON, R.; ESCOBEDO, R.: Biogas Purification Process using intensive Mikroalgae Cultures, Biotechnology Letters, Vol. 15 (1993) No. 3, P.317-320

Entwicklung einer Software zur verfahrenstechnischen Auslegung von Bioverbundstandorten

Dipl.-Wi.-Ing. (FH) M. Schreiber, Professor Dr.-Ing. H. J. Krautz
Brandenburgische Technische Universität Cottbus, Lehrstuhl Kraftwerkstechnik

Professor Dr.-Ing. habil. R. Müller
Hochschule für Technik, Wirtschaft und Kultur Leipzig (FH), Fachbereich Maschinen- und Energietechnik

Schlüsselwörter: Auslegung, Bilanzierung, Biomasse, Software, Verbund

Zusammenfassung: Die räumliche Konzentration von Einzelanlagen zur Umwandlung von Biomasse zu einem Bioverbundstandort ermöglicht effiziente Prozesse durch die Ausnutzung von Synergieeffekten. Am Lehrstuhl Kraftwerkstechnik der Brandenburgischen Technischen Universität Cottbus wird für Planer und Anlagenbetreiber eine Software zur verfahrenstechnischen Grobauslegung solcher Standorte entwickelt.

Summary: A concentration of single plants for the conversion of biomass to an “integrated biomass production site” leads to higher efficiency due to synergy effects. The Chair of Power Plant Technology at Brandenburg University of Technology Cottbus (Germany) develops a dimensioning software for designers and operators of such sites.

1 Einleitung

Das anhaltend hohe globale Bevölkerungswachstum, die zunehmende Industrialisierung von Entwicklungs- und Schwellenländern und die damit einhergehende, voranschreitende Verknappung fossiler Rohstoffe zwingt die Menschheit zur Erschließung neuer, möglichst regenerativer Energiequellen zur Substitution endlicher Ressourcen. In den vergangenen Dekaden sind daher vielfältigste Verfahren zur Umwandlung von Biomasse entwickelt und erfolgreich in die Praxis eingeführt worden. Ein hierbei innovativer neuer Ansatz ist der Bioverbundstandort. Eine solche räumliche Konzentration verschiedenster Einzelanlagen zur Konversion von Biomasse ermöglicht eine Effizienzerhöhung durch die Ausnutzung von Synergieeffekten, welche sich bei gekoppelten Prozessen ergeben. Aus Sicht des Planers besteht allerdings das Problem, dass gegenwärtig kein Softwareprogramm verfügbar ist, welches die dabei auftretenden komplexen verfahrenstechnischen Verknüpfungen adäquat abbilden und bilanzieren kann.

Gegenwärtig wird am Lehrstuhl Kraftwerkstechnik der Brandenburgischen Technischen Universität Cottbus eine Software entwickelt, welche es Planern und Betreibern dieser Bioverbundstandorte ermöglichen soll, Konzeptstudien und Vorplanungen zu erstellen sowie energiewirtschaftliche Aufgabenstellungen zu bearbeiten.

2 Bioverbundstandort

2.1 Konzept

Die grundlegenden Verfahren der Bioethanol-, Biodiesel- und Biogaserzeugung ermöglichen auf hohem technischen Niveau vielfältige Umwandlungen von Biomasse zu Energieträgern und Reststoffen. Da diese Prozesse jedoch zahlreiche Schwächen und Probleme aufweisen und die Erzeugung von Biokraftstoffen sehr rohstoff- und energieintensiv ist, muss daher die Standortwahl vorrangig von der Rohstoffnähe abhängig gemacht werden. Die zum Teil aufwändige Aufbereitung oder Entsorgung der bei der Konversion anfallenden, mengenmäßig teilweise beträchtlichen Reststoffe ist ebenfalls zu berücksichtigen. Gleichzeitig stellt bei der vielfach praktizierten, kombinierten Erzeugung von Strom und Wärme, beispielsweise in Biogasanlagen, die notwendige konstante Wärmeabfuhr durch entsprechende Abnehmer, insbesondere im Sommer, ein Problem dar. Häufig muss in diesen Zeiträumen die umweltschonend erzeugte Wärme ungenutzt an die Umgebung abgegeben werden.

An diesem Punkt setzt die Idee des Bioverbundstandortes an: Durch die räumlich konzentrierte Anordnung verschiedener Anlagen zur Umwandlung von Biomasse an einem gemeinsamen Standort, können die bei den Einzelanlagen anfallenden stofflichen und energetischen Restströme lokal genutzt werden. Prinzipiell ist auch die Anbindung eines solchen Standortes an einen bestehenden Industriekomplex möglich.

In Abbildung 1 ist beispielhaft das Schema eines möglichen Bioverbundstandortes dargestellt.

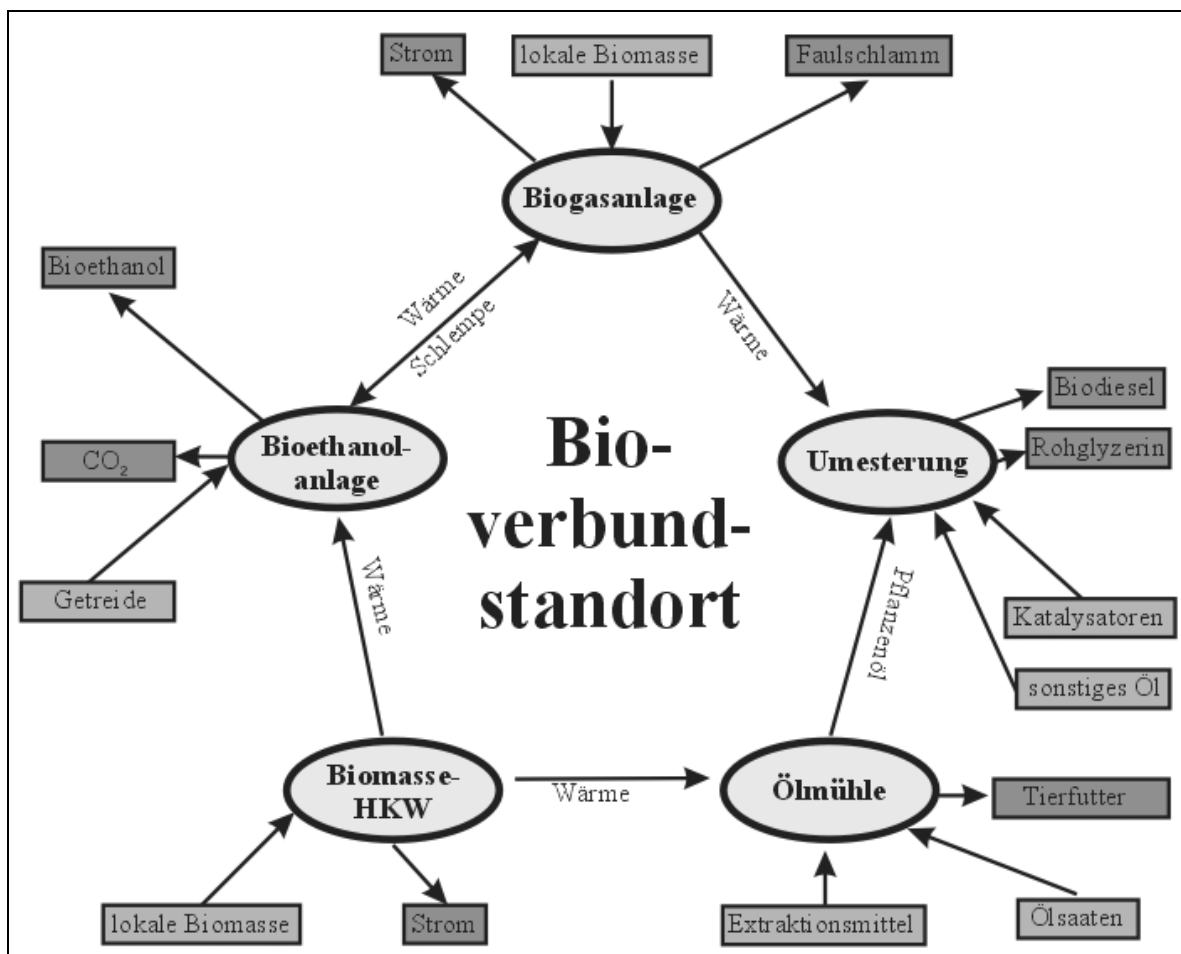


Abb. 1: Schema eines Bioverbundstandortes

Aus energetischer Sicht ist der Verbund besonders vorteilhaft, da neben den Wärmequellen ebenfalls eine Vielzahl an potentiellen Wärmesenken vorhanden sind. Die dadurch nutzbaren Synergieeffekte heben den Verbundstandort von bestehenden Einzelanlagen ab.

Weiterhin ist das aufgezeigte Verbundschemata an geografische Standorte weltweit anpassbar. So würde beispielsweise ein Bioverbundstandort in Brasilien Zuckerrohr zur Erzeugung von Bioethanol verwenden. Die dabei entstehende Bagasse kann dann in einem Biomasseheizkraftwerk verbrannt und so wiederum zur Deckung des Energiebedarfs genutzt werden. Als Ölsaart würde nicht Raps, sondern Soja verwendet. [1]

2.2 Vor- und Nachteile

Folgende Vorteile kennzeichnen einen Bioverbundstandort:

Geringer Transportaufwand

Aufgrund der räumlichen Konzentration der Umwandlungsprozesse innerhalb eines Standortes kann der sonst notwendige Transportaufwand für die Roh- und Reststoffe auf ein Minimum reduziert werden.

Effizienzsteigerung

Die bei der Vernetzung der Prozesse entstehenden Synergieeffekte, insbesondere infolge höherer Wärmenutzungsgrade, steigern die Gesamteffizienz der Biomasseumwandlung.

Globale Anwendbarkeit

Der Bioverbundstandort kann an die geografischen und vegetativen Bedingungen bezüglich seiner verarbeitbaren Eingangsstoffe angepasst werden.

Hohe Produktvariabilität

Die Vielseitigkeit bei der Prozessführung ermöglicht eine breite Palette an Produkten. Neben Biokraftstoffen, Strom und Wärme können auch Düngemittel, Tierfutter und Rohstoffe für die chemische Industrie produziert werden.

Klimaschutz und Ressourcenschonung

Durch die effiziente Umwandlung und Nutzung von Biomasse sowie die Erzeugung biogener Energieträger, wird der Ausstoß von Treibhausgasen reduziert und aktiver Klimaschutz praktiziert. Zudem wird mit der Umsetzung des Konzepts der Kreislaufwirtschaft ein wichtiger Beitrag zur Schonung sowohl fossiler als auch regenerativer Ressourcen geleistet.

Als Nachteile können folgende Punkte angeführt werden:

Hohe Investitionskosten

Da die Synergieeffekte erst bei Anlagen größerer Kapazität (200.000 Jahrestonnen Biodiesel, 100.000 Jahrestonnen Bioethanol) verstärkt ökonomisch relevant und interessant werden, ist, gemessen an bestehenden Einzelanlagen, von relativ hohen Investitionskosten auszugehen.

Großes Einzugsgebiet

Bei Verbundstandorten, deren Kapazitäten in Größenordnungen von bereits bestehenden Einzelanlagen liegen, wird die Rohstoffbereitstellung regional nicht mehr zu sichern sein. Der dadurch notwendige überregionale Rohstoffbezug verursacht wiederum eine Erhöhung des Transportaufwands.

Komplexität

Die hohe Komplexität eines Bioverbundstandortes erfordert eine passgenaue Abstimmung und Optimierung der einzelnen Prozesse auf- und zueinander. [1]

3 Abgrenzung und Methodik

Für die sowohl energetische als auch stoffliche Nutzung und Umwandlung von Biomasse existiert eine Vielzahl an Möglichkeiten (thermisch, physikalisch und biochemisch). In einem ersten Schritt wurden daher zunächst die Prozesse zur Erzeugung der flüssigen Biokraftstoffe Biodiesel und Bioethanol, die Erzeugung und Nutzung von Biogas sowie die Verbrennung pflanzlicher Biomasse betrachtet. Die verwendbaren Ausgangsbio Massen der Prozesse sind ebenfalls sehr vielfältig und zahlreich, so dass hier vorerst die weltweit bedeutendsten Rohstoffe sowie die entstehenden Koppelprodukte der eingesetzten Pflanzen und typische land- und forstwirtschaftliche Erzeugnisse wie Mist und Waldrestholz zu Grunde gelegt wurden.

Für die Entwicklung einer Auslegungsgrundlage eines Bioverbundstandortes sind die darin enthaltenen Prozesse isoliert zu betrachten. In Abhängigkeit der jeweils zugrunde gelegten Ausgangsstoffe ist zu ermitteln, welche Konversionskette durchlaufen werden muss, um das gewünschte Produkt zu erhalten. Hierbei werden allerdings lediglich jene Ketten und Teilprozesse berücksichtigt, welche den aktuellen Stand der Technik repräsentieren.

In einem nächsten Schritt sind die bei diesen Prozessen entstehenden Nebenprodukte auf weitere Verwendungsmöglichkeiten im Sinne eines Verbundstandortes hin zu untersuchen und zu berücksichtigen. Nachdem die Prozessketten bestimmt sind, werden diese zur detaillierteren Untersuchung in isoliert betrachtete und als Blackbox aufgefasste Teilprozesse untergliedert. Dies bietet den Vorteil einer einfachen quantitativen Beschreibung und Bilanzierung.

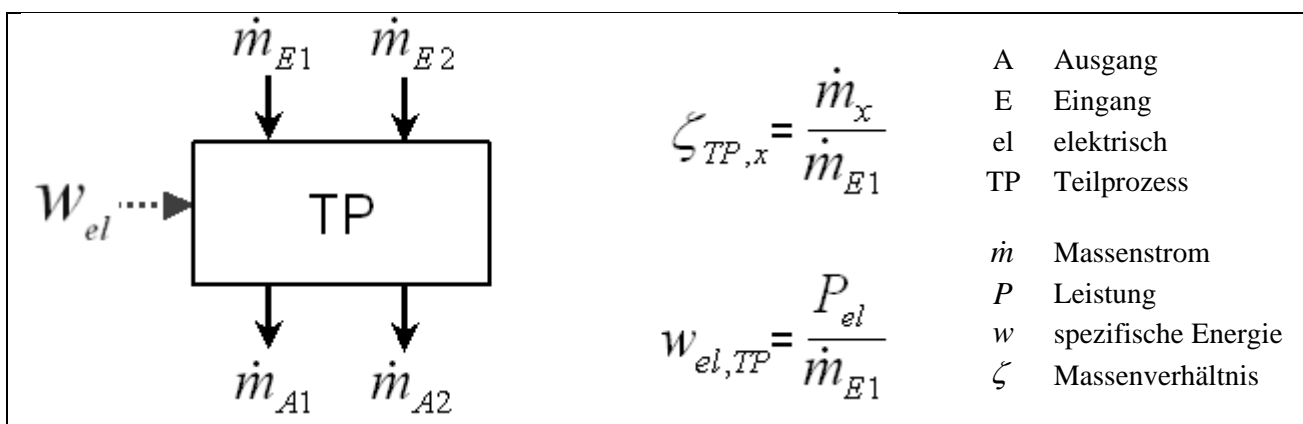


Abb. 2: Darstellung eines beispielhaften Teilprozesses und dessen Kenngrößen

In jeder Blackbox stehen die Massen- und Energieströme in einem für den konkreten Teilprozess charakteristischen Zusammenhang. Zu dessen Beschreibung wurde das Modell der Linear-koeffizienten gewählt, welches von festen Stoffumwandlungsverhältnissen und spezifischen energetischen Größen ausgeht. Prinzipiell kann dieses bei einer späteren Weiterentwicklung auf Kennlinien bzw. Kennfelder erweitert werden.

Für die spätere Verwendung zur computergestützten Auslegung ist es notwendig, einen festen Bezugspunkt zu bestimmen. Zweckmäßigerweise wurde dafür der jeweilige Haupteingangsstoff E1 ausgewählt. Alle in einem konkreten Teilprozess auftretenden stofflichen Umwandlungen und energetischen Ströme werden daher auf eine Masseneinheit von E1 normiert (siehe Abbildung 2). Die dazu notwendigen Daten wurden aus Korrespondenzen mit Anlagenbauern und -betreibern, wissenschaftlichen Monographien und Studien sowie Datenblättern notwendiger Aggregate gewonnen. [1]

4 Auslegungssoftware

4.1 Anforderungen

Das Auslegungsprogramm wird über eine grafische Benutzeroberfläche verfügen, die es dem Planer ermöglicht, mit wenigen Handgriffen die einzelnen Teilprozesse auf dem Bildschirm anzuordnen, miteinander zu verknüpfen und so einen Verbundstandort zu erstellen. Anschließend kann nach einer entsprechenden Eingabe von Auslegungsgrößen eine Standortbilanzierung hinsichtlich Massen- und Energieströmen vorgenommen werden, die als Grobauslegung eine Grundlage für detailliertere Feinauslegungen bilden kann. Dabei wird vorher geprüft, ob der Verbund eindeutig charakterisiert und widerspruchsfrei erstellt wurde.

Zusätzlich zu den verfahrenstechnischen Angaben können auch erste Kostenabschätzungen für die Errichtung und den Betrieb des Bioverbundstandortes vorgenommen werden, um auf dieser Basis mithilfe externer Tools Aussagen über die Wirtschaftlichkeit treffen zu können. Schließlich werden alle relevanten Daten für die weitere Nutzung in Form von Diagrammen, Drucklisten und Exportdateien bereitgestellt. [2]

4.2 Bestandteile

Datenbank

In der Datenbank sind die grundlegenden verfahrenstechnischen Informationen zur Umwandlung der Biomassen hinterlegt. Diese beinhalten die charakteristischen stofflichen und energetischen Kenngrößen für jeden Teilprozess und Eingangsstoff, die spezifischen Investitions- und Betriebskosten sowie Erlöse und die jeweils möglichen Verknüpfungen zu anderen Teilprozessen.

Eine wesentliche Eigenschaft der Datenbank ist ihr modularer Aufbau. Mithilfe einer vordefinierten Nomenklatur und Systematik ist deren Administration leicht zu realisieren. Dadurch kann das bestehende Kennzahlensystem beispielsweise einfach aktualisiert und verfahrenstechnische Neu- und Weiterentwicklungen leicht in Form von neuen Teilprozessen, Rohstoffen und Konversionsketten integriert werden.

Grafische Oberfläche

Die grafische Benutzeroberfläche besteht im wesentlichen aus Arbeitsfläche und Teilprozessbibliothek. Aus letzterer kann der Nutzer einen Prozess auswählen, ihn per Drag&Drop auf die Arbeitsfläche verschieben und zusammen mit weiteren Teilprozessen frei anordnen und verknüpfen. Dabei können auch mehrstufige und alternative Umwandlungsketten parallel abgebildet werden.

Die Eingabe der Qualitäten und Quantitäten der Stoff- und Energieströme erfolgt über Eingabemasken der jeweils individuell editierbaren Eigenschaften des Teilprozesses. Die Ausgabe der Ergebnisse der Bilanzierung wird schließlich über eine optische Anzeige sowie entsprechend aufbereitete Listen und Exportdateien realisiert.

Algorithmus und Rechenkern

Als wesentlichster Bestandteil des Programms verbindet der zugrundeliegende Algorithmus die Datenbank mit der grafischen Oberfläche und ermöglicht so gemeinsam mit dem Rechenkern die vollständige Umsetzung der Bilanzierungsaufgabe. Dabei wird zunächst gemäß der grafischen Eingabe des Benutzers eine Verknüpfungsmatrix generiert, die auf ihre verfahrenstechnische Plausibilität hin überprüft wird. Fehlerhafte Eingaben werden gegebenenfalls angezeigt und Verbesserungsvorschläge unterbreitet. Im nächsten Schritt werden die notwendigen Informationen aus der Datenbank ausgelesen. Mithilfe der dabei extrahierten Koeffizienten wird ein lineares Gleichungssystem aufgebaut, welches direkt numerisch gelöst wird. Das Bilanzierungsergebnis wird ausgegeben und steht danach einer weiteren Bearbeitung zur Verfügung. [2]

4.3 Bearbeitungsstand

Nachdem bereits eine grundlegende Methodik, eine umfangreiche Datenbank und ein funktionierender Prototyp entwickelt worden sind, wird am Lehrstuhl Kraftwerkstechnik zurzeit die Software programmiert. Parallel dazu wird die bestehende verfahrenstechnische Datengrundlage aktualisiert und vergrößert. Weiterhin werden Programmiererweiterungen, wie beispielsweise automatisierte Optimierungen, auf ihre Implementierbarkeit hin überprüft.

5 Literatur

- [1] Schreiber, M.: Algorithmen und Methodik zur verfahrenstechnischen Auslegung von Bioverbundstandorten, HTWK Leipzig, Diplomarbeit, 2007
- [2] Tillmann, C.: Entwicklung eines Algorithmus zur Bilanzierung von Bioverbundstandorten und dessen Umsetzung in Form eines Softwareprototypen, HTWK Leipzig, Diplomarbeit, 2008

HyWindBalance

Ergebnisse des Oldenburger Wind-Wasserstoff-Projekts

Klaus Stolzenburg, Jörg Linnemann, Robert Steinberger-Wilckens
Ingenieurbüro PLANET GbR, Donnerschweer Str. 89/91, 26123 Oldenburg, k.stolzenburg@planet-energie.de

Luis Vera Tudela, Hans-Peter Waldl
Overspeed GmbH & Co. KG, Marie-Curie-Str. 1, 26129 Oldenburg, h.p.waldl@overspeed.de

Matthias Lange
energy & meteo systems GmbH, Marie-Curie-Str. 1, 26129 Oldenburg, matthias.lange@energymeteo.de

Heike Kröger, Sebastian Styrnol, Ulrike Ziebell
Projekt Ökoveat GmbH, Alexanderstr. 416c, 26127 Oldenburg, h.kroeger@oekoveat-gmbh.de

Detlev Heinemann, Hans-Gerhard Holtorf, Mauricio Rojas la Rotta
Universität Oldenburg, Institut für Physik, Abteilung Energie- und Halbleiterforschung, 26111 Oldenburg, hans.holtorf@uni-oldenburg.de

Andreas Ballhausen, Ewald Heyen
EWE Aktiengesellschaft, Tirpitzstr. 39, 26122 Oldenburg, ewald.heyen@ewe.de

Schlüsselwörter: Energiespeicherung, Windenergie, Wasserstoff, Regelenergie, Elektrolyseur, Brennstoffzelle, Simulationen, Wirtschaftlichkeit

Zusammenfassung: Mit zunehmendem Anteil von Windenergie an der Elektrizitätsversorgung stellen sich Fragen der Einbindung dieser Energiequelle, zum Beispiel in Bezug auf die Schwankungen, mit denen Windleistung zur Verfügung steht. Um solche Herausforderungen anzugehen, kombiniert das Forschungs- und Entwicklungsprojekt HyWindBalance Windparks mit dem Speichermedium Wasserstoff. Die wesentlichen Elemente eines Wind-Wasserstoff-Systems sind Elektrolyseur, Wasserstoffspeicher, Brennstoffzellen und eine intelligente Regeleinheit, die den Betrieb des Gesamtsystems unter anderem auf der Basis von Prognosen der Produktion von Windstrom und der Last optimiert. Mit einer solchen Anlage kann zum Beispiel auch Regelenergie bereitgestellt werden. Der Artikel konzentriert sich auf Erfahrungen mit einer Forschungsanlage, auf die Ergebnisse von Simulationen großer Systeme und auf Überlegungen zur Wirtschaftlichkeit.

1. Einführung

Die elektrische Leistung, die von Windparks erzeugt wird, hängt von den natürlichen Schwankungen der Windgeschwindigkeit ab. Während die kurzzeitigen Fluktuationen (einschließlich der Turbulenz) zufällig sind, zeigen die mittelfristigen und räumlichen Schwankungen eine gewisse Korrelation. Wenn große Windenergiesysteme (also zahlreiche Windparks) betrachtet werden, die zwangsläufig über eine beträchtliche Fläche verteilt sind, führt die Korrelation zum Herausmitteln der hochfrequenten (kurzzeitigen) Schwankungen [1]. Somit ist die im Wind enthaltene Energie zu einem großen Teil vorhersagbar. Dies hat zur Entwicklung von Werkzeugen zur Prognose von Windenergie geführt [2].

Die wachsenden Anteile von Windenergie im elektrischen Versorgungssystem führen zu einer Reihe von Herausforderungen:

- Bewirtschaftung des Windenergiepotentials derart, dass aus den natürlichen Ressourcen ein maximaler Nutzen zu ziehen ist,
- Ausbau der Netzkapazität, indem zusätzliche Leitungstrassen die in dieser Hinsicht bisher eher schwach entwickelten Küstenregionen mit den Zentren des Stromverbrauchs verbinden, sowie
- Bereitstellung zusätzlicher Regelenergie, um die Schwankungen der Windstromproduktion auszugleichen.

Es ist zu erwarten, dass aus dem Betrieb großer Offshore-Windparks in Nord- und Ostsee ein erhöhter Bedarf an Regelenergie resultiert. Kritiker behaupten, dies führe zu einem zusätzlichen Einsatz fossiler Brennstoffe in konventionellen Kraftwerken bei geringeren Wirkungsgraden. Daraus wiederum folgten zusätzliche Emissionen, was im Gegensatz zum Ziel einer umweltfreundlichen Bereitstellung von elektrischer Energie aus Wind stehe [3].

1.1 Das HyWindBalance-Konzept

Die elektrischen Netze müssen an die Randbedingungen bei einer hohen Durchdringung mit Strom aus erneuerbaren Energiequellen angepasst werden. Eine genauere Analyse zeigt, dass viele Vorhersage-Werkzeuge zum Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch schon heute verfügbar sind. So sind Wettervorhersagen seit Jahrzehnten Bestandteil des Netzmanagements, ebenso wie wissensbasierte Ansätze zur Prognose des Strombedarfs bzw. zum Ausgleich kurzfristiger, statistischer Schwankungen der Last. Somit verringert sich das Problem der Einbindung schwankender erneuerbarer Energiequellen darauf, diese neuen Anforderungen in die Regelung des Netzes optimal zu integrieren.

Das HyWindBalance-Konzept geht diese Herausforderung an, indem elektrische Energie aus Wind chemisch in Form von Wasserstoff gespeichert wird. Das Konzept verbindet Produktion und Lagerung von Wasserstoff sowie seine Rückverstromung mit einer „intelligenten“ Steuerung, die Routinen zur Prognose sowohl der Windleistung als auch der Last sowie (optional) die Verwendung von Preisdaten vom Spotmarkt für elektrischen Strom umfasst. Abbildung 1 bietet einen Überblick der Komponenten des Systems und ihrer Wechselwirkung. Ziel ist es, ein Wind-Wasserstoff-System zu entwickeln, das als „virtuelles Kraftwerk“ für die Windenergie eine Reihe Optionen bietet:

- Planmäßige Erzeugung, um Windenergie „kontrollierbar“ zu machen,
- Vermeidung zusätzlichen Bedarfs an Regelenergie (Sekundär-Reserve) aus konventionellen Kraftwerken, und
- Vermarktung von Windstrom als Regelenergie oder Spitzenleistung auf dem Spotmarkt.

Mittelfristig wird es auch möglich sein, Wasserstoff aus Windenergie auf anderen Märkten zu verkaufen, z.B. als Kraftstoff für Straßenfahrzeuge.

Unternehmen und Institutionen mit unterschiedlichen Ausrichtungen arbeiten in HyWindBalance zusammen: von der Grundlagen- und angewandten Forschung über Ingenieurbüros und Consultings aus den Bereichen Windenergie, Energiewirtschaft, Wasserstofftechnik und Informationssysteme bis hin zu einem Finanzdienstleister und einem Energieversorger [4].

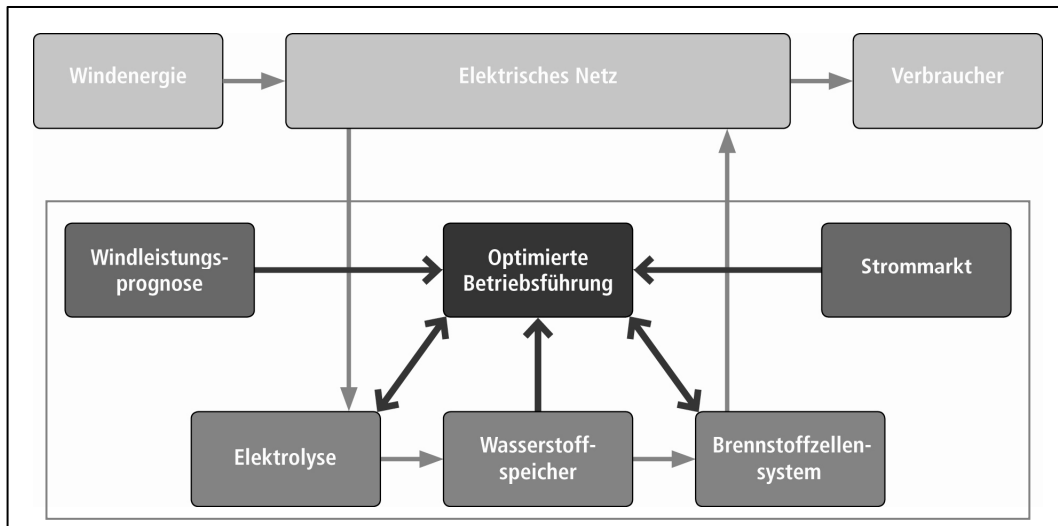


Abbildung 1: Schema des HyWindBalance-Konzepts. Helle Pfeile bezeichnen Energieflüsse, dunkle Pfeile stehen für Informationsflüsse.

Die Pläne für große Offshore-Windparks vor der deutschen Küste, die in den nächsten 10 bis 20 Jahren umgesetzt werden sollen, sind der Katalysator für das Projekt. Das HyWindBalance-Konzept kann jedoch auch an andere Bedingungen angepasst werden, zum Beispiel zur Versorgung von Inseln mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energiequellen.

Die Entwicklung und Erprobung kommerzieller Anlagen bis zum Gigawatt-Bereich wird eine Folge von Skalierungsschritten umfassen und etwa eine Dekade dauern. Dieser Artikel stellt die bisher durchgeführten Arbeiten vor.

Zu den Aufgaben der aktuellen F&E-Phase gehören:

- das Sammeln von Erfahrungen mit dem Betrieb einer Forschungsanlage,
- die Entwicklung von Betriebsstrategien unter verschiedenen meteorologischen, technischen und wirtschaftlichen Bedingungen,
- die Programmierung eines Simulationswerkzeugs, das das Verhalten der Komponenten und der Einheit zur Betriebsführung abbilden kann,
- die Bewertung der Machbarkeit großer Wind-Wasserstoff-Systeme, und
- die Entwicklung eines Moduls für die universitäre Ausbildung zu den Themen Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Technologie, Energiespeicherung, Regelenergie usw.

Der Artikel konzentriert sich auf die Forschungsanlage, auf die Ergebnisse von Simulationen großer Systeme sowie auf Überlegungen zur Wirtschaftlichkeit.

2. Die Forschungsanlage

Die Forschungsanlage dient dazu, die Leistungsfähigkeit eines Wind-Wasserstoff-Systems und seiner Komponenten unter realistischen Betriebsbedingungen zu testen. Sie wurde im Energielabor der Universität Oldenburg errichtet, wo seit über 25 Jahren Forschung und Lehre zu den erneuerbaren Energiequellen stattfinden [5]. Die Anlage besteht aus:

- einem alkalischen Elektrolyseur, der bis zu 1 Nm³/h Wasserstoff bei 30 bar erzeugen kann bei etwa 6 kW (wechselstromseitig) installierter Leistung (Hersteller: Accagen),
- einer PEM-Brennstoffzelle mit einer elektrischen Nennleistung von 1,2 kW (Hersteller: Ballard),
- einer steuerbaren elektronischen Last (bis zu 1 kW Gleichstrom) für die Brennstoffzelle; siehe Abbildung 2,
- einem Wasserstoffspeicher bestehend aus 2 Bündeln zu je 12 Flaschen mit jeweils 50 Litern geometrischem Volumen und 200 bar Nenndruck,
- einer Steuer- und Regeleinheit,

sowie Nebenaggregaten wie Wasseraufbereitung, Stickstoffversorgung etc.

Es wurden lediglich kommerziell erhältliche Komponenten ausgewählt (also keine Prototypen), um ein realistisches Bild des „state of the art“ zu gewinnen und um die üblichen Gewährleistungen zu erhalten.

Das System ist nicht an eine Windenergieanlage gekoppelt, sondern bekommt das Signal für die Eingangsleistung von der Steuer- und Regeleinheit. Das Gleiche gilt für das Lastsignal, das die elektronische Last bzw. die Brennstoffzelle steuert. Vorteil dieser Vorgehensweise ist, dass dieselben Zeitreihen der Eingangsleistung und der Last wiederholt auf das System einwirken können, wobei die Betriebsparameter variiert werden. Die Zeitreihen werden, zum Beispiel, aus gemessenen Windleistungs- und Lastdaten gewonnen, indem diese entsprechend auf die Größe der Forschungsanlage skaliert werden.

Es wird kein Kompressor verwendet, um die Flaschenbündel zu füllen. Somit ist der maximale Speicherdruck 30 bar, was einer Wasserstoffmenge von rund 36 Nm³ und damit 1,5 Volllast-Tagen des Elektrolyseurs bzw. der Brennstoffzelle entspricht. Dies ist für die Versuchsreihen mit diesem System ausreichend. Grund für den Verzicht auf einen Kompressor waren geringere Investitionskosten und die Vermeidung von Problemen wie Ausfallzeiten oder Verunreinigung des Wasserstoffs, wie sie in anderen Projekten aufgetreten sind [6].

Eine entscheidende Fähigkeit, die ein Wind-Wasserstoff-System besitzen muss, ist es, unmittelbar Änderungen der Eingangsleistung, die in Wasserstoff umgewandelt werden soll, bzw. der geforderten Ausgangsleistung, die von der Brennstoffzelle bereitzustellen ist, zu folgen. Dementsprechend wurden Brennstoffzelle und Elektrolyseur bezüglich dieser Anforderung getestet.

Abbildung 3 zeigt beispielhaft das Antwortverhalten der Brennstoffzelle bei einem plötzlichen starken Anstieg der Leistung, die von der elektronischen Last angefordert wird, wenn sich der Stack etwa auf Umgebungstemperatur befindet. Die kritische Beobachtung ist, dass die Spannung von über 40 V auf etwa 23 V einbricht. Bei 21 V hätte die Steuerung der Brennstoffzelle einen Lastabwurf veranlasst. Es dauert mehr als fünf Minuten, bis die Spannung wieder ein Niveau nahe dem tolerierbaren Wert rund 33 V erreicht. Einbrüche der Spannung bis unter 30 V treten auch dann auf, wenn die Temperatur des Stacks im Nennbereich liegt (ca. 50°C) und die angeforderte Leistung von 0 auf 1 kW springt.

