

**NUTZUNG
REGENERATIVER
ENERGIEQUELLEN
UND
WASSERSTOFF-
TECHNIK
2005**

Jochen Lehmann (Hrsg.)

12. Symposium
Nutzung Regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik
Stralsund, 3.-5. November 2005

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

Herausgeber: Prof. Dr. rer. nat. Jochen Lehmann Jochen.Lehmann@fh-stralsund.de

© 2005 by: Fachhochschule Stralsund
Alle Rechte vorbehalten

Printed in Germany by:
Fachhochschule Stralsund, ZVD

ISBN 3-9809953-1-3

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

Inhaltsverzeichnis

Seite

Vorwort	6
<i>Matthias Ahlhaus, Ph. D. Nielsen, Henrik Kofoed</i> Kombinierte Wärme- und Stromerzeugung mit Scheitholz und Pellets in einer häuslichen Kleinanlage	8
<i>Wolfgang Beckmann, Jens Tiede</i> Ein wasserstoffbetriebenes Energieerzeugungsmodul mit Dieselmotor	13
<i>Gerhard Buchinger, Paul Hinterreiter, Thomas Raab, Stefan Griesser, Dieter Meissner</i> Einfluss von Holzgaskomponenten auf die Leistung einer mikrotubulären SOFC-Brennstoffzelle	31
<i>Andreas Dengel, Ludger Blum, Heinz-Kurt Dörr, Bodo Groß, L.G.J. de Haart, Klaus Kimmerle,</i> Ergebnisse des Pilotbetriebs einer SOFC mit Grubengas	36
<i>Stefan Dorendorf</i> Netzsicherheitsmanagement und seine Konsequenzen für Verteilnetzbetreiber	42
<i>Jacek Elias, Artur Biwan</i> Ist eine ganzheitliche Vergleichsanalyse eines Kernkraftwerkes und einer Windkraftanlage überhaupt möglich?	48
<i>Bodo Groß, Ulrich Bemann, Frank Baur, Klaus Kimmerle</i> SOLLET; Solar-Pellet-Kombinationen solarthermischer Anlagen und Holzpelletheizungen in Europa	52
<i>Ashish Jain</i> Prognosis of Wind Energy Use in India	60
<i>Tobias Kampet</i> Off-Shore-Erzeugung von Wasserstoff – Das MARINECO-Projekt	66
<i>Valery I. Khrisanov, Piotr Szymczak, W. Kaminski</i> Low speed permanent magnet synchronous generators for wind power stations: comparative analysis	71
<i>Jochen Lehmann, Ortrud Luschtinetz, Andreas Miede, Hans Sandlaß, Christian Sponholz</i> Vergleichmäßigung der Windenergieeinspeisung via Wasserstoff	77
<i>Jörg Linnemann, Henning Müller, Robert Steinberger-Wilckens</i> Speicherung von Windenergie: technische und wirtschaftliche Umsetzung	83
<i>Thomas Luschtinetz, Christian Sponholz, Urszula Rostankowsk, Katarzyna Tobolczyk, Wojciech Zeńczak</i> Brennstoffzellen im Schiffsbetrieb	89
<i>Reinhard Müller, A. Rackwitz</i> Der Komplexversuchsstand „Regenerative Energien“ der HTWK Leipzig, ein Demonstrationsobjekt für die Möglichkeiten erneuerbarer Energien	96

<i>Wladyslaw Nowak</i>	102
Möglichkeiten der Anwendung der geothermischen Energie als Energiequelle für Heizkraftwerk	
<i>Torsten Olejnik, Volker Kranz</i>	112
Bedarfsanalyse und Ertrag solarthermischer Anlagen zur Vorwärmung von Trinkwasser	
<i>Hans Sandlaß</i>	116
Ein H ₂ -Netz in Mecklenburg-Vorpommern Stromkonditionierung und Kraftstoff	
<i>Gerhard Sauer, Hans Joachim Kohnke, Steffen Schudt</i>	118
Alkalische Kleinelektrolyseure zur Erzeugung kleiner Mengen Wasserstoff- und Sauerstoffdruckgas	
<i>Steffen Schudt, Hans Joachim Kohnke, Gerhard Sauer</i>	123
Betrieb einer alkalischen Brennstoffzelle mit CO ₂ -haltiger Luft	
<i>Horst Selent, Kai Böhm</i>	129
Sauerstoffanalyse in Gasen - hochgenau über einen großen Messbereich	
<i>Andreas Seyfert, Rainer Krohn</i>	132
SOLARTHERMIE – Ideen und Anregungen aus Forschung und Praxis in Stralsund	
<i>Erico Spinadel</i>	137
Developing a clean electrical matrix	
<i>Aleksander A. Stachel, Wladyslaw Nowak , Aleksandra Borsukiewicz-Gozdur</i>	140
Bewertung der Anwendungsmöglichkeiten von Abwärme in Niedrigtemperatur – Rankine – Kreisprozess	
<i>Fritz Tack, Norbert Kanswohl, Mathias Schlegel</i>	146
Erzeugung und Nutzung erneuerbarer Energien im ländlichen Raum	
<i>Karl-Heinz Tetzlaff</i>	153
Sinn und Unsinn einer solaren Wasserstoffwirtschaft	
<i>Wolfram Thiele, Harald Wilde</i>	157
Emissionshandel als Förderung	
<i>Thorsten Urbaneck, Ulrich Schirmer, Bernd Platzer, Ulf Uhlig, Thomas Göschel, Dieter Zimmermann</i>	160
Kältespeicher – Überblick zum Stand der Technik	
<i>Carl-Jochen Winter</i>	168
Electricity, Hydrogen - Competitors, Partners?	
<hr/>	
<i>Sandra Hensel, Sandro Arlt</i>	173
Entwicklung eines Solar-Rennwagens durch die <u>SUNd</u> <u>Racing</u> <u>Group</u> der FH-Stralsund	
<i>Andreas Mieke, Henri Schumacher, Frank Scherwenke</i>	175
Autarke emissionslose Energieversorgung der Insel Ruden	
Verzeichnis der Autoren	177

V o r w o r t

Kraftstoff- und Wärmebedarf machen zusammen etwa zwei Drittel des Energiemarktes aus. Die deutschen Verbraucher mussten insbesondere im vergangenen Jahr am eigenen Leib erfahren, was eine fast vollständige Importabhängigkeit an dieser Stelle bedeutet. Jede noch so kleine Verschiebung zugunsten heimischer Energiequellen ist begrüßenswert. Eigene Ressourcen sind neben der Kohle vor allem die Regenerativen, steigerungsfähig von Offshore-Wind bis hin zu biogenen Grundstoffen. Rechnet man die bei deren Nutzung entstehenden Jobs hinzu, auch die durch Export innovativer Technik erwachsenden, so sollte endlich damit aufgehört werden, die Kosten der Energien aus regenerativen Quellen als Nutzungshindernis hochzustilisieren. Bewerten wir doch gewonnene Arbeitsplätze und verminderte Abhängigkeit höher!

Deutet man gewisse Ende September aus Nordrhein - Westphalen vernommene Signale über Maßnahmen gegen die Windindustrie und stellt sie in einem Zusammenhang mit der Wortmeldung Johannes Lackmanns vom Bundesverband Erneuerbare Energie (umseitig abgedruckt), so wird deutlich, dass es Bestrebungen gibt, die Regenerativen zu bremsen. Für ein Energieimport- und Technologieexportland wie das unsere darf das nicht zu einer Strategie werden.

Die Ungeduld der Ingenieure, Neues eingesetzt zu sehen, hofft auf steigende Nachfrage, die auch Entwicklungszeiten verkürzen könnte. Und angesichts der Verteuerung der fossilen Kraftstoffe erwarten gewerbliche wie private Verbraucher Fortschritte auf dem regenerativen Sektor.

In diesem Sinne voranzukommen, möchte das diesjährige Stralsunder Energiesymposium wieder zu Entwicklung und Verbreitung regenerativer Technologien beitragen.

Die Veranstalter danken den Sponsoren, den vortragenden Teilnehmern und den interessierten Gästen! Möge uns allen eine erfolgreiche Veranstaltung gelingen!

Jochen Lehmann

Abdruck aus „Der Mittelstand“, Mai/Juni 2005:

von Johannes Lackmann, Präsident des Bundesverbandes Erneuerbare Energie (BEE)

Erneuerbare Energie ist mittelständisch

Branche plant größtes Investitionsprogramm Deutschlands

Erneuerbare Energien sind die Energie des Mittelstandes. Während die Wertschöpfungsketten von Kohle, Gas, Kernenergie und Erdöl fast ausschließlich in den Händen von Großkonzernen liegen, bieten die Erneuerbaren Energien dem Mittelstand endlich den Einstieg in den Energiemarkt.

Wind, Wasser, Solarenergie, Erdwärme und Bioenergie sind nahezu flächendeckend in Deutschland verfügbar und stehen unerschöpflich zur Verfügung. Strom und Wärme aus Erneuerbaren Energien werden zunehmend von kleineren Unternehmen oder sogar von Haushalten erzeugt. Im Strombereich haben mittelständische Erzeuger den großen Konzernen bis heute einen Marktanteil von knapp acht Prozent abgenommen. Jedes Jahr steigt dieser Anteil um mindestens einen Prozentpunkt. Auch die Anlagen zur Energiegewinnung stammen größtenteils aus mittelständischer Produktion.

Jobmotor Erneuerbare Energien

Bei der Windenergie beispielsweise konnte 1990 eine Kostensenkung um 60 Prozent erreicht werden. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) sieht eine inflationsbereinigte Degression um vier bis sieben Prozent für Neuanlagen pro Jahr vor. Das sind Entwicklungsschritte, die nur dem Mittelstand zuzutrauen sind. Heute sind etwa 5000 kleine und mittelständische Betriebe im Bereich der Erneuerbaren Energien tätig. Der jährliche Branchenumsatz liegt bei etwa 15 Milliarden Euro. Damit konnten hierzulande 130000 Arbeitsplätze geschaffen werden. Im April 2005 hat die Branche mit der Essener Deklaration ihre Ziele bis zum Jahr 2020 erklärt. Der Umbau der deutschen Energieversorgung hin zu einer nachhaltigen und dezentralen Erzeugungsstruktur soll mit einem Wachstum der Erneuerbare Energien-Branche von jährlich mindestens zehn Prozent fortgesetzt werden. Mit einem Volumen von 200 Milliarden Euro bis 2020 will die Branche das größte Investitionsprogramm Deutschlands in Angriff nehmen.