Spannungswerte unter dem Grenzwert von ca. 33 V können sich negativ auf die Lebensdauer der Zellmembranen auswirken. Da plötzliche Lastsprünge beim Betrieb eines Wind-Wasserstoff-Systems häufig zu erwarten sind, ist das beobachtete Verhalten der Brennstoffzelle kritisch.

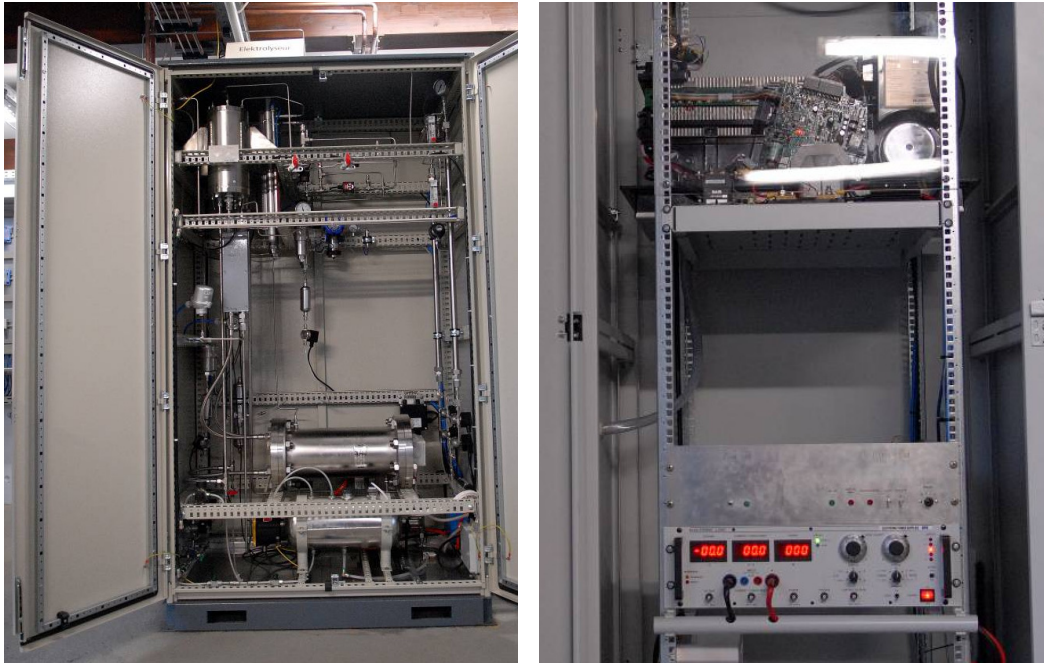


Abbildung 2: Alkalischer Elektrolyseur mit max. 1 Nm³/h Wasserstoffproduktion (links), PEM-Brennstoffzelle mit 1,2 kW elektrischer Nennleistung (oben rechts) und elektronische Last (unten rechts).

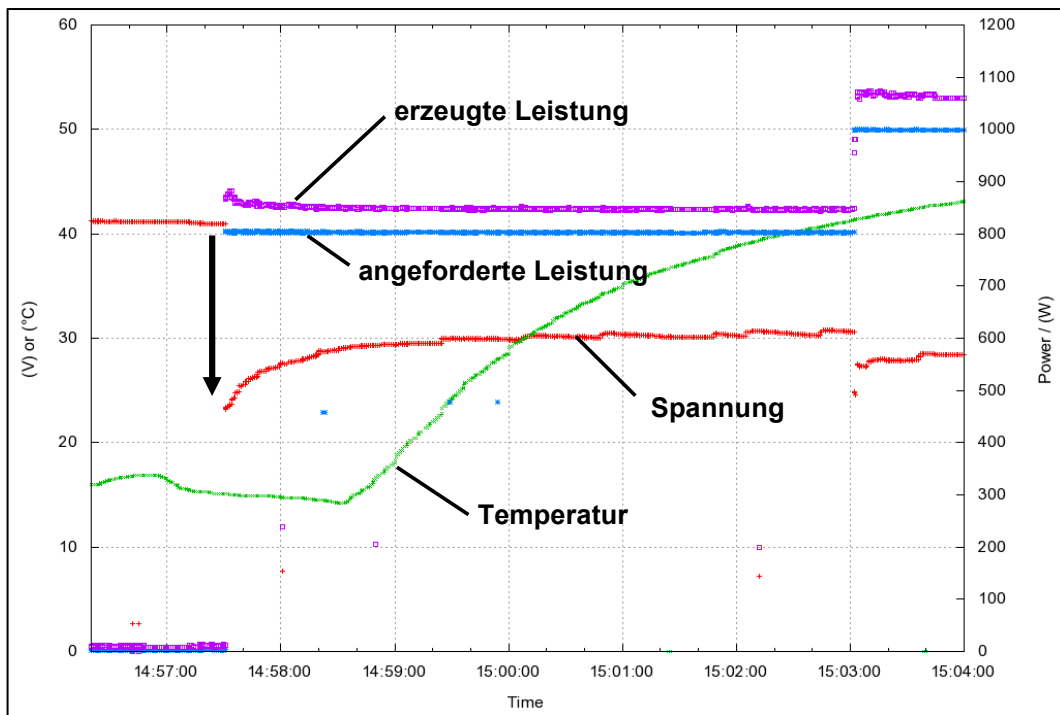


Abbildung 3: Sprungantwort der Brennstoffzelle. Um etwa 14:57:30 Uhr steigt die angeforderte Leistung plötzlich von 0 auf 800 W und die Brennstoffzelle reagiert entsprechend mit erzeugter Leistung. Die Spannung sinkt jedoch stark ab (durch den Pfeil verdeutlicht). Ursache für den Spannungseinbruch ist die Veränderung des Arbeitspunkts im Blick auf Brennstoffzufuhr, Feuchte der Membran und Temperatur.

Die Brennstoffzelle folgt der Leistungsanforderung mit einer Verzögerung von etwa 3 Sekunden (in Abbildung 3 nicht erkennbar). Auch der Elektrolyseur „hinkt“ schnellen Lastwechseln hinterher:

Wenn die Steuerung plötzlich eine deutlich höhere Produktionsrate vorgibt, dauert es einige Sekunden, bis die Eingangsleistung tatsächlich ansteigt.

Ein weiterer wichtiger Parameter für ein System zur Energiespeicherung ist seine Effizienz. Typische Wirkungsgrade für alkalische Druckelektrolyseure liegen heute bei etwa 67% (bezogen auf den unteren Heizwert von Wasserstoff) und für PEM-Brennstoffzellen bei etwa 45% (elektrischer Wirkungsgrad). Ohne Berücksichtigung von Nebenaggregaten folgt ein Wirkungsgrad von etwa 30% für die Schleife Elektrizität-zu-Wasserstoff-zu-Elektrizität. In Zukunft scheinen mehr als 40% erreichbar. Das aktuelle Forschungssystem zeigt einen Gesamtwirkungsgrad von etwa nur 20% (alle Nebenaggregate einbezogen). Die Optimierung der Effizienz ist kein Schwerpunkt der jetzigen F&E-Phase.

3. Untersuchung großer Systeme

Um die Leistungsfähigkeit großer Systeme zu beurteilen, wurden mehrere von Fallstudien durchgeführt. Dazu gehören:

- Bereitstellung von „grüner“ Ausgleichsenergie,
- Teilnahme am Spotmarkt für elektrischen Strom,
- Kappung von Spitzen auf der Erzeugungs- und/oder auf der Lastseite, und
- Bereitstellung von Leistung gemäß einem selbstdefinierten Fahrplan.

Die letzte Option wird im Folgenden diskutiert.

Derzeit wird grüner Strom zahlreichen Ländern Europas mit einem festen Satz pro Kilowattstunde über einen Zeitraum von, zum Beispiel, 20 Jahren ab Inbetriebnahme der Anlage vergütet. Ein erster Schritt hin zu einem mehr marktorientierten Ansatz kann in einer (teilweisen) Kopplung der Vergütung an die Strompreise auf dem Spotmarkt bestehen.

Alternativ dazu könnte das Einhalten einer Prognose honoriert werden, die 24 bis 48 Stunden im Voraus erstellt wird. Ein solcher Ansatz wird derzeit in Spanien auf freiwilliger Basis erprobt: Die tatsächliche Bereitstellung von Windleistung wird gegen eine „Day ahead“-Vorhersage bewertet, die vom Betreiber selbst abgegeben wurde.

Das für HyWindBalance verwendete Prognosewerkzeug ist ein sogenanntes physikalisches System, das auf der meteorologischen Beschreibung der Atmosphäre beruht [2]. Mit Hilfe dieses Modells wird die Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe berechnet und in die Leistungskennlinien der Windenergieanlagen eingesetzt. Das System kann Vorhersagen für einzelne Windparks oder für alle Parks einer ganzen Region bis zu fünf Tage im Voraus liefern.

Abbildung 4 vergleicht eine „Day ahead“-Prognose für alle Windparks im Nordwesten Deutschlands (2.300 MW installierte Leistung) mit der stündlich tatsächlich erzeugten Windleistung über einen Zeitraum von 100 Stunden im Jahr 2005. Dabei ist zu beachten, dass die hier gezeigte Prognose gegenüber dem, was damals vorhergesagt wurde, systematisch abgesenkt wurde: Von den Stundenwerten wurde jeweils ein Betrag von 57,5 MW abgezogen, was 2,5% der installierten Windleistung entspricht. Dieser „Vorwegabzug“ steht für die Energie, die zur Erzeugung von Wasserstoff mittels Elektrolyse benötigt wird. Das Ausmaß dieses Abzugs wird durch den Pfeil bei Stunde 115 deutlich gemacht. Er zeigt, dass die ursprünglich Prognose (ohne Abzug) und die tatsächliche Erzeugung zu diesem Zeitpunkt gut übereingestimmt hätten.

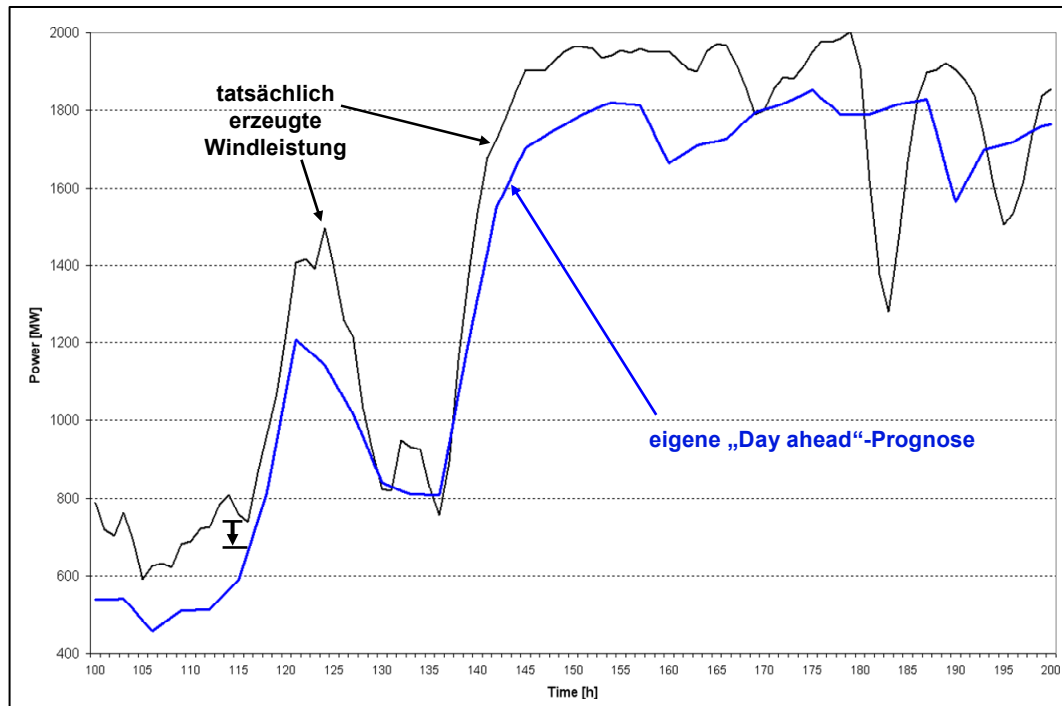


Abbildung 4: Vergleich zwischen einer (eigenen) „Day ahead“-Vorhersage der Windleistung und der tatsächlichen Erzeugung über 100 Stunden im Jahr 2005 für alle Windparks im Nordwesten Deutschlands. Die hier gezeigte Prognose wurde gegenüber der Original-Zeitreihe um konstante 57,5 MW abgesenkt, um Energie zur Produktion von Wasserstoff zur Verfügung zu haben.

Der Verlauf beider Kurven in Abbildung 4 ist zunächst ähnlich, wobei die Leistungswerte zu den meisten Zeitpunkten aber nicht übereinstimmen. (Dies wäre nicht auch der Fall, wenn die Prognose nicht abgesenkt worden wäre.) Ab etwa Stunde 180 unterscheiden sich die Zeitreihen jedoch deutlich. Der Grund dafür ist, dass die Windgeschwindigkeit so stark anstieg, dass viele Windenergieanlagen aus Sicherheitsgründen abschalten mussten und die Erzeugung entsprechend einbrach. Dies wurde von der Prognose so nicht vorausgesehen.

Abbildung 5 zeigt das gleiche Zeitfenster mit einer weiteren Kurve. Das Gesamtsystem „Windparks plus HyWindBalance“ hält die Prognose deutlich besser ein als die Windparks allein. Die HyWindBalance-Anlage umfasst dabei 230 MW Elektrolyse sowie Brennstoffzellen mit der gleichen elektrischen Nennleistung. Die Anlage kann also 10% der installierten Windleistung aufnehmen bzw. abgeben. Wenn die erzeugte Windleistung über der Prognose liegt, wird Wasserstoff erzeugt. Wenn die Windleistung die Prognose nicht erreicht, dann wird Wasserstoff rückverstromt.

Abbildung 5 macht deutlich, dass die „eingespeiste Leistung mit HyWindBalance“ die Prognose gut trifft, solange der Unterschied zwischen Windleistung und Prognose kleiner als 230 MW bleibt. Bei größeren Abweichungen erreicht das System natürlich seine Grenzen, zum Beispiel um die Stunde 183. Der starke Leistungseinbruch in diesem Zeitbereich wird um 230 MW verringert (siehe den Pfeil in Abbildung 5). Um ihn komplett auszugleichen, wäre ein doppelt so großes Brennstoffzellen-System nötig.

Eine Verdopplung der Brennstoffzellen-Leistung ist jedoch nicht vorteilhaft, wie die folgende Analyse für einen größeren Zeitraum zeigt.

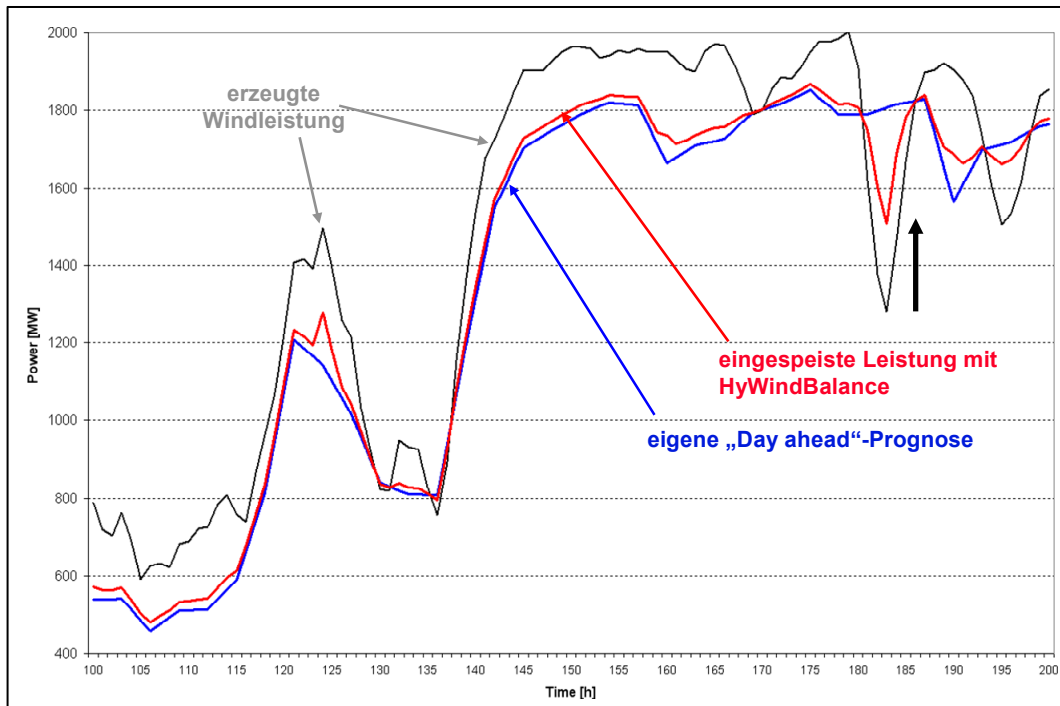


Abbildung 5: Mit dem HyWindBalance-System liegt die eingespeiste Leistung deutlich näher an der Prognose. Wegen der begrenzten Größe der Systemkomponenten können extreme Unterschiede zwischen der erzeugten Windleistung und der Vorhersage jedoch nicht vollständig ausgeglichen werden (siehe z.B. um die Stunde 183).

In Abbildung 6 ist die Verteilung der relativen Abweichungen von der “Day ahead“-Prognose für den Nordwesten Deutschlands im Zeitraum Januar bis Oktober 2005 dargestellt. Dabei stehen die schwarzen Balken für Abweichungen der tatsächlichen Windleistung von der Original-Prognose (ohne 57,5 MW Abzug). Die weißen Balken zeigen die Abweichungen der eingespeisten Leistung von der eigenen Prognose (mit Abzug) unter Einsatz eines „HyWindBalance-Systems“.

Ohne Energiespeicherung mittels Wasserstoff stimmen Prognose und tatsächliche Erzeugung in 43% aller 7.296 Stunden überein. Abweichungen bis zu $\pm 35\%$ der installierten Leistung treten auf. Mit HyWindBalance wird eine Übereinstimmung zu mehr als 91% der Stunden erreicht. Die Abweichungen liegen dann im Bereich zwischen -25% und $+30\%$ der installierten Leistung.

Negative Abweichungen von der Prognose sind die wesentliche Herausforderung, da sie nicht durch Abregeln von Windenergieanlagen vermieden werden können, wie es bei positiven Abweichungen möglich, wenn auch nicht wünschenswert ist. Ohne Wasserstoff-Energiespeicherung, wird die Prognose während 1.978 Stunden nicht erreicht (etwa 27% aller Stunden). Mit HyWindBalance kann die Anzahl dieser Stunden auf etwa 200 Stunden reduziert werden, also um rund einen Faktor 10.

Bei einer Verdoppelung der Größe des Brennstoffzellensystems auf 460 MW kann die Anzahl der Stunden mit negativer Abweichung erneut um einen Faktor 10 auf nur noch 20 Stunden gesenkt werden. Es erscheint aber nicht sinnvoll, 230 MW zusätzlich zu installieren, die dann nur rund 200 Stunden im Jahr genutzt werden.

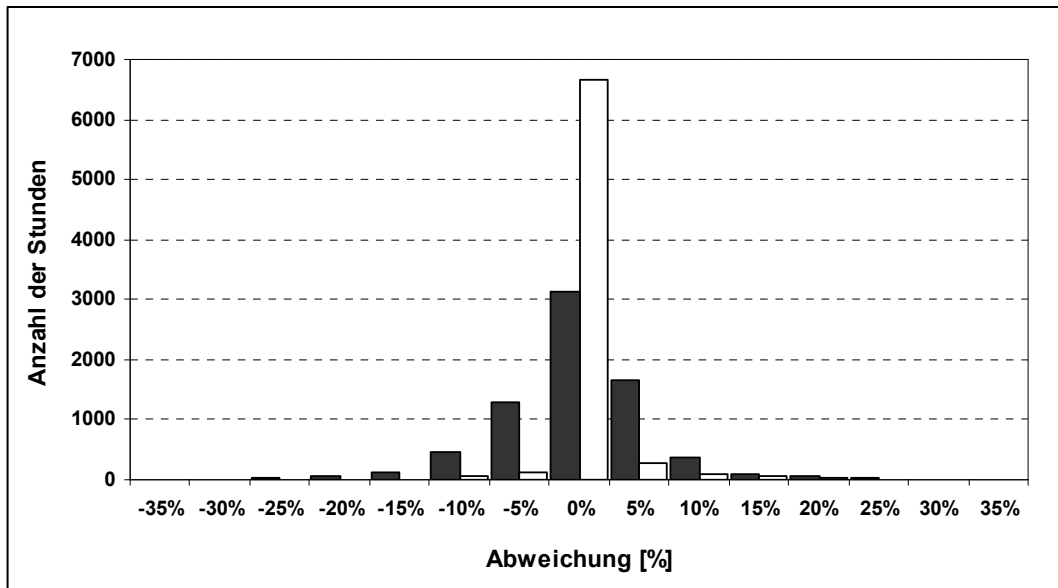


Abbildung 6: Verteilung der relativen Abweichungen der tatsächlich erzeugten bzw. eingespeisten Leistung von der „Day ahead“-Vorhersage ohne (schwarze Balken) und mit (weiße Balken) einem HyWindBalance-System über einen Zeitraum von 7.296 Stunden (Januar – Oktober 2005). Im Fall „ohne HyWindBalance“ werden die Abweichungen von der Original-Prognose (d.h. ohne 57,5 MW-Abzug) bestimmt.

4. Wirtschaftliche Überlegungen

Die Arbeiten an den wirtschaftlichen Berechnungen sind noch nicht abgeschlossen. Es ist allerdings wichtig, die Bedeutung des Wasserstoff-Speichers in dieser Hinsicht hier zu erwähnen. Tabelle 1 macht deutlich, dass die Kosten für diese Komponente als Teil eines Wind-Wasserstoff-Systems einen erheblichen Anteil der Investition ausmachen, wenn der Speicher den Betrieb der Brennstoffzellen über mehrere Tage sicherstellen soll¹. Vorteile, die sich aus einem größeren Speicher mit Blick auf die Einnahmen ergeben (Vergütung bereitgestellter Leitung etc.) müssen also sorgfältig gegen den Nachteil der höheren Investition abgewogen werden.

Die angemessene Speichergröße hängt ab von der wesentlichen Aufgabe, die das Wind-Wasserstoff-System erfüllen soll (z.B. Bereitstellung von Regelenergie, Einhalten eines selbstdefinierten Fahrplans, etc.). Für die Simulationen, die im vorangehenden Abschnitt diskutiert werden, wurde der Einfachheit halber zunächst ein unendlich großer Speicher angenommen, um den technischen Bedarf (in Gestalt der maximalen Füllmenge) zu ermitteln. Im nächsten Schritt ist die Speichergröße zu optimieren, indem das Modell um „wirtschaftliche“ Routinen ergänzt wird.

5. Zusammenfassung und Ausblick

Der Betrieb der Forschungsanlage hat gezeigt, dass die wesentlichen Komponenten Verbesserungspotentiale besitzen, insbesondere im Blick auf ihr Antwortverhalten bei schnellen, starken Lastwechseln und in Bezug auf ihre Effizienz. Die Wechselwirkungen zwischen Anforderungen im „harten“ Alltagsbetrieb einerseits und ihren Auswirkungen auf die Lebensdauer einzelner Komponenten andererseits müssen weiter untersucht und optimiert werden.

¹ Man kann annehmen, dass die Investitionskosten der einzelnen Komponenten eines Wind-Wasserstoff-Systems mehr oder weniger linear mit ihrer Größe (Leistung) ansteigen, so dass sich für große Anlagen ähnliche Kostenanteile wie in Tabelle 1 ergeben.

Tabelle 1: Aufschlüsselung der Investitionskosten für ein Wind-Wasserstoff-System mit einem Elektrolyseur zur Produktion von 55 Nm³/h und einer Brennstoffzelle mit 200 kW elektrischer Nennleistung. Die Kapazität des Speichers ist in Volllasttagen der Brennstoffzelle ausgedrückt.

	Anteil an der Gesamt-Investition			
	Elektrolyseur	Brennstoffzelle	Speicher	Andere
System mit Speicher für 2 Tage	21%	39%	18%	22%
System mit Speicher für 5 Tage	16%	31%	35%	18%

Im Vergleich zum Forschungssystem muss mittel- bis langfristig eine Verdoppelung des Wirkungsgrades der Schleife Elektrizität-zu-Wasserstoff-zu-Elektrizität erreicht werden.

Aus den Simulationen großer Systeme folgt, dass die Fehler von Windleistungsprognosen mit einem System wie HyWindBalance erheblich korrigiert werden können. Neben den technischen Grenzen sind dabei insbesondere wirtschaftliche Randbedingungen zu beachten.

Die Wandlung und Speicherung von Energie ist immer teurer als ihre direkte Nutzung. Trotzdem kann die Gewährleistung der Netzstabilität Energiespeicher notwendig machen. Wenn Speicher eingesetzt werden müssen, dann sind zunächst die Vor- und Nachteile der verfügbaren Speichertechnologien gegeneinander abzuwägen in Bezug auf Leistungsfähigkeit, Kosten, Effizienz, Umsetzbarkeit unter den örtlichen Bedingungen usw.

Im Licht der Diskussion um die Folgen der Klimaveränderung sollten Energiespeicher nicht nur in Bezug auf die gegenwärtigen Energiekosten bewertet werden. Ihre Umweltverträglichkeit spielt eine ebenso große Rolle. Wasserstoff als Energiespeicher ist eine wichtige Option, um mit den Schwankungen der Windleistung effizient und ökologisch vorteilhaft umzugehen. Weitere Arbeiten werden zeigen, unter welchen Bedingungen Wind-Wasserstoff-Systeme wirtschaftlich zu betreiben sind.

6. Danksagungen

Die hier vorgestellten Aktivitäten wurden mit Mitteln des Niedersächsischen Umweltministeriums, aus dem Europäischen Fonds für regionale Entwicklung sowie von der EWE AG unterstützt.

7. Referenzen

- [1] H.G. Beyer, J. Luther, R. Steinberger-Willms: Fluctuations in the combined power output from geographically distributed grid coupled wind Energy conversion systems - An analysis in the frequency domain. Wind Engineering, 14 (1990), 179-192.
- [2] M. Lange, U. Focken: Physical approach to short-term wind power prediction. Springer, Berlin Heidelberg New York, 2005, ISBN 3-540-25662-8.
- [3] W. Leonhard, K. Müller: Ausgleich von Windenergieschwankungen mit fossil befeuerten Kraftwerken – wo sind die Grenzen? EW 101(2002), 30-37.
- [4] www.hywindbalance.de
- [5] www.ppre.de
- [6] K. Stolzenburg, V. Tsatsami, H. Grubel: Lessons learned from infrastructure operation in the CUTE project, Int. Journal of Hydrogen Energy (2008), in Druck.

Prospects of Combined Concentrating Solar Power Plant Technologies and Solar Cooling Applications in Thailand

S. Sukchai, and A.Pongtornkulpanich

*Solar Thermal Research Division, School of Renewable Energy Technology, Naresuan University,
Phitsanulok 65000, Thailand*

sukruedeen@nu.ac.th

Key words: solar power plant, solar cooling

Abstract: This presents the successful demonstration system of absorption cooling system and the concentrating solar power plant technology; solar parabolic trough type which shows that it has high potential to utilize in Thailand now. And also, the possibility to combine the concentrating solar power plant and absorption cooling system as the technologies is available at the present.

1. Introduction

Nowadays, energy consumption is increasing rapidly throughout the world. Oil and natural gas price rises continuously. The primary energy consumption is around 3% increasing, this relates to the revival of the world economy and Chinese economic growth. The primary energy consumption in Asian-Pacific countries is 6.9% increasing in maximum. Meanwhile, for the world energy reserve and sustainability, it indicates that 85% of world oil reserve is in only 11 countries, 75% of natural gas is in only 9 countries and 90% of coal reserve is in only 10 countries which are in the same countries group. And also, the global warming is world critical problem that mainly caused by the fossil fuel use. Moreover, the population growth pressures to world energy crisis. The world population growth rate is 1.2-2% per year which is expected to be two times of present population number in year 2050. Thus, providing enough efficient energy is very important as the primary energy consumption can be increased 1.5-3% of current primary energy consumption.

In Thailand, energy consumption can be separated into 3 parts; 40% in industrial sectors, 35% in business sectors and 25% in household. Recently, more than 50% of electricity cost which accounts around 50×10^3 GWh/year is paid for air conditioners as Thailand has hot and humid climate [1]. This figure is growing rapidly, as new buildings are outfitted and existing buildings are upgraded, resulting in an estimated 400,000 additional air-conditioning units per year, each with an average power usage of 1500 Watt. At this rate, Thailand needs to construct a new power plant at least 600 MW each year if all air-conditioning unit operate at the same time during the year. The air conditioner is the major electricity consumer. It is clear that air conditioning is a field where significant results can be achieved if the current vapor compression cycle (VCC) systems can be replaced by better, less conventional energy intensive technologies. It could help much in energy saving. And also, it could help to slow down or deduct the number of new power plant construction.

Thailand locates on equatorial zone that gets consistent solar radiation during the year. From the study of the Department of Alternative Energy and Efficiency, Thailand, it was found that the daily average of solar radiation was $5 \text{ kWh/m}^2\text{-day}$. So, the total solar radiation hit all over area ($514 \times 10^9 \text{ m}^2$ or 320 rai) throughout the year should be around $940,000 \times 10^3$ GWh. This number figures 9,400 times of electricity requirement of Thailand. It indicates clearly that solar energy has enough potential to utilize for energy source in Thailand. Hence, a very promising solution is the vapor absorption cycle (VAC) which, unlike the work-driven VCC, is a thermal-driven cycle. Its main

energy input comes from a thermal source, such as a solar collector array. This greatly reduces the cooling system's electricity consumption, and is an important step towards decentralized energy production. Another major advantage of VAC over VCC devices is that they don't use CFC refrigerants and therefore don't contribute to depletion of ozone layer. Taken together these characteristics make VAC technology a very interesting option both from long-term financial and environment viewpoints.

To select the appropriate type of chiller and solar collector are very important as they effect to the system efficiency and cost.

2. Utilization of solar cooling system in Thailand

The successful demonstration system described here is the first fully operational solar vapor-absorption cooling (SVAC) system in Thailand which was designed to achieve the energy supply target of 70% from solar energy and 30% from heat backup system with operation time from 7.00 am - 5.00 pm. This 10 ton (35 kW) LiBr/H₂O cooling system is located at the School of Renewable Energy Technology (SERT), Naresuan University, Thailand[2]. It supplies the main testing building's air conditioning with daily cooling. The research demonstrates the technical viability of solar absorption cooling systems to meet today's air-conditioning demand, and at the same time gives a clear picture of the economic aspects of these systems. In this way, aid future research in improving solar absorption cooling technology, and help break down the cost-barriers which currently prevent its widespread commercialization was expected.

The 10-ton LiBr/H₂O solar absorption cooling system at SERT, was installed in 2005, and has been supplying cooling for the main testing building's air-conditioning since. The overall system consists of six major components:

- Roof-mounted solar collector; the collector field which is the main heat source for the chiller is mounted on the roof of testing building, area of 72 m² heat pipe solar collector that converts incident solar radiation to thermal energy and transfers this to the working fluid; water. There are 30 heat pipe collectors arrange in 5 series of 6 units. The units are the model AP-30 manufactured by Apicus, each with an absorber area of 2.4 m².
- 10-Ton LiBr/H₂O water-fired single effect chiller: Model: WFC SC-10 water-fire single effect chiller manufactured by Yazaki. It employs a lithium bromide water solution (LiBr/H₂O), under vacuum, as the working pair. The nominal operating range for the hot water input is 70-95^oC at 2.4 liters/second, resulting in chilled water at about 7^oC and 1.5 liters/second. Cooling water is supplied by a BKC-30 RT -30 tons cooling tower.
- Storage tank; to ensure a stable supply of hot water a 400 liters tank functions as a thermal buffer between collector and chiller.
- Heat backup system; as the chiller requires a hot water temperature between 70^oC and 95^oC. when the temperature of the water exiting the storage tank drops below 70^oC, the LPG-fired back up heating unit is activated.
- Cooling tower; it is generally needed for absorption system. In this system, cooling water is supplied by a BKC-30 RT cooling tower with a capacity of 30 tons.

- Fan coil air handling units; the chilled water is distributed to four Ecoair WQW-32V fancoil units which have a nominal cooling capacity of 32,000 BTU/h (9.4 kW).

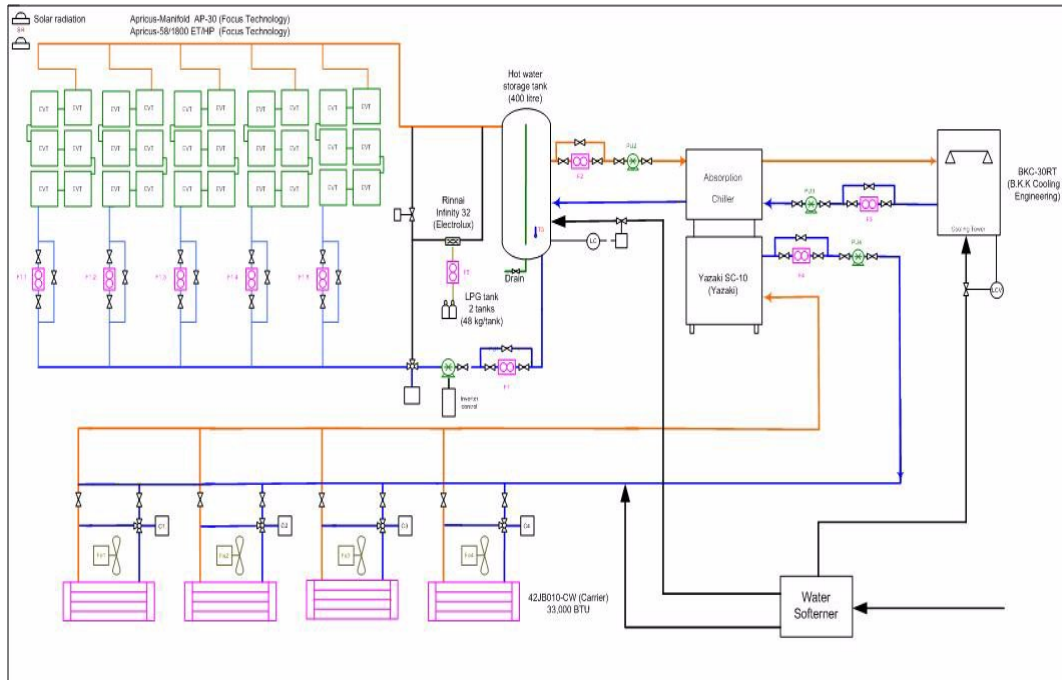


Fig 1 Piping Diagram of 10-ton solar-driven single-effect absorption cooling

-System control and monitoring; the entire installation is controlled and monitored by a custom-design computer system. On activation each day, the system runs through a startup procedure. If sufficient solar radiation is available, it starts the pump to circulate water through the collector array. The collector output temperature is monitored until it rises above 75°C , after which the absorption chiller is turned on. The temperature of water entering the chiller's generator is continuously measured to ensure delivery of sufficient thermal energy. If this temperature drops below 70°C the LPG-fired backup heater is activated, augmenting the warm water extracted from hot water storage tank. During operation the chilled water temperature exiting the chiller is monitored to verify that the system is functioning correctly.