Groteske Behauptungen der Großkonzerne

Kein Wunder, dass der Widerstand der marktkontrollierenden Großkonzerne wächst. Während E.ON und RWE beispielweise in Großbritannien kräftig ins Windgeschäft einsteigen, bekämpfen sie die Windkraft in Deutschland mit allen Mitteln. Die grotesken Behauptungen, mit denen sie gegen die neuen Energieträger vorgehen, reichen von Subventionen, die angeblich höher seien als für die Steinkohle, bis zu konventionellen Schattenkraftwerken, die neben jeder Windkraftanlage stehen müssten. Die Realität sieht anders aus: Die Mehrkosten für Erneuerbare Energien machen gerade mal 2,5 Prozent des Strompreises aus. Im Gegensatz zu Kohle und Atom erhalten Erneuerbare Energien auch keine staatlichen Subventionen.

Aktuell ist ein Papier des Verbandes der Elektrizitätswirtschaft (VDEW) bekannt geworden, das die wahren Absichten der Konzerne aufdeckt. Der Ausbau der Erneuerbaren Energien wird dort als Risiko bezeichnet. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz solle daher abgeschafft und durch ein neues Instrument ersetzt werden. Folge wäre der Verlust der Investitionssicherheit für mittelständische Erzeuger und der Stillstand im Bereich Erneuerbare Energien. Nach einer Übergangsphase will dann der VDEW ein Quoten-/Zertifikatesystem nach angelsächsischem Vorbild einführen. Das Ergebnis ist aus Großbritannien und auch Italien bekannt. Dort sind die Preise für Strom aus Erneuerbaren Energien deutlich höher als in Deutschland.

Unliebsame mittelständische Konkurrenz

Das Kalkül der Konzerne ist klar: Die unliebsame mittelständische Konkurrenz soll zurückgedrängt werden. Statt Erneuerbaren Energien soll zunächst weiter Kohle- und Atomstrom produziert werden. Auch die durch die neuen Wettbewerber in den letzten Jahren gesunkenen Preise für Kabel, Umspannwerke und Messungen könnten wieder auf das alte Monopolniveau hochgezogen werden. Später dann kommen die Konzerne selber mit Erneuerbaren Energien auf den Markt – aber zu höheren Kosten.

Dies darf nicht passieren. Daher ist es notwendig, in einem starken Bündnis für eine neue, nachhaltige Energiewirtschaft, gestützt auf Energieeffizienz und Erneuerbare Energien, einzutreten und gemeinsam für mehr Wettbewerb zu sorgen. Mit der gegenseitigen Mitgliedschaft von Bundesverband Mittelständische Wirtschaft (BVMW) und Bundesverband Erneuerbare Energien (BEE) ist hier ein wichtiger Grundstein gelegt.

Kombinierte Wärme- und Stromerzeugung mit Scheitholz und Pellets in einer häuslichen Kleinanlage

Prof. Dr.-Ing. Ahlhaus*, Matthias; Associate Prof. Ph.D. Nielsen**, Henrik Kofoed

**Fachhochschule Stralsund University of Applied Sciences, Germany*

***Agder University College, Grimstad, Norway*

Abstract: Die Zusammenarbeit zwischen der Fachhochschule Stralsund und ihrer Partnerhochschule dem Agder University College in Grimstad (Norwegen) auf dem Gebiet der Bioenergie wird vorgestellt. In Grimstad ist eine Versuchsplantage eingerichtet, in der für verschiedene Energiepflanzen das Wachstum und der Ertrag bestimmt werden. Gemeinsam erfolgt eine Charakterisierung und experimentelle Bestimmung der Brennstoffeigenschaften wie Heiz- und Brennwert sowie das thermogravimetrische Zersetzungsverhalten. Auf diesen grundlegenden Untersuchungen wurde ein gemeinsames Projekt initiiert, in dem ein moderner Heizkessel für die Verbrennung verschiedenster Biobrennstoffe erweitert und zu einem Prüfstand aufgebaut wird. Nachfolgend sollen die Möglichkeiten zur Wärmeauskopplung für die gleichzeitige Stromerzeugung im Heizbetrieb untersucht und ein innovatives Bio-Mini-BHKW realisiert werden. Zur Ausweitung der Zusammenarbeit auf dem Gebiet der Bioenergie wird im Ostseeraum das wissenschaftliche Netzwerk BalticBioEnergyNet (BaBET) gegründet um neue Kooperationspartner einzubinden.

1. EINFÜHRUNG

Eine wachsende Bevölkerung insbesondere in den Entwicklungs- und Schwellenländern verursacht einen anwachsenden Bedarf an Primärenergieträgern, um die Bevölkerung mit Wärme, Strom und Kraftstoffen versorgen zu können. Die intensive Nutzung der fossilen Energieträger verursacht allerdings eine Reihe von Umweltproblemen, die durch die verstärkte Nutzung von regenerativen Energien gelöst werden können [1].

Um den Energiebedarf der Entwicklungs-, Schwellen und Industrieländer zu decken stehen verschiedene regenerative Energietechnologien zur Verfügung.

Bioenergie beinhaltet eine große Bandbreite moderner Technologien um Wärme, Strom und Kraftstoffe bereit zu stellen [2].

2. HÄUSLICHER ENERGIEBEDARF

In Deutschland als einem Beispiel für ein Industrieland mit gemäßigten Klimabedingungen wird etwa ein Drittel des Endenergiebedarfs im Sektor der privaten Haushalte und Kleinverbraucher benötigt.

In privaten Haushalten werden etwa 80% des Gesamtenergiebedarfs für Heizzwecke und für Warmwasserbereitung benötigt; nur die restlichen 20% werden in Form elektrischer Energie gebraucht [3].

Unter mitteleuropäischen Klimabedingungen können mehrere erneuerbare Energietechnologien den Wärmebedarf der Verbraucher decken.

- Wärmepumpen ermöglichen die Nutzung der Umweltwärme, brauchen dazu aber hochwertige Antriebsenergie.
- Geothermale Wärme kann für die Nahwärmeversorgung eingesetzt werden, ist aber auf den Einsatz in Regionen mit speziellen Untergrundbedingungen begrenzt und erfordert hohe Investitionen.
- Solarthermische Kollektoren können während des Sommers sehr effektiv die Warmwasserbereitung übernehmen, müssen aber durch ein zusätzliches Heizsystem ergänzt werden, um den deutlich höheren Wärmebedarf im Winter abzudecken.
- Bioenergie in Form der Verbrennung fester Brennstoffe – hauptsächlich von Holz – ist die traditionelle Art der Heizung und Warmwasserbereitung, die auch heute noch in vielen Entwicklungsländern die einzige oder dominierende Energiequelle darstellt. Aber auch in Industrieländern wie Deutschland stellt Bioenergie den größten Teil der regenerativen Energienutzung: Etwa 50% des gesamten regenerativen Energieaufkommens wurde in 2002 für die Wärmebereitstellung aus Biomasse verwendet [2]!

3. BIOENERGIE POTENTIALE

Insgesamt hat Bioenergie im Bereich privater Hausheizungen, größerer Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und als Biokraftstoffe einen Anteil von 63.6% des Verbrauchs an erneuerbaren Endenergien in Deutschland im Jahr 2003 abgedeckt, auch wenn die

Windstromerzeugung oder die Wasserstofftechnologie die öffentliche Wahrnehmung und Diskussion viel stärker bestimmen [3].

Dieser hohe Bioenergieanteil resultiert hauptsächlich aus der stetig ansteigenden Anzahl kleiner Feuerungsanlagen für Holz als Brennstoff im kW-Bereich, die oftmals als zusätzliches Heizsystem in privaten Haushalten installiert werden.

Moderne Biomassekessel für Scheitholz als den traditionellen Brennstoff aber zunehmend auch automatische Heizsysteme für Pellets oder Hackschnitzel erreichen heute hohe Wirkungsgrade von 95% und hervorragende Emissionswerte unterhalb der Grenzwerte! Diese modernen Bioheizsysteme sind nicht mehr mit den früheren Holzöfen vergleichbar, die nur magere Wirkungsgrade um 60% gepaart mit hohen Emissionen aufweisen konnten!

Seit einigen Jahren, in denen sich die Preise für Heizöl und Gas deutlich verteuert haben, ist die Nachfrage nach solchen modernen Bioheizsystemen deutlich angestiegen.

Aber auch in Deutschland ist ein großes Potential der Biobrennstoffe noch nicht genutzt: Der gegenwärtige Nutzungsanteil von Bioenergie von nur 1,5% des deutschen Gesamtenergiebedarfs kann bis auf etwa 9,3% gesteigert werden, wenn Brennholz aber auch Stroh und Energiepflanzen sowie Biogas aus Rückständen verstärkt genutzt werden.

Für Europa und insbesondere für die östlichen Beitrittsländer wird ein noch viel höheres Potenzial abgeschätzt, so dass Bioenergie in naher Zukunft die wichtigste erneuerbare Energiequelle werden könnte [3]!

4. PRODUKTION VON ENERGIEPFLANZEN

Energiepflanzen ermöglichen eine sichere Versorgung an Brennstoff mit bekannter Qualität und es ist möglich, die Produktion durch mehrere Maßnahmen zu optimieren:

- Auswahl der Pflanzenarten und –klone
- Pflanzdichte
- Erntezeitpunkt
- Lagerung und Vorbehandlung [4].

Energiepflanzen werden in der Regel hinsichtlich eines hohen Ertrags selektiert, aber für die nachhaltige Produktion wird ein geringer Einsatz an Düngemitteln und Pflanzenschutzmitteln als bei konventioneller landwirtschaftlicher Produktion gefordert. Hierfür eignen sich insbesondere mehrjährige Energiepflanzen wie Weiden als schnellwachsenden Baumarten oder Elephantengras (*Miscanthus*) [5].

Um geeignete Energiepflanzen benennen zu können wurde am Agder University College in Grimstad, Norwegen, eine kleine Plantage auf 0.3 ha mit vier verschiedenen Kurzumtriebs-Energiepflanzen (Weide, Pappel, Rohrglanzgras und *Miscanthus*) angelegt. Diese Pflanzen wurden als für die regionalen Klimabedingungen (Küstenklima mit starkem Schneefall) geeignete ausgewählt. Auf Bewässerung und Pflanzenschutzmittel wurde verzichtet. Im ersten Jahr wurde Schlamm als Düngemittel verwendet und nachfolgend durch mineralischen Dünger ergänzt [5]. Wiedepflanzen wurden in 2003 und 2004 geerntet. In 2006 wird der gesamte Bestand

an Weide und Pappel geerntet. Rohrglanzgras wurde in 2004 geerntet.

5. CHARAKTERISIERUNG VON BIOBRENNSTOFFEN

Für die Auslegung und Optimierung von Energieanlagen ist die Kenntnis der grundlegenden Brennstoffeigenschaften von entscheidender Bedeutung.

Für die in Grimstad bereitgestellten Biobrennstoffproben wird zunächst Feuchte und Aschegehalt sowie der Brennwert gemessen bevor in Stralsund eine thermogravimetrische Analyse zur Bestimmung der flüchtigen Bestandteile und des Zersetzungsverhaltens vorgenommen wird.

Die thermogravimetrische Charakterisierung wurde in einer Thermowaage der Fa. Shimadzu vorgenommen. Bild 1 zeigt das pyrolytische Zersetzungsverhalten verschiedener Biobrennstoffe als Masseverlustkurven (auf der Wasser-Asche-freien Basis) über der normierten Zeit (TAU).

Biobrennstoffen zeichnen sich durch einen hohen Gehalt an flüchtigen Bestandteilen um 80% aus, zeigen jedoch Unterschiede im kinetischen Verhalten bei der Zersetzung.

Mit Kenntnis dieser Unterschiede im pyrolytischen Zersetzungsverhalten kann eine Optimierung der Verbrennung durch Gestaltung des Brennraumes und die Aufteilung der Primär- und Sekundärluft erfolgen.

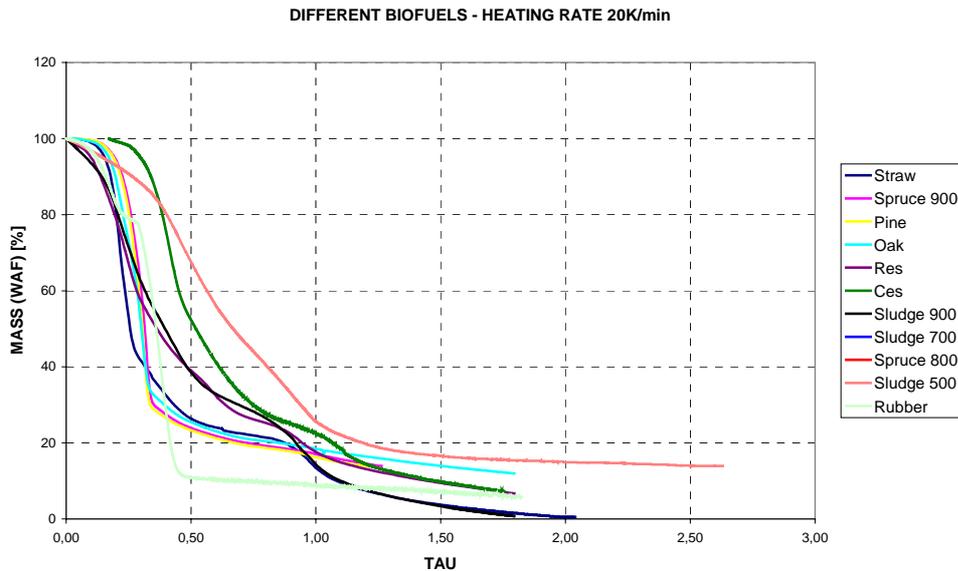


Bild 1: Masseverlustkurven verschiedener Biobrennstoffe mit maximalen Temperaturen von 500, 700, 800 oder 900 °C; Res und Ces sind die Extraktionsrückstände aus Raps und Crambe.

6. KOMBINIERTE WÄRME UND STROMERZEUGUNG

Die Verbrennung verschiedenster Biobrennstoffe ist die älteste aber auch immer noch eine geeignete Möglichkeit zur Nutzung der großen Biomassepotenziale insbesondere zur Wärmeerzeugung. In häuslichen Heizanlagen liegt die Leistung üblicherweise im kW-Bereich.

Die kombinierte Wärme- und Stromerzeugung / Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) mit festen Biobrennstoffen wird üblicherweise mit Dampfturbinen im MW-Bereich realisiert und ist durch die Brennstofflogistik beschränkt; diese komplexe Anlagentechnologie mit hohen spezifischen Investitionskosten begrenzt den unteren Einsatzbereich auf ca. 1 MW_{el}.

Es besteht jedoch Bedarf nach kleineren KWK-Anlagen, die den Wärme- und Strombedarf im häuslichen Bereich abdecken können. Der hohe Wärmebedarf im Bereich privater Wohnungen macht es lohnenswert darüber nachzudenken, ob hier eine Heizanlage auf Basis von Biobrennstoffen auch gleichzeitig Strom erzeugen kann.

Auf dieser Idee basierend wurde ein Projekt definiert, in dem ein moderner Biomassekessel beschafft und zunächst zu einem Prüfstand für verschiedenste Biobrennstoff ausgerüstet wird. Nachfolgend werden Möglichkeiten gesucht, um im Heizbetrieb eine gekoppelte Stromerzeugung im häuslichen Kleinstleistungsmaßstab von wenigen kW realisieren zu können.

Die Stirling- aber auch andere innovative Technologien sollen auf ihre Anwendbarkeit hin überprüft werden um am Ende eine Bio-Mini-BHKW zu entwickeln, welches mit verschiedenen Biobrennstoffen in ländlichen Gegenden nicht nur in Entwicklungs-, sondern auch in Industrieländern eingesetzt werden kann.

Der Kessel THERMINATOR 50 des österreichischen Herstellers SOLARFOCUS (Bild 2) wurde in 2004 geliefert und im Komplexlabor alternative Energien der FH Stralsund aufgestellt.

Das Rostfeuerungs-system ist für den Betrieb mit Scheitholz konzipiert, kann jedoch auch vollautomatisch mit Pellets oder Hackschnitzeln betrieben werden. Entsprechende Fördereinrichtungen wurden

im Rahmen der zweiten Projektphase ergänzt. Gleichzeitig wurde ein Abgasmesssystem integriert.

Mit dem Kessel wird ein hoher Verbrennungswirkungsgrad und geringe Emissionen durch die Sturzbrandtechnik in Kombination mit der λ -Regelung für die Primär- und Sekundärluft erreicht.



Bild 2: 50kW-Kessel THERMINATOR für Scheitholz, Pellets und Hackgut

Neben den bisherigen Untersuchungen mit Scheitholz sollen Vergleiche mit Hackschnitzeln und Pellets vorgenommen werden, die dann auch die Möglichkeit bieten, andere Biorohstoffe in pelletierter Form einzusetzen. Neben Pellets aus Stroh sind auch Verbrennungsversuche mit Pellets aus speziellen Energiepflanzen aus verschiedenen Regionen vorgesehen.

Gleichzeitig wird in dieser Projektphase die geeignete Größe und Stelle für einen Wärmetauscher bestimmt werden, mit dem in der dritten Projektphase die gekoppelte Stromerzeugung realisiert und ein Bio-Mini-BHKW entwickelt werden soll.

7. BalticBioEnergyNet (BaBEt)

Für die aufgezeigten weiteren Entwicklungsschritte werden neue Projektpartner gesucht, die gemeinsam in diesem aber auch in anderen Vorhaben auf dem Gebiet der energetischen Nutzung von Biomasse zusammenarbeiten wollen.

Als Grundlage für diese internationale Zusammenarbeit im Ostseeraum wurde durch das Institut für Energie und Umwelt e.V. (IFEU), Aninstitut der FH Stralsund, zusammen mit der TU Koszalin das BalticBioEnergyNet (BaBEt) initiiert. Die feierliche Unterzeichnung der Gründungsurkunde ist für November in Koszalin geplant. Weitere Akteure auf dem Gebiet der Bioenergie sind zur Teilnahme und Kooperation im Rahmen dieses wissenschaftlichen Netzwerkes erwünscht.