From the data measured over the year 2006, only days when the cooling system was operated continuously for more than 5 hours and data logger was activated are included, the solar fraction varies from 63% up to almost 100% with a yearly average of 81%. The two main factors affecting the solar fraction are the meteorological conditions and the operating time of day.

The economic aspects of a SVAC system differ from traditional VCC devices in that the initial installation costs are much higher. This is compensated by lower operating costs, which are less sensitive to the price of electricity. The two major expenses during construction of the SVAC system were the solar collector array and the chiller. As technology advances and these components come to be large-scale production, their cost will decrease. At the same time the price of electricity is expected to increase. These two factors lead to bring solar-driven cooling technology will become cost competitive with current VCC devices in the near future.

3. Utilization of concentrating solar thermal power plant technology in Thailand

Concentrating solar thermal power plant technology is new generation of power plants, with concentrating solar power system. Concentration of solar radiation is achieved by reflecting or refracting the flux incident on an aperture area onto a smaller receiver/absorber area. Currently, there are three main types of concentrating solar power systems: parabolic-trough, dish/engine and power tower. In this paper will explain only solar parabolic trough power plant which is in commercial.

In Thailand, Thai Energy Policy (EPC) under the National Energy Policy Council (NEPC) approved a significant upgrade of Thailand's *Very Small Power Producer* (VSPP) regulations. The upgrade will both make it easier for clean electricity generation to connect to the grid, and will substantially expand the scope of the regulations to include larger size generators and efficient fossil-fuel fired combined heat and power (CHP) generation. A separate resolution by the EPC on the same day offers significant subsidy adders for renewable energy VSPP generators. The new regulations has been launched at a Ministry of Energy seminar since 7 December, 2006. If implemented successfully by Thai utilities, these new clean energy regulations could help lower pressure to develop centralized fossil fuel power plants and large hydropower projects to feed Thailand's growing demand for electricity. Under the regulations renewable energy VSPP generators will enjoy the rates plus a subsidy adder. The subsidy adder will be paid for ten years, and depends on the renewable energy sources; solar 8 Thai Baht/kWh. This is very attractive to the producers to construct the solar power plant and sell electricity to the grid to get profit. Moreover, they can also apply to their power plant to carbon trading marking to get more profit.



Fig 2 Solar Parabolic Trough Power Plant for 10 kWe (100 kWt)

From the experience of SERT, the first demonstration application of 10 kWe solar parabolic trough power plant which 70% of material is local content. This system got the funding support from DEDE, Ministry of Energy Thailand was installed in an energy park of SERT[3]. This aims to study the system performance, environmental affect and possibility for electricity and steam generation business encouragement in Thailand. The solar array of parabolic trough power plant consists of four parallel rows of collectors, length of 24 meters each. There are 4 segments in each row, length of 6 meters each. In each segment consists of 6 panels which are made of composite parabolic trough with reflectors that has 88% reflectivity. The surface area is 220 m². These concentrate the sunlight onto an absorber tube that along a caustic line. The solar radiation concentrated in the absorber tubes heats water to temperatures of around 180^oC-250^oC. The resulting water vapour drives a turbine-generator set, as with conventional steam power plants.

As can be seen, to date, parabolic trough power plants have already been producing electricity at competitive prices in many countries. Meanwhile, solar parabolic trough technology available in Thailand, subsidy adder and carbon trading is prepared, this brings the business in solar thermal power plant expand extremely for Thailand in very near future.

4. Conclusion

From the above, it shows that not only electricity generated from the solar parabolic trough power plant, but the steam which leaves out from turbine can be used with other heat applications as well. Especially, the absorption cooling system both single effect and double effect as heat source from the steam out of the turbine can be designed to suit the require temperature for heat feeding to the cooling system. For single effect, the COP is around 0.7 but COP can be reach to 1.2 for double effect. To combine concentrating solar power plant technology and solar cooling application will be very benefit in term of technique and economic as the electricity and cooling air can be generated from one system at the same time.

5. References

- [1] Electricity Authority of Thailand (EGAT). How to save electrical energy and air conditioner <http://www.egat.co.th/misc/equipment/equipment7.htm>
- [2] A.Pongtornkulpanich, et al. Renewable Energy Journal, 33 (2008) 943-949.
- [3] S.Sukchai, et al. First Report to DEDE for 10 KWe Solar parabolic trough power plant demonstration project, (2008).

THE WAY TO INCREASE THE EFFICIENCY OF NEW POWER SOURCES *(1)

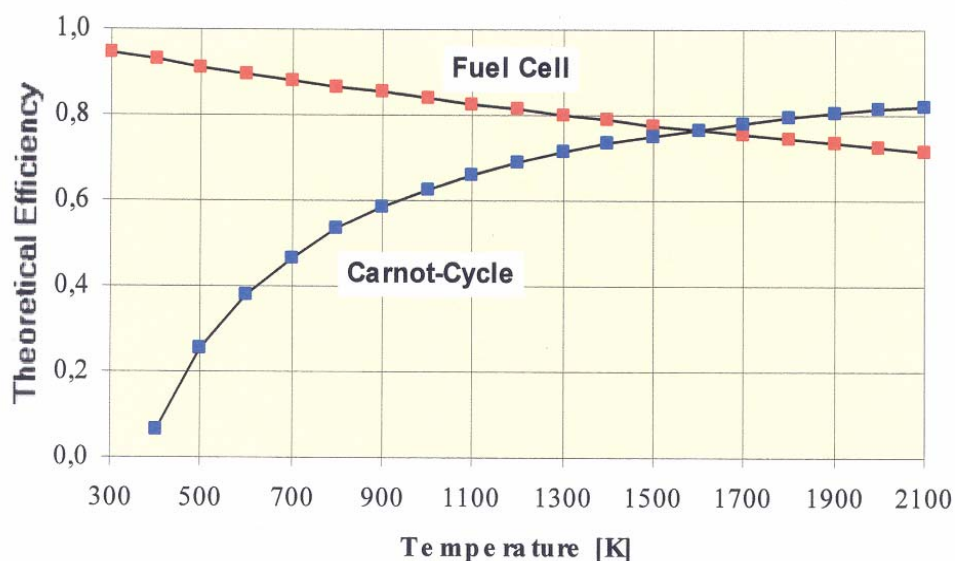
L.L. VASILIEV

Luikov Heat and Mass Transfer Institute, National Academy of Science, Belarus,
Leonard_Vasiliev@rambler.ru

The modern tendency to increase the power sources efficiency is related to the necessity to the fuel economy and nature protection. The increasing of the new power sources efficiency (co-generation, tri-generation systems, fuel cells, photovoltaic systems) is related with the alternative source of energy application with the help of solid sorption heat pumps, refrigerators, accumulators of the heat and cold, heat transformers, natural and hydrogen storage systems. The way to increase the efficiency of new sources of energy is considered in this presentation.

Introduction

The 21st century will see the development of a wide range of active energy devices with application in energy management and power sources, electronic cooling, and bioengineering. Nowadays utilizing nature friendly biomass fuels and solar hydrogen can be considered as an ultimate solution to the fast growing energy demand and greenhouse in atmosphere. At the same time it is very important to ensure the efficient consuming of the natural gas in low temperature technologies, converting NG to hydrogen. One of the key low temperature technologies is the electrochemical power source-fuel cell that converts the chemical energy the form of hydrogen in coupling with air into electricity and that generate hydrogen and oxygen when it is used reversibly as an electrolyzer. Unlike conventional power devices, i.e., steam turbines, gas turbines and internal combustion engines, which are based on certain thermal cycles, the maximum efficiency of fuel cells is not limited by the Carnot cycle (G.R. Simander, Fuel Cell Technology for Natural Gas, E.V.A. – the Austrian Energy Agency), Fig.1 – Fig.3.



*(1) präsentiert anlässlich des VI Minsk International Heat and Mass Transfer Forum
MIF 2008, Minsk, 19-23 May, 2008

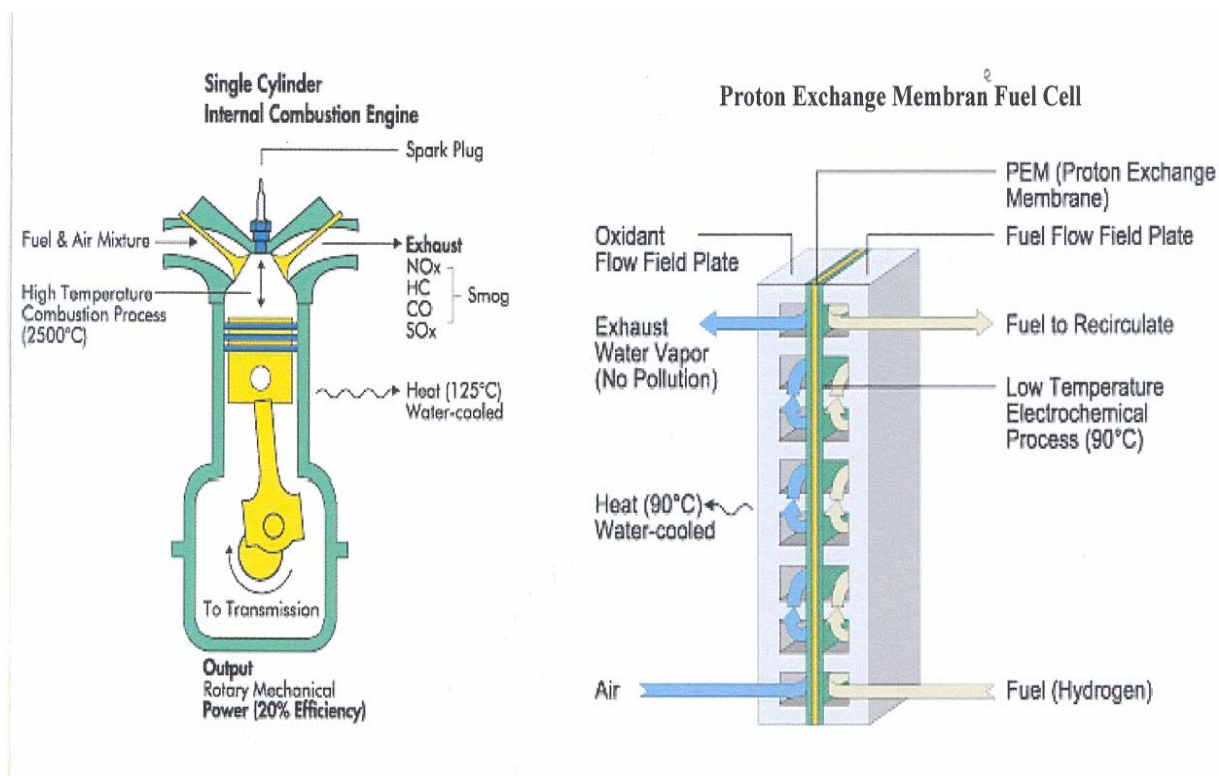
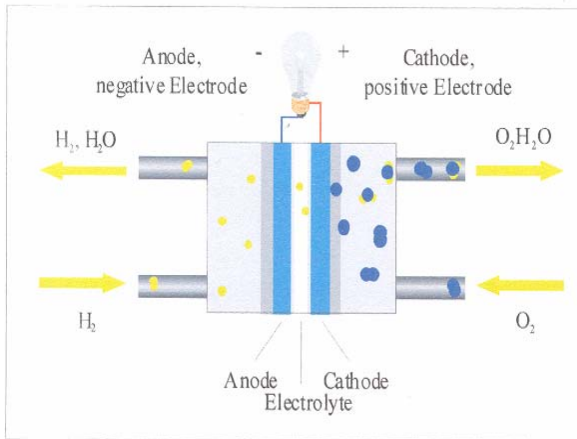


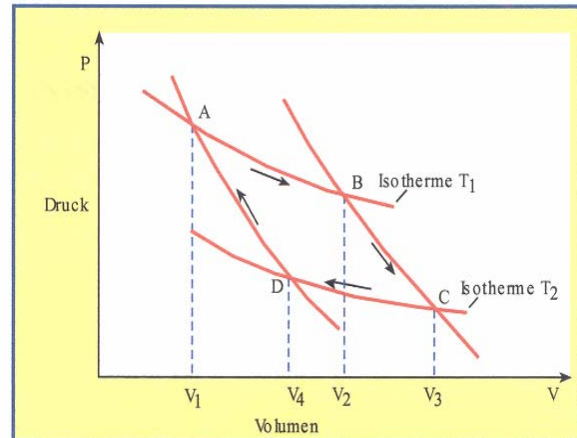
Fig. 2 Carnot and fuel cell cycles comparison

The other nature friendly energy generating technologies are the photovoltaic system, wind energy and water resources. Low temperature power systems are generally significantly less expensive to build than high temperature ones. Since a major barrier to acceptance, this is a major concern for fuel cell technology, in general. For low-duty-cycle applications (such as private homes and many portable devices) the direct system cost is an important factor and efficiency is less important. For high-duty-cycle applications (such as hospital power and some telecommunications devices) the cost of the unit is offset by efficiency gains and reliability. Fuel cells, with unmatched efficiency and potentially greater reliability than other energy systems (because of greatly lower part counts, for example, and solid state construction in the case of SOFTs) are quite competitive in many applications, even at present cost. On the other hand, since the experience and familiarity with fuel cell systems is still small compared to many other energy systems, the risk cost is still considered to be high. In this respect, the low temperature systems enjoy an advantage over high temperature ones. We should expect to use many different technologies, often in combination. Fuel cells are well suited to this requirement, and operate with batteries, turbines, and exchangers as partners. Users of cars continually expect higher levels of comfort and ease of use. This led to increasing requirements for on-board electrical power. The use of electrical equipment, such as electrical air conditioning during engine stand still is limited due to the batteries capacity. A fuel-based auxiliary power unit is one possible method of supplying this electrical power. But even fuel cells need to improve their efficiency due to the heat dissipation inside on the level of 50 %. The thermodynamics of the internal combustion engine and fuel cell is considered on Fig.3 , [1-3].

Fuel Cell



Carnot-Cycle



$$\Delta G = \Delta H - T \Delta S = -nF \Delta E$$

$$\eta = \frac{\Delta G}{\Delta H} = 1 - \frac{T \Delta S}{\Delta H}$$

$$\eta = \frac{W}{Q_1} = \frac{(Q_1 - Q_2)}{Q_1} = \frac{(T_1 - T_2)}{T_1}$$

Fig. 3 The thermodynamic efficiency of the Carnot cycle (internal combustion engine) and the fuel cell

So, there is a real possibility to recover these heat losses in Carnot cycle and fuel cell cycle into heat and cold and increase its efficiency by using sorption heat pumps in combination (tri/co generation), Fig.4.

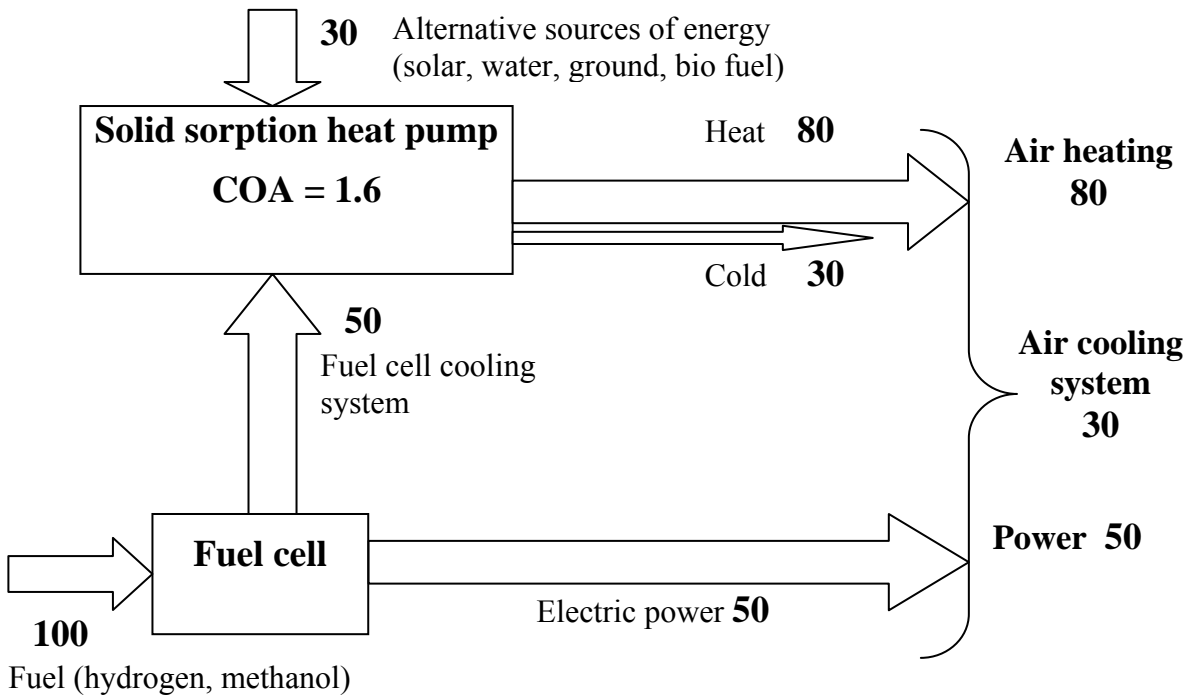


Fig. 4 System of tri-generation based on fuel cell and solid sorption heat pump application

Actual sorption technologies (liquid and solid sorption cycles) have different advantages and drawbacks with regard to their compactness, complexity, cost, the range of working temperature [2, 4, 5]. From previous publications [5, 6] it has been concluded, that solid sorption machines based on reversible solid-gas sorption cycles could have interesting application for space cooling, when a high temperature waste heat source is available and/or the exigencies of the harsh external environment necessitates thermal control of an object. The vibration free operation and the large number of solid-gas alternatives make it possible to provide cooling and heating output in the temperature range of 243-573 K [6-13]. Solid sorption heat pumps and coolers are considering as efficient energy recovery devices and ensure the cold and heat output (heating and cooling) simultaneously. Nowadays the sorption technology is steadily improving, and the increase at sorption market is strongly related to the energy policy in different countries. Actual sorption technologies (liquid and solid sorption cycles) have different advantages and drawbacks with regard to their compactness, complexity, cost, the range of working temperature. The solid sorption technology advantages at first are related to the nature friendly refrigerants such as water, ammonia, CO₂ (no CFC, HCFC, HFC) and at second they are thermally driven and can be coupled with a low temperature waste heat, solar heat, burning fossil fuel, or biomass. The solid sorption coolers demonstrate its possibility to be served as a very effective thermal compressor. The optimisation of the sorption technologies is related with multi-cascading cycles. From previous publications it has been concluded, that solid sorption coolers based on reversible solid-gas sorption cycles could have interesting application for space cooling, when a high temperature waste heat source is available and/or the exigencies of the harsh external environment necessitates thermal control of an object. The vibration free operation and the large number of solid-gas alternatives make it possible to provide cooling and heating output in the temperature range of 243-573 K. The two stage solid sorption heat pump with application of solid sorption and liquid sorption phenomena is shown on Fig.5. This heat pump ensures an efficient heat recovery of high temperature solid sorption heat pumps to heat the low temperature liquid sorption heat pump with working fluid LiBr/water.

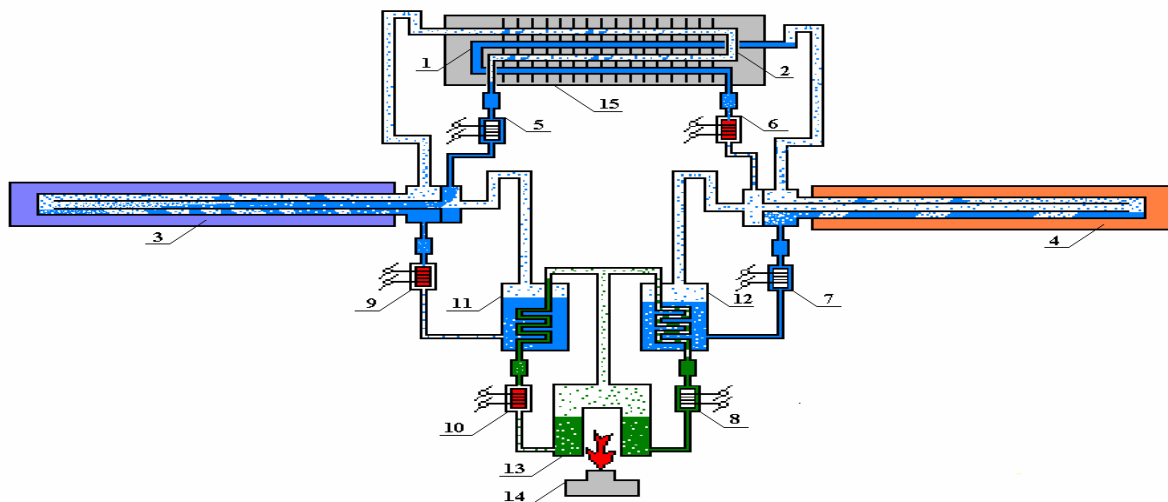


Fig. 5 Two stage solid sorption heat pump with complex compound sorbent bed inside (combination with solid sorption stage and liquid sorption stage): 1, 2 - low temperature heat exchangers; 3, 4 - high temperature adsorbers filled with "Busofit" + NiCl₂, fluid - ammonia; 5-10 – valves; 11-12 – heat exchangers; 13-mini-boiler; 14 - gas flame; 15 - LiBr/water low temperature absorber with heat recovery by heat pipes

Now we consider the working parameters of the ammonia solid sorption cooler with complex compound as the sorbent bed inside. Such solid sorption coolers and heat pumps are more efficient to compare with typical chemical heat pumps, or solid adsorption heat pumps, due to combined action of physical adsorption and chemical reactions.

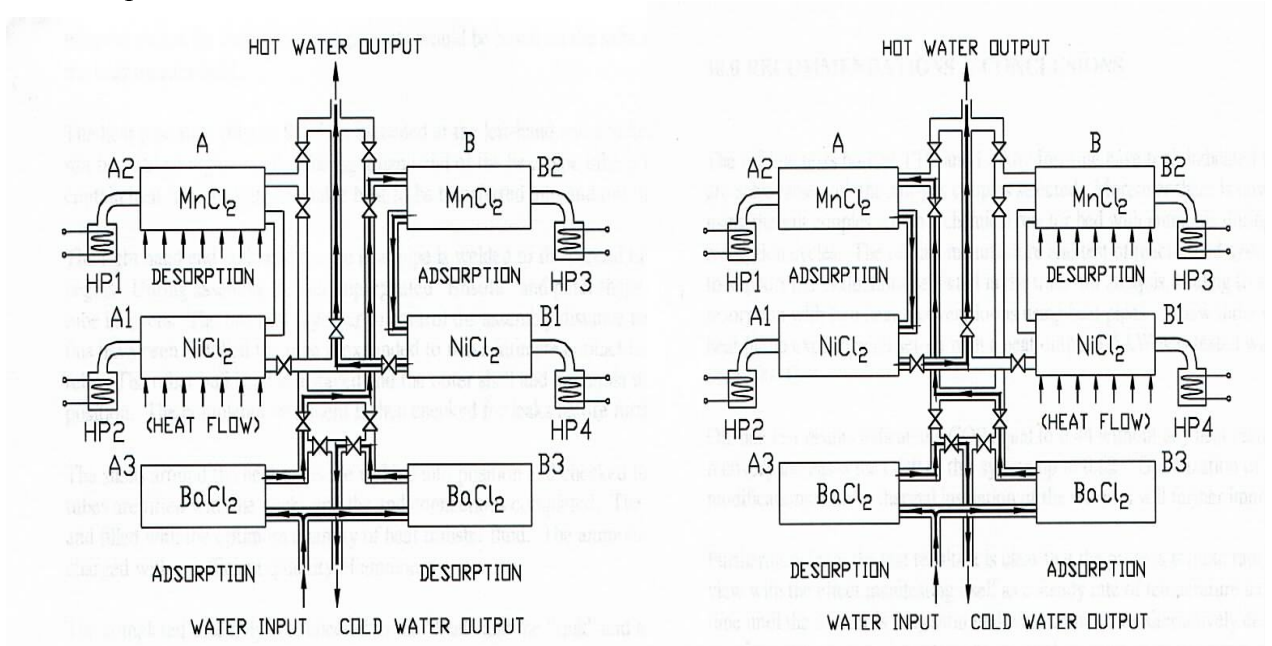


Fig. 6 Six adsorber's three stage resorption cooler (active carbon fibre "Busofit" + salts) with internal heat recovery

The Clausius-Clapeyron diagram ($\ln P$ as a function of $1/T$) for the resorption cooler (dashed lines) and solid sorption cooler is shown on Fig.7.

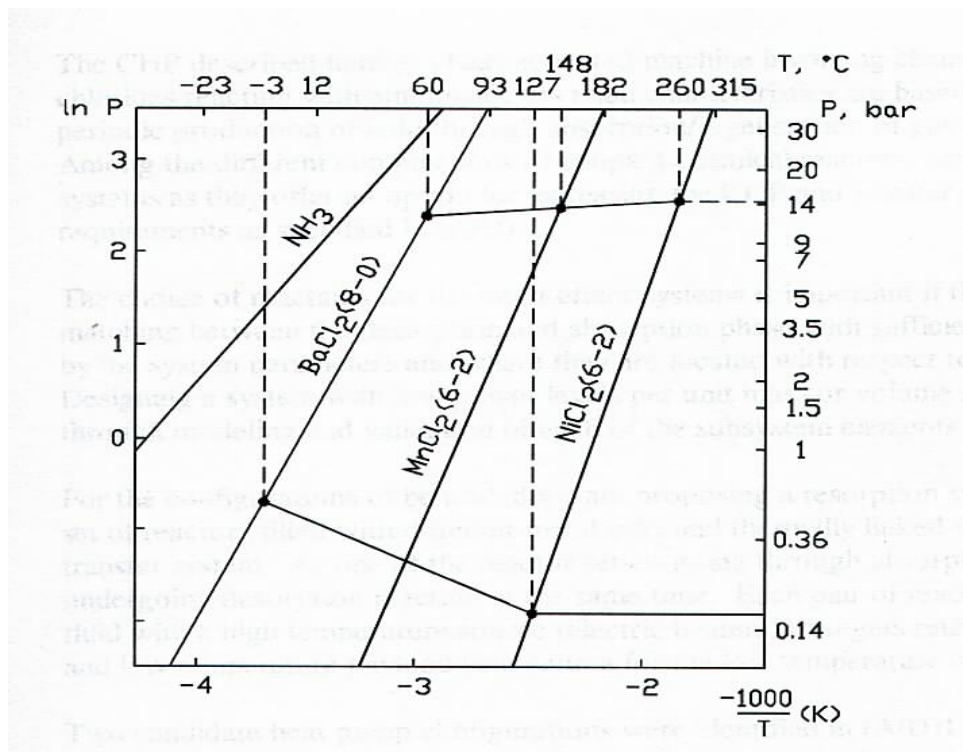


Fig.7 Three stage resorption cooler Clapeyron Diagram (BaCl_2 , MnCl_2 , NiCl_2 + "Busofit") with a temperature lift near 100°C .

Cooler with three adsorbers + condenser/evaporator, tri-generation approach

This cooler was designed and tested in the Luikov Institute of heat and Mass Transfer and is working with the evaporator/condenser. The design development is focused on the small-scale combined cold, heat and power (tri-generation) production, which utilises the internal combustion engine, or fuel cell waste heat for heat and cold generation. The cooler is consisted of two blocks of adsorbers (3+3) working out of phase. The selected salts are combinations of $\text{BaCl}_2/\text{NH}_3$ – low temperature sample (LTS), $\text{MnCl}_2/\text{NH}_3$ – medium temperature sample (MTS) and $\text{NiCl}_2/\text{NH}_3$ – high temperature sample (HTS). Total mass of the experimental set-up is 9 kg. During the experiments the ammonia vapour pressure is recorded as a function of temperature for three different salts and active carbon fibre “Busofit”. In this analysis for simplicity we neglect the influence of active carbon fibres on the ammonia adsorption and desorption. The operation of the cooler is based on the following reactions:

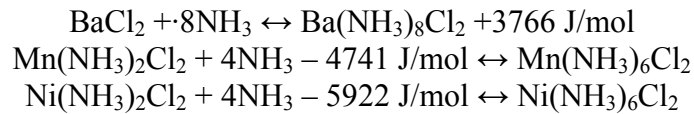


Fig. 8. 6 adsorber's three stage resorption cooler (active carbon fibre “Busofit” + salts) with heat pipe thermal control and internal heat recovery

This cooler enables near constant rate of the heating/cooling procedure, two branches of the system are working out of phase and two sources of cold are active (BaCl_2 adsorber and evaporator). The condenser/evaporator has dimensions $L = 370 \text{ mm}$ and $D = 50 \text{ mm}$. The inner walls of container are covered with the capillary-porous layer to enhance heat transfer with evaporation.

Two prototypes of the experimental set-up are available:

- 1) resorption cooler, Fig. 6 - 8;
- 2) solid sorption cooler with evaporator/condenser, Fig. 9.

There are two possibilities to apply the waste heat of the engine, or SOFC for the cold generation using solid sorption cooler with evaporator/condenser:

The cooler is oriented on the application of high temperature waste heat of the exhaust gas. This mode of cold generation is more efficient, because the heat and mass recovery of the high temperature adsorbers is used to preheat the low temperature adsorber. The Clapeyron ($\ln P-1/T$) diagram, Fig.10, for such a case is more complicated to compare with resorption cooler, because an interaction between evaporator/condenser, active carbon fibre and three different salts is performed during the cycle with heat recovery. The Clapeyron diagram analysis of the cooler shows the possibility to have two cold generators (the low temperature adsorber and the evaporator/condenser) and apply the cold and heat production in the air-conditioning systems. The volume for liquid ammonia in the evaporator exceeds the volume of ammonia adsorbed by three sorbent bed in adsorbers. It is convenient to generate the cold using the high temperature source of energy such as the exhaust gas (450-500 °C). We use the cooling system of the high temperature adsorbers $MnCl_2$, $NiCl_2$ to heat the low temperature adsorber $BaCl_2$ and desorb the ammonia inside the sorbent bed, Fig.10.

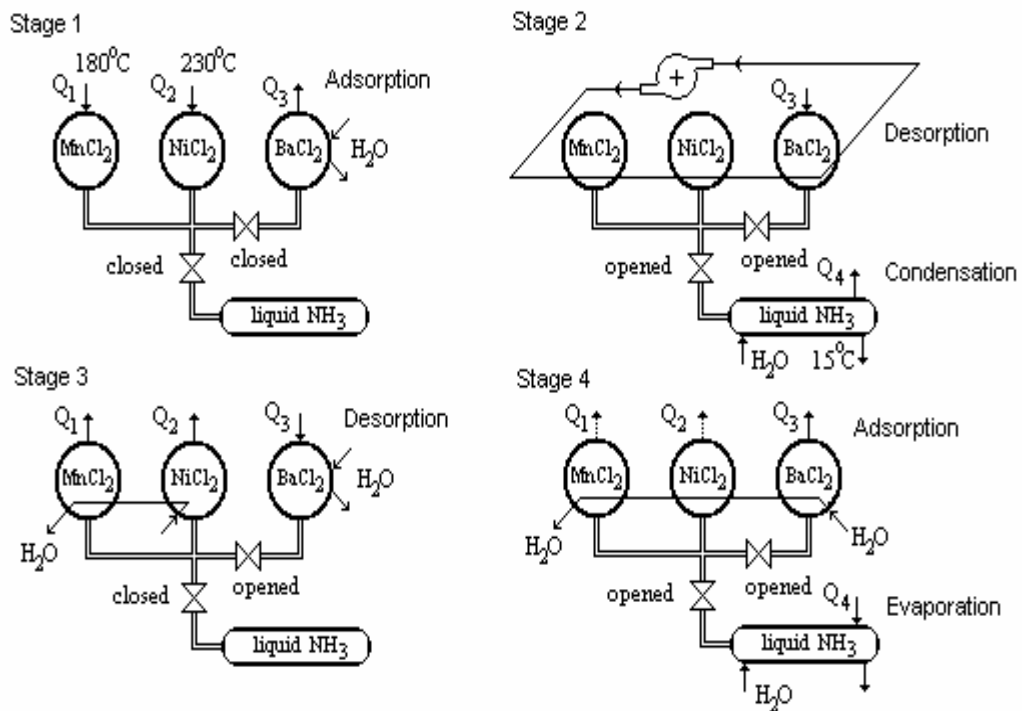


Fig. 9 Solid sorption cooler (“Busofit” + salts) with heat recovery and two sources of cold – low temperature adsorber $BaCl_2$ and evaporator.

In the experiments the total energy supply for two high temperature adsorbers $MnCl_2$, $NiCl_2$ was simulated by the electric heaters (instead of the exhaust gas) through the heat pipes and was equal near 1400 kJ per cycle. The energy supply to the $BaCl_2$ adsorber was ensured by the hot (90 °C) water flow (at the output of the $MnCl_2$ and $NiCl_2$ heat pipe heat exchangers) during the time of its cooling (wasted heat).