8. LITERATUR

- [1] Renewable Energies – Innovation for the Future. Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety, Berlin, 2004
- [2] Renewable Energy Sources Statistics in the European Union. Eurostat, Theme 8: Environment and Energy, Brussels, Belgium, 2001
- [3] “White Book 1997”: Energy for the Future: Renewable Sources of Energy. EC-Commission COM (97) 599 final, Brussels, Belgium 1997
- [4] Burvall, J. (1997): Influence of harvest time and soil type on fuel quality in reed canary grass (*phalaris arundinaceae* L.). *Biomass and bioenergy* 12 (3): 149-154
- [5] Nielsen, H.K. and Ahlhaus, M.: „Growth, productivity, and combustion characteristics of short rotation crops in Southern Norway“ *Proceedings of Biomass and bioenergy production for economic and environmental benefits*, Charleston, South Carolina, USA, November 2004, pp 53-55

**EIN WASSERSTOFFBETRIEBENES ENERGIEERZEUGUNGSMODUL
MIT DIESELMOTOR**

Prof. Dr.-Ing. Wolfgang Beckmann

Dipl.-Ing. (FH) Jens Tiede

Fachhochschule Stralsund

Fachbereich Maschinenbau, Fachgebiet Kolbenmaschinen

Zur Schwedenschanze 15, 18435 Stralsund

Tel.: 03831/456541, Fax: 03831/456564

E-Mail: Wolfgang.Beckmann@fh-stralsund.de

Schlüsselwörter

Wasserstoff, neuartiger Schiffsantrieb, Stromerzeugungsaggregat, Seriidieselmotor, Dual-Fuel-Betrieb, Schadstoffemission

Zusammenfassung

Das Ziel des Projektes war der Nachweis der Realisierbarkeit einer schnellen und kostengünstigen Umrüstung eines konventionellen Dieselmotors auf den sicheren Betrieb mit Wasserstoff. Durch die Umrüstung des Seriidieselmotors Yanmar 4JH3E kann zwischen Diesel - und Wasserstoffbetrieb bei laufendem Motor und beliebiger Last umgeschaltet und ein Dual-Fuel-Betrieb realisiert werden. In das vom Hersteller vorgesehene Motormanagement für den Dieselbetrieb wurde konstruktiv nicht eingegriffen. Für den Betrieb mit Wasserstoff wurden ein Drehzahlregelkonzept und ein einfach strukturiertes Gemischbildungssystem entwickelt und umgesetzt. Die Bereitstellung eines homogenen Wasserstoff-Luft-Gemisches erfolgte durch äussere Gemischbildung. Zur Zündung des Gemisches wurde Dieselkraftstoff genutzt. Die Substitution des Hauptteils des Dieselkraftstoffes durch Wasserstoff führte zu einer Minderung der durch die TA Luft limitierten Schadstoffemissionen sowie zu einer Verringerung des Kohlendioxidausstosses im Vergleich zum Dieselbetrieb. Ein signifikanter Nutzwirkungsgradunterschied zum Dieselbetrieb konnte nicht ermittelt werden. Durch das entwickelte Motormanagement wurde ein sicheres dynamisches Motorverhalten im gesamten Lastbereich realisiert. Das wasserstoffbetriebene Energieerzeugungsmodul liefert Strom für einen neuartigen Schiffsantrieb.

1. Ausgangssituation und Zielstellung

Durch das Hochschulwissenschaftsprogramm des Ministeriums für Bildung, Wissenschaft und Kultur Mecklenburg-Vorpommern wurde das Projekt „Entwicklung eines wasserstoffbetriebenen Energieerzeugungsmoduls(EEM)“ gefördert. Es war als Teilprojekt eingebunden in das Projekt NEWA (Systeme für NiedrigEnergie-Wasserfahrzeuge zum Einsatz auf Küsten- und Binnengewässern).

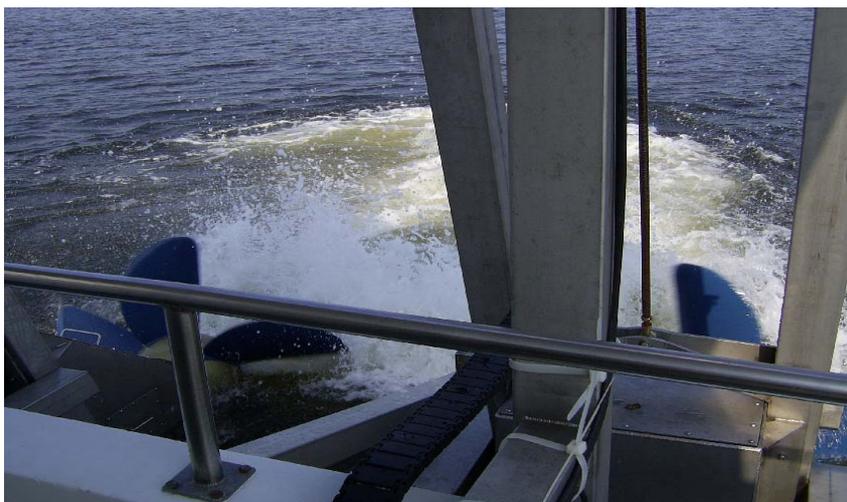


Bild 1: Schiffsantrieb mit oberflächenschneidenden Propellern

Im Projekt NEWA haben sich innovative kleine und mittelständische Unternehmen und wissenschaftliche Einrichtungen mit Know-how auf den Gebieten Energietechnik, Schiffbau und Antriebstechnik zusammengeschlossen /1/.

Das Fachgebiet Kolbenmaschinen der Fachhochschule Stralsund war für die Wandlung der in den Kraftstoffen gespeicherten Energie in mechanische Energie verantwortlich. Die Umwandlung dieser mechanischen in elektrische Energie sowie die Einspeisung in das Bordnetz war Aufgabe der Firma Enitech GmbH /2/.

Das Energieerzeugungsmodul (EEM), bestehend aus Verbrennungsmotor und Generator, soll das Bordstromnetz und die neuartige, mit oberflächenschneidenden Propellern (Bild 1) arbeitende Antriebsanlage eines Trimarans mit Energie versorgen. Der Verbrennungsmotor muss einen Dual-Fuel-Betrieb mit Dieselkraftstoff und Wasserstoff ermöglichen. Die elektrische Nennleistung des EEM soll im reinen Dieseltreib P_{el} = 25 kW und im Dual-Fuel-Betrieb P_{el} = 15 kW betragen.

2. Das Energieerzeugungsmodul

Neben Industrie- und PKW-Dieselmotoren wurden ebenfalls Ottomotoren und komplette Marine-Generatoren auf ihre Wasserstoffeignung analysiert.

Im Ottomotor kann der Wasserstoff mit äußerer Gemischbildung und elektrischer Zündung umgesetzt werden /3,4/, während in einem Dieselmotor ein geringer Anteil an Flüssigkraftstoff (Diesel = „Zündöl“) zur Initialzündung des angesaugten Wasserstoff-Luft-Gemisches verwendet werden soll (Zündstrahlbetrieb).

Der Marine-Generator Fischer Panda AGT 30.000 PMS (siehe Bild 2) der Fa. Icemaster GmbH Paderborn ist das zur Erfüllung der Anforderungen des Gesamtprojektes am besten geeignete Aggregat.



Bild 2: Panda AGT 30.000 mit Verbrennungsmotor Yanmar 4JH3E

Das Aggregat zeichnet sich dadurch aus, dass es vom Hersteller bereits komplett mariniert wird. Es ist eine Zweikreiskühlung mit Abgas-Seewassereinspritzung vorhanden. Dazu gehört ein sogenannter Kombikühler, der ein seewassergekühltes Abgassammelrohr und einen Seewasser-

Kühlwasser-Wärmeübertrager in einer kompakten Baugruppe vereint. Das Schmieröl wird ebenfalls durch Seewasser gekühlt.

Die Kühlung des Verbrennungsmotors erfolgt durch Kühlwasser, der Generator ist luftgekühlt.

Die Abgas-Seewassereinspritzung garantiert geringe Temperaturen in der Abgasleitung, so dass eine geringe Aufheizung des gekapselten und schallgedämpften Aggregats erfolgt und das Abgas in Verbindung mit dem rücklaufenden Seewasser durch Schläuche geführt werden kann.

Der Verbrennungsmotor ist ein nicht aufgeladener Vierzylinder-Viertakt-Dieselmotor der Fa. Yanmar (JP).

Nachteilig ist der geringe Bauraum innerhalb der Schallkapselung zur Installation der Wasserstoff-Luft-Gemischbildungseinrichtung.

Der Verbrennungsmotor YANMAR 4JH3E verfügt werkseitig über ein für den Dieselbetrieb ausgelegtes Motormanagement mit konstantem Förderbeginn der Einspritzpumpe, das nicht geändert werden durfte. Für den Wasserstoffbetrieb waren ein geeignetes Gemischbildungssystem und Motormanagement zu entwickeln und mit den bereits bestehenden Einrichtungen (Kraftstoffversorgung, Drehzahlregler, Einspritzsystem, Ladungswechseleinrichtungen, Abgassystem) zu verknüpfen.

3. Wasserstoff-Gemischbildungseinrichtung

Ausgehend von Varianten zur Gemischbildung und deren Bewertung wurde das Verfahren mit einem Massendurchflussregler MFC (Mass-Flow-Controller) F-203 der Firma Bronkhorst und einer Mischkammer ohne Gemischdrosselung zur Realisierung ausgewählt. Diese Variante stellte den deutlich geringsten Grad an Komplexität dar. Der Massendurchflussregler selbst hatte zwar einen höheren Anschaffungswert, zeichnete sich aber durch exakte Regelbarkeit aus. Finanzielle Einsparungen aufgrund nicht benötigter Komponenten (Drosselklappe, Lambda-Regelung, Gleich- bzw. Nulldruckregler) waren ein bedeutender Vorteil dieser Variante. Eine Einschränkung der Betriebsdauer aufgrund geringer Standzeit des Massendurchflussreglers war nicht zu erwarten. Bild 3 zeigt das Schema der Gasregelstrecke und Gemischbildungseinrichtung.