The cycle is divided on four stages:

1. At the first stage (time τ_1) $MnCl_2$ and $NiCl_2$ adsorbers are heated by the exhaust gas (electric heater) with further desorption of NH_3 . The superheated vapor is condensing in the condenser/evaporator and is partly adsorbing by the low temperature sorbent bed of $BaCl_2$ adsorber.
2. At the second stage (time τ_2) $MnCl_2$ and $NiCl_2$ adsorbers are disconnected from the evaporator/condenser (the valve is closed) and cooled by the water circuit. The water flow on the output of adsorbers with temperature of 90-95 °C enters the low temperature $BaCl_2$ adsorber and heats the sorbent bed with heat pipe heat exchanger. This procedure is accompanying with ammonia desorption. Ammonia vapor is condensing in the evaporator/condenser.

3. At the third stage (time τ_3) all three adsorbers (MnCl_2 , NiCl_2 and BaCl_2) are cooled down to the ambient temperature. Now adsorbers MnCl_2 and NiCl_2 are connecting to the low temperature adsorber BaCl_2 through the opened valve. The pass from the BaCl_2 adsorber to the condenser/evaporator is closed. More strong adsorbers MnCl_2 , NiCl_2 suck the remaining part of ammonia from the adsorber BaCl_2 . The desorption of the ammonia inside BaCl_2 adsorber stimulates the cold generation (resorption phenomena).
4. All three adsorbers now are connecting with the condenser/evaporator by the valve. The final stage (time τ_4) is responsible for the main cold generation in the evaporator. The temperature evolution of the liquid flow on the exit of heat exchanger of the evaporator (solid line 1) and BaCl_2 adsorber (dashed line 2) is shown on Fig. 11.

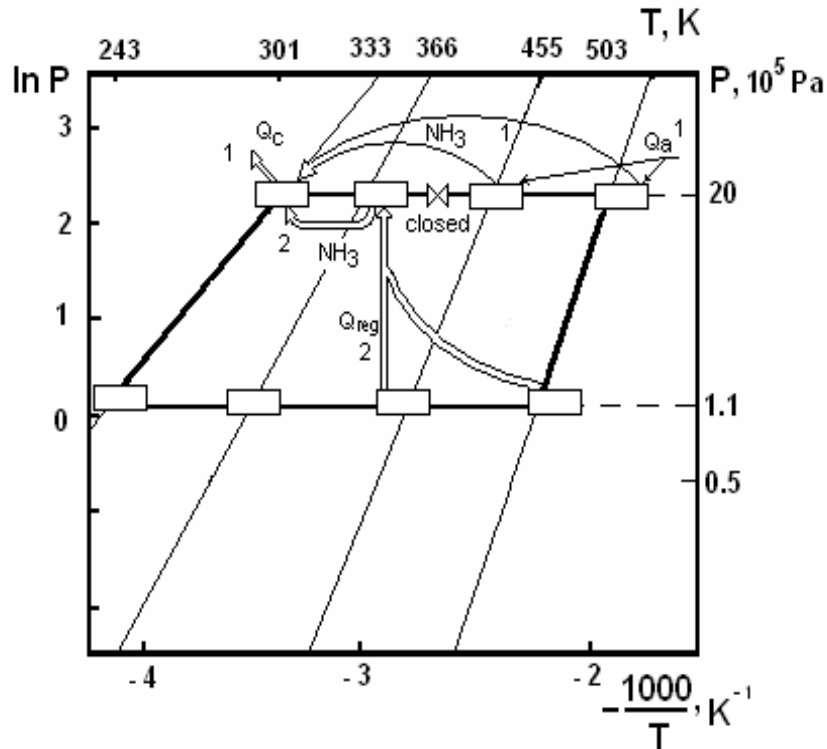


Fig.10. Clapeyron diagram of the solid sorption cooler with heat recovery for two cold generation sources (BaCl_2 , MnCl_2 , NiCl_2 + 'Busofit') and the condenser/evaporator.

In this experimental set-up the pressure and temperature sensors allow to check the dynamic of the pressure and temperature evolution of the sorbent bed, ambient temperature, the temperature of the vapor output and the temperature of the chilling water. The mass flow meters were used for the calculation of the degree of advance of chemical reactions and physical adsorption. The final stage (time τ_4) is responsible for the main cold generation in the evaporator. The temperature evolution of the liquid flow on the exit of heat exchanger of the evaporator (solid line 1) and BaCl_2 adsorber (dashed line 2) is shown on Fig. 11.

An example of a typical charge-discharge power profile and heat input/output in the evaporator/condenser (1) and the BaCl_2 adsorber (2) via time of the cycle is presented on Fig.12. The max charging power of MnCl_2 , NiCl_2 adsorbers is around 400 W each. Evaporation in the range of 10 °C results in cooling power of 200 W.

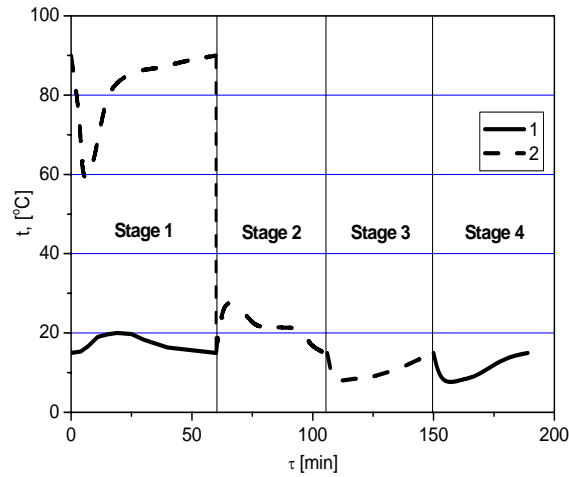


Fig. 11 Solid sorption cooler (“Busofit” + salts) with heat recovery and two sources of cold – low temperature adsorber BaCl_2 and evaporator. The temperature evolution of the water flow on the exit of water heat exchanger of the evaporator (solid line 1) and BaCl_2 adsorber (dashed line 2).

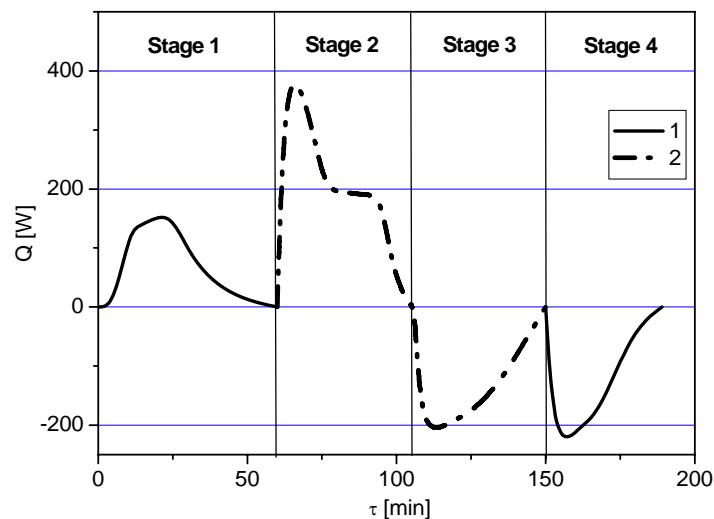


Fig. 12 Solid sorption cooler (“Busofit” + salts) with heat recovery and two sources of cold – low temperature adsorber BaCl_2 and evaporator. The heat input/output in the evaporator/condenser (1) and the low temperature BaCl_2 adsorber (2) as a function of the cycle.

The above mentioned experimental data testify the possibility to apply the high temperature energy of SOFC, diesel engine to generate the cold in two ways for the air-condition systems and water cooling.

Solid sorption heat pumping and refrigeration is the promising technology to combine the low temperature thermal sources of energy with the high temperature cycles, thus increasing the efficiency of total energy consumption and ensure the nature protection against the CO_2 dangerous concentration in the atmosphere [14 – 15]. Operation on diesel fuel requires a reformer system to remove sulfur and convert the synthesis gas into a hydrogen rich stream. The hydrogen fuel cells with solid sorption heat pumps as a tri-generation technology, powered by reformed diesel fuel as a means of providing electrical power is a real possibility to improve modern energy delivery and consumption.



Fig. 13. Six adsorbers sorption cooler (3+3) with the evaporator/condenser for heating/cooling in tri-generation system.

The six adsorbers sorption cooler, Fig.13, suggested in the Luikov Institute, is one of possible design to be applied with diesel engines and low temperature alternative energy sources to improve its thermodynamic efficiency.

CONCLUSIONS

New power sources efficiency (co-generation , tri-generation systems, fuel cells, photovoltaic systems) have a good perspective to be increased combined with the renewable energy resources through solid sorption heat pumps, refrigerators, accumulators of the heat and cold, heat transformers, natural and hydrogen storage systems.

The developed and tested experimental set-up offers the possibility of saving 15-20% of primary energy for cooling, heating and power demands.

Experiments with set-up based on the coupling salts NiCl_2 , MnCl_2 , BaCl_2 with an active carbon fibre “Busofit” have demonstrated a possibility to have a cooler with two different independent sources of cold (low temperature BaCl_2 adsorber and evaporator) with simultaneous heat generation and chilled water production with $\text{COP}_{\text{cooling}}$ equal 0,6 and the heat pump COP near 1,63.

REFERENCES

- [1] Spinner B., Stitou D., Grini P.G.: Cascading Sorption Machines: New Concepts for the Power Control of Solid-Gas Thermochemical Systems Towards Sustainable Technologies, *Absorption Heat Pump Conference*, Montreal, 1996.
- [2] Lepinasse E., Marion M., Goetz V.: Cooling storage with resorption process. Application to a box temperature control, *Appl. Therm. Eng.*, 21 (2001), pp. 1251-1263.
- [3] Wonggsuwan W., Kumar S., Neveu P., Meunier F.: Review of chemical heat pump technology and applications, *Appl. Therm. Eng.* , 21 (2001), pp. 1489-1519.

- [4] Poelstra S., Haije W.G., Dijkstra J.W.: Techno-economic feasibility of high-temperature high – lift chemical heat pumps for upgrading industrial waste heat, *Appl. Therm. Eng.*, 22 (2002), pp. 1619-1630.
- [5] Vasiliev L., Kanonchik L., Antukh A., Kulakov A., Rosin I.: Waste Heat Driven Solid Sorption Coolers, SAE Technical Paper 941580, 1994.
- [6] Vasiliev L., Nikanpour D., Antukh A., Snelson K., Vasiliev L. Jr., Lebru A.: Multisalt-carbon chemical cooler for space applications, *J. Eng. Physics & Thermophysics*, 72 (1999), pp. 595-600.
- [7] Munkejord S. T., Maehlum H. S., Zakeri G. R., Neksa P., Pettersen J.: Micro technology in heat pumping systems, *Int. J. Refrigeration*, 25 (2002), pp. 471-478.
- [8] Vasiliev L.L., Mishkinis D.A., Vasiliev L.L. Jr.: Complex Compound/Ammonia Coolers, SAE Technical Paper Series 961462, *26th Int. Conf. on Environmental Systems*, Monterey, 1996.
- [9] Vasiliev L.L., Kanonchik L.E., Antukh A.A., Kulakov A.G.: NAX Zeolite, Carbon Fiber and CaCl₂ Ammonia Reactors for Heat Pumps and Refrigerators, *Adsorption*, 2 (1996), pp. 311-316.
- [10] Dellerio T., Sarneo D., Touzain Ph.: A chemical heat pump using carbon fibres as additive, Pt. 1: Enhancement of thermal conduction, *Appl. Therm. Eng.*, 19 (9) (1999), pp. 991-1000.
- [11] Aidoun Z., Ternan M.: Salt impregnated carbon fibres as the reactive medium in a chemical heat pump: the NH₃-CoCl₂ system, *Appl. Therm. Eng.*, 22 (2002), pp. 1163-1173.
- [12] Aidoun Z., Ternan M.: The synthesis reaction in a chemical heat pump reactor filled with chloride salt impregnated carbon fibers: the NH₃-CoCl₂ system, *Appl. Therm. Eng.*, 22 (2002), pp. 1943-1954.
- [13] Vasiliev L.L., Gulko N.V., Khaustov V.M.: Solid adsorption refrigerators with active carbon – acetone and carbon – ethanol pairs, *Solid sorption refrigeration Symposium*, Paris, France, 1992.
- [14] Vasiliev L., Zhuravlyov A., Shapovalov A.: Evaporative Heat Transfer on Horizontal Porous Tube, in S. Kakac, L. Vasiliev, Y. Bayazitoglu, Y. Yener (ed.), *Microscale Heat Transfer. Fundamentals and Applications. NATO Science Series, Series II: Mathematics, Physics and Chemistry* (Springer, Netherlands, 2004), 193 (2004), pp. 401-412.
- [15] Vasiliev L.L., Mishkinis D.A., Antukh A.A., Kulakov A.G., Vasiliev L.L. Jr.: Resorption heat pump, *Appl. Therm. Eng.*, 24 (2004), pp. 1893-1903.

Wasserstoff – Herstellung per Elektrolyse

Dipl.- Ing. Michael Wenske

ENERTRAG AG, Gut Dauerthal, D-17291 Dauerthal, michael.wenske@enertrag.com

Schlüsselwörter:

Wasserstoff, Elektrolyse, Zellen-Design, Anlagen-Design

Vorwort:

Die Wasserelektrolyse ist ein seit über 100 Jahren weltweit etabliertes Verfahren zur Herstellung von Wasserstoff das sich lediglich in den Technologien unterscheidet: alkalische Wasserelektrolyse, saure Wasserelektrolyse und Hochtemperatur-Wasserdampfelektrolyse. Die alkalische Wasserelektrolyse hat sich im Nischenbereich in vielfältigen Anwendungsmärkten wie die Fetthärtung von pflanzlichen Ölen, Wärmebehandlung von Spezialstählen, Herstellung von Floatglas, in der Halbleiterindustrie, Pharmazie und bei der Bereitstellung von Wasserstoff zur Generatorkühlung in Kraftwerksanlagen etabliert. Die konventionelle alkalische Elektrolyse hat zwischenzeitlich Weiterentwicklungen, im Wesentlichen im Elektrodenmaterial und im Trennmaterial (Diaphragma bzw. Membran) des Anoden- und Kathodenraumes sowie dessen Anordnung zu den Elektroden (zero-gap¹) erfahren. Zuletzt genannte Entwicklungen führten zu Verbesserungen des spezifischen Leistungsverbrauchs. Darüber hinaus setzte sich in den vergangenen 15 Jahren, insbesondere bei kleineren Anlagenkapazitäten unterhalb von 100Nm³/h, die alkalische Druckelektrolyse nach und nach durch. Systemdrücke bis zu 3 MPa erhöhen die Attraktivität dieser Technologie hinsichtlich der Verringerung des Platzbedarfs und Investitionsvolumens, sowie die Anpassungsfähigkeit des Systems an die unterschiedlichsten peripheren Systeme. Es existieren heute Anlagensysteme (Druckelektrolyse), die eine Produktionskapazität von 20.000 Nm³ Wasserstoff pro Stunde haben. Dies entspricht einer ungefähren Leistungsaufnahme von 90MW.

Da die noch relativ junge PEM-Elektrolysetechnologie sich aufgrund ungünstiger Preis/Leistungsverhältnisse nur für kleinere Systemlösungen (kleiner 50 kW) eignet und die Hochtemperaturelektrolyse sich noch im frühen Entwicklungsstadium befindet, basieren weitere Betrachtungen ausschließlich auf der fortgeschrittenen alkalischen Elektrolyse.

In der vergangenen Dekade rückte die Elektrolyse, vor dem Hintergrund der Herstellung von Wasserstoff als Energieträger zunehmend in den Fokus ernsthafter wirtschaftlicher und wissenschaftlicher Untersuchungen.

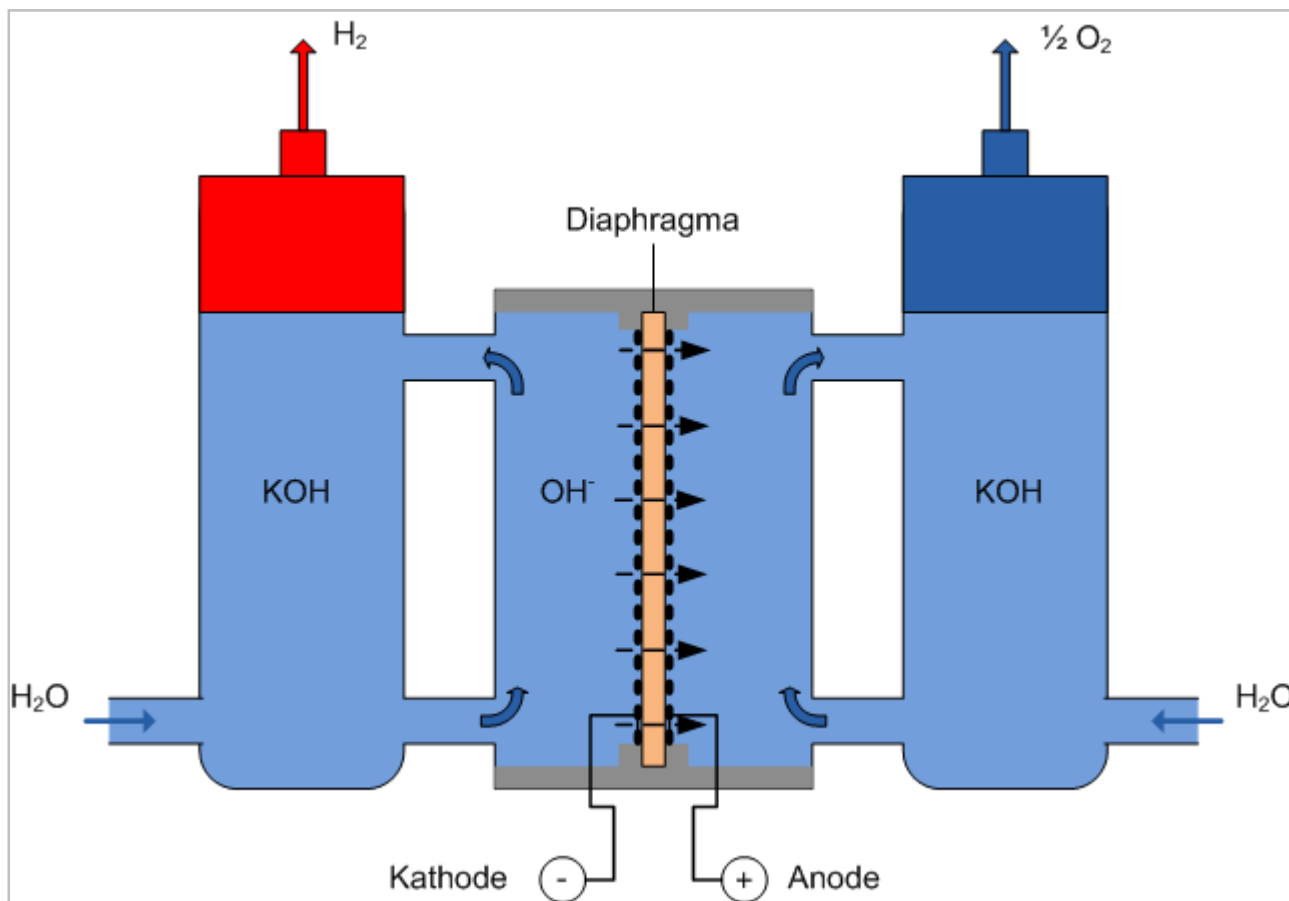
Der entscheidende Vorteil der Wasserelektrolyse ergibt sich aus der Möglichkeit der direkten Anbindung an regenerative Energiequellen (Windkraft, PV, Wasserkraft). Elektrolyseure sind in der Lage unmittelbar auf intermittierende Leistungsangebote zu reagieren und können so, neben der Wasserstoffherzeugung auch zur Netzregelung verwendet werden.

Im Rahmen wissenschaftlicher Voruntersuchungen ergeben sich eine Reihe potentieller Möglichkeiten zur Effizienzverbesserung und zur Absenkung der Kapitalkosten von alkalischen Elektrolyseuren, die den spezifischen Verbrauch zur Herstellung von Wasserstoff absenken und dadurch den Gesamtwirkungsgrad der Elektrolyse auf über 85% (HHV) erhöhen. Ziel namhafter Hersteller ist es, langfristig

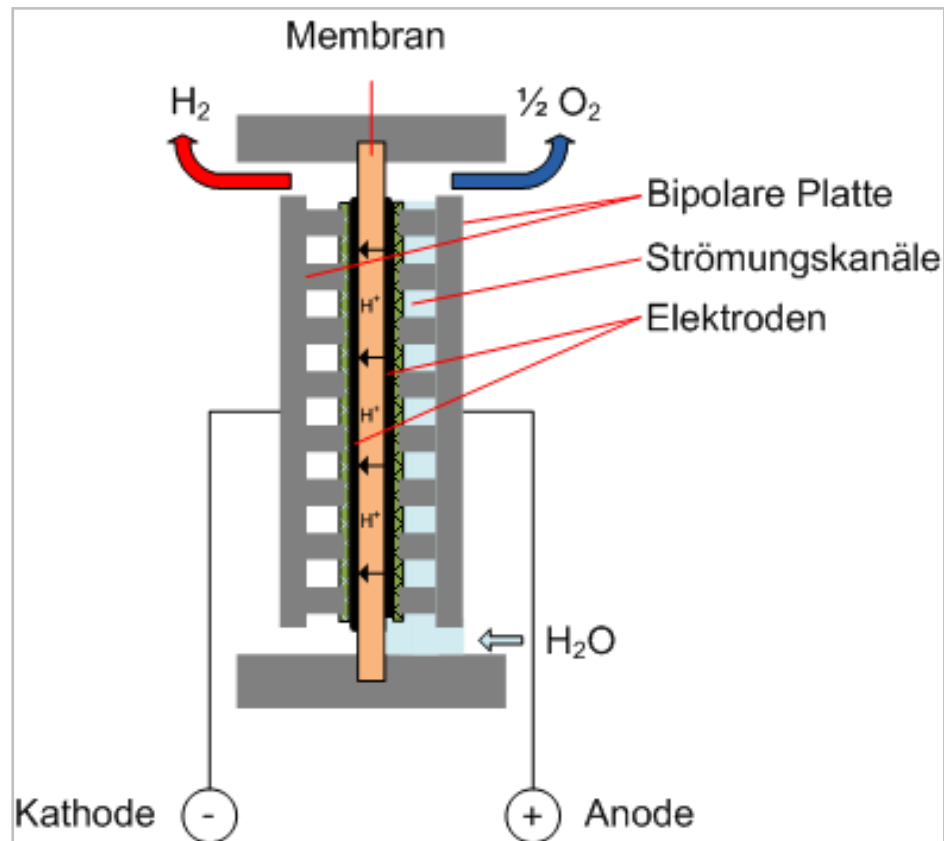
¹ „Null-Abstands“-Geometrie Elektrode-Membran/Diaphragma

(bis 2020) Gesamtsysteme zu entwickeln, welche den Wasserstoff mit Herstellungskosten von kleiner als 3€/kg erzeugen (der Energieinhalt von 1kg Wasserstoff entspricht dem von 3,78l Benzin).

All diese Maßnahmen zur Effizienzerhöhung sowie Kostenreduktion, wie z.B. die Erhöhung der Stromdichte und Verringerung der Zellenspannung stehen in einem sehr engen Zusammenhang und werden im Vortrag gesondert betrachtet.



- Kathode: $2H_2O + 2e^- \rightarrow H_2 + 2OH^-$
- Anode: $2OH^- \rightarrow \frac{1}{2} O_2 + H_2O + 2e^-$
- Gesamtreaktion: $H_2O \rightarrow H_2 + \frac{1}{2} O_2$



- Kathode: $2\text{H}^+ + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2$
- Anode: $\text{H}_2\text{O} \rightarrow 2\text{H}^+ + \frac{1}{2}\text{O}_2 + 2\text{e}^-$
- Gesamtreaktion: $\text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{H}_2 + \frac{1}{2}\text{O}_2$

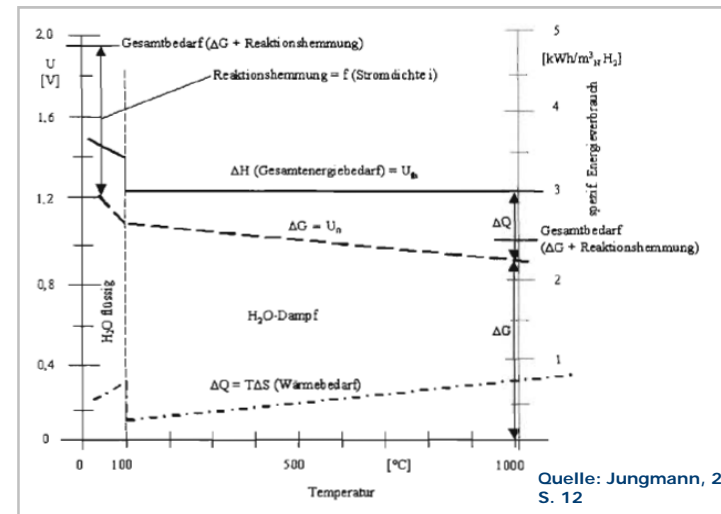
- Systemtemperatur
 - Sinken der Zellenruhespannung mit zunehmender Temperatur
- Systemdruck

$$U_{rev(p)} = U_{rev} + \frac{3 \cdot R \cdot T}{4 \cdot F} \cdot \ln \frac{p}{p_0}$$

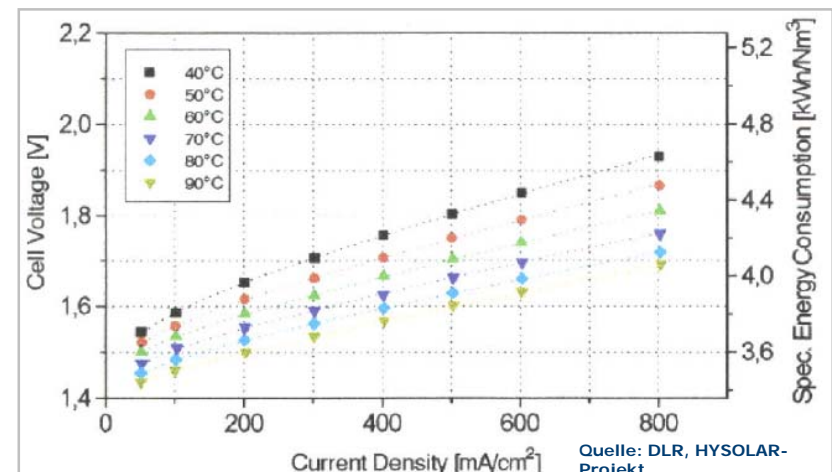
Quelle: Divisek, Emonts

- Erhöhung der reversiblen Zersetzungsspannung U_{rev} bei Druckzunahme
- Verringerung der thermoneutralen Zersetzungsspannung U_{th} mit Druckzunahme
- Stromdichte
 - Mit Zunahme der Stromdichte steigt die reale Zersetzungsspannung

R - ideale Gaskonstante, F - Faraday-Konstante,
T – Temperatur, p - Betriebsdruck, p_0 - Referenzdruck



Zellenspannung und spez. Energieverbrauch in Abhängigkeit von der Temperatur

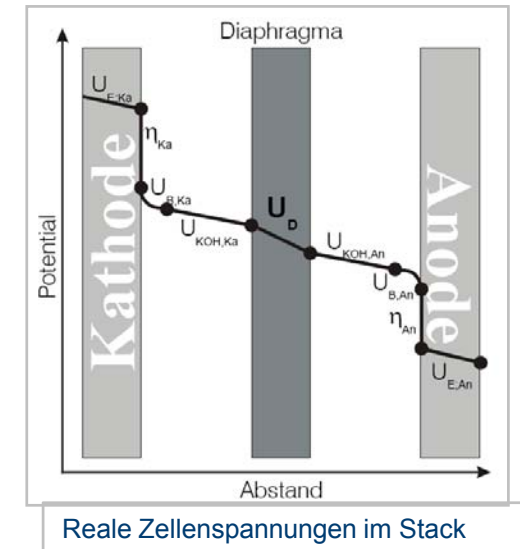


Strom-Spannungskennlinie

Zusammensetzung der realen Zellen-Spannung in einem Stack

$$U_{real} = U_{rev} + \{U_{E;Ka} + \eta_{Ka} + U_{B;Ka} + U_{KOH;Ka}\} + U_D + \{U_{KOH;An} + U_{B;An} + \eta_{An} + U_{E;An}\}$$

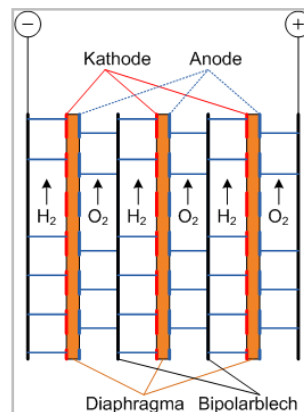
- Reversible Zellen-Spannung U_{rev}
 - Temperatur und Systemdruck
- Verlustspannung Kathode, Anode ($U_{E;Ka}$; $U_{E;An}$)
 - Ohmsche Verluste zwischen Elektrode und Stromüberträger
- Überspannung an den Elektrodenoberflächen (η_{Ka} ; η_{An})
 - Hemmung des Ladungsdurchtritts
- Verlustspannung durch Gasblasenbildung ($U_{B;Ka}$; $U_{B;An}$)
 - Verminderung der Leitfähigkeit durch Gasblasenbildung und Gastransport (SPE)
- Verlustspannung im Elektrolyt ($U_{KOH;Ka}$; $U_{KOH;An}$)
 - Verluste durch Konzentration und Eigenschaften des Elektrolyten
- Verlustspannung Diaphragma (U_D)
 - Ohmsche Verluste durch Diaphragma/Membran



Quelle: Dissertation Dr. Michael Beyer, 2000

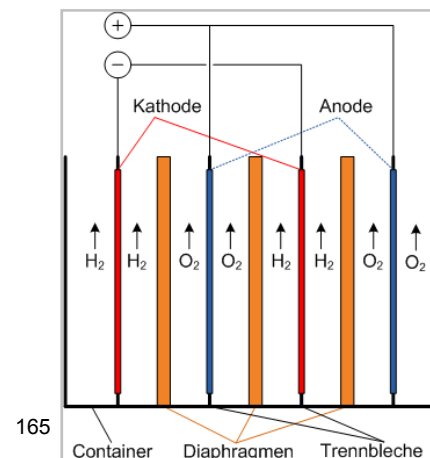
Bipolares Stack-Design

- **Merkmale**
 - elektr. Reihenschaltung der Zellen
 - Zellenspannung entspricht Summe der Zellenanzahl
- **Vorteile**
 - Minimierung Spannungsabfall zwischen den Zellen → höhere Effizienz
 - Kompaktheit
 - Potential zur Verbesserung der Effizienz und flexible Anpassung an Applikationen
- **Nachteile**
 - erhöhter Konstruktionsaufwand
 - bei Zellendefekten muss i.d.R. der Stack demontiert werden



Mono- und unipolares Stack-Design

- **Merkmale**
 - elektr. Parallelschaltung der Zellen
 - geringe Zellenspannungen, hoher Strom
- **Vorteile**
 - große Betriebsbandbreite
 - geringere Investitionskosten
 - defekte Zellen können „stillgelegt“ werden
- **Nachteile**
 - wenig kompakt
 - geringes Potential zur Verbesserung der Energieeffizienz



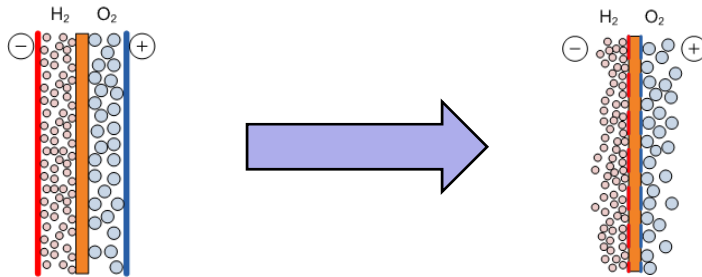
Lebensdauer/Beständigkeit

- Material → Temperatur, Druck, chem. Beständigkeit
 - Zellenrahmen → Galvanisierung → chem. Korrosionsbeständigkeit
 - Dichtungen
 - Elektroden → Galvanisierung → chem. Korrosionsbeständigkeit; Degradation
 - Trennbleche → Galvanisierung → chem. Korrosionsbeständigkeit
 - Diaphragma → s.u.

Effizienz

- Verringerung Verlustspannung Kathode, Anode
 - Kontaktierung Elektrode mit Stromübertragungselemente: federelastische Netzstrukturen, Verschweißen, Vernieten, Anpressdrücke (bipolare Bauweise)
- Überspannung an den Elektrodenoberflächen
 - Erhöhung Elektrolyttemperatur (thermische Aktivierung)
 - Aktivierung Elektroden (Raney-Legierungen, Sulfidschichten, galvanisches Abscheiden, Edelmetalllegierungen, spezielle Metalloxide)
- Verlustspannung durch Gasblasenbildung
 - Einsatz von gasdurchlässige Elektroden (Lochbleche, Streckbleche, Metallschäume)
 - Gestaltung Elektrolyträume
 - Erhöhung des Systemdrucks → kleinere Gasblasen

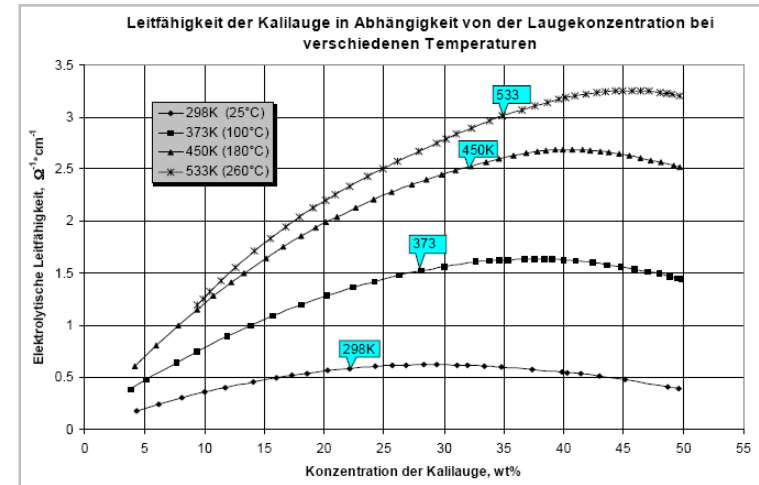
- Verlustspannung im Elektrolyt
 - Verbesserung der Leitfähigkeit des Elektrolyts durch
 - Erhöhung Systemtemperatur
 - Optimierung Konzentration
 - Verringerung Abstand Elektrode – Diaphragma



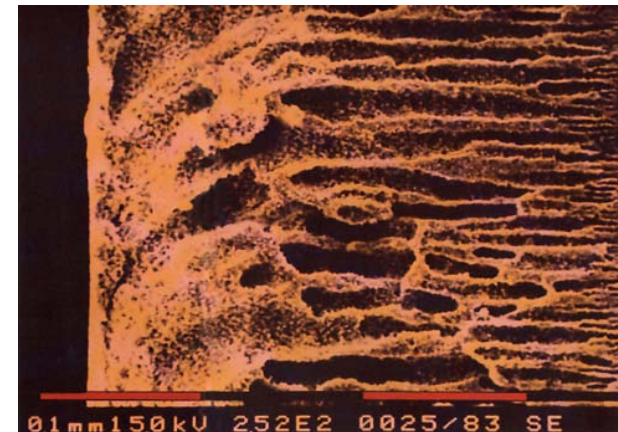
Konventionelle Elektroden-Diaphragma-Konfiguration

Moderne Nullabstands-Konfiguration

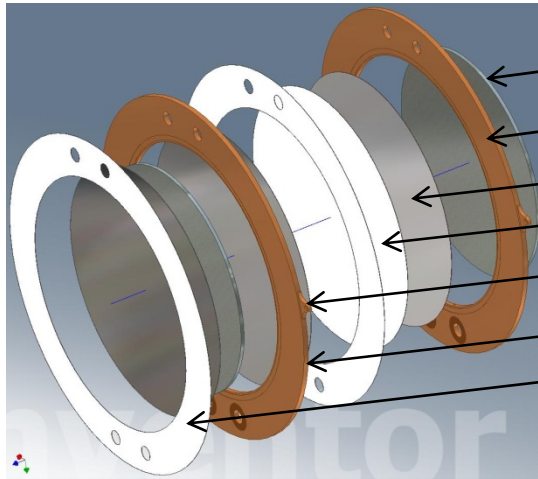
- Verlustspannung Diaphragma
 - Verringerung Ionenwiderstand
 - Verbesserung Strompermeabilität
 - Besondere Ansprüche:
 - Substitution Asbest-Diaphragmen
 - hohe Separationsfähigkeit
 - hohe chemische Beständigkeit
 - hohe mechanische und thermische Beständigkeit



Quelle: Dissertation Dr. Michael Beyer, 2000



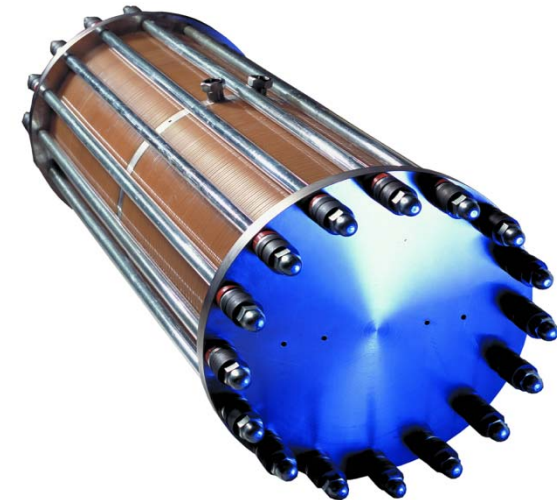
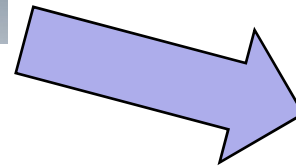
Querschnitt, Zirfon-Diaphragma
Quelle: HYDROGENICS



3D-Darstellung einer Zelle

Quelle: HYDROGENICS

- Bipolarblech (Trennblech)
- Zellenrahmen (Anode)
- Elektrode (Anode)
- Diaphragma
- Elektrode (Kathode)
- Zellenrahmen (Kathode)
- Dichtung Zellenrahmen

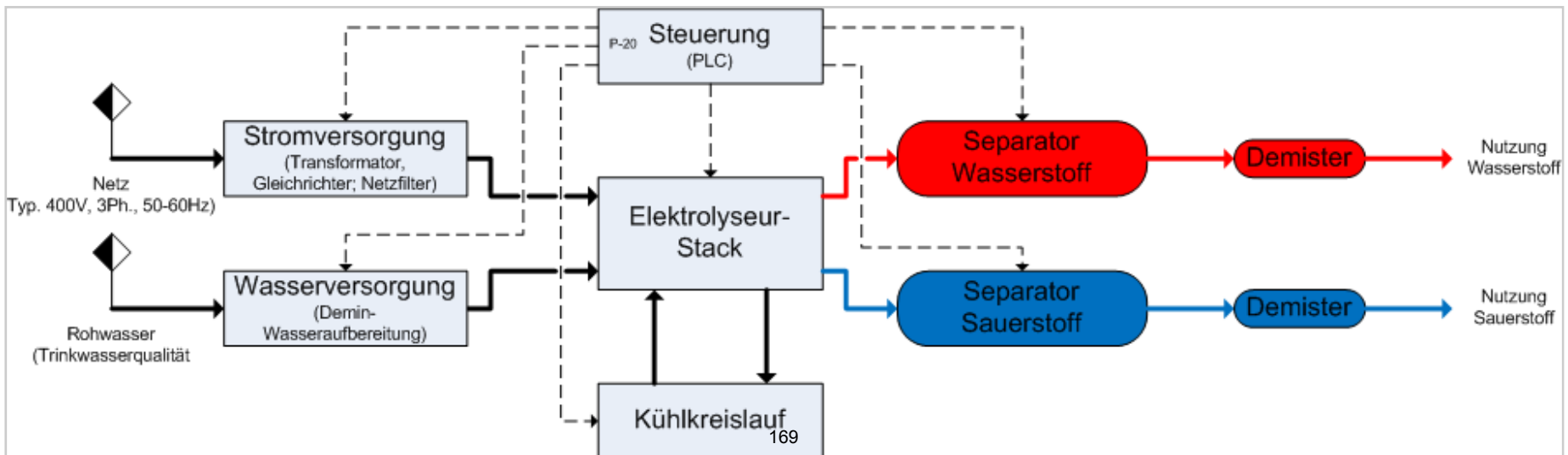


Kompletter Elektrolyseurstack

Quelle: HYDROGENICS

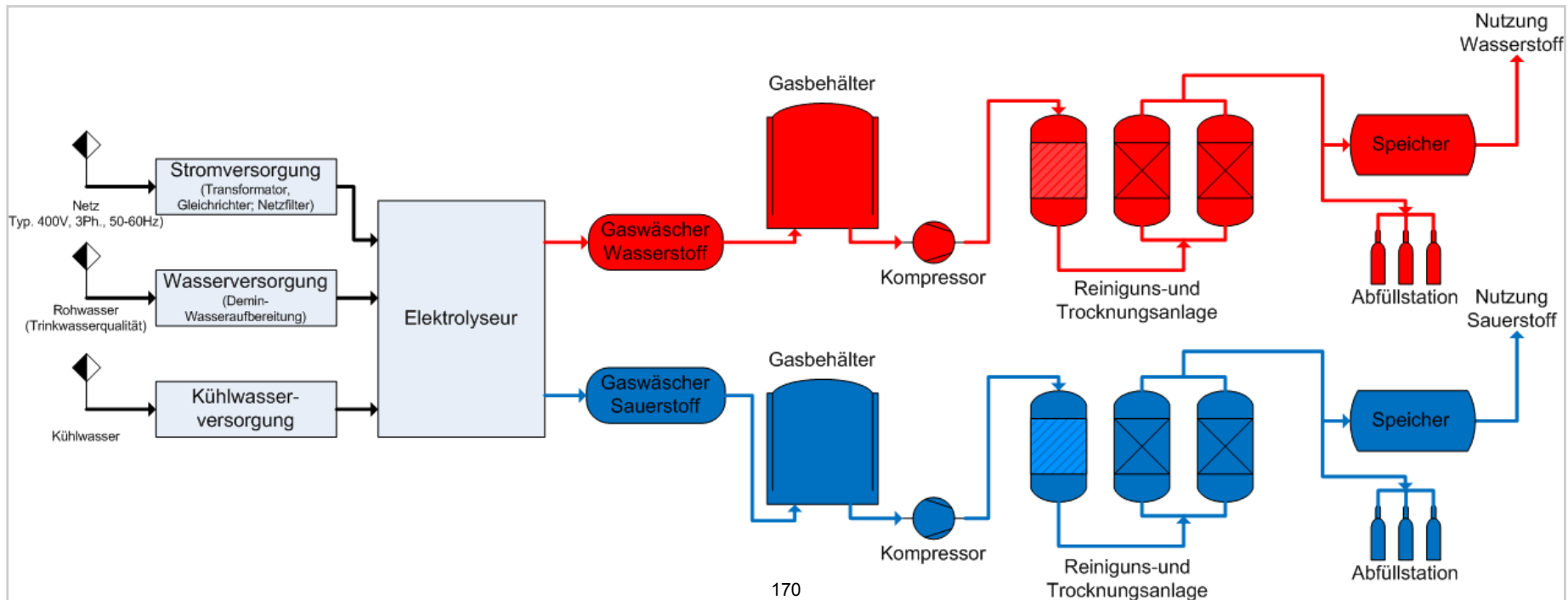
Hauptbestandteile

- Elektrolyseur-Stack
- Separatoren (Wasserstoff und Sauerstoff)
- Demister (Wasserstoff und Sauerstoff)
- Elektrolytkreislauf
- Stromversorgung (Transformator, Gleichrichter)
- Steuerung
- Periphere Anlagenkomponenten
 - Kühlkreislauf (geschlossen/offen)
 - Speisewasseraufbereitung (Umkehrosmose, Ionentauscher)



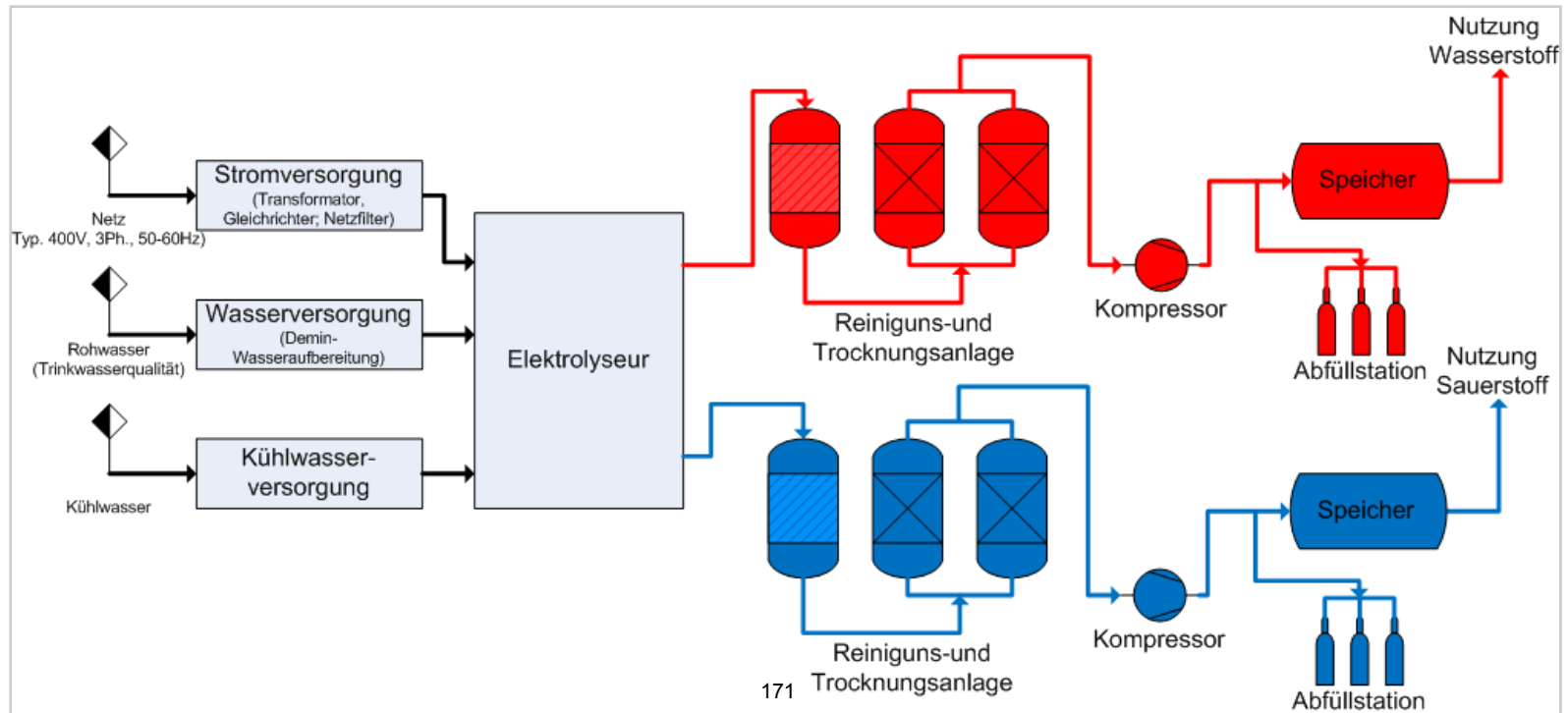
Hauptbestandteile

- Elektrolyseur + Versorgungssysteme
- Periphere Anlagenkomponenten zur Gasaufbereitung i.d. Reihenfolge:
 - Gasbehälter (atmosphärisch für Wasserstoff, optional Sauerstoff)
 - Kompressor (Wasserstoff, optional Sauerstoff)
 - Gasreinigung- und Trocknung (Wasserstoff, optional Sauerstoff)
 - Speichersystem (Wasserstoff, optional Sauerstoff)



Hauptbestandteile

- Elektrolyseur + Versorgungssysteme
- Periphere Anlagenkomponenten zur Gasaufbereitung i.d. Reihenfolge:
 - Gasreinigung- und Trocknung (Wasserstoff, optional Sauerstoff)
 - Kompressor (Wasserstoff, optional Sauerstoff)
 - Speichersystem (Wasserstoff, optional Sauerstoff)



Druckelektrolyse (fortgeschrittene Elektrolyse)

Vorteile

- sehr kompakte Bauweise möglich (geringere Rohrleitungsquerschnitte und kleinere Anlagenkomponenten)
- größeres Entwicklungspotential in Richtung der Verbesserung des Verhältnisses der Stack-Kapazität zur Anzahl der Zellen durch höhere Stromdichten
- direkte Ankopplung an viele industrielle Applikationen die verfahrenstechnisch Drücke unter 30 bar benötigen

Nachteile

- höhere Investitionskosten (Elektrolyseur)
- höherer MSR-Aufwand und kompliziertere Steuerung
- höherer sicherheitstechnischer Aufwand
- bei höheren Drücken (>10 bar) verringert sich der nutzbare Lastbereich (30 .. 100%)
- höherer Wartungsaufwand

Atmosphärische Elektrolyse (konventionelle Elektrolyse)

Vorteile

- einfaches, robustes Anlagendesign
- einfache Steuerung
- geringe Ansprüche an Bedienpersonal
- größerer Lastbereich (<20% .. 100%)
- unterliegt keiner Ex-Zoneneinteilung
- Investitionskosten teilw. bis zu 20..30% niedriger als bei Druckelektrolyseuren
- zuverlässige, langjährige Betriebserfahrungen

Nachteile

- größerer Platzbedarf als bei Druckelektrolyseuren
- aufwendigere Gastrocknung
- höhere Kosten durch zusätzliche 1.Kompressorstufe
- Stack-Kapazität begrenzt durch maximal sinnvolle Stromdichte im atmosphärischem Betrieb

	Alkalische Elektrolyse	PEM-Elektrolyse
Kapazität	Einzelstack: 760 Nm ³ /h Anlagen (Druck): > 20.000 Nm ³ /h Anlagen (atm.): > 33.000 Nm ³ /h	~12,8 Nm ³ /h Demonstrationsanlagen bis 30 Nm ³ /h
Stromdichte	Konventionell: 1,5 – 2,8 kA/m ² Fortgeschritten: 4,4 kA/m ²	10 – 15 kA/m ²
spez. Energieverbrauch	atm. Systeme: 4,3 – 4,6 kWh/Nm ³ H ₂ Druck: 4,5 – 5,0 kWh/Nm ³ H ₂	4,3 – 9 kWh/Nm ³ H ₂
Zellenspannungen	U _{real} = 1,65 – 2,1 V (bei ca. 2,5 kA/m ²)	U _{real} > 1,8 V (bei ca. 10 kA/m ²)
Systemdruck	3 – 32 bar (LURGI-System technisch bis 60 bar ausgelegt)	1 – 30 bar
Betriebstemperatur	70 – 85 °C	50 – 80 °C
Teillastbereich	20 – 100%	0 – 100%
Degradation/ Lebensdauer	5 – 10 mV/a (LURGI/BAMAG-System) → 8 – 15 Jahre ohne Teilüberholung → Anlagenlebensdauer > 30 Jahre	~ 20 – 50 mV/a (eher höher) → 4 – 7 Jahre (Stack) → Anlagenlebensdauer > 20 Jahre
Investitionskosten (Elektrolyseur)	Atm. > 500 kW: ~ 800 - 1.500 €/kW Druck: ~ 20% höher als atm. Systeme	~7.000 €/kW (Laborelektrolyseur) 2.000 €/kW – 6.000 €/kW (1 -10 Nm ³ /h)
Wasserstoffgestehungskosten	Parameterabhängig (Strompreis, Abschreibung, Zinssatz, Vollaststunden etc.)	Parameterabhängig (Strompreis, Abschreibung, Zinssatz, Vollaststunden etc.)

	Alkalische Elektrolyse	PEM-Elektrolyse
Kapazität	Einzelstack: > 1.500 Nm ³ /h	Einzelstack: > 100 Nm ³ /h
Stromdichte	Atm.: 4 kA/m ² Druck: 10 kA/m ²	25 – 30 kA/m ²
spez. Energieverbrauch (Elektrolyseur)	atm. Systeme: 4,0– 4,6 kWh/Nm ³ H ₂ Druck: 4,1 – 4,7 kWh/Nm ³ H ₂	< 4,2 kWh/Nm ³
Zellenspannungen	U _{real} = 1,70 - 1,8V (bei ca. 6 kA/m ²)	
Systemdruck	~ 700 bar	~ 800 bar
Teillastbereich	5 – 100%	0 – 100%
Degradation/ Lebensdauer	5 – 10 mV/a → 20 Jahre ohne Teilüberholung	10 – 20 mV/a → 10 Jahre ohne Teilüberholung
Investitionskosten	> 1 MW: < 500 €/kW	> 500 kW: < 1.000 €/kW

Nutzung geothermischer Ressourcen zur Abdeckung des Wärme- und Kältebedarfs moderner Gebäude - Erfahrungsbericht über den Betrieb der Universitätsbibliothek der Universität Rostock

P. Wickboldt

*Universität Rostock, Dezernat Technik, Bau, Liegenschaften, Ulmenstrasse 69, Haus 6, D-18057 Rostock,
peter.wickboldt@uni-rostock.de*

Schlüsselwörter: Geothermie, Bauteilaktivierung, Erfahrungsbericht
regenerative Energie, Bibliothek, Wärmepumpe, Monitoring

Zusammenfassung

Die Untersuchung zur Nutzung regenerativer Energien ist mittlerweile Bestandteil jeder größeren Neubaumaßnahme an der Universität Rostock. Die erheblichen Kostensteigerungen fossiler Energieträger in den zurückliegenden Jahren sowie die positiven Erfahrungen in der Betreuung der universitätseigenen Geothermieanlage der Universitätsbibliothek stützen den Zwang dieser Untersuchungen. Die Nutzung regenerativer Energien ist jedoch nur ein Teil zur nachhaltigen Senkung der Betriebskosten und des CO₂-Ausstoßes. Die Minderung des Primärenergiebedarfs ist das Zusammenspiel zwischen dem Einsatz regenerativer Energien, der effiziente Nutzung gebäudespezifischer Anlagenkomponenten sowie der Optimierung des Energieflusses innerhalb des Gebäudes.

Summary

The verification according to the use of regenerative energy sources meanwhile takes part in all building measures of the University of Rostock. The significant rising of costs for fossil fuels in date back years and the positive experience with the operation of the university's geothermal system at the library accentuate the need for these verifications. The use of regenerative energy sources yet is only one part of the lasting lowering of operating costs and the CO₂ emission. The reduction of the primary energy demand is the interaction of using regenerative energy sources, efficient use of edificial specific plant components plus the improvement of energetic flux inside the building.

1. Einleitung

Die Universität Rostock betreibt seit ca. 4 Jahren eine oberflächennahe Geothermieanlage zur prozentualen Deckung des Wärme- und Kältebedarfs der Universitätsbibliothek mit einer Gesamtfläche von 12.180 m² (HNF 7.020 m²). Die Übertragung der thermischen Energie erfolgt über bauteilaktivierte Flächen. Umfangreiche Sensorik sowie die Einbindung in die Gebäudeautomation ermöglichen ein komplexes Monitoring. Die gewonnenen Betriebserfahrungen zeigen, dass eine Reihe von Randbedingungen erheblichen Einfluss auf die Effizienz solcher Systeme ausüben.

2. Energetisches Nutzungskonzept der Universitätsbibliothek

Das Bibliotheksgebäude gliedert sich in Büro-, betriebstechnische- und Lagerräume sowie in großflächige Lesezonen und Flächen für die Freihandaufstellung der Bestände in Regalen. Für die großen, nicht weiter unterteilten zu klimatisierenden Bereiche bot sich der Einsatz bauteilaktivierter Flächen an. 30 - 40% des Transmissionswärmebedarfs kann über die Bauteilaktivierung unter Nutzung einer Doppelwärmepumpenanlage abgedeckt werden. Der Verwaltungsbereich (überwiegend Büroflächen) wird über Standardheizkörperflächen mit Wärme versorgt. Diese sowie die Wärmeübertrager in der RLT-Anlage werden über eine konventionelle Wärmeübertragerstation durch die Fernwärmebereitstellung des örtlichen Versorgers betrieben. Eine komplexe Gebäudeautomation steuert den Einsatz beider Systeme.

2.1 Bauteilaktivierung

Ein wesentliches Ziel der Planung großflächiger bauteilaktivierter Flächen bestand in der Reduzierung schneller Temperatur- und Feuchteänderungen infolge äußerer und innerer Einflüsse. Hierdurch reagiert das Gebäude äußerst träge und realisiert somit ein saisonal gleich bleibendes Klima als optimalen Schutz für die Buchbestände.

Die größtenteils vorgefertigten Module der Bauteilaktivierung bestehen aus bis zu 18 m² großen Baustahlregistern, die mit PE-Xc- Rohren (20 x 2,5) bestückt wurden. Jedes Modul ist mit einem separaten Ventil in der Etagenverteilung absperbar, so dass bei eventuellen Undichtigkeiten einzelne Register aus der Bauteilaktivierung separiert werden können. Ausgehend von einer Leistung - bezogen auf die Fläche im Heizfall von 20 W und im Kühlfall von 40 W - ergeben sich eine über die zur Verfügung stehende Fläche maximale Wärmeleistung von ca. 67 kW und eine maximale Kühlleistung von ca. 135 kW [1].

2.2 Nutzung geothermischer Ressourcen

Unter Zugrundelegung des Jahreswärmebedarfs bzw. der maximal zu übertragene Wärmemenge (bauteilaktivierter Flächen) ergaben sich eine Einheitssondenlänge von 80 Metern und eine erforderliche Sondenanzahl von 28. Zur Minderung der thermischen Beeinflussung der Sonden untereinander und aus bohrtechnischen Gründen wurden die Sonden im Abstand von 6,5 Metern hexagonal angeordnet. Die jährlich realisierbare Kühllast der direkten Kühlung verringert sich infolge des Wärmeeintrages (Vorhersage) in der warmen Jahreszeit zwischen den bauteilaktivierten Flächen und dem Erdreich (kontinuierliche Verringerung des Temperaturgradienten). Als Bemessungskriterium der Erwärmung der Soletemperatur wurde 17 °C für die realisierbare Kühllast der direkten Kühlung festgesetzt[2]. Als Vorhersage wurde somit eine realisierbare Kühlleistung von 45 kW angenommen[1]. Diese weicht erheblich von der möglichen Übertragungsfläche der Bauteilaktivierung ab, ist jedoch unter Vermeidung von Tauwasserbildung und der langfristigen Nutzung geothermischer Ressourcen für den Kühlfall akzeptabel.

2.3 Wärmepumpenbetrieb

Die Wärmepumpe ist als Doppelverdichteranlage ausgeführt und stellt eine maximale thermische Leistung von 93 kW zur Verfügung. Der auf dem Wärmepumpeprinzip basierende Heizbetrieb

liefert eine Vorlauftemperatur des Wärmeträgermediums von 27 °C. Die Temperaturdifferenz zwischen Vor- und Rücklauf beträgt lediglich 2 K. Die großen Flächen gewährleisten jedoch die Realisierung des geforderten Wärmebedarfs. Die Wärmepumpe ist so konzipiert, dass sie im Bedarfsfall den Prozess reversibel gestalten und somit das Objekt kühlen kann.

3. Auswertung des Betriebes

Die umfangreiche Sensorik in dem Gebäude sowie auf dem Erdsondenfeld erlauben Analysen zum Betrieb und der Effizienz geothermischer Anlagen. So sind u. a. Aussagen über die Temperaturentwicklung in 75m, 45m, 15m und oberflächennah ebenso möglich, wie detaillierte Aussagen über Druck und Temperaturen im Wärmepumpenprozess. Es hat sich herausgestellt, dass viele Randbedingungen erheblichen Einfluss auf den zuverlässigen Betrieb der Anlage ausüben.

3.1 Einfluss der Sensorik und des Datenflusses

Die Datenaufnahme erfolgt nicht lokal (Datenlogger) sondern über eine zentrale Gebäudeleittechnik und wird auch an dieser Stelle diskontinuierlich ausgewertet. Der gesamte Geothermieprozess (Erdsonden, Wärmepumpe und Heizverteiler inkl. Versorgungspumpen) wird über das P90-Protokoll der Fa. Kieback und Peter GmbH an die übergeordnete GLT übermittelt. Die gebäudeinternen Regelungen (RLT, bauteilaktivierten Flächen und Konvektoren) werden durch Automationsstationen der Fa. Sauter Cumulus GmbH realisiert und über das BACnet-Protokoll in die zentrale GLT übermittelt. Somit wurde bereits in der Planungsphase zwischen dem Prozess der geothermischen und der gebäudespezifischen Nutzung unterschieden, was sich im Betrieb der Anlage als negativ herausstellte.

3.2 Einfluss der Gebäudehülle und des Nutzerverhaltens

Im Rahmen der Gewährleistung wurden einige bautechnische Änderungen erforderlich, die erheblichen Einfluss auf die Effektivität des geothermischen Prozesses hatten. So wurden die Wärmedurchgangskoeffizienten der Vollverglasung nicht eingehalten, was einen Komplett-austausch der Glasfassade erforderte.

Somit war für den Zeitraum des Tausches ein stationärer Betrieb nicht realisierbar, der jedoch für die Bauteilaktivierung zwingend erforderlich ist.

Ebenso wurden Nachbesserungen im Lüftungssystem erforderlich, welche wiederum Auswirkungen auf den stationären Betrieb hatten.

Die Trägheit bauteilaktivierter Systeme bewirkt, dass Nutzeransprüche auf sofortige Raumklimaänderungen nicht in vollem Umfang erfüllt werden können. Dieses kann nur durch „aufgesetzte“ Systeme erfolgen. In der Vergangenheit wurde hierauf zu stark Rücksicht genommen, was zur Folge hatte, dass der Geothermieprozess dem Lüftungsprozess „hinterherlief“.

3.3 Einfluss der Koppelprozesse

Die Nutzung geothermischer Ressourcen ist besonders effizient, wenn diese mit einer Bauteilaktivierung verbunden wird. Erfolgt in dem Gebäudenutzungskonzept jedoch der Einsatz mehrerer

Energiequellen zur Klimatisierung des Objektes, sind diese Prozesse besonders sensibel aufeinander abzustimmen.

Die Universitätsbibliothek verfügt über folgende Versorgungsquellen zur Raumklimatisierung:

1. Geothermie (Bauteilaktivierung),
2. Wärmeübertragerstation -Fernwärme des örtlichen Versorgers(Plattenheizkörper, Radiatoren, RLT-Wärmeübertrager),
3. Kältemittelverdichter zur zentralen und dezentralen Kühlung,
4. zentrale Lüftungsanlage.

In der Vergangenheit konnten diese Prozesse nicht optimal aufeinander abgestimmt werden, da die vg. Einflussgrößen überwogen. Trotzdem konnte eine Jahrsnutzung der geothermischen Ressourcen von über 50 % erzielt werden, was zu einer Betriebskostensenkung von ca. 20.000 €per anno führte[3].

Die Universitätsbibliothek ist mit den spezifischen Wärmekosten (inkl. Stromaufnahme für den geothermischen Prozess) von 8,30 €/m² das Gebäude mit den geringsten Wärmekosten an der Universität Rostock.

4. Einsatz moderner Technologien zur Senkung der Betriebskosten

Der Einsatz effizienter Systeme bei der Neuerrichtung von Gebäuden ist stärker denn je den wirtschaftlichen Gesichtspunkten unterworfen. So fordern Errichtungsmehrinvestitionen in der Regel ausschließlich Rechtfertigungen in der Amortisation. Der ökologische Aspekt wiegt bei nicht geförderten Baumaßnahmen nicht so schwer wie der ökonomische Aspekt. Die Universität Rostock hat besonderes Augenmerk auf die Durchsetzung des Einsatzes effizienter System gelegt. So kommen wasserlose Urinale, Hocheffizienzpumpen, Wärmerückgewinnungssysteme, nutzerunabhängige Beleuchtungssteuerungen, moderne Gebäudeautomation (LON, BACnet, EIB) und ein modernes Energie- und Gebäudemanagement zum Einsatz.

6. Quellenangaben

- [1] O. Engel, Neubau Universitätsbibliothek Rostock Wirtschaftlichkeitsuntersuchung zur Erdwärmennutzung, 9-12
- [2] HSW, Bemessung des Erdwärmesondenfeldes für konkretisierte Heiz- und Kühllasten
- [3] P.Wickboldt, Betriebserfahrungen mit der Geothermieanlage der Universitätsbibliothek Südstadt Rostock (2006)

Schalenkreuzanemometer - was misst man bei Schräganströmung?

Dr.-Ing. Hans-Joachim Winkel, Prof.Dr.-Ing.habil.M.Paschen, Mario Jensch
Universität Rostock, Albert-Einstein-Str.2, 18059 Rostock

Schlüsselwörter: Schalenkreuzanemometer, Windgeschwindigkeit

Kurzfassung

Schalenkreuzanemometer werden durch den Wind nicht nur in der Ebene senkrecht zu ihrer Drehachse beaufschlagt. Diese Neigung des Windvektors hat einen Einfluß auf die gemessene Windgeschwindigkeit. Mit einem CFD-code, dessen Anwendbarkeit durch Vergleich der Ergebnisse mit dem Experiment nachgewiesen wird, wird die Umströmung der Anemometerschalen berechnet. Für Neigungswinkel zwischen dem Windvektor und der Schalenkreuzebene bis 40° und Windgeschwindigkeiten größer als 5m/s sind die gemessenen und berechneten Windgeschwindigkeiten zu hoch.

Abstract

Cup anemometers are subjected to wind not only in the plane perpendicular to their rotation axis. This inclination of the wind vector has an influence on the measured wind speed. A CFD-code proved by experiments is used to calculate the flow around the anemometer cups. For angles of inclination between wind and plane perpendicular to the rotation axis of the cup anemometer up to 40° and wind speed higher than 5m/s the measured and calculated wind speed is too high.

1. Motivation

Das Hauptanwendungsgebiet von Schalenkreuzanemometern ist die Windenergieumwandlung, bei der diese Messgeräte in großen Stückzahlen eingesetzt werden. Schalenkreuzanemometer sind in der Anschaffung nicht zu teuer und weisen dazu noch den Vorteil auf, einen linearen Zusammenhang zwischen Drehzahl und Geschwindigkeit zu haben, wenn von ganz kleinen Geschwindigkeiten abgesehen wird.

Kräfte und Momente auf umströmte Körper sind in der Regel vom Quadrat der Windgeschwindigkeit abhängig, die Leistung in einer Stromröhre ist proportional der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit. Deshalb werden spezielle Genauigkeitsanforderungen an diese Anemometer gestellt und in bestimmten Zeitabschnitten mittels Kalibration durch dafür zugelassene Firmen überprüft.

Obwohl langjährige Erfahrungen mit Schalenkreuzanemometern vorliegen und wegen der gestiegenen Genauigkeitsanforderungen gibt es noch Unsicherheiten in der Beurteilung der Messergebnisse.

Als Vorteil des Schalenkreuzanemometers wird im allgemeinen die Unabhängigkeit der gemessenen Geschwindigkeit von der Strömungsrichtung gepriesen. Dabei muss die Windgeschwindigkeit jedoch in der Ebene liegen, in der sich der Schalenstern dreht. Als Extremfall ist der Fall anzusehen, dass bei Anströmung in Richtung der Drehachse des Schalenkreuzes die gemessene Geschwindigkeit eigentlich Null sein müsste. Sie ist es aber nicht! Ursache ist die unsymmetrische Umströmung der Schalen mit den daraus resultierenden Kräften und Momenten.

Ein Schalenkreuzanemometer ist so einzustellen, dass der Wind als vektorielle Größe keine Komponente in Richtung der Drehachse hat. Diese Forderung ist in Feldmessungen nicht einzuhalten. Man braucht eine Abschätzung für die Abweichung der gemessenen Geschwindigkeit, sobald eine Schräganströmung, gekennzeichnet durch den Winkel α in Bild 1.1 vorhanden ist. Die Vermutung eines kosinusförmigen Zusammenhanges ist naheliegend.

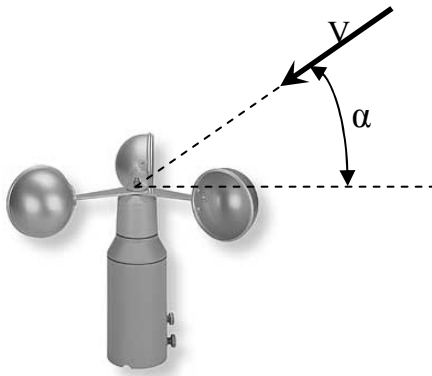


Bild 1.1: Schalenkreuzanemometer bei Schräganströmung

2. Prinzipielle Untersuchungsmethode

Üblicherweise werden auf theoretischem Wege gewonnene Resultate experimentellen Ergebnissen gegenübergestellt, um die Gültigkeit der getroffenen Annahmen zu prüfen.