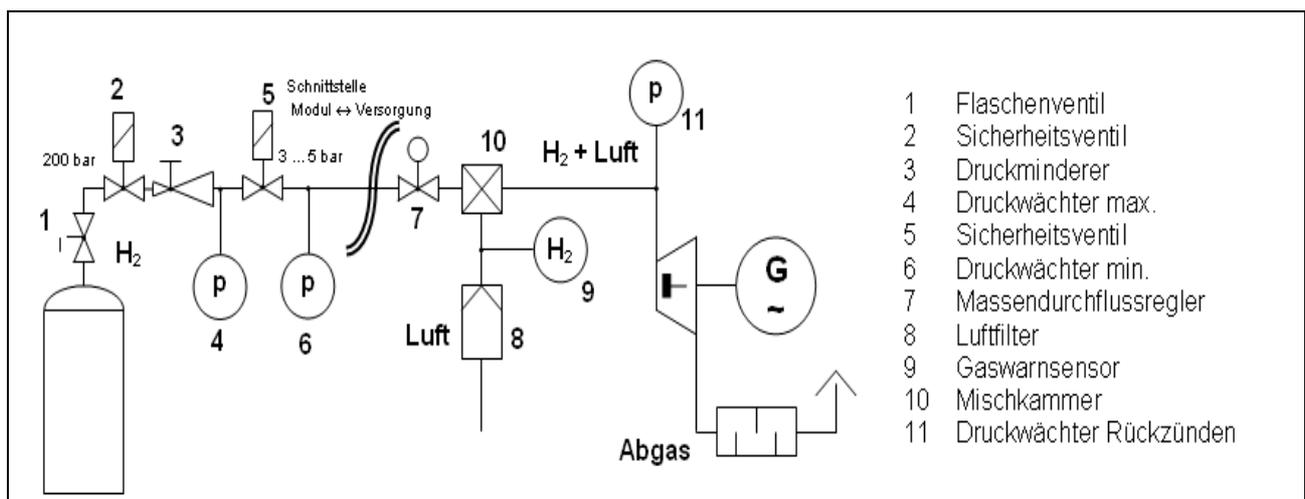


Bild 3: Gasregelstrecke und Gemischbildung mit Gasmassendurchflussregler mit Mischkammer

Bei diesem Verfahren wird die Drehzahl mit Hilfe des MFC lastabhängig qualitätsgeregelt. Diese Massenstromregelung zeichnet sich bei allen Betriebspunkten durch einen konstanten Massenstrom aus. /5/

Eine homogene Mischung des Wasserstoffs und der Luft erfolgt in einer motorspezifisch konstruierten Mischkammer, in der Wasserstoff quer zur Luftströmung im Ansaugtrakt eingeblasen wird.

Unter Berücksichtigung der Erkenntnisse aus der Literatur /6, 7/ wurden Mischkammervarianten mit ihrer grundlegenden Geometrie einer Strömungssimulation unterzogen.

Bei der Variante I wird die Wasserstoffzufuhr durch 14 radial am Umfang angebrachte Bohrungen realisiert, die durch eine ringförmig das Mischrohr umgebende Kammer mit Wasserstoff gespeist werden. Der Vordruck wasserstoffseitig beträgt $p_{H_2} = 4 \text{ bar}$.

Bei der Variante II sind die Bohrungen in einem in den Frischluftstrom hineinragenden Rohr angebracht. Diese Anordnung hatte eine „wandgeführte“ Eindüsung und Vermischung zum Ziel bei der der Wasserstoff aus den in Richtung der Saugrohrwand gerichteten Bohrungen an der Innenwand eine tangentielle Führung erhält. Zusammen mit der Strömungsbewegung der Frischluft entlang der Saugrohrachse erfolgt so eine Rotation des Wasserstoffs. Die Drallbewegung unterstützt die Entstehung eines homogenen Wasserstoff-Luft-Gemisches.

Um die Gemischbildungseinrichtung aufzunehmen, war entsprechender Bauraum erforderlich. Die sehr kompakte Bauweise des AGT 30.000 ließ eine Deckung dieses Platzbedarfs im Innern des Aggregats nicht zu. Somit wurde eine Verlagerung der Gemischbildungseinrichtung in den Bereich außerhalb der durch den Hersteller vorgesehenen Schalldämmkapsel erforderlich.

Der ausgeführte Aufbau der Gemischbildungseinrichtung und die Umrüstung des Achterschotts werden in Bild 4 dargestellt.



Bild 4: auf Dual-Fuel-Betrieb umgerüstetes AGT 30.000

Das Achterschott verschließt somit zum einen den gekapselten Innenraum und dient zum anderen der Halterung eines zusätzlichen Gehäuses, welches Gemischbildungseinrichtung und Luftfilter aufnimmt. Die Anordnung der Saug- und Mischstrecke ist im Bild 5 erkennbar.

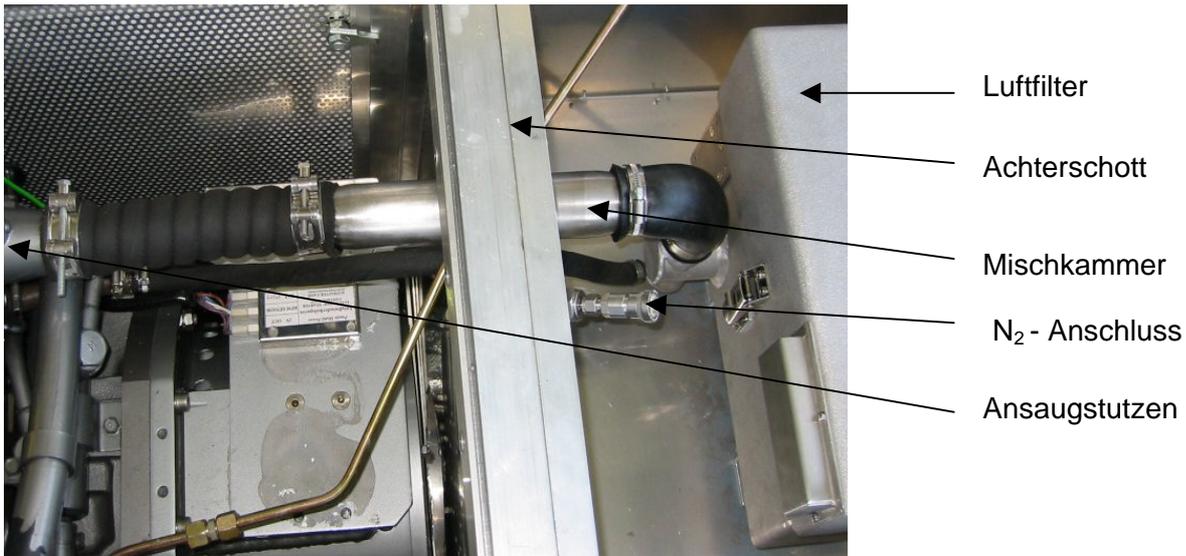


Bild 5: Saug- und Mischstrecke im umgerüsteten Zustand

4. Motormanagement

Der Verbrennungsmotor YANMAR 4JH3E verfügt werkseitig über ein für den Dieselbetrieb ausgelegtes Motormanagement mit konstantem Förderbeginn der Einspritzpumpe. Für den Wasserstoffbetrieb war ein geeignetes Motormanagement zu entwickeln und mit den bereits bestehenden und nicht zu ändernden Einrichtungen (Kraftstoffversorgung, Drehzahlregler, Einspritzsystem, Gaswechselsystem, Abgassystem) zu verknüpfen.

Der Dieseldieselfkraftstoff wird zur Zündung des Wasserstoff-Luft-Gemisches im Brennraum genutzt. Die durch die Verbrennung des Dieseldieselfkraftstoffes freigesetzte Energie muss hierbei die Mindestzündenergie $MIE = 0,017 \text{ mJ}$ /8/ des Wasserstoffs übersteigen. Die Mindestzündtemperatur $MIT = 560^\circ\text{C}$ /8/ muss durch die aus Kompression und Dieseldieselfverbrennung resultierende Temperaturerhöhung überschritten werden. Die Menge des Dieseldieselfkraftstoffes wird nach Aly /9/ als Zündölmenge bezeichnet und bezogen auf die Volllastmenge im Dieseldieselfbetrieb in Prozent angegeben. Die Mindestzündölmenge gibt Aly mit ca. 5 % an.

Die werkseitig ausgeführte mechanische Drehzahlregelung für den Dieseldieselfbetrieb funktioniert gemäß DIN ISO 8528-2 einwandfrei. Als Drehzahlregler wurde ein Enddrehzahlregler eingesetzt. Die Nenndrehzahl im Dieseldieselfbetrieb war lastabhängig aufgrund des ausgeführten Spannungsregelkonzeptes des Aggregates im Bereich von $n_{N,\text{mech.}} = 2800 \dots 3200 \text{ min}^{-1}$ variabel. Diesem übergeordnet wurde für den Wasserstoffbetrieb ein elektronischer Drehzahlregler mit einer höheren Nenndrehzahl ($n_{N,\text{el.}} = 3300 \text{ min}^{-1}$) installiert, der den Wasserstoff-Massendurchflussregler ansteuert (Bild 6).

Bei Aktivierung des Dual-Fuel-Betriebes wird durch Zugabe von Wasserstoff die Drehzahl auf $n_{N,\text{el.}} = 3300 \text{ min}^{-1}$ erhöht. Der mechanische Drehzahlregler steuert aufgrund des Überschreitens seiner Nenndrehzahl ($n_{N,\text{mech.}} = 2800 \dots 3200 \text{ min}^{-1}$) die Fördermenge an Dieseldieselfkraftstoff ab. Der geringste lastabhängig zu realisierende Zündölanteil wurde in Testläufen des Aggregats auf dem Prüfstand ermittelt (siehe Abschnitt 5). Eine mechanische Begrenzung des Reglers auf eine Minimalfördermenge durch Positionierung der Regelstange mit einem Anschlag war durch die

spezielle Spannungssteuerung des Aggregats nicht möglich. Die lastabhängige Variabilität des Drehzahlniveaus ließ keine klare Zuordnung von Regelstangenposition und Dieselmassestrom zu. Um zu verhindern, dass der mechanische Regler auf „Null-Füllung“ abregelt, wurde lastabhängig der Wasserstoffvolumenstrom begrenzt. Diese Begrenzung war erforderlich, da durch weitere Zurücknahme der Dieselfüllung (evtl. bis Nullförderung) die Gefahr des Nichtzündens des Zündöls bestand (Gemisch zu mager).