In diesem Fall ist das aus zwei Gründen notwendig: erstens sind die Anemometerschalen, Bild 2.1 und folglich die durch die Umströmung in Luft auftretenden Kräfte klein, so dass Kraftmessungen im Windkanal durch Fehler stark beeinflusst werden könnten und zweitens sollen durch Vergleich mittels Methoden der C(omputational) F(luid) D(ynamics) gewonnener Auftriebs- und Widerstandsbeiwerte mit Messungen an einer größeren Halbschale mit dem Durchmesser 230mm Informationen über den Einfluss und die Qualität verschiedener Netzgitter und Turbulenzmodelle auf die Ergebnisse gewonnen werden.

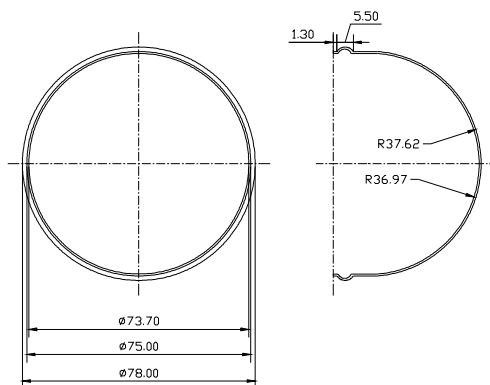


Bild 2.1: Anemometerschale

2.1. Untersuchung der Halbschale

Es wird die resultierende Kraft auf die Halbschale mit ihren Komponenten Auftrieb, die Kraft senkrecht zur Anströmungsrichtung und in der Symmetrieebene der Halbkugelschale und des Geschwindigkeitsvektors, und Widerstand, die Kraft in Richtung der Geschwindigkeit, untersucht. Auftrieb und Widerstand hängen vom Anstellwinkel β und der Reynoldszahl ab.

Die CFD-Berechnungen sind von Jensch [1] im Rahmen seiner Diplomarbeit unter Verwendung von Ansys-CFX ausgeführt. Nach Untersuchungen zur Konvergenzgeschwindigkeit, Genauigkeit und Gitterunabhängigkeit der Lösung wird das SST-Modell mit automatischer Wandberücksichtigung und automatischem Wechsel von der Wandfunktion zum Niedrig-Re-Modell gewählt. Insbesondere wird die Grenzschicht mit mindestens 10 Knoten aufgelöst. Diese Untersuchungen werden mit strukturierten sowie unstrukturierten Gittern sowie verschiedenen Knotenzahlen gemacht.

Zweckmäßigerweise wird die Symmetrie durch Benutzung eines O-Grids genutzt. Einen Eindruck von dem Netz vermittelt Bild 2.2. Der Abstand der wandnächsten Knoten von der Wand ist $10^{-4}D$.

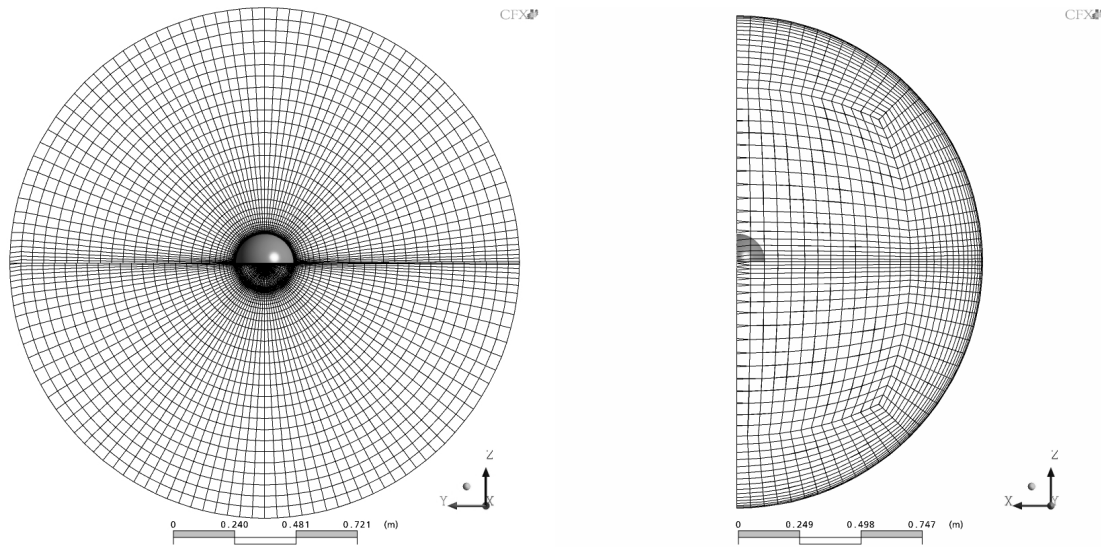


Bild 2.2: Gitternetz für CFD-Rechnungen

Bei diesen Untersuchungen variiert die Reynoldszahl im Bereich von $7.5 \cdot 10^4$ bis $3 \cdot 10^5$.

Die Experimente werden im Unterschall-Windkanal der Universität Rostock durchgeführt, dessen wesentliche Daten im Bild 2.3 enthalten sind. Es ist ein Kanal Göttinger Bauart mit offener Messstrecke. Die Düse hat das Kontraktionsverhältnis 8:1 und einen quadratischen Endquerschnitt mit 2m^2 . Die maximale Geschwindigkeit ist etwa 64m/s ($\sim 230\text{km/h}$).

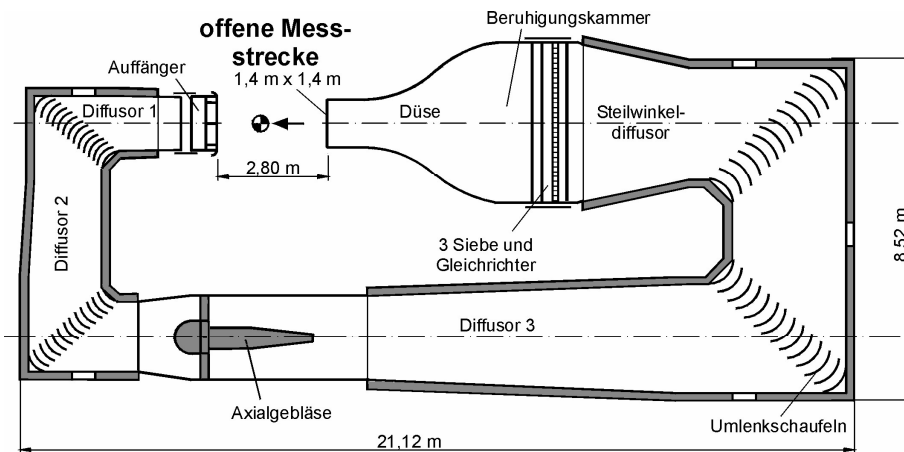


Bild 2.3:
Unterschallwindkanal am
Lehrstuhl Meerestechnik

Großer Unterschall-Windkanal

Beispielhaft sind in den Bildern 2.5a und b Auftriebs- und Widerstandsbeiwerte dargestellt. $\beta = 0$ bedeutet Anströmung gegen die konkave Seite der Schale.

Die gemessenen Auftriebskoeffizienten im Bereich zwischen 0 und 80° werden gut wiedergegeben. Zwischen 0 und 40° sind die Differenzen sehr klein. Es ist $c_a < 0$ im Bereich $\beta \sim 90^\circ$ wegen der Strömungsablösung, Bild 2.6. Durch den niedrigen Druck im Inneren der Halbschale, Bild 2.7, entsteht der negative Auftrieb.

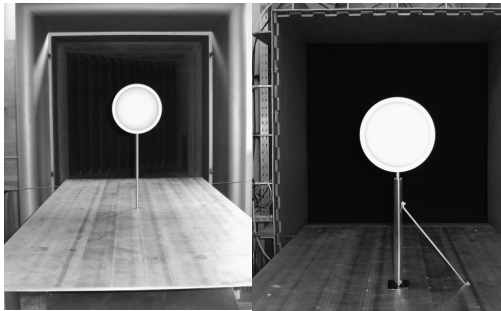


Bild 2.4: Halbkugelschale im Windkanal. Links ist die Halterung dem Wind ausgesetzt, rechts ist sie verkleidet

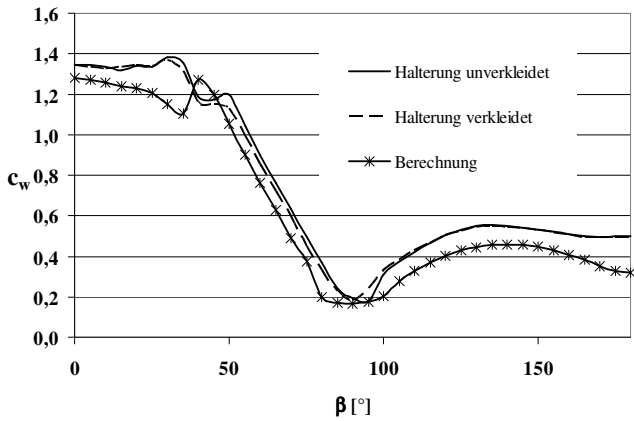


Bild 2.5a: Widerstandsbeiwert über dem Anstellwinkel für $Re = 3 \cdot 10^5$

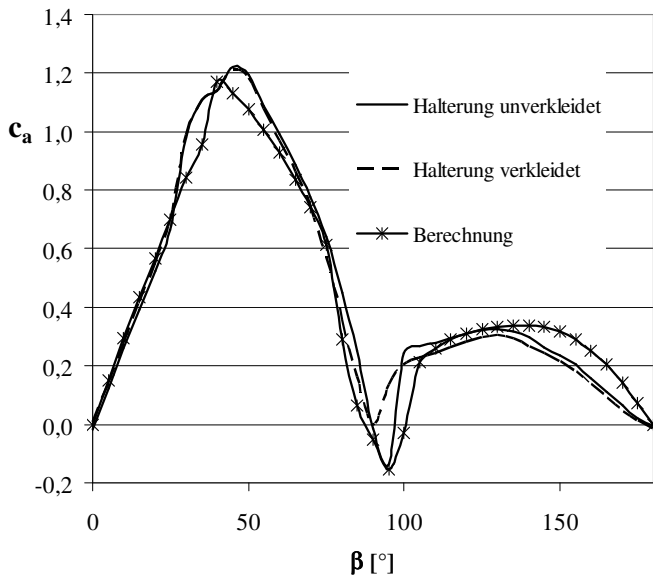
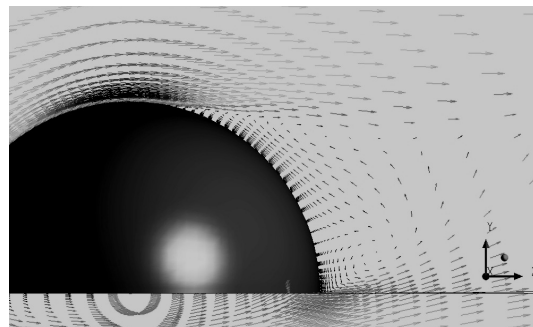


Bild 2.5b: Auftriebsbeiwert über dem Anstellwinkel für $Re = 3 \cdot 10^5$

Bild 2.6: Berechnetes Nachstromfeld für $\beta = 90^\circ$ und $Re = 1,5 \cdot 10^5$



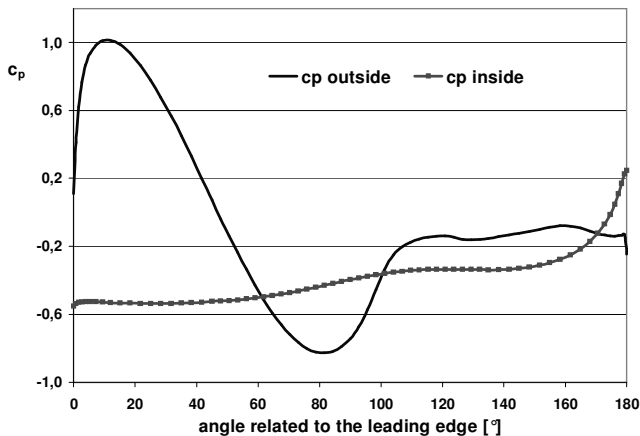


Bild 2.7:
Druckbeiwert an der Halbschale in der Symmetrieebene bei $\beta = 90^\circ$ und $Re = 1,5 \cdot 10^5$

Es ist zu vermuten, dass Differenzen in c_a und c_w durch das Verhalten der Grenzschicht verursacht werden. Bei einer Kugel und $Re = 1,5 \cdot 10^5$ finden in der Regel der Umschlag in der Grenzschicht und die Ablösung weiter stromauf statt.

2.2. Umströmung einer Anemometerhalbschale

Die numerische Simulation der Umströmung von Anemometerhalbschalen zeigt, dass im Bereich $Re = 2,4 \cdot 10^4 \div 9,7 \cdot 10^4$ eine vernachlässigbare Abhängigkeit von der Re-Zahl besteht. Für Kugeln deuten diese Re-Zahlen auf laminare Grenzschichtströmung hin. Es scheint erlaubt, die Kraftbeiwerte in Abhängigkeit des Anstellwinkels anzusetzen.

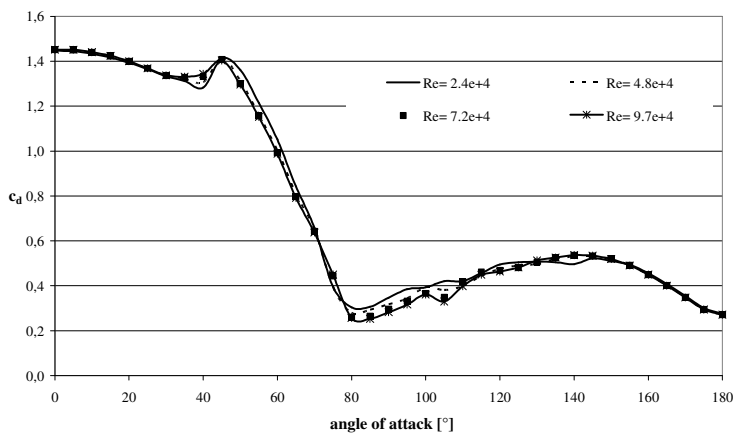


Bild 2.8:
Berechnete Widerstandsbeiwerte einer Anemometerhalbschale bei verschiedenen Re-Zahlen und Anstellwinkeln

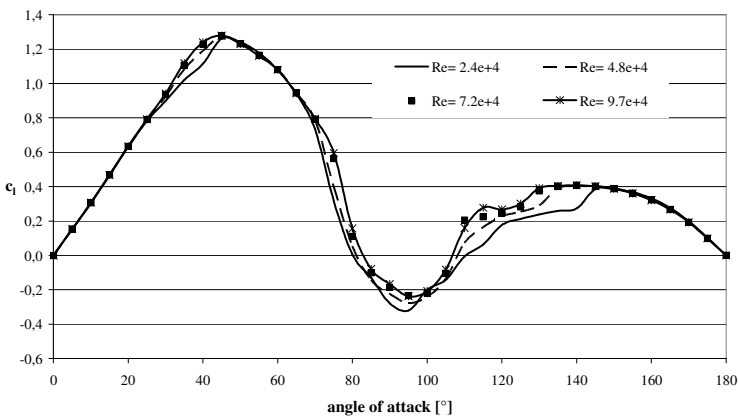


Bild 2.9:
Berechnete Auftriebsbeiwerte einer Anemometerhalbschale bei verschiedenen Re-Zahlen und Anstellwinkeln

3. Vergleich berechneter und gemessener Charakteristiken des untersuchten Schalenkreuzanemometers

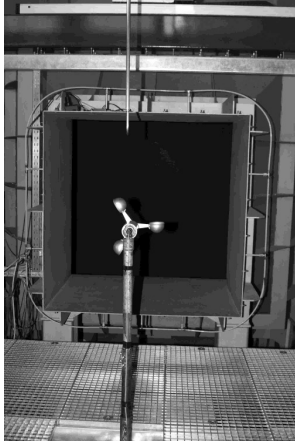


Bild 3.1:
Anemometer im Windkanal

Im Bild 3.1 sind das untersuchte Schalenkreuzanemometer und ein Prandtlrohr in der Messstrecke zu sehen. Das Anemometer wird mittels eines rechnergesteuerten Drehtisches um die Hochachse gedreht.

Bei der Berechnung der Anemometercharakteristik wird der Anstellwinkel für jede Schale und Schalenkreuzposition bestimmt. Es wird quasistationär gerechnet. Mit den Auftriebs- und Widerstandsbeiwerten wird das Moment um die Drehachse ermittelt. Nach der Korrektur des Reibmomentes, die proportional der Drehzahl angenommen wird, wird die Leerlaufdrehzahl berechnet, bei der das Moment verschwindet.

Der Vergleich zwischen Mess- und Rechenergebnissen ist im Bild 3.2 gegeben. V_0 ist die Geschwindigkeit bei $\alpha = 0^\circ$.

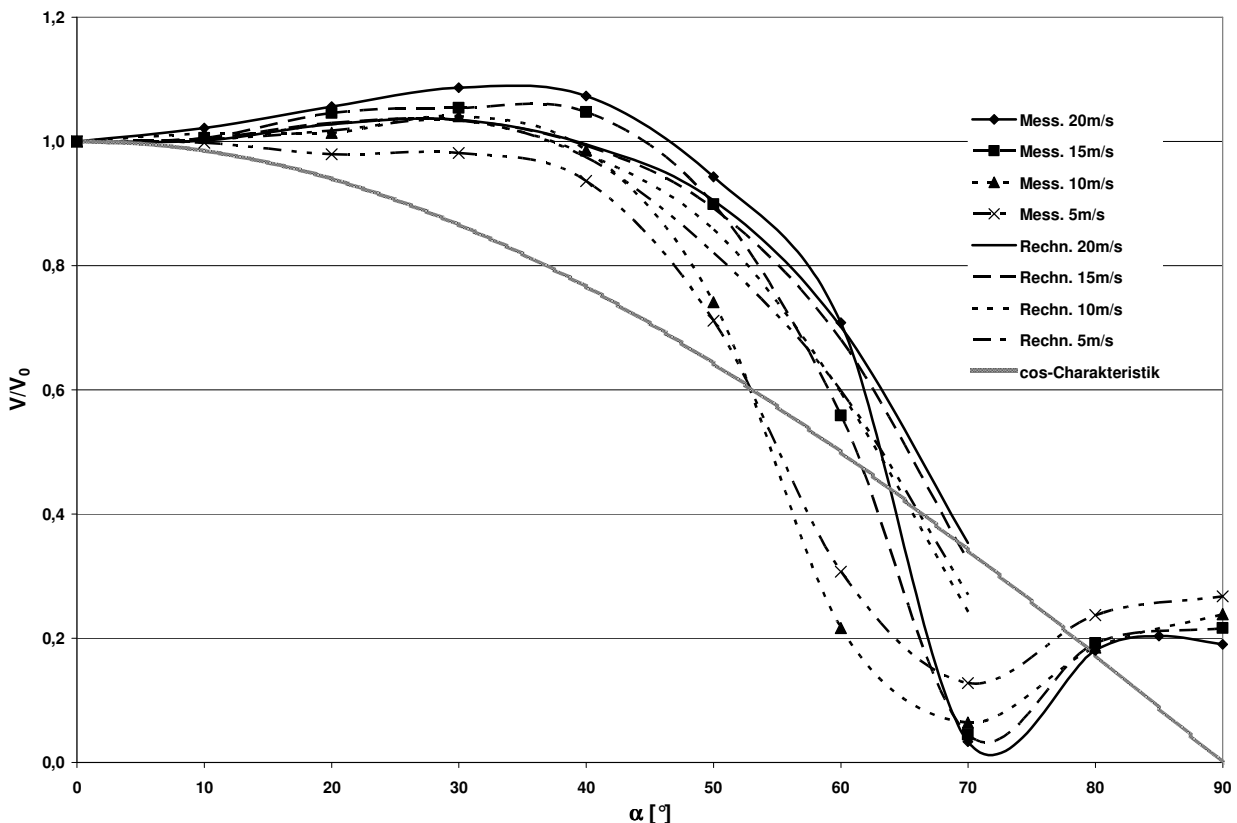


Bild 3.2: Relativgeschwindigkeit V/V_0 über dem Winkel α zwischen der Geschwindigkeit und der Ebene des Schalenkreuzes

Für Windgeschwindigkeiten gleich oder größer als 10m/s werden höhere Geschwindigkeiten gemessen, bis zu 10% bei 20m/s. Bei den berechneten Geschwindigkeiten ist diese Tendenz ebenso zu erkennen, jedoch liegen die Maxima bei kleineren α . Nur für 5m/s ergeben die Messungen keine höheren Geschwindigkeiten.

Bei etwa 70° dreht sich der Schalenstern sehr langsam und für $\alpha > 70^\circ$ kehrt sich die Drehrichtung um wegen des negativen Auftriebsbeiwertes der Anemometerschale im Bereich des örtlichen Anstellwinkels um 90° , siehe Bild 2.9.

Wegen der Abhängigkeit der Leistung von der dritten Potenz der Geschwindigkeit treten bei 20m/s Erhöhungen bis zu 30% auf, Bild 3.3 .

Für diese Untersuchungen wird in der Nachrechnung quasistationäre Strömung bei jeder Stellung der Schalen angenommen. Für kleine α ist ein Nachstromeinfluß der vorauslaufenden Halbschale auf die nachfolgende nicht auszuschließen. Außerdem ist die Zentrifugalbeschleunigung nicht berücksichtigt. Wenn diese Vereinfachungen vermieden werden sollen, ist ein komplizierteres CFD-Modell mit anderer Netzkonfiguration erforderlich.

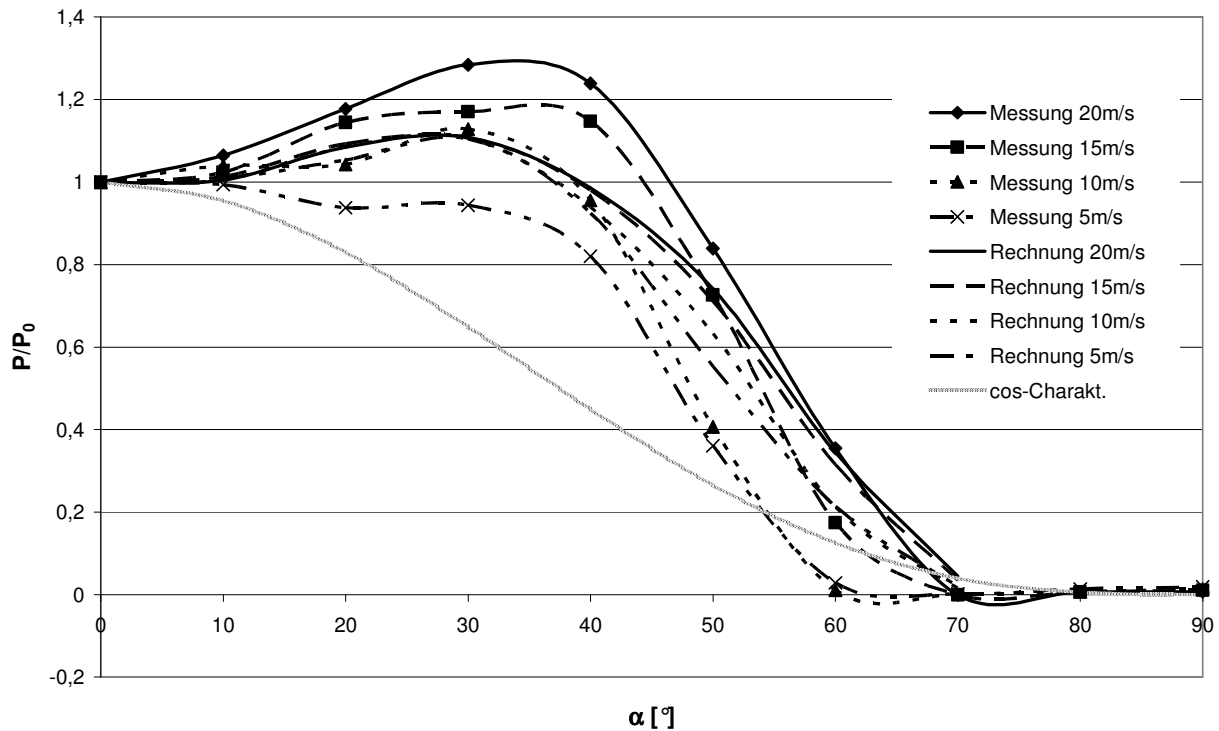


Bild 3.3: Relative Leistung P/P_0 über dem Winkel α zwischen der Geschwindigkeit und der Ebene des Schalenkreuzes

4. Zusammenfassung

Schalenkreuzanemometer werden hauptsächlich in der Meteorologie und der Windenergieumwandlung eingesetzt. Da der Wind eine vektorielle Größe mit stochastischem Charakter ist, kann nicht ausgeschlossen werden, dass er auch gegenüber der Schalenkreuzebene geneigt ist, die durch die Anemometeranbringung festgelegt ist. Dadurch ergibt sich die Frage nach dem Einfluss dieser Neigung auf die gemessene Windgeschwindigkeit.

Dieser Einfluss wird berechnet und das Ergebnis mit Messergebnissen verglichen.

Die durch den Wind auf eine Anemometerhalbschale ausgeübte Kraft ist sehr gering. Mittels des CFD-codes Ansys-CFX wird durch Vergleich der vom Wind auf eine größere Halbkugelschale

ausgeübten Kräfte Auftrieb und Widerstand mit Messergebnissen im Windkanal die Anwendbarkeit dieses Codes gezeigt.

Messungen im Windkanal ergeben, dass für Neigungswinkel des Anemometers bis 40° und Windgeschwindigkeiten größer als 5m/s die gemessene Windgeschwindigkeit zu hoch ist. Diese Tendenz wird auch durch die Rechnungen bestätigt.

Zukünftig kann eine Verbesserung der Rechnung erreicht werden durch Berücksichtigung des Nachstromes der Anemometerhalbschalen sowie der Zentrifugalbeschleunigung.

Danksagung

Wir danken der Fa. WindConsult GmbH für die Bereitstellung eines kalibrierten Schalenkreuzanemometers.

5. Literatur

- [1] Jensch, M. „Untersuchung der Kräfte an Halbkugelschalen im Anstellwinkelbereich von 0° bis 180° “, Diplomarbeit, Universität Rostock, Lehrstuhl Meerestechnik, 2005
- [2] Hoerner, S.F. „Résistance à l'avancement dans les fluides“, Paris, 1965

Energy Biomass from rewetted peatlands for combined heat and power generation

ALRIK WULF¹⁾, **WENDELIN WICHTMANN**²⁾, **MIRKO BARZ**^{*1)}, **MATTHIAS AHLHAUS**¹⁾

¹⁾Fachhochschule Stralsund, Zur Schwedenschanze 15, D-18535 Stralsund, Germany

^{*}mirko.barz@fh-stralsund.de

²⁾Institute for Sustainable Development of Landscapes, Greifswald University, Grimmener Straße 88, 17487 Greifswald (Germany), Tel: 03834/864143, Email: wicht@uni-greifswald.de

Introduction

The strong increase of the worldwide energy demand, the predominant use of fossil sources and the known related consequences for the environment (e. g. acid rain, GHG emissions and global warming) and for national economies (e.g. dependency from energy source imports, increasing prices, competition between national economies to get the energy resources etc.) require a structural change of the fossil source based energy economies towards to a sustainable energy economy. Increasing the share of renewable energy in the energy balance enhances sustainability and biomass is one of the most important renewable energy sources in Europe. In Germany for example the biomass demand for energetic utilization (supported by governmental regulations like the German “Act on Granting Priority to Renewable Energy Sources” is increasing enormously. We recognize a raise of the prices and particulate regional shortages of biomass supply for Biomass CHP plants. On the other hand the renewable energy act created conditions for a lucrative use of biomass in co-generation power plants, so the biomass demand will continuously increase in the near future. Beside the classical biomass fuels such as e.g. wood, new biomass sources must be made available to avoid bottle necks in the future.

Common reed (*Phragmites australis*) is such a promising biomass source. Common reed is a perennial and fast growing plant. The data to the biomass yield varies strongly in dependence of the cultivation location (3.6 – 43 t/ha). In the North-German lowlands, where nearly 20 percent of the agricultural areas are more or less degraded fens, often more than 15 t · ha⁻¹ dry matter of reed biomass can be produced. The use of such areas (used in the past predominant as grasslands for cattle breeding) is not in competition to the food or feed production, because in Germany cattle breeding decreased dramatically within the last decade. By that the federal state of Mecklenburg-Vorpommern has a surplus of about 800 thousand hectares of set aside grasslands [1]. Besides the necessary water regulation measures for conventional agricultural use are very cost intensive which cannot be covered by meat or milk production. To avoid damage and exhaustion of soil resources also the production of reed as energy source must proceed under attention of environmental and as well economic aspects. Furthermore, concerning an environment friendly utilization of reed as energy source a considerable demand for research and development exist. The R&D demand is caused by the difference in chemical composition, physical properties and partially due to the critical reaction behavior of reed as a solid fuel in relation to the classical solid biomass feedstock wood.

Reed Production on Rewetted Peatlands

Until now, most of the peat lands in Northern Germany are still managed as grasslands with low intensity to assert EC-money under minimal efforts. To meet EC-Cross Compliance (CC) conditions it is necessary to mulch the grassland at least every second year. Due to the decrease in land-use pressure and the problems of conventional fen utilization, new concepts for environmentally compatible land use of former grasslands have received a growing attention. The rewetting of former peatlands and the transformation in a site for the production of biomass as energy source is such a new land use concept.

Northern Germany is covert with about 830 Thousand hectares of peat lands [1]. It is assumed that about $\frac{1}{4}$ of these areas could be rewetted without restrictions concerning shortages in water availability. These areas should be rewetted and used for the production of biomass as source for energy [6]. The rest should be continuously managed as grasslands for agricultural needs. On the rewetted areas a considerable dynamic of vegetation development will happen. The plant biomass, which grows after rewetting, is of different species and qualities. Depending on water regime, trophy level, seed potential and other factors, the development of the vegetation first leads to reed beds of Reed Canary Grass (*Phalaris arundinacea*), Sweet Reedgrass (*Glyceria maxima*), Common Reed, or Cattail (*Thypha spec.*), more rarely to sedge (*Carex spec.*) reed-beds, but also to Grey Willow (*Salix cinerea*) shrubbery. After rewetting the plant communities develop spontaneously and the biomass can be harvested according to the intended use. Because of the productivity of such a site and the possible yield of biomass (see table 1) the site adapted and sustainable use of rewetted peat lands for the production of biomass is an innovative and cost effective chance for agriculture. It's assumed that high productivity yields of about 10 - 15 tons dry biomass per hectare and year are possible and 2 Million tons dry biomass for the Energy production could be harvested from this peat lands in Northern Germany.

Table 1: Productivity of reeds and wetlands [7]

Species	Productivity
	t · ha ⁻¹ · a ⁻¹
Common Reed (<i>Phragmites australis</i>)	3.6 .. 43.5
Cattail (<i>Typha latifolia</i>)	4.8 .. 22.1
Reed Canary Grass (<i>Phalaris arundinacea</i>)	3.5 .. 22.5
Sweet Reedgrass (<i>Glyceria maxima</i>)	4.0 .. 14.9
Great Pond-sedge (<i>Carex riparia</i>)	3.3 .. 12.0
for comparison: Fallow wet grassland	6.4 .. 7.4
High-intensity grassland	8.8 .. 10.4

Another reason for the actual restoration measures of the governments of some federal states are environmental aspects and nature conservation plays an important role within the restoration programs of the federal states. The continuation of actual grassland use, connected with the drainage of the peat lands, brings huge amounts of CO₂ into the atmosphere. Rewetting aims to stop the process of peat decomposition, caused by the drainage activities. Future land use concepts on fen peat lands must meet the goals of international conventions (e.g. biodiversity convention or climate convention) and must orientate at the reduction of GHG emissions. These goals are achievable by rewetting of the peat soils with water levels at soil surface over the whole year. New peat forming conditions (natural carbon sinks) can be achieved by this. After rewetting of the former heavily drained eutrophic – polytrophic peat lands these areas have the potential to accommodate high productive Common Reed (*Phragmites australis*) and Reed Canary Grass (*Phalaris arundinacea*) stands [2]. These species

can grow under very wet and ponded conditions naturally, but to accelerate the natural cover process it is also possible to cultivate Common Reed. As an alternative option also the cultivation and harvest of cattail (*Typha latifolia*) [3] and the afforestation of fens with black alder (*Alnus glutinosa*) [4] could be of interest.

Normally, the restored peat lands are not farmed and their further development occurs uncontrolled. The monitoring of the restoration process can avoid uncontrolled and unwanted effects of the nature conservation measures. Several sustainable land-use alternatives were tested during research projects within the last years. The restoration measures were aimed to avoid or minimize the negative environmental impacts of degraded fen peat lands.

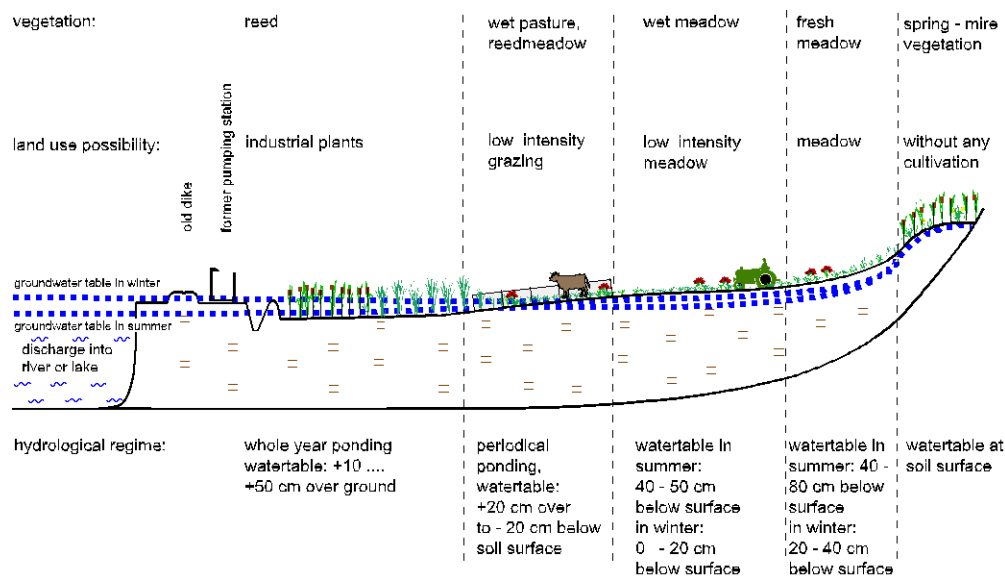


Figure 1: Suggestion for a sustainable land use of fens. Profile cross-section of a fen after restoration [5]

Farmers do not want to give up land use and accordingly do not feel up to allocate peat lands for restoration measures only since the implementation of acreage independent payments by the EC in 2005 which made subsidies independent on production. But beside EU payments the production of biomass can provide the farmers with an additional profit.

Harvesting the biomass from rewetted sites allows for sustaining their typical functions and has the following advantages:

- Assessment of alternatives for site-adapted land use, adoption of new land-use concepts with minimal damage to the environment,
- Mitigation of CO₂-gas emissions,
- Fostering of peat-forming plant species, restoration of the sink function, e.g. for carbon and nitrate,
- Restoration of habitats for mire key-species, improvement of the habitat function,
- Production of raw materials for energetic and industrial uses,
- Nutrient removal from ground- and surface waters,
- Revitalization of traditional land uses combined with new ways of processing.

Characterization of common reed as fuel

Biomass feedstock's distinguish between each other in a wide range and also exhibit a great difference towards solid fossil fuel. The essential difference is expressed by the heating value (LHV) and the elementary composition of the feedstock. The results of the proximate- and ultimate-analysis of common reed are shown in Table 2, were for comparison also values for other potential biomass fuels and fossil fuels are illustrated.

Table 2: Comparison of fuel analysis for biomass samples and fossil fuels [9]

feedstock	LHV [MJ/kg]	Volatile [%]	Ash [%]	Ultimate analysis (mf) in %					
				C	H	N	O	S	Cl
fossil fuels									
Hard coal	31,8	38,8	6,3	79,4	5,1	1,5	6,6	1,0	<0,2
Brown coal	27,0	55,0	7,6	68,4	5,5	1,8	15,4	1,3	-
biomass fuels									
common reed ¹⁾	17,7	66,8	8,8	46,5	5,9	0,3	42,5	0,14	0,16
miscanthus	17,8	81,0	2,7	47,2	6,5	0,7	41,7	0,13	0,23
pine wood	18,7	84,0	0,3	50,9	6,6	0,2	42,0	0,02	0,01
wheat straw	17,1	79,6	5,3	46,7	6,3	0,4	41,2	0,1	0,4
grain straw	17,5	80,1	4,6	47,0	6,2	0,4	41,7	0,1	0,34
maize straw	16,8	-	5,3	45,6	6,4	0,3	43,3	0,04	0,16
rape straw	17,0	78,7	6,5	48,3	6,3	0,7	38,0	0,2	-

The LHV of common reed is significant lower than the heating value for fossil fuels and requires higher fuel inputs for the same energetic output (which is generally valid for all solid biomass fuels). However, compared to other biomass fuels the relative high value of LHV = 17,7 MJ/kg indicates that reed is an promising energy source.

The nitrogen content is very low so that no problems concerning nitrogen oxide emissions were expected (for biomass combustion processes only the formation of NO_x from fuel nitrogen is important, the formation of thermal NO occurs only at high temperatures to a great extent and plays during biomass combustion a minor role).

Compared to pine wood the higher contents of chloride, sulfur and ash might cause problems regarding emissions and process management if the reed is used conventional combustion technologies. Sulfur and chlorine are air-polluting relevant elements. During combustion these elements mainly convert to SO_x and HCl. Especially the chloride content could increase the risk of Cl-corrosion.

Orientating small scale combustion examinations in a 50 kW boiler

The aim of the small scale combustion examination was to convert the chemical energy of the reed (indicated by the LHV) into thermal energy of the flue gas as complete as possible to minimize any losses. Furthermore the ecological operation of the combustion technology is the most important criteria for the evaluation in order to keep within the emission limits. A Biomass Boiler, Typ "SOLARFOCUS therminator" with a capacity of 50 kW_{th} was used for the combustion experiments (see Fig. 2). This boiler is part of the biomass combustion test facilities at the Laboratory for Integrated Energy Systems and after modifications applicable for different biomass fuels like firewood, briquettes, pellets and wood chips.

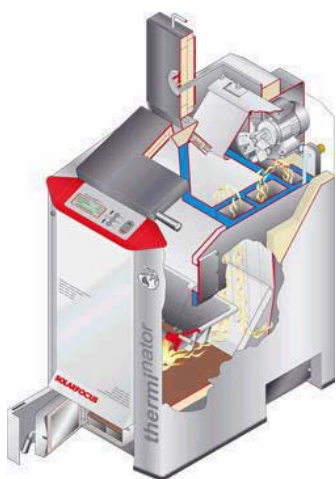


Figure 2: Biomass Boiler, Typ “SOLARFOCUS therminator”

The reed was used in form of small bales (see Fig. 3) and reed chaff (see Fig. 4).



Figure 3: Small reed bales



Figure 4: Reed chaff

The results of the first orientating examinations in the small scale application indicated that common reed can be used as biogenous fuel. Tab. 3 shows the results of the exhaust gas analysis.

Table 3: Results of the exhaust gas analysis – common reed combustion [8]

Flue gas component	Average value	Maximum value
CO	220 ppm	321 ppm
NO	200 ppm	263 ppm
O ₂	9 Vol%	7 Vol%
CO ₂	11,5 Vol%	13,4 Vol%

The used reed was harvested in March 2005 (in Hungary) so that the potassium content of the fuel is already low. Examinations of the ash melting behavior showed that the ash melting point (which is directly related to the potassium content in the biomass fuel) is above 1420 °C. No ash slagging was recognized in the combustion chamber.

Because of the rigid structure of the blades of reed and the high ash content of nearly 9 % the ash can block the fixed grate of the furnace and thus interfere the air supply and the exchange of the reaction products. It was necessary to riddle the fire bed each 15 minutes to ensure a continuous operation the test facility.



Figure 5: Fire bed during reed chaff combustion **Figure 6:** fine and coarse ash fraction

An unwanted effect of riddling the fire bed is that considerable amounts of unburned reed have been moved to the ash chamber. Figure 6 illustrate the different ash fractions found in the ash chamber. Especially the coarse ash fraction contains a considerable amount of unburned carbon (see Tab. 4).

Table 4: Carbon content in the ash fractions [9]

	Fine ash fraction	Coarse ash fraction
Share of the fraction in %	89,1	10,9
Carbon content in %	1,0	53,11

The resulting low total fuel utilization of only 93,3 % doesn't satisfy the requirements of an environment friendly combustion (convert the chemical energy as complete as possible into thermal energy) and optimization measures are required.

Conception for commercial reed utilization

To be able to estimate the possibility of a commercial use of reed as energy source small scale examinations are insufficient. Furthermore, the combined generation of heat and power is of particular interest, caused by economic conditions defined in the German Renewable Energy law (fixed price electricity purchase for electricity generated from renewable sources). Operators of Biomass CHP plants evince a great interest to make new biomass sources available. Within the framework of the cooperation project "ENIM", the industrial partner (GMK - Gesellschaft für Motoren und Kraftanlagen mbH) will provide a power plant for large scale combustion examinations. Development, planning, construction and operation of power plants are the main business fields of GMK and they have set up more than 20 biomass CHP plants, among these the first biomass power station with ORC-cycle technology in Mecklenburg Vorpommern which one will be used for the commercial tests runs. Since 2001

this power plant (see Fig. 7) is in operation and wood chips are used as fuel for the combined heat and power generation.

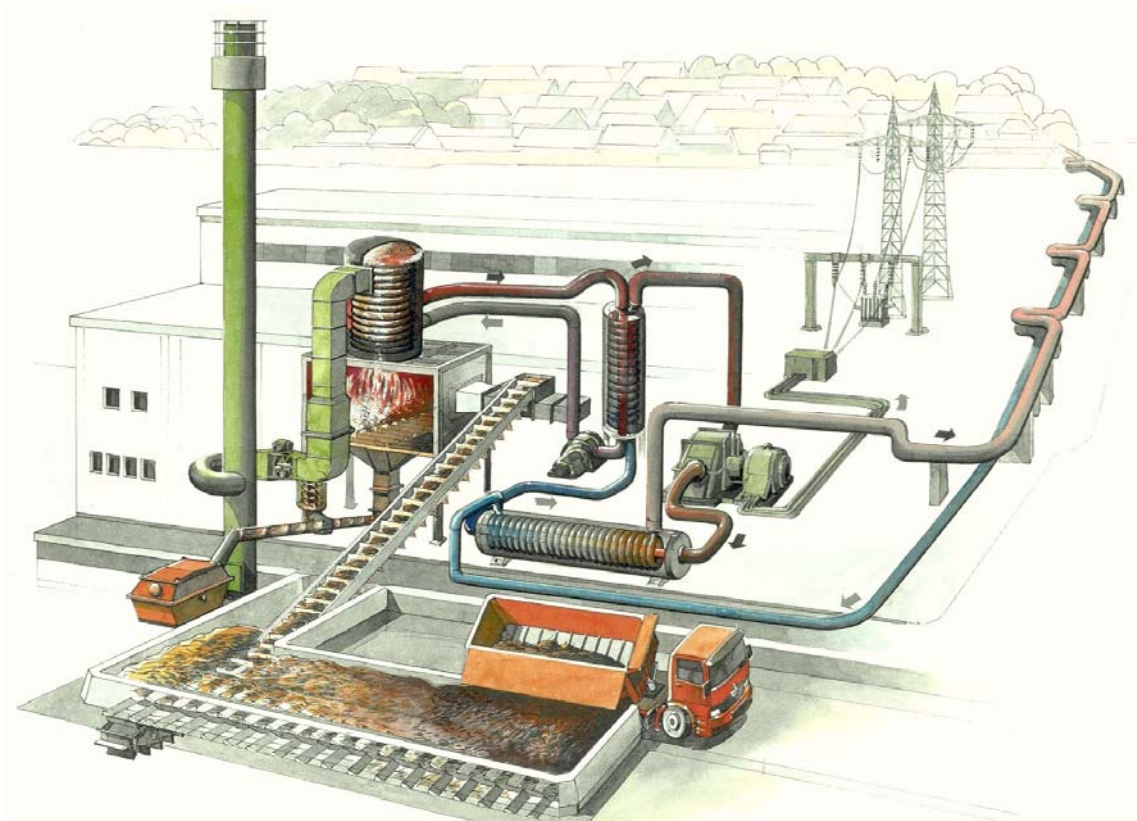


Figure 7: ORC-cycle biomass power plant in Friedland, planned, constructed and operated by GMK

Examinations for the commercial utilization of common reed will proceed under commercial conditions. For this purpose the reed will be used at first in various mixtures with wood chips. If procurable the share of reed will be raised in relation to wood chips to the point off 100 % reed utilization. The agricultural partners of the ENIM project will ensure the fuel supply with common reed during the test runs and for further operation of the power plant.

References

- [1] Wichtmann, W. Biomass for energy from rewetted peatlands // In: Proceedings of the 2nd International Baltic Bioenergy Conference, Stralsund, 02.- 04. Nov. 2006.
- [2] Wichtmann, W. , Succow, M. Nachwachsende Rohstoffe // In: R. Kratz & J. Pfadenhauer (Hrsg.): Ökosystemmanagement für Niedermoore - Strategien und Verfahren zur Renaturierung. Eugen Ulmer Verlag, Stuttgart. S. 177 – 184 (2001).
- [3] Wild, U.; Kamp, T.; Lenz, A.; Heinz, S.; Pfadenhauer, J. Cultivation of *Typha* spp. in constructed wetlands for peatland restoration // In : Ecological Engineering 17: 49 - 54. (2001).
- [4] Barthelmes, A.; Joosten, H.; Kaffke, A.; Koska, I.; Schäfer, A.; Schröder, J.; Succow, M. Erlenaufforstung auf wiedervernässten Niedermooren // In: Greifswald: Institute for Sustainable Development of Landscapes of the Earth, 68 pp (2005).

- [5] Wichtmann, W.; Timmermann, T. Restoration of fen peatlands with industrial plants // In: Millenium Wetland Event, Quebec, Canada, Program with Abstracts p. 488 (2000).
- [6] Wichtmann, W. Verwertung von Biomasse von Niederungsstandorten // In: Greifswalder Geographische Arbeiten 31: S. 43 – 54.
- [7] Timmermann, T. Nutzungsmöglichkeiten der Röhrichte und Riede nährstoffreicher Moore Mecklenburg-Vorpommerns // In: Greifswalder Geografische Arbeiten 312, pp 31 – 42.
- [8] Lange, T. Orientierende Versuche zum Einsatz von Getreide und halmgutartiger Biomasse in einer Kleinfeuerungsanlage // In: Diplomarbeit, FH Stralsund 2006.
- [9] Barz, M.; Wichtmann, W.; Ahlhaus, M. Energetic Utilization of Common Reed for Combined Heat and Power Generation // In: Proceedings of the 2nd International Baltic Bioenergy Conference, Stralsund, 02. - 04. Nov. 2006

ELECTRIC AND MAGNETIC FIELDS NEAR WIND POWER FARMS

M. Zenczak

Szczecin University of Technology, Gen. Sikorskiego 37, Pl 70-313 Szczecin, mzenczak@ps.pl

Keywords: electric field, magnetic field, wind power farm, biological effects

Abstract: Wind power farms are very clean sources of electrical energy. But electrical energy is always connected with electric and magnetic fields. Electric fields near wind power plants may occur only near overhead power transmission lines, which connect wind power farms with power system. Significant electric field does not exist near single wind power station, because single power plant is connected to substation mainly by cable lines. Magnetic field may be more interesting because it exists near circuits with currents and penetrates undisturbed through many materials. The paper presents analysis mainly of magnetic fields near wind power station, cables and overhead lines. Analysis is verified by measurements which are done near wind power plants. Results of calculation and measurements are compared to permissible values from rules.

1. Introduction

Wind power farm (WPF) is very clean sources of electrical energy. But electrical energy is always connected with electric (EF) and magnetic fields (MF) of 50 Hz. EF exists near parts which contains unbalanced charge, while magnetic field occurs near circuits with flowing currents.

Significant values of EF near WPF may occur only near overhead power transmission lines, which connect WPF with power system. Significant EF does not exist near single wind power station, because single power plant is connected to substation mainly by cable lines. MF may be more interesting because it exists near circuits with currents and penetrates undisturbed through many materials.

The paper presents analysis mainly of MF near wind power station, cables and overhead lines. Analysis is verified by measurements which are done near WPF. Results of calculation and measurements are compared to permissible values from rules.

2. Safety rules of protection against electromagnetic fields of 50 Hz

There are special safety rules of protection against electromagnetic fields of 50 Hz frequency. There are so called environmental rules [1] and occupational ones [2].

The permissible value of EF intensity in natural environment must not exceed 10 kV/m [1]. The permissible value of MF intensity in natural environment is equal to 60 A/m. But in places appropriated for the public building the highest value of EF intensity must not be higher than 1 kV/m and MF intensity 60 A/m.

In compliance with the occupational standards the area of field interaction has been divided into four zones: the dangerous, hazardous, intermediate and safe. In the dangerous zone staying the workers is prohibited. In hazardous zone staying is permissible when the doses ($ED_E = E^2 \cdot t$, $ED_H = H^2 \cdot t$, where $t \leq 8$ h) do not exceed the permissible values ($ED_{Ep} = 800(\text{kV/m})^2 \cdot \text{h}$, $ED_{Hp} = 0.32(\text{kA/m})^2 \cdot \text{h}$). During the whole shift workers can stay in intermediate zone. Safe zone is the area beyond mentioned above and there is no limit. There are three limiting values for EF E_0 , E_1 , E_2 and for MF H_0 , H_1 , H_2 :

- E_0 and H_0 – limiting values between safe zone and intermediate one,
- E_1 and H_1 – limiting values between intermediate zone and hazardous one,
- E_2 and H_2 – limiting values between hazardous zone and dangerous one.

For 50 Hz there are following values: $E_0 = 5$ kV/m, $E_1 = 10$ kV/m, $E_2 = 20$ kV/m and $H_0 = 66$ A/m, $H_1 = 200$ A/m, $H_2 = 2000$ A/m. In hazardous zone ED should fulfill following relationships: $ED_E \leq ED_{Ep}$, $ED_H \leq ED_{Hp}$, $WE \leq 1$, where: ED_E – real dose of EF, ED_H – real dose of MF, ED_{Ep} , ED_{Hp} – permissible values of ED for EF and MF, WE – indicator of exposure:

$$WE = \frac{ED_E}{ED_{Ep}} + \frac{ED_H}{ED_{Hp}} \quad (1)$$

3. Living organisms in electric and magnetic fields

For extremely low frequency EMF the quasi-stationary condition is fulfilled, therefore the two components (EF and MF) may be analyzed separately. There are many phenomena in biological systems immersed in EF, which can cause the biological effects:

- acting of EF on loaded particles and on the cells (Lorentz's force),
- deformation of EF near living organisms,
- hair movement and microdischarges on the clothes and sharp ends,
- flow of a current inside body and existence of EF inside body,
- "windows effects", i.e.: intensified biological effect for some ranges of intensity and frequency,
- interaction between external EF and internal EF,
- influence on artificial electrical organs.

In MF are possible the following phenomena:

- influence on low-compensated magnetic spins of some particles or elements,
- influence on liquid crystals in living organism,
- Hall effect and action of Lorentz's force,
- changes of some physical and chemical properties of water,
- inducing of current and electric field inside organisms,
- depolarization of some cells,
- influence on materials with piezoelectric and magnetostrictic properties,
- interaction between external magnetic field and internal magnetic fields,
- influence on artificial electrical organs,
- "windows effects".

EF and MF can be treated as carriers of information.

4. Wind power farms in power system

The voltage of lines connecting WPF with power system is very important in point of view of EF and MF. The choice of voltage depends mainly on the power generated by the WPF. For cable lines for the power 200 kW the LV is sufficient. For the power at 5 MW the MV is sufficient. For 5÷15 MW the MV or HV are sufficient. Over 15 MW the HV is necessary.

Still's formula estimates approximately the proper value of voltage level for overhead line [3]:

$$U = 5.5 \sqrt{\frac{l}{1.609} + 0.01P} \quad (2)$$

where: U - voltage in kV, l - length in km, P - power in kW. The final choice of voltage level depends of course on the nominal voltage of existing network in country. Figure 1 presents typical connection of WPF to power system.

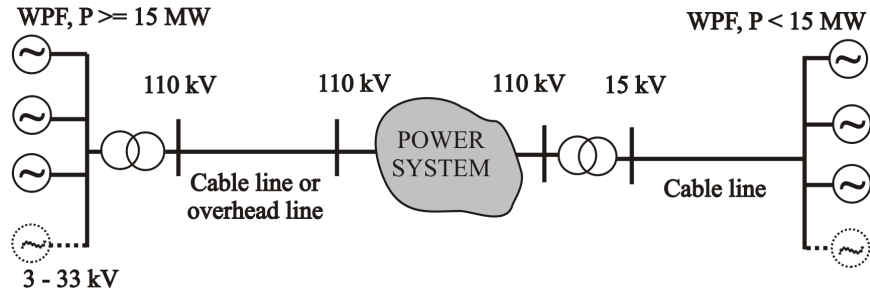


Fig. 1. Connection of WPF to power system

5. Electric field near wind power farms

When WPF is connected with power system by cable line, then EF intensity can be neglected. Problem with EF intensity is essential, when WPF is connected with power system by 110 kV overhead line, because according to polish regulation EF should be estimated near overhead lines with voltage 110 kV and above. 110 kV overhead line is necessary, when the power is above 15 MW and the distance is a few km (Still's formula (2)). Table 1 presents configuration of 110 kV line on tower S24 type P. Figure 2 presents electric field intensity near this 110 kV overhead line.

Table 1. Configurations of overhead lines 110 kV

Wire	Section [mm ²]	Distance from axis [m]	Height of suspension [m]
L1	240	-2.85	5.7
L2	240	2.85	7.9
L3	240	3.65	5.7

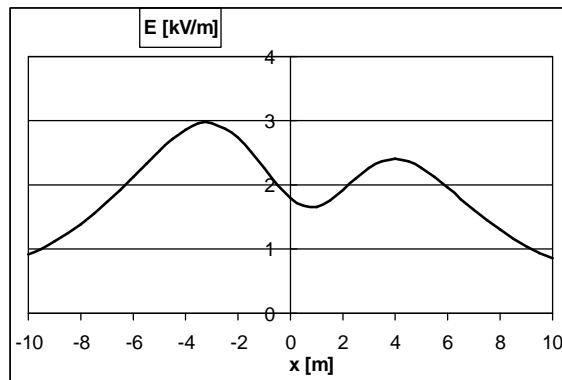


Fig. 2. EF intensity under 110 kV overhead line

Although the EF intensity under 110 kV line is lower than 10 kV/m, however 110 kV overhead lines create problems with public buildings.

6. Magnetic field near wind power farms

MF exists near cable lines and overhead lines. Figure 3 presents MF intensity under overhead lines: 110 kV. If 110 kV line connects WPF 30 MW with power system, then the current for 110 kV line is equal to 160 A.

Essential values of MF intensity near cable lines occur, when the phase conductors are situated separately. Therefore majority of 0.4 kV, 15 kV and 20 kV line are not interesting, because they are produced mainly as three-phase cables as the whole. The analysis of MF is interesting for 110 kV

cables and for MV cable lines, which have separately placed phases. Table 2 presents configuration of 110 kV cable line and 15 kV line buried underground. Sometimes it is more profitable use of 15 kV or 20 kV lines than 110 kV, because of economical reasons. Some 15 kV cable lines can replace one 110 kV line. Such the situations require exact analysis.

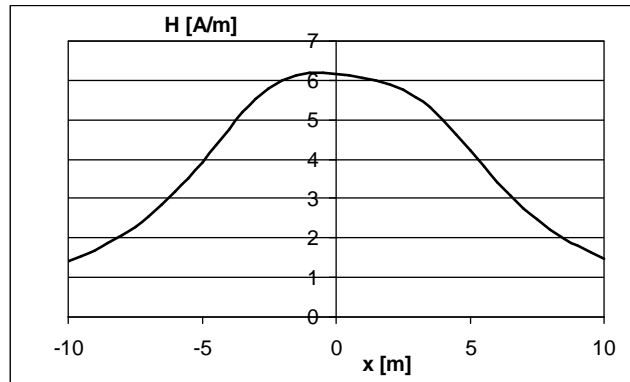


Fig. 3. MF intensity under 110 kV overhead lines for WPF 30 MW

Table 2. Configurations of 110 kV and 15 kV cable lines

Wire	Distance from axis [m]	Depth [m]
110 kV		
L1	-0.2	1.1
L2	0.0	1.1
L3	0.2	1.1
15 kV		
L1	-0.11	0.8
L2	0	0.8
L3	0.11	0.8

The problem is with the measurements and calculations of MF over buried cable lines. Calculations are executed for 0.0 m and for 2 m over the ground. Figure 4 shows MF intensity for 0.0 m and 2 m over the ground, where the cable line 110 kV connecting WPF 30 MW is buried ($I = 160$ A).

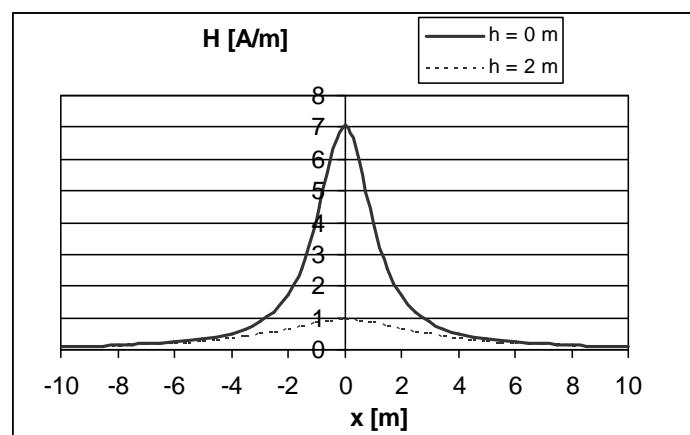


Fig. 4. MF over the 110 kV cable line for WPF 30 MW

Figure 5 presents MF intensity on the ground level and on the height 2 m above ground, where 15 kV cable line connecting WPF 15 MW is buried ($I = 577$ A).

For other value of power P of WPF values from fig. 3 and fig. 4 should be multiplied by the P/30 for 110 kV and values from fig. 5 by the P/15 for 15 kV.

Significant values of MF intensities can appear when the load is non-symmetrical and there are conditions for flowing unbalance currents [4]. Then vector sum of currents is equal to triple value of zero-sequence. In that case even near three phase cable lines can appear MF. However unbalance should be reduced to minimum.

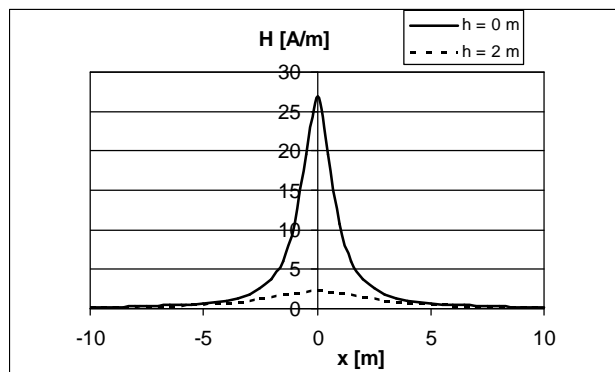


Fig. 5. MF over the 15 kV cable line for WPF 15 MW

Measurements on area of WPF shows various results. For example near single wind power station of P = 1.8 MW MF intensity is very low and does not exceed 1 A/m on the ground level. Results of measurement depend on type of cables, their configuration in the ground and in the columns of wind power station.

7. Conclusions

Levels of EF intensities related to WPF are lower than permissible ones in natural and occupational environment, however 110 kV overhead lines can create problems with places appropriated for the public building.

More significant is problem with MF. As a matter of fact exact calculations of MF intensities under overhead lines and over buried cable lines show, that the levels are not higher than permissible ones. However values over 1 A/m can cause interferences in technical equipment (for example in traditional computer monitors).

MF intensity over 15 kV cable line may be higher than MF intensity over 110 kV cable line.

The two main principles are important:

- the lower distance between phase wires, the lower MF intensity,
- the higher voltage of wind power station, the lower MF intensity, if the power is constant.

8. References

- [1] Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 30 października 2003 r. w sprawie dopuszczalnych poziomów pól elektromagnetycznych w środowisku oraz sposobów sprawdzania dotrzymania tych poziomów, *Dziennik Ustaw RP*, 2003, Nr 192, poz. 1883 (Polish rules)
- [2] Rozporządzenie Ministra Pracy i Polityki Społecznej z dnia 29 listopada 2002 roku w sprawie najwyższych dopuszczalnych stężeń i natężeń czynników szkodliwych dla zdrowia w środowisku pracy, *Dziennik Ustaw RP*, 2002, Nr 217, poz. 1833 (Polish rules)
- [3] Kinsner K., Serwin A., Sobierajski M., Wilczyński A., *Sieci elektroenergetyczne*, Wydawnictwo Politechniki Wrocławskiej, Wrocław 1993
- [4] Nafalski A., Roy N., Halgamuge S., Magnetic fields from overhead distribution lines – influence of unbalance currents, *ELMECO'07*, Naęczów 12-15th June 1997, 103-108

ÖKOLOGISCHE ASPEKTE DER WAHL VON LÖSUNGEN DER ENERGETISCHEN SYSTEME VON FISCHKUTTERN

W. Zeńczak

Technische Universität Szczecin, Fakultät für Meerestechnik Al. Piastow 41, 71-065 Szczecin Pl

wojciech.zenczak@ps.pl

Schlüsselwörter: Fischkutter, Umweltschutz, energetisches System, Energieumwandlung

Zusammenfassung: Im Referat werden ausgewählte Vorschläge der Lösungen von der energetischen Systeme von Fischkuttern, die umweltfreundlich und energiesparsam sind, dargestellt. Mögliche Arten der Energieumwandlung auf dem Kutter werden gezeigt. Der Wirkungsgrad vom energetischen System wird definiert. Es wird eine Systembeurteilung im Bezug auf den Einfluss der Wahl der Energiequelle und der Lösungen des Antriebssystems des Kutters auf die Verschmutzung der Umwelt durchgeführt.

Summary: The paper presents selected proposals of environment friendly and energy saving solutions of power systems of fishing cutters. Possible kinds of energy transforming on fishing cutters are showed. The efficiency of power system was defined. The system estimation of effect of selection of energy source and solution of power transmission system on environment pollution were carried out.

1. Einführung

Nach dem Eintreten Polens in die Europäische Union wurden im Rahmen vom Operativen Sektorprogramm Fischerei und die Fischverarbeitung Maßnahmen aufgenommen, um einen festen Gleichgewichtszustand zwischen der Fischfangfähigkeit der Flotte und den erhältlichen Fischvorräten zu erreichen. Um dieses Ziel zu erreichen, war die Minderung u.a. des Fischfangaufwands (Anzahl der Tage im Meer) von Fischkuttern notwendig. In Folge ist die Anzahl von Fischkuttern in den Jahren 2003 bis 2006 von 409 auf 220 gesunken (als Kutter werden hier Einheiten mit einer Länge von 15 bis 30m und mit einer Antriebsleistung von weniger als 611 kW betrachtet). Die Anzahl von Einheiten von der Klasse 15 m, die als Fangboot bezeichnet werden, wurde von 991 auf 657 gesunken. Gleichzeitig wurde im Rahmen dieses Programms, das zur Erhebung der Konkurrenzfähigkeit polnischer Fischerei führen sollte, die Erneuerung und die Modernisierung der Fischereiflotte vorgesehen. Die polnische Fischereiflotte kennzeichnet sich durch einen erheblichen technischen Verbrauchsgrad. Die durchschnittlichen Kutteralter betragen im Jahr 2006 - 37,4 Jahre. Bei den Fangbooten liegt die Zahl bei 22 Jahren. Im Referat werden mögliche Lösungen von energetischen Systemen der modernisierten Kutter vorgestellt, die den durch FAO bearbeiteten Richtlinien des Entwurfs von Fischerschiffen entsprechen. Es handelt sich hier u.a. um die Minimierung des energetischen Aufwands auf die Fischeraktivität und um die Minimierung der Umweltverschmutzung.

2. Charakteristik der energetischen Systeme von Fischkuttern

Das energetische System von Fischkuttern ist als das System der Maschinen und der Schiffsausrüstung zu verstehen, dessen Aufgabe darin besteht, die Konversion der chemischen Energie der Brennstoffe in die mechanische und elektrische Energie wie auch in die Wärme in der Menge und mit solchen Parametern zu ermöglichen, die richtige Arbeit der zur Erfüllung der angenommenen Funktionen notwendigen Empfänger sicherstellen.

Unabhängig von der Größe des Kutters umfasst dieses System immer zwei grundsätzliche Arten der Energieempfänger:

- technologische Hauptempfänger der mechanischen Energie
- technologische und allgemeine Schiffsempfänger der Elektroenergie und der Wärme.

In der ersten Art der Empfänger befindet sich der Propeller, der als ein besonderer technologischer Hauptempfänger der mechanischen Energie anzusehen ist, weil die Beförderung von gemausten Fischen als das technologische Verfahren behandelt wird. Außerdem sind in dieser Gruppe Trawlwinde, Kraftblöcke oder Deck- und Kraneinrichtungen enthalten. Auf größeren Fischkuttern werden in dieser Gruppe auch Kühlkompressoren eingeordnet.

Zu der zweiten Art der Empfänger gehören u.a. solche Empfänger wie: Schiffshilfsmaschinen, Beleuchtung, Radio- und Navigationsgeräte, wirtschaftliche Einrichtungen, Fischfang- und Fischverarbeitungseinrichtungen und die Kühlanlagen.

Wenn es um die Wärmeempfänger geht, stellt man fest, dass die Wärmebedürfnisse auf den Kuttern grundsätzlich nur mit der Vorwärmung der Kabine verbunden werden. Diese Bedürfnisse können mittels der elektrischen Erhitzer oder der Abfallwärme aus dem Kühlwasser des Hauptmotors bewährt werden. Nur auf größeren Kutter kann ein geheiztes Kessel vorwiegend für Heizwassererzeugung auftreten.

In einigen Fällen kann ein Zweifel bestehen, in welche Gruppe der Energieempfänger – zu der technologischen Empfänger der mechanischen Energie oder zu der technologischen Empfänger der Elektroenergie – qualifiziert werden soll. Man sollte sich dabei nach der Häufigkeit und dem Nutzungscharakter in dem bestimmten Betriebszustand orientieren.

Die besonderen technologischen Hauptempfänger der mechanischen Energie sind in manchen Lösungsfällen von dem Hauptmotor angetrieben und bilden einen Antriebssatz. In diesen Antriebssätzen werden mechanische, elektrische, oder hydraulische Getriebe angewendet.

3. Energieumwandlung auf den Kuttern

Die grundlegenden und ursprünglichen Energiequellen auf den Kuttern sind zurzeit die organischen Brennstoffe. Die absehbare Erschöpfung der Erdölvorräte fordert, dass in den zukünftigen Lösungen von energetischen Systemen der Fischkutter auch die Anwendung der anderen Brennstoffe, die heute als unkonventionell anerkannt werden, betrachtet werden soll. Es geht hier um solche Brennstoffe wie z.B. Alkohol, Bioöl, Erdgas und Wasserstoff. Im Bild 3.1 ist ein Schema der grundlegenden Lösungen des energetischen Systems in der Abhängigkeit von der Art der Konversion der chemischen Energie des Brennstoffs dargestellt. Die verschiedenen Wege der Konversion der chemischen Energie des Brennstoffs in die mechanische Energie, die zum Propeller geliefert wird, fließt wesentlich auf mögliche Lösung des energetischen Systems ein und auf seinen Einfluss auf die Umwelt ein.

Über die Wahl der Lösung des energetischen Systems kann nicht der Wirkungsgrad des Antriebs selbst entscheiden. Die Fischkutter werden durch einen großen Energiebedarf charakterisiert, der nicht zum Antriebszwecke dient. Aus diesem Grund sollen alle Ströme der Nutzenergie betrachtet werden. Also neben der gelieferten Leistung zur Propeller P_{NP} sollen auch der Elektroenergiestrom P_{EL} und der Wärmestrom \dot{Q}_C genommen werden:

$$\eta_{ES} = 3600 \frac{P_{NP} + P_{EL} + \dot{Q}_C}{(G_{SG} + G_{SP} + G_{KO}) \cdot W_d^{std}}, \quad (3.1)$$

wobei: G_{SG} , G_{SP} , G_{KO} , - Stundenbrennstoffverbrauch, entsprechend durch den Hauptmotor, Hilfsmotor und Kessel,

W_d^{std} - Standardheizwert

bezeichnen.