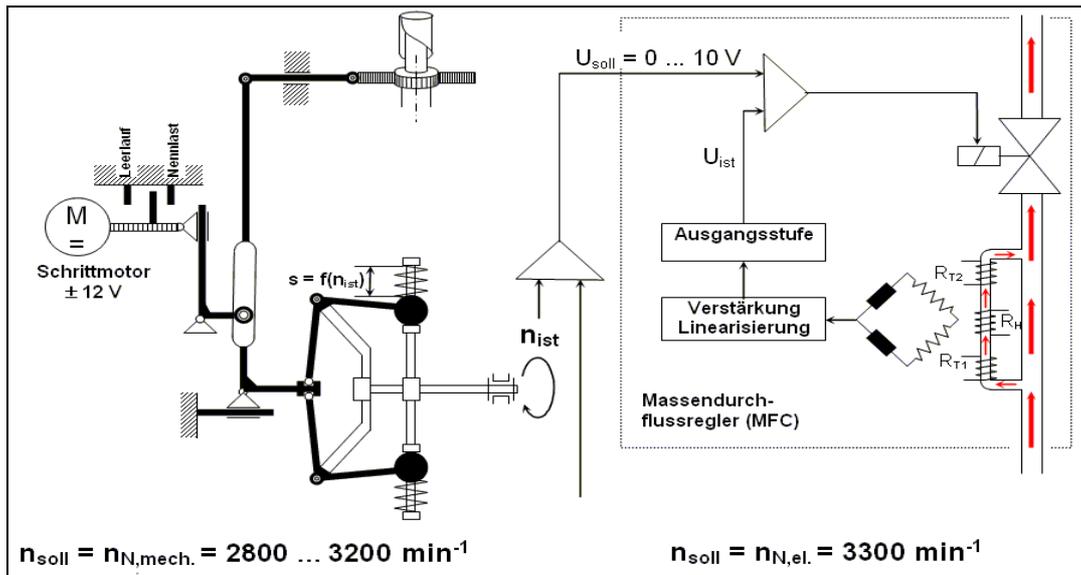


Bild 6: Drehzahlregelung für den Dual-Fuel-Betrieb

5. Ergebnisse des Prüfstandbetriebes des EEM

Für erste Untersuchungen zur Minimierung des Zündölanteiles wurde mit trockener Abgasleitung gefahren, um bei eventuell auftretendem unverbranntem Wasserstoff und einer Nachverbrennung sowie einer Wasserschlossbildung abgasseitig das Aggregat nicht zu zerstören. Eine installierte Berstscheibe als Sollbruchstelle schützte die trockene Abgasleitung und den Motor vor Zerstörung. Mit der Installation eines trockenen Abgasrohres war ein Schließen der Schalldämmkapsel auf Grund eines unzulässigen Temperaturanstieges und einer dann erfolgenden Abschaltung des Aggregates nicht möglich. Für eine akustische Beurteilung des Motorbetriebes war das vorteilhaft. Eine Zylinderdruckindizierung bzw. eine Klopfmessung hätte eine objektivere Bewertung ermöglicht, konnte aber im Rahmen dieses Projektes nicht durchgeführt werden.

Die Untersuchungen zum statischen und dynamischen Verhalten des EEM wurden unter Einsatzbedingungen (Schallkapselung und seewasergeflutete Abgasleitung) auf dem Prüfstand durchgeführt.

In Bild 7 ist der gesamte Bereich des Aggregats im Dual-Fuel-Betrieb (für $P_{el} = 1 \dots 15 \text{ kW}$) dargestellt. Die untere Grenze für den Zündölanteil wurde durch schrittweise Erhöhung des Wasserstoffanteiles und subjektive Beurteilung eines ungestörten Motorbetriebes (Vermeiden von Zündaussetzer und Klopfen) ermittelt.

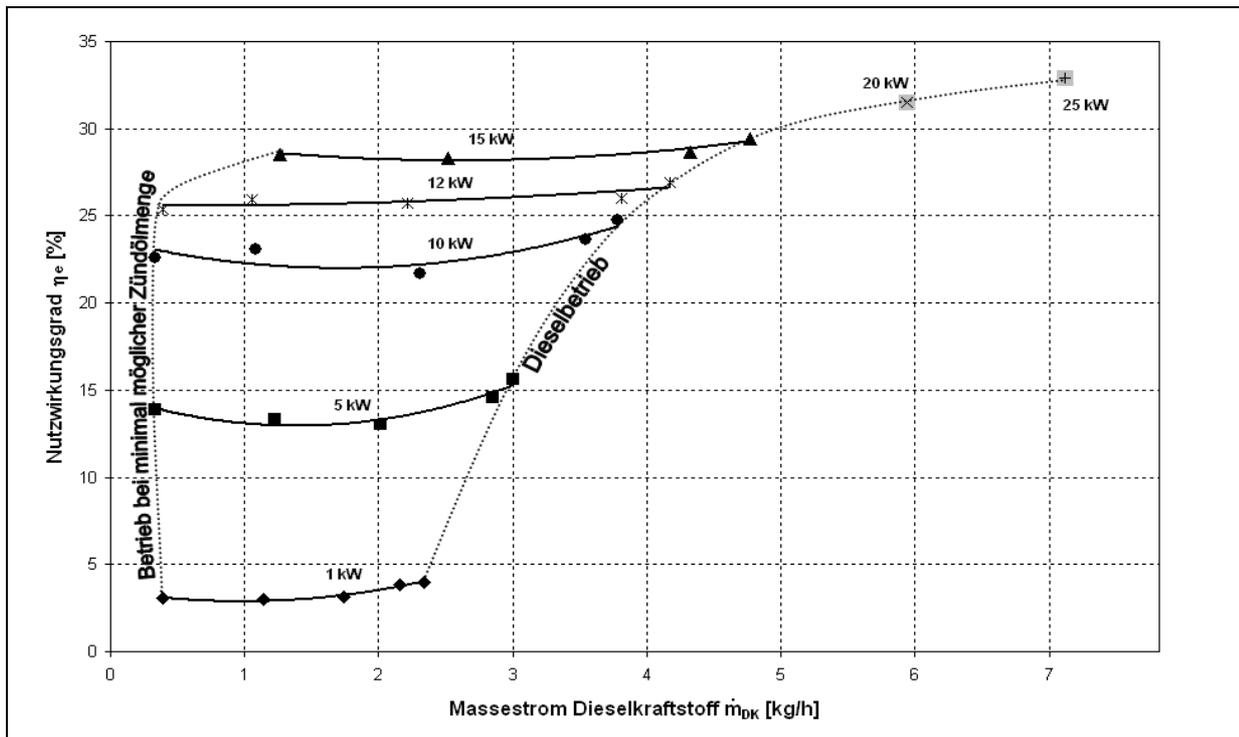


Bild 7: Nutzwirkungsgrad des Energieerzeugungsmoduls im Dual-Fuel-Betrieb in Abhängigkeit von der elektrischen Leistung und dem Dieselmassestrom

Im Teillastbereich ($P_{el} \leq 12 \text{ kW}$) war ein stabiler Motorbetrieb bis zu ca. 5 % Zündölanteil möglich. Bei weiterer Verringerung des Zündölanteiles treten Zündaussetzer auf. Die Ergebnisse von Aly /5/ können hier bestätigt werden.

Bei Nennlast (für Dual-Fuel-Betrieb $P_{el} = 15 \text{ kW}$) war unterhalb 12 % Zündölanteil Klopfen akustisch wahrnehmbar. Da erfahrungsgemäß Klopfen schon vor akustischer Wahrnehmung einsetzt, wurden für den Nennbetriebspunkt ($n = 3000 \text{ min}^{-1}$, $P_{el} = 15 \text{ kW}$) als minimal fahrbarer Zündölanteil 15 % festgelegt.

Ein hoher Anteil an Wasserstoff garantiert geringe Emissionen an CO und CO₂. Ein Magerbetrieb ($\lambda \geq 2,3$) führt zur Absenkung der NO_x-Emissionen.

Bei den statischen Testläufen wurden die Betriebspunkte zuerst im Dieselbetrieb angefahren. Nach Aufnahme der Messwerte (ca. 20 min) erfolgte die Umschaltung „per Knopfdruck“ auf den Dual-Fuel-Betrieb. Dazu wurde der durch den Kooperationspartner Enitech GmbH Bentwisch gefertigte elektronische Drehzahlregler aktiviert. Dieser steuert den Massendurchflussregler an. Durch den Massendurchflussregler wurde der Wasserstoff der angesaugten Frischluft zu dosiert.

In Bild 8 sind die Kennlinie zur lastabhängigen Dosierung des Wasserstoffes bei störungsfreiem Motorbetrieb und der Zündölmassestrom in Abhängigkeit der elektrischen Leistung dargestellt.

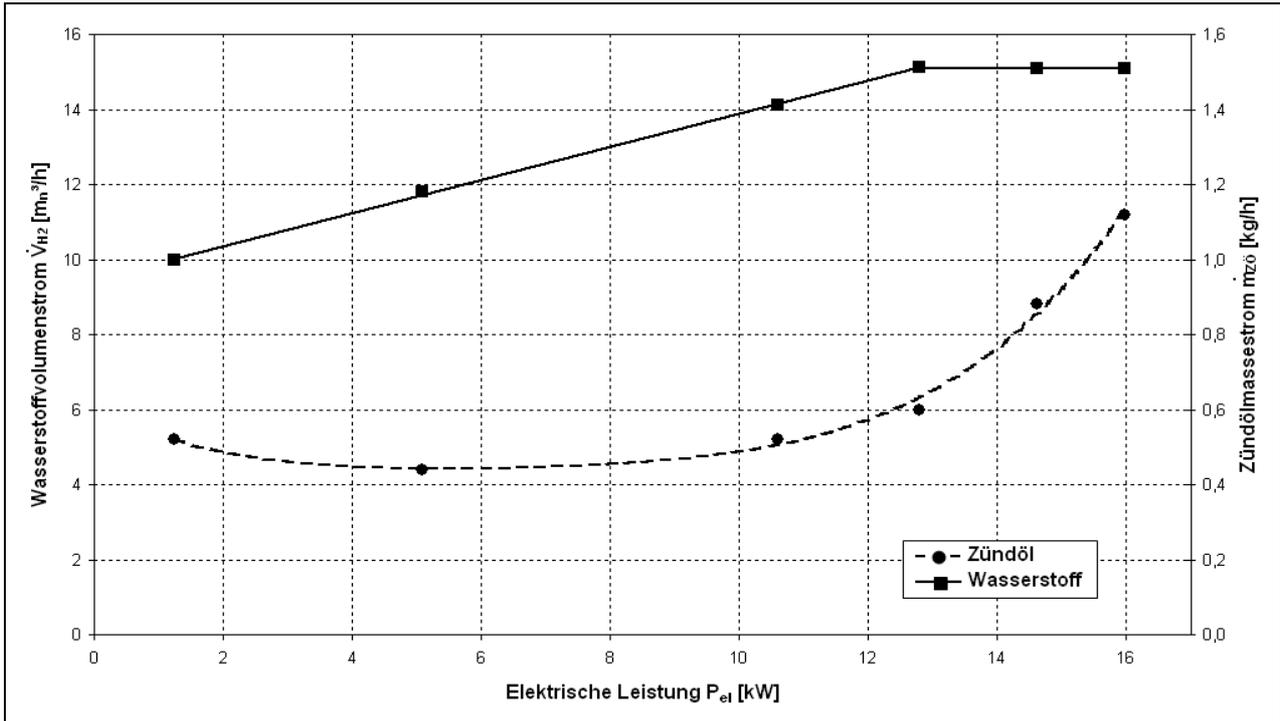


Bild 8: Wasserstoffvolumen- und Zündölmassenstrom im Dual-Fuel-Betrieb

In Bild 9 sind die Nutzwirkungsgrade für den reinen Dieselpetrieb und den Dual-Fuel-Betrieb dargestellt.