In der obigen Formel haben die einzelnen Nutzenergieströme verschiedene Werte in Abhängigkeit von dem Betriebszustand des Kutters. Der Energiebedarf ist anders während der Zeit des Freifahrens und anders während der Schleppnetzfisherei. Es wird dabei nicht die mögliche Gesamtnutzenergie berücksichtigt z.B. durch Inbetriebnahme von allen Hilfsaggregaten, sondern

die Nutzenergieströme die tatsächlich in gegebenem Betriebszustand ausgenutzt werden. Für das endgültige Definieren dieses Wirkungsgrads ist entsprechende Bestimmung der Lage die Bilanzgrenze wesentlich.

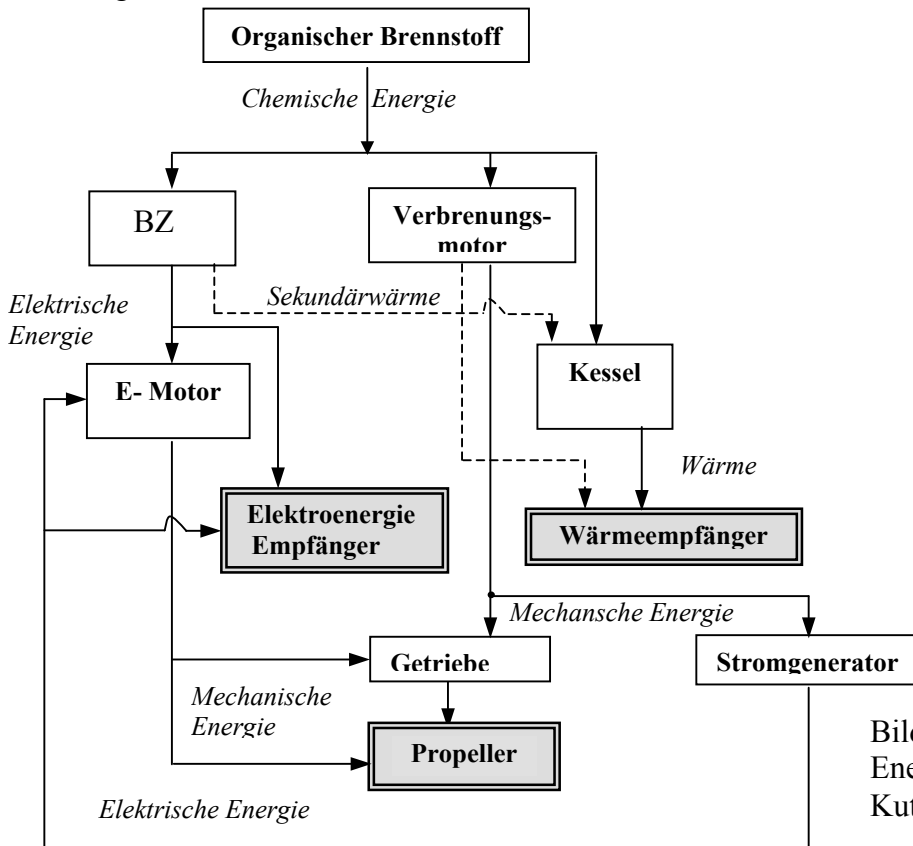


Bild. 3.1. Mögliche Arten der Energieumwandlung auf den Kuttern [1]

Eine richtige Beurteilung der Qualität des energetischen Systems wird in [2] empfohlen. Danach sollen die gesamt erzeugten Energie- und Wärmeströme sowie die Menge des verbrauchten Brennstoffs berücksichtigt werden, die man für eine längere Arbeitszeit bei den variablen Betriebsbelastungen während des Vollbringens einer bestimmten technologischen oder Transportaufgabe durch die Bestimmung des betriebsenergetischen Wirkungsgrads des energetischen Systems benötigt.

In den Lösungen von energetischen Systemen ist auch das maximale Bewirtschaften der Abfallenergie günstig. Aus dem Bild 3.1 ist zu sehen, dass sich solche Lösungen als geeignete erweisen, die eine kürzeste Kette der Energieumwandlung haben. Dazu gehören die energetischen Systeme mit der Brennstoffzelle oder mit dem Verbrennungsmotor, der durch ein mechanisches leistungsfähiges Getriebe einen Propeller antreibt. In beiden Fällen wird die Abfallenergie ausgenutzt.

4. Bedeutung der umweltfreundlichen energetischen Systeme und der erneuerbaren Energiequellen

Bei dem Entwerfen von perspektivischen energetischen Systemen vor Fischkuttern soll die Möglichkeit der Ausnutzung von alternativen Kraftstoffen und der erneuerbaren Energiequellen berücksichtigt werden. So eine Vorgehensweise übereinstimmt mit dem in der Europäischen Union promovierten Prinzip der ausgeglichenen Entwicklung, das auf der Integration von umweltfreundlichen, wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Ziele basiert [3].

Bei dem Entwerfen von energetischen Systemen vor Fischkuttern sollte man also nach folgenden Gesichtspunkten streben:

- das Vollkommen des energetischen Systems, durch das Einsetzen von hochleistungsfähigen Verbrennungsmotoren, Kessel, Stromerzeuger und der Hilfsmaschinen, das zur Steigerung des Wirkungsgrads führt,
- breite Anwendung der gasförmigen Brennstoffe darunter besonders des Wasserstoffs,
- die Einführung von Brennstoffzellen in Einknüpfung mit der Ausnutzung vom Wasserstoff,
- der Einsatz vom Hybridsystem auf der Basis der Brennstoffzelle und der Wärmekraftmaschine,
- die Ausnutzung der erneuerbaren Energiequellen,
- die Rationalisierung der Energieausnutzung.

Wegen der kleinen Energiedichte kann eine gewisse Schwierigkeit die Anwendung der erneuerbaren Energiequellen sein. Dennoch im Fall von großen Kuttern kann das Anbringen von Solarmodulen auf dem Gehäuse überlegt werden. Zweckmäßig kann auch die Rückkehr zum Segel, das Hauptantrieb unterstützt, sein. Man soll auch an Bioöl denken. Im Bild 4.1 wird ein Schema, in dem der Einfluss von Brennstoffsauswahl und des Antriebssystem des Kutters auf die Belastung der Umwelt zu sehen sind, gezeigt.

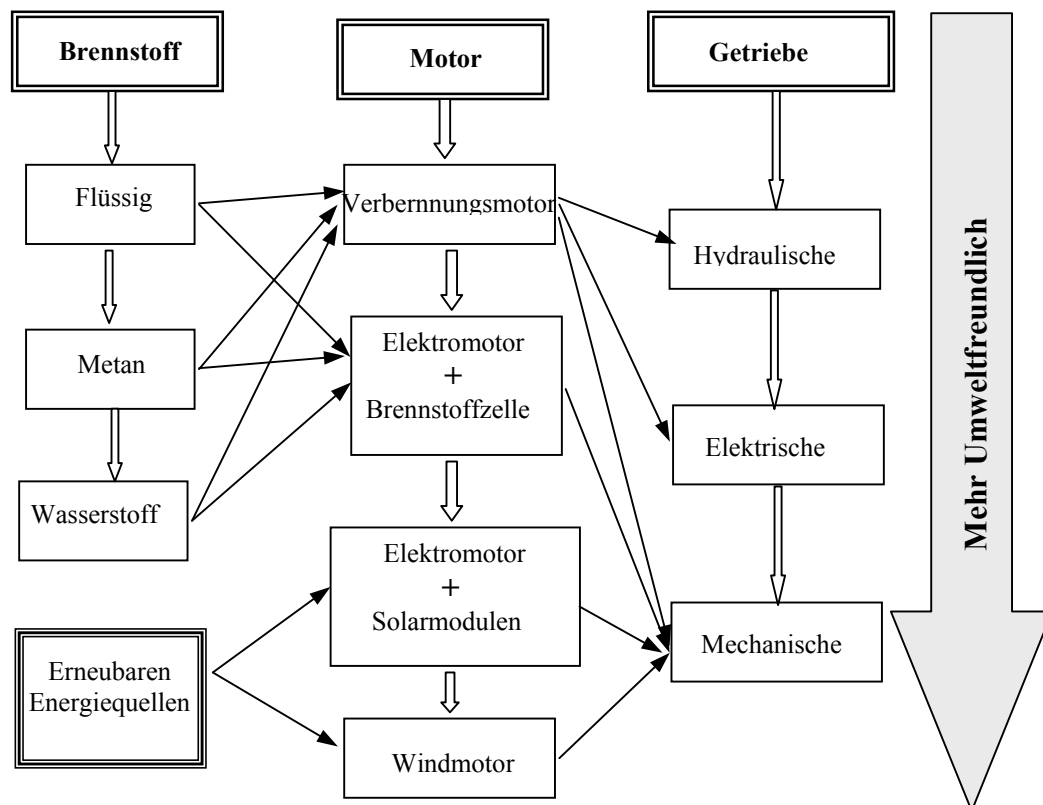


Bild. 4.1. Einfluss der Brennstoffsauswahl und des Antriebssystem des Kutters auf die Umweltbelastung

5. Ausgewählte Vorschläge zur Modernisierung von energetischen Systeme der Fischkutter

Kleine Fangbooten, die am meisten zu dem Schiffsbordfang oder seltener zu dem Heckfang vorgesehen sind, werden mit Schiffsbord- oder Heckwinden ausgestattet. Ihr energetisches System ist sehr einfach und in seiner weiteren Entwicklung sollte möglich breit die Anwendung von verstellbarem Propeller stattfinden. Das führt zu einer erheblichen Vereinfachung des Getriebes, der

die Verbesserung des Wirkungsgrades, der Manöviereigenschaften und der Zuverlässigkeit zu Folge hat. Das bedeutet auch eine Verminderung der Schadstoffemission. Mit Rücksicht auf den Wirkungsgrad des Antriebs selbst ist wichtig, dass der Wirkungsgrad des Propellers möglichst groß ist. Im Fall einer hohen Belastung des Propellers und einer kleinen Geschwindigkeit des Bootes ist die Anwendung von Kort- Düse von Vorteil. Für die Energiebedarfdeckung von der Seite der technologischen Empfänger werden nur elektrische Antriebe, was den höheren Wirkungsgrad dem energetischen System gibt, empfohlen. Der Wirkungsgrad in der Leistungsübertragungskette vom Hauptmotor zu der Winde mit Elektroantrieb liegt im Bereich von 0,65 bis 0,75. Bei dem hydraulischen Antrieb ist er kleiner und beträgt $0,5 \div 0,6$. Aus diesem Grund soll eine möglichst breite Anwendung von Elektroenergie stattfinden. Ein anderer Vorteil ist ein ökologischer Aspekt, da keine Risiko der Überschwemmung des hydraulischen Öls und eines gefährlichen Kontakts mit den Menschen besteht. Im Bild 5.1 wird ein Vorschlag des mittelmäßig zusammengesetzten energetischen Systems von kleinem Kutter mit der breiten Anwendung der Elektroenergie dargestellt.

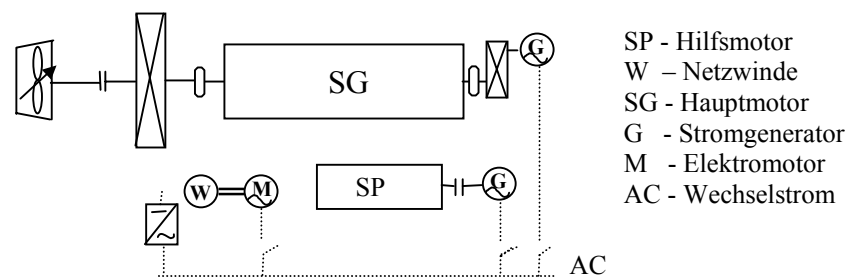


Bild. 5.1. Energetisches System eines kleinen Kutters mit der breiten Anwendung der Elektroenergie

Die größeren Einheiten besitzen mehrere technologische Einrichtungen mit einem höheren Gesamtenergiebedarf. Eine richtige Lösung des energetischen Systems hat in diesem Fall eine besondere Bedeutung. Einen sehr guten Vorschlag dafür stellt die Lösung des energetischen Systems dar, die der Konzeption der s.g. „all electric ships“ entspricht (Bild. 5. 2).

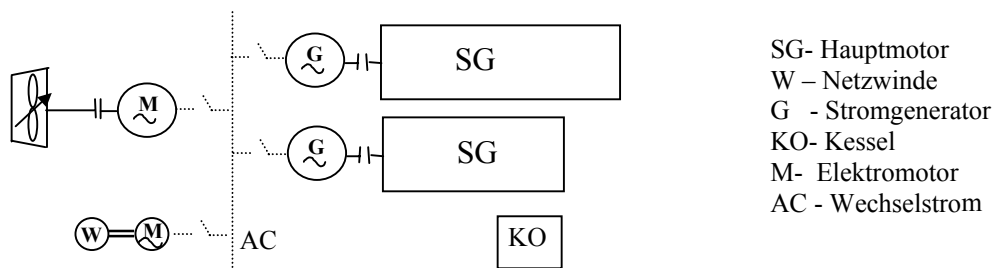


Bild. 5.2. Energetisches System vom Typ „all electric ship“

In den perspektivischen Lösungen kann vorübergehend rationell auch die Anwendung von Hybridantrieben, die auf den geknüpften konventionellen und unkonventionellen energetischen Systemen angelehnt sind, sein. Besonders nützlich kann die Niedertemperaturbrennstoffzelle sein, nämlich deren vom Typ PEMFC (Proton Exchange Membrane Fuel Cell). Am meisten realistisch scheint es jedoch, kurzfristig die Anwendung von Brennstoffzellen als Hilfsenergiequelle für den Hilfsantrieb von Kutter bzw. zur Elektroenergieerzeugung in Häfen/Gebieten mit strengen Umweltschutzvorschriften anzusehen. Ein energetisches System des Kutters mit der Brennstoffzelle als Hilfsenergiequelle wird im Bild 5.3 dargestellt.

Ein anderes perspektivisches energetisches System kann ein Hybridsystem sein. In dem System befindet sich außer dem Verbrennungsmotor ein Elektromotor, der auch die Funktion eines

Stromgenerators besitzt. Er wird aus den durch Solarmodule oder vom Land geladenen Batterien gespeist. Die Ladung von Batterien ist auch möglich durch den Verbrennungsmotor, wenn die Elektromaschine als Stromgenerator arbeitet. Der Antrieb des Propellers kann durch den Verbrennungsmotor, durch den Elektromotor oder gleichzeitig durch beide Motoren realisiert werden. Im Bild 5.4 wird das energetische System mit den Solarmodulen dargestellt. Das Betreiben des Kutters nur mit dem Elektromotor hat außer der Minderung der Schadstoffemission auch den Vorteil, dass das energetische System kein Lärm emittiert.

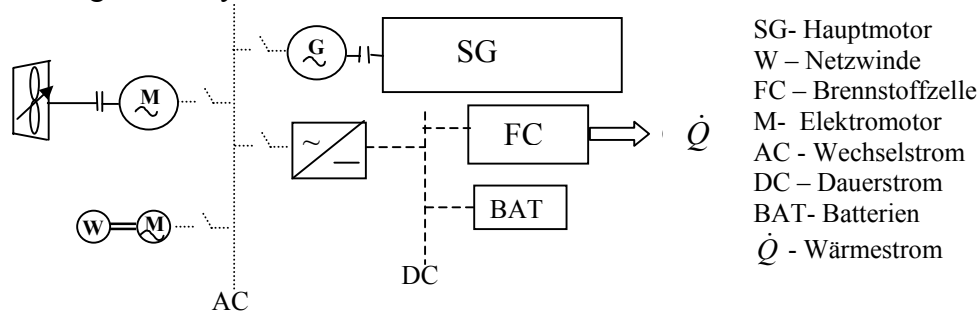


Bild. 5.3. Energetisches System des Kutters mit der Brennstoffzelle als Hilfsenergiequelle

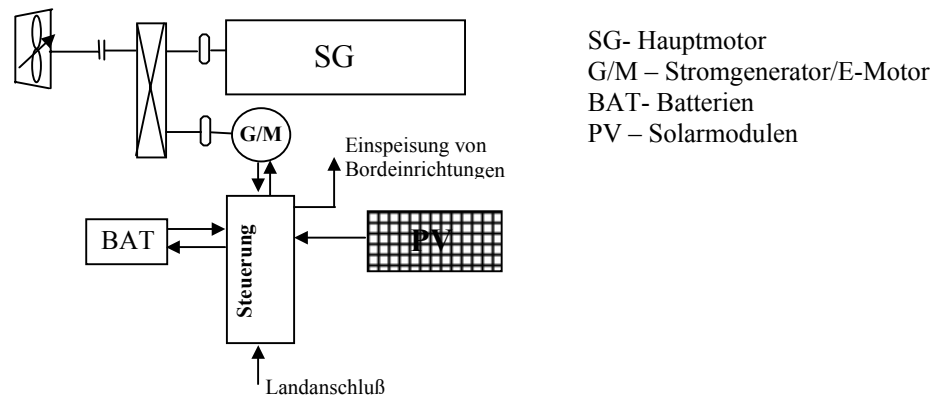


Bild. 5.4. Energetisches Hybridsystem kleines Kutters mit den Solarmodulen

6. Zusammenfassung

Die Wahl der Lösung des energetischen Systems für einen Neubau oder für einen modernisierten Kutter soll individuell behandelt werden. Es soll vor allem nach einer energiesparsamen und umweltfreundlichen Lösung aber auch mit den Vorzügen des Reeders gesucht werden. Die Maßnahmen für die langfristige Zeitperspektive sollen die Anpassung des energetischen Systems des Kutters zur Verbrennung von gasförmigen Kraftstoffen beziehungsweise Bioöl sowie seine Ausrüstung in die Solarmodule berücksichtigen. Eine voraussichtliche Lösung für die langfristige Zeitperspektive sollen die Brennstoffzellen bleiben.

Referenzen

- [1] Zeńczak W.: Kierunki modernizacji układów energetycznych łodzi i kutrów rybackich, Opracowanie niepublikowane, Akademia Morska, Szczecin 2007
- [2] Balcerski A.: Modele probabilistyczne w teorii projektowania i eksploatacji spalinowych siłowni okrętowych, Fundacja Promocji Przemysłu Okrętowego i Gospodarki Morskiej, Gdańsk 2007
- [3] Górzyński J.: Kierunki i możliwości działania w proekologicznej racjonalizacji wyrobów przemysłowych, Gospodarka Paliwami i Energią, 11-12/2004.

Thanks to Sector Operational Program „Fishery and Fish Processing 2004-2006”

DIE MET MOTOREN- UND ENERGIETECHNIK GMBH ROSTOCK - EIN INNOVATIONSUNTERNEHMEN IM BEREICH DER PRODUKT- UND TECHNOLOGIEENTWICKLUNG

Prof. Dr.-Ing. habil. Siegfried Bludszuweit (Geschäftsführer)

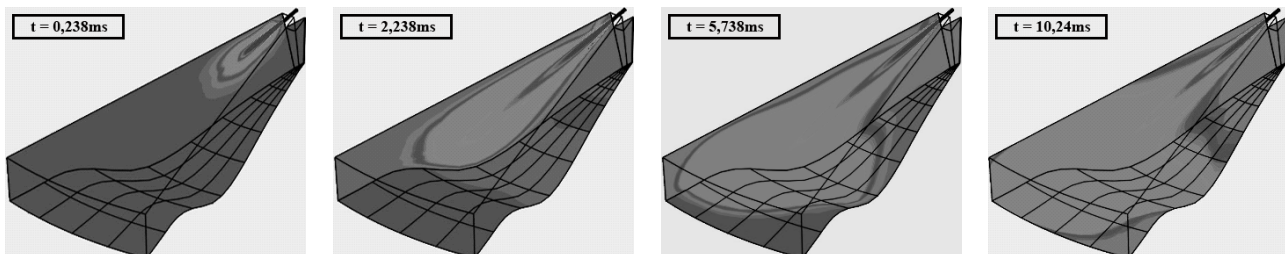
MET Motoren- und Energietechnik GmbH, Erich-Schlesinger-Str. 50, D-18059 Rostock, office@met-online.com

Die MET Motoren- und Energietechnik GmbH ist ein unabhängiges, kreatives Ingenieur- und Innovationsunternehmen, welches seit seiner Gründung sehr erfolgreich auf dem Gebiet der Entwicklung innovativer Technologien und moderner, wettbewerbsfähiger Produkte tätig ist. Die MET GmbH bietet Dienstleistungen für ein breit gefächertes Aufgabenspektrum im Bereich des Maschinenbaus, des Schiff- und Flugzeugbaus, sowie der Energie- und der Umwelttechnik an und verfügt über einen breiten Kundenkreis im In- und Ausland.

Grundlegend für die Firmenphilosophie von MET GmbH ist eine effiziente Verknüpfung des Know-hows ihrer Mitarbeiter mit der Anwendung modernster Simulationsmethoden (z. B. CFD-Computational Fluid Dynamics und FEM-Finite Element Methode) und der Einsatz experimenteller Methoden mit der detaillierten Prozesskenntnis der Kunden bzw. Kooperationspartner, um neuartige, kostengünstige Lösungen für zum Teil sehr komplexe Aufgabenstellungen zu finden.

In der Wasserstoffforschung kann die MET GmbH auf langjährige Erfahrungen und bedeutsame Projekte verweisen. Als ein erstes BMBF- Fördervorhaben wurde die Thematik „Einblasung, Gemischbildung und Verbrennung von Wasserstoff in Großdieselmotoren (FKZ 18S0031)“ gemeinsam mit der DMR GmbH, der WTZ Roßlau gGmbH und der Universität Rostock bearbeitet und neuartige Lösungen aufgezeigt.

Erstmals konnten in Kombination von Strömungssimulation und Reaktionskinetik der Verbrennungsvorgang von Wasserstoff in Großmotoren realitätsnah vorausberechnet werden (siehe Abbildung).



Simulationsergebnisse der Wasserstoffverbrennung in einem 4-Takt Tauchkolbenmotor
Temperaturverteilung im Brennraumsegment zu verschiedenen Zeitpunkten

In der Weiterentwicklung dieses CFD-Tools konnte auch die Prozesssimulation für einen Flugstromreaktor zur Herstellung von wasserstoffreichen Gasen aus nachwachsenden Rohstoffen erfolgreich ausgeführt werden.

Zurzeit wird von der MET GmbH im Verbund mit KMU aus M-V ein weiteres Forschungsprojekt: „Strömungstechnische und thermodynamische Untersuchungen an Brennstoffzellen, Peripherie und Wasserstoffgenerator“ realisiert. Schwerpunkte des Vorhabens sind Analyse und Bewertung aktuellen Ausführungen virtueller Module von neuartigen maritimen Energieversorgungssystemen auf der Basis von Brennstoffzellen. Es werden Simulationsgestützte Lösungen zur Schaffung virtueller Analyse und Optimierungswerkzeuge für die stationäre und instationäre

fluidmechanische, thermodynamische und reaktionskinetische Auslegung und Dimensionierung von Brennstoffzellen, der Peripherie und dem Wasserstoffgenerator entwickelt.

Es werden folgende Leistungen angeboten:

- CFD-Strömungssimulation von Gasen & Flüssigkeiten
- Nichtlineare FEM - statische & dynamische Betriebsfestigkeits- und Kontaktanalysen; thermisch-mechanische Beanspruchung
- Systemanalysen - dynamisches Verhalten komplexer Anlagen
- Messtechnik - statische & dynamische Messungen, Kräfte, Verformungen, Verschleiß, Temperaturen

Die Fachkompetenz des Unternehmens zur Bearbeitung oben angeführter Geschäftsfelder resultiert aus der Berufserfahrung der Mitarbeiter in den Bereichen Forschung, Entwicklung, Versuchs- und Fertigungsbetreuung sowie ihrer Mitarbeit in nationalen und internationalen Fachgremien. Langjährige universitäre Forschungs- und Lehrtätigkeit bilden eine breite Grundlage für Forschungs-, Qualifizierungs- und Consultingleistungen auf hohem wissenschaftlichen Niveau.

In Brandenburg als Energieexportland gehört die Energiebranche in der Lausitz zu den regionalen Wirtschaftsfaktoren. Die Branche Energiewirtschaft/Energie-technologie mit seinen Schlüsseltechnologien wurde als eines von 16 Branchenkompetenzfeldern des Landes Brandenburg bestimmt. Das GA-Kooperationsnetzwerk Energiewirtschaft/Energietechnologie (EWET) des Landes wurde im Juli 2006 gestartet. Im Netzwerk haben sich große und mittelständische Energieversorger, Verbände, wissenschaftliche Einrichtungen und Dienstleister zusammengeschlossen, um gemeinsam die bilaterale, sektorübergreifende und überregionale Zusammenarbeit zu intensivieren. Mit dem Standort Cottbus als Energiezentrum sind hierfür die besten Voraussetzungen gegeben, die Netzwerkpartner zu unterstützen. Der CEBra - Centrum für Energietechnologie Brandenburg e.V. ist Träger dieses Netzwerkes. Zentrale Aufgabe des technologisch orientierten Vereins ist die Übertragung von Ergebnissen der angewandten Forschung, wie auch der Grundlagenforschung an der BTU Cottbus, in funktionsfähiger und realisierbare Anwendungen. Forschung und Entwicklung beim CEBra e.V. dienen der Entwicklung zukunftsweisender Technologien für industrielle und öffentliche Auftraggeber entlang der gesamten Prozesskette der Energietechnik und -versorgung. Die Bearbeitung von Aufgabenstellungen der Energiewandlung, -übertragung und -anwendung ist dabei auf das Engste mit der Kompetenz der einzelnen Lehrstühle am CEBra Research der BTU Cottbus verbunden. Der CEBra e.V. ergänzt, als Netzwerkpartner und gemeinnütziger Verein, die Struktur als zentrale wissenschaftliche Einrichtung der BTU Cottbus und dem marktorientierten Unternehmen CEBra GmbH. CEBra e.V. ist Initiator verschiedener interdisziplinärer Industrieprojekte im Energiebereich.

Homepage:

<http://www.ewet-bb.de>

E-Mailadresse:

netzwerk-energie@tu-cottbus.de

Adresse:

CEBra – Centrum für Energietechnologie Brandenburg e.V.
Friedlieb-Runge-Straße 3
03046 Cottbus

Ansprechpartner:

Inhaltliches Netzwerkmanagement Netzwerk EWET

Inhaltlicher Netzwerkmanager

Dr. H. Ristau
Telefon: +49 (0) 3 55 69 35 12
Mobil: +49 (0) 1 51 5 8 95 40 52

Inhaltlicher Netzwerkmitarbeiter

A. Findeisen
Telefon: + 49 (0) 3 55 69 34 40

Inhaltliche Netzwerkassistentin

A. Brodtka
Telefon: +49 (0) 3 55 69 33 30
Telefax: +49 (0) 3 55 69 22 08

Hydro mobile

Entwicklungsnetzwerk
Brennstoffzellenapplikationen

BIKE- und TRIKE-Systeme, Bordstromversorgung u.a.

Seit Sommer 2007 arbeiten Entwickler, Hersteller und Anwender aus Sachsen, Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern an der Applikation innovativer Wasserstoff-Brennstoffzellensysteme kleiner Leistung und an Systemen der Wasserstoffbereitstellung.



Projektpartner

Technologiepartner



Anwendungspartner



Forschungspartner



Netzwerkmanagement



gefördert vom
Bundesministerium für
Wirtschaft und Technologie
im Programm
„Netzwerkmanagement-Ost (NEMO)“



www.h2-mobile.de

Fotos mit freundlicher Genehmigung von fiedler-mobil gmbh, Fraunhofer-Institut für Verkehrs- und Infrastruktursysteme, Internationale Bauausstellung Fürst-Pückler-Land und KUHLE-TOURS GmbH

Hydro *mobile*

Entwicklungsnetzwerk Brennstoffzellenapplikationen

Zukunftsfähige Formen von Mobilität – ein aktuelles Thema.

Es geht um

- Reduktion von Emissionen und Ressourcenschonung
- Effiziente Fahrzeuge mit innovativen Antriebssystemen
- Anwenderfreundliche und sichere Infrastruktur

Wasserstoff-Brennstoffzellen-Projekte von Hydro mobile sind

- Elektrische Antriebe für Kleinmobile
- Bordstromaggregate für Boote und schwimmende Häuser

Außerdem befassen sich die Netzwerkpartner mit

- Betankungssystemen
- Leichtbausystemen zur Unterstützung der Ressourcenbilanz
- Anforderungen an den Einsatz von Brennstoffzellen
- Erprobung erster Testflotten bei den beteiligten Tourismusunternehmen

So entstehen viele Vorteile

- Weitgehend emissionsfreier lokaler Betrieb
- Vielfältige Möglichkeiten, erneuerbare Energien einzusetzen
- Dadurch hohe Nutzerakzeptanz, vor allem in Kur- und Erholungsgebieten, Freizeiteinrichtungen, Naturparks etc.



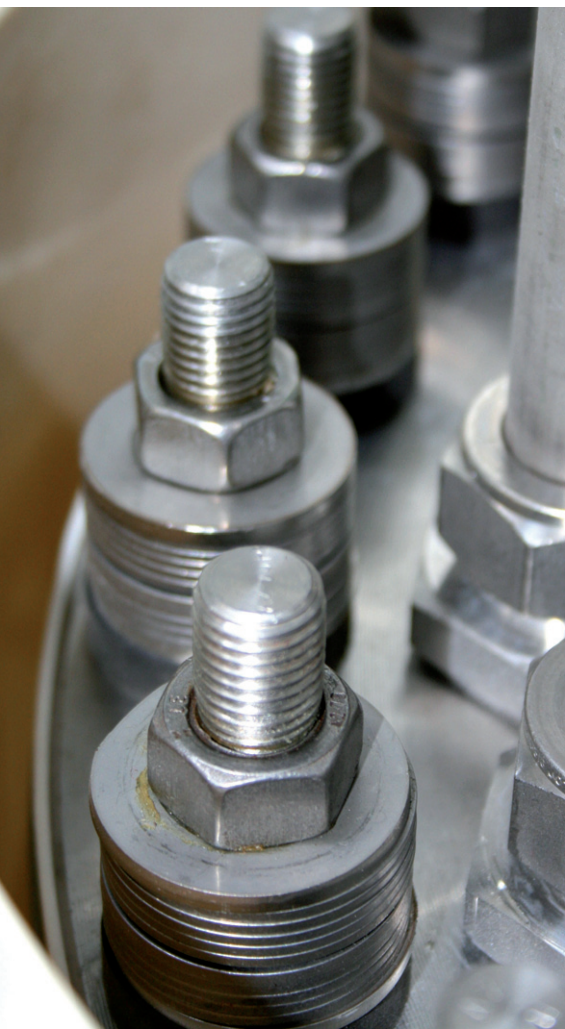
Verzeichnis der Autoren

<i>Ahlhaus, Matthias</i>	187	<i>Mackensen, Reinhard</i>	38
		<i>Mann, Gunnar</i>	122
<i>Ballhausen, Andreas</i>	133	<i>Mendieta, Eduardo</i>	69
<i>Banemann, Dirk</i>	88	<i>Miege, Andreas</i>	73
<i>Barz, Mirko</i>	187	<i>Müller, Reinhard</i>	79, 127
<i>Beller, Matthias</i>	66		
<i>Boddien, Albert</i>	66	<i>Nelles, Michael</i>	88
<i>Borsukiewicz-Gozdur, Aleksandra</i>	99	<i>Nieberle, Rupert</i>	94
<i>Brinkmann, Torsten</i>	6	<i>Nowak, Władysław</i>	99
<i>Clemens, Wulf</i>	6	<i>Oettel, Eberhard</i>	106
<i>Crotogino, Fritz</i>	15	<i>Ohms, Detlef</i>	112
<i>Dengel, Andreas</i>	6	<i>Paschen, M.</i>	179
		<i>Peters, Jana</i>	117
		<i>Pongtornkulpanich, A.</i>	143
<i>Eliasz, Jacek</i>	28, 33		
<i>Engler, Nils</i>	88	<i>Quintero Marrone, Cesar A.</i>	38
<i>Gamallo, Florencio</i>	73	<i>Rackwitz, Axel</i>	79
<i>Gesino, Alejandro. J.</i>	38	<i>Rohrig, Kurt</i>	38
<i>Groß, Bodo</i>	43, 54	<i>Rychlik, Krzysztof</i>	28
<i>Heinemann, Detlev</i>	133	<i>Schädlich, G.</i>	112
<i>Heyen, Ewald</i>	133	<i>Schlegel, Mathias</i>	122
<i>Hinz, Matthias</i>	56	<i>Schreiber, Matthias</i>	127
<i>Holtorf, Hans-Gerhard</i>	133	<i>Schüch, Andrea</i>	88
<i>Hoting, Björn</i>	6	<i>Schumann, Rhena</i>	122
<i>Huebner, Sabine</i>	15	<i>Simroth, Axel</i>	94
		<i>Sponholz, Christian</i>	73
		<i>Stachel, Aleksander A.</i>	99
<i>Jensch, Mario</i>	179	<i>Steinberger-Wilckens, Robert</i>	133
<i>Junge, Henrik</i>	66	<i>Stolzenburg, Klaus</i>	133
		<i>Styrnol, Sebastian</i>	133
		<i>Sukchai, Sukruedee</i>	143
<i>Kampet, Tobias</i>	57		
<i>Kanswohl, Norbert</i>	122		
<i>Klamp, Michael</i>	61	<i>Tudela, Luis Vera</i>	133
<i>Krautz, Hans Joachim</i>	127		
<i>Kröger, Heike</i>	133	<i>Vasiliev, Leonard</i>	148
<i>Lange, Bernhard</i>	38	<i>Waldl, Hans-Peter</i>	133
<i>Lange, Matthias</i>	133	<i>Wenske, Michael</i>	159
<i>la Rotta, Mauricio Rojas</i>	133	<i>Wichtmann, Wendelin</i>	187
<i>Lehmann, Jochen</i>	56, 73	<i>Wickboldt, Peter</i>	175
<i>Linnemann, Jörg</i>	133	<i>Wiedow, Denny</i>	122
<i>Loges, Björn</i>	66	<i>Winkel, Hans-Joachim</i>	179
<i>Luschtinetz, Ortrud</i>	56	<i>Wolff, Martin</i>	38
<i>Luschtinetz, Thomas</i>	73	<i>Wulf, Alrik</i>	187
		<i>Zeńczak, Michał</i>	195
		<i>Zeńczak, Wojciech</i>	200
		<i>Ziebell, Ulrike</i>	133
		<i>Zmujdzin, Krzysztof</i>	33

Notizen



h-tec



Fachhochschule Stralsund
Zur Schwedenschanze 15
D-18435 Stralsund

Zentrale
Fon +49 3831 455
Fax +49 3831 456680
www.fh-stralsund.de