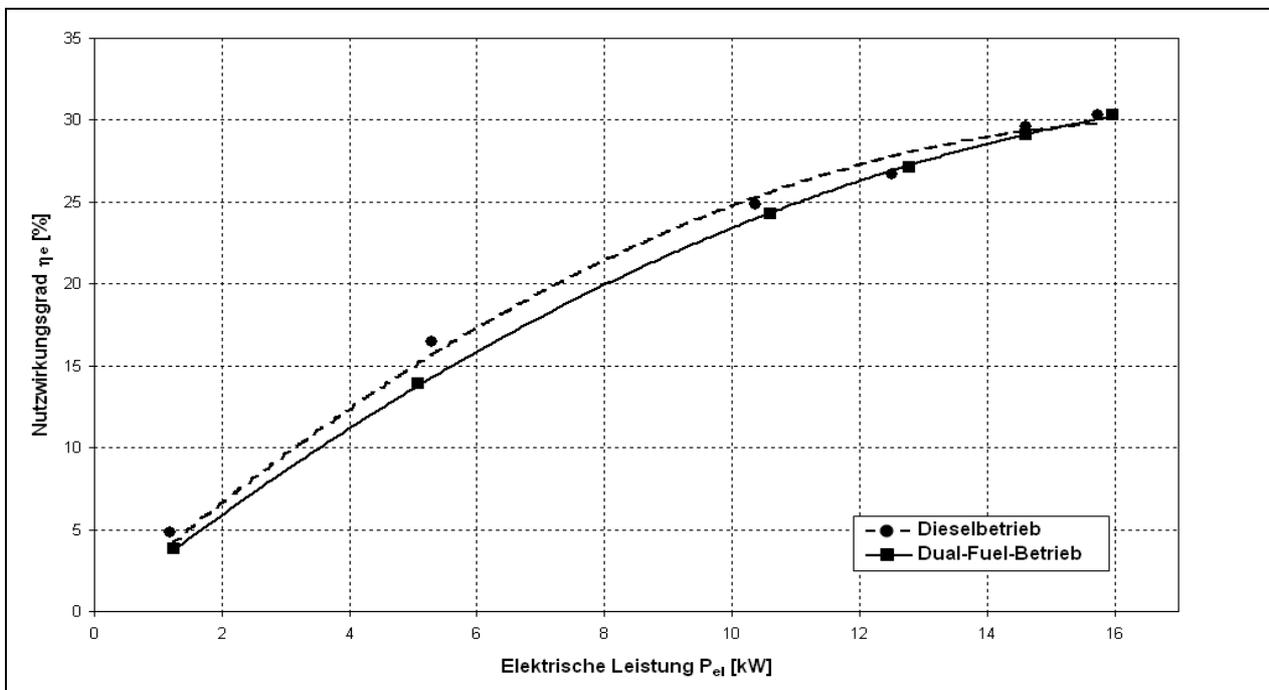


Bild 9: Nutzwirkungsgrad im Diesel- und Dual-Fuel-Betrieb

Im gesamten Lastbereich ist unter Beachtung der Messabweichungen kein signifikanter Nutzwirkungsgradunterschied festzustellen. Der Grund für das Ausbleiben eines erwarteten wasserstoffspezifischen Nutzwirkungsgradanstieges ist hauptsächlich in der Gemischzusammensetzung zu finden. Aufgrund des im Vergleich zu Ottomotoren sehr hohen Verdichtungsverhältnisses wurde mit sehr magerem Wasserstoff-Luft-Gemisch ($\lambda = 2,9 \dots 5,8$) gefahren, um Selbstzündungen zu verhindern. Mit Zunahme des Luftverhältnisses nimmt die Brenngeschwindigkeit ab und infolgedessen verringert sich die Innenarbeit.

Vom Aggregatseigner bestand die Forderung, mit dem Aggregat im Dual-Fuel-Betrieb die TA Luft 2002 einzuhalten. Dazu war insbesondere die Messung (Horiba Exsa 1500) der vom Gesetzgeber limitierten Abgaskomponenten NO_x und CO erforderlich.

Die CO-Messungen (Bild 10) belegen für den Dual-Fuel-Betrieb die Einhaltung der Anforderungen aus der TA Luft für den geforderten Lastbereich.

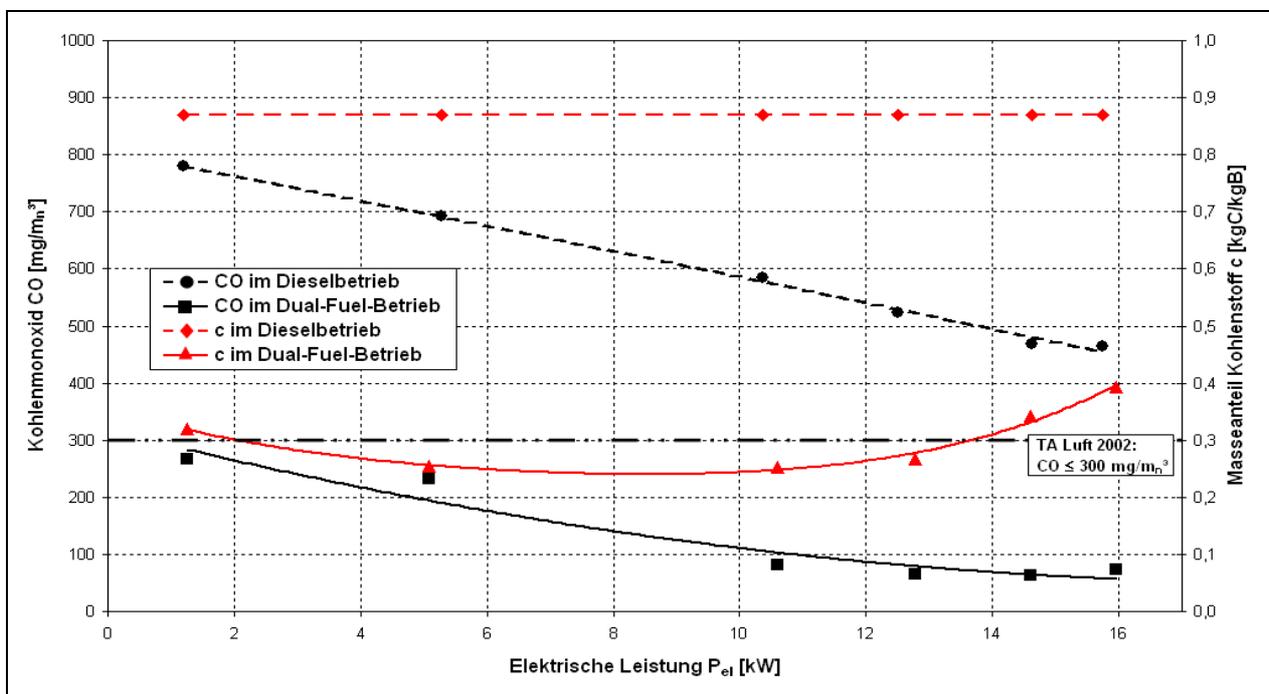


Bild 10: Kohlenmonoxidemission und Kohlenstoffanteil im Diesel- und Dual-Fuel-Betrieb

Die im Dual-Fuel-Betrieb reduzierte Kohlenmonoxidemission ergab sich aus dem im Vergleich zum Dieselbetrieb geringeren Kohlenstoffanteil. Das Ansteigen des Masseanteils an Kohlenstoff in der Kraftstoffmischung führte auch im Dual-Fuel-Betrieb zum Ansteigen der CO-Emissionen in Richtung Nennlast, obwohl im Allgemeinen mit steigender Last der CO-Ausstoß temperaturbedingt abnimmt.

Bild 11 zeigt, dass die mit zunehmender Last steigenden Prozesstemperaturen die Entstehung von thermischem NO begünstigen (siehe auch /10/).

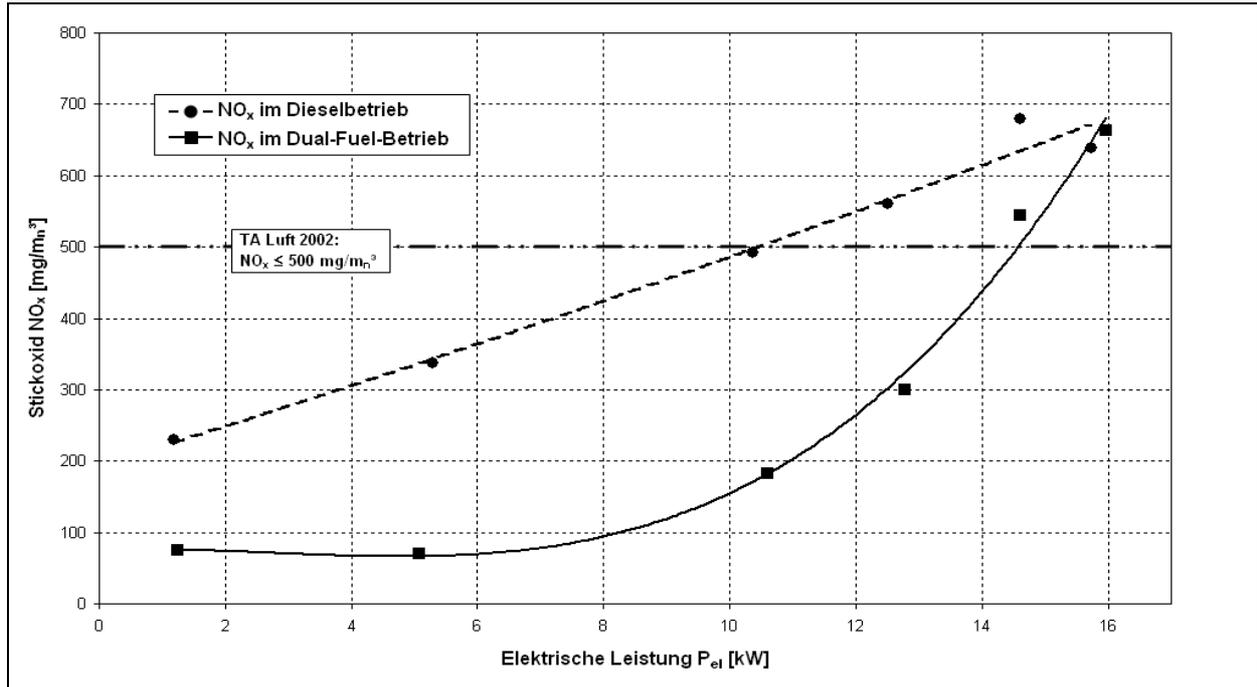


Bild 11: Stickoxidemissionen im Diesel- und Dual-Fuel-Betrieb

Bis ca. 95 % der Nennlast im Dual-Fuel-Betrieb wird der vom Gesetzgeber festgelegte Grenzwert von 500 mg/m^3 unterschritten. Die geringen Emissionen im unteren Teillastbereich sind vor allem auf das in diesem Bereich sehr magere Kraftstoff-Luft-Gemisch zurückzuführen.

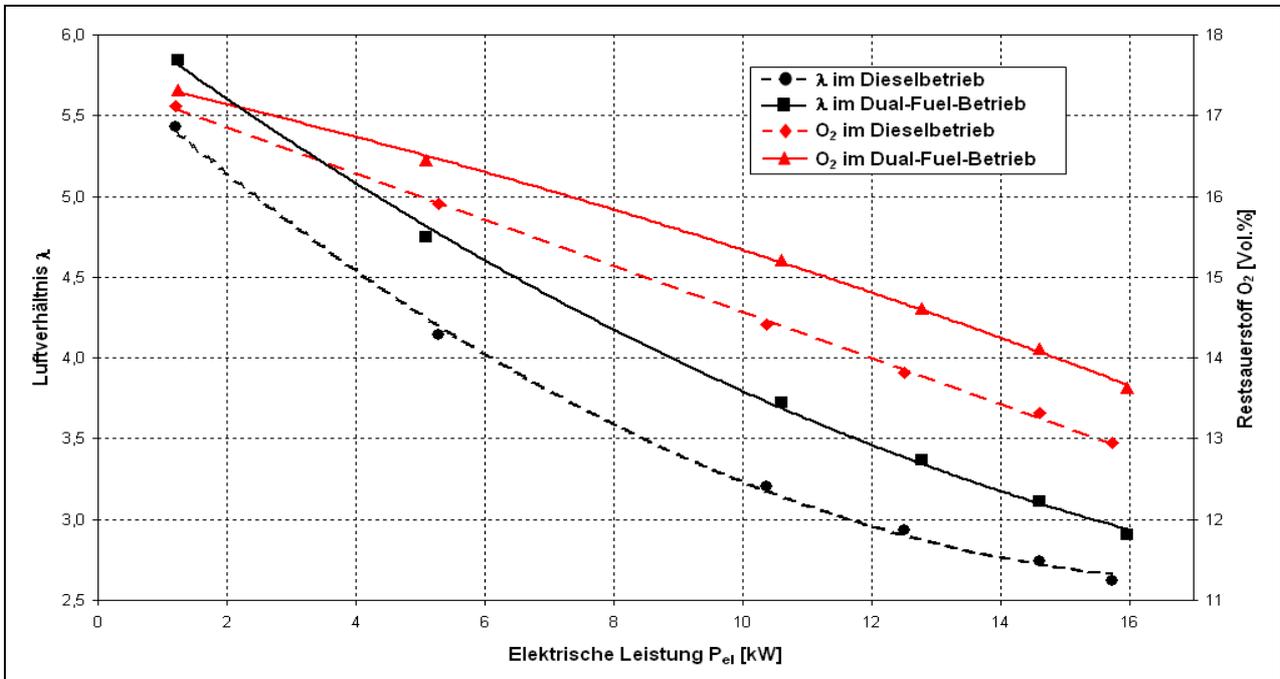


Bild 12: Restsauerstoffgehalt und Luftverhältnis im Diesel- und Dual-Fuel-Betrieb

Die Darstellung des Restsauerstoffs bzw. des daraus gerechneten Luftverhältnisses (unter Beachtung der jeweiligen Kraftstoffzusammensetzung) in Bild 12 ergibt einen λ -Bereich von $\lambda = 2,9 \dots 5,8$.

Die Emissionen an unverbrannten Kohlenwasserstoffen werden in der TA Luft nicht direkt limitiert. Hier wird der Betreiber angehalten, die Emissionswerte an organischen Stoffen durch entsprechende Maßnahmen weiter zu vermindern. Als Richtwert könnte der allgemeine Hinweis von $HC \leq 50 \text{ mg/m}_n^3$ dienen /12/. Die gemessene deutliche Abnahme der HC-Werte im Dieselbetrieb mit Anhebung der Last, kann durch den Anstieg der Prozesstemperatur begründet werden. Bei hoher Temperatur erfolgt eine bessere Umsetzung der Kohlenwasserstoffe in Kohlendioxid und Wasserdampf. Die Entstehungsursachen für unverbrannte Kohlenwasserstoffe kennzeichneten auch den Verlauf der HC-Emissionen im Dual-Fuel-Betrieb. Trotz des geringen Kohlenstoffanteils im Kraftstoff wurde vergleichsweise viel HC emittiert. Ursache war hauptsächlich die bezogen auf den Magerbetrieb und aus der geringen Belastung resultierende niedrige Prozesstemperatur. In Richtung Nennlast stieg der HC-Anteil im Abgas trotz steigender Temperaturen weiter an. Dies weist auf eine unvollständige Umsetzung des Zündöls infolge örtlichen Sauerstoffmangels hin, hervorgerufen durch die hohe Brenngeschwindigkeit des Wasserstoffs. Die Verringerung der Emissionen an unverbrannten Kohlenwasserstoffen ist ohne Abgasnachbehandlung nur durch konstruktive Veränderungen des Motors (Düsengeometrie zur Optimierung der DK-Verteilung, Brennraumgeometrie zur besseren Frischladungsverteilung, Verlagerung des Einspritzbeginns in Richtung früh \rightarrow aber: NO_x würde ansteigen) möglich.

Ein Vergleich mit den Grenzwerten der Rheinschiffsuntersuchungsordnung von 1995 , Ausgabe 2004 /13/ ergab, dass bezüglich der unverbrannten Kohlenwasserstoffe (Grenzwert $1,3 \text{ g/kWh}$; Istwert $2,3 \text{ g/kWh}$) Maßnahmen zur Emissionsminderung zum Betrieb auf Binnengewässern erforderlich wären.

Der Anteil an Kohlendioxid im Abgas beträgt für den Dieselbetrieb mehr als das dreifache im Vergleich zum Dual-Fuel-Betrieb und ist hauptsächlich auf den Masseanteil Kohlenstoff im Kraftstoffgemisch zurückzuführen.

Die abschließenden experimentellen Untersuchungen hatten den Vergleich des Drehzahlverhaltens im Diesel- und Dual-Fuel-Betrieb zum Ziel. Die zulässigen Drehzahlschwankungen sollten max. $\pm 10 \%$ ($\Delta n = \pm 300 \text{ min}^{-1}$) der Nenndrehzahl betragen. Bei Lastsprüngen oder Betriebsartenumschaltung war die Drehzahl innerhalb des Drehzahlbereiches $n = 2700 \dots 3300 \text{ min}^{-1}$ konstant zu halten. Zur Einschätzung des Lastwechselverhaltens im Dieselbetrieb wurde das Aggregat mit Lastsprüngen beaufschlagt.

Die Bilder 13 und 14 zeigen die Drehzahl- und Generatorspannungsänderungen für repräsentativ ausgewählte Lastsprünge.

Die Untersuchungen ergaben keine konstante Nenndrehzahl im Dieselbetrieb. Der Grund dafür war im Lastregelverhalten des gelieferten Aggregats zu finden. Hier wurden geringe Schwankungen in der Belastung durch Variation der Drehzahl ausgeglichen. Lastsprünge lösten kurzfristige Drehzahländerungen aus. Der Motor läuft im Bereich von $n = 2800 \dots 3200 \text{ min}^{-1}$.

Die Untersuchungen des Lastsprungverhaltens für den Dual-Fuel-Betrieb lieferten bei geringen Lastsprüngen ($10 \text{ kW} \rightarrow 5 \text{ kW} \rightarrow 10 \text{ kW}$) kaum wahrnehmbare Drehzahländerungen ($\pm 20 \text{ min}^{-1}$, siehe Bild 15). Das entsprach einer Abweichung von $\pm 0,6 \%$ bei $n = 3150 \text{ min}^{-1}$. Das Drehzahlniveau lag um ca. 5% über der geforderten Nenndrehzahl.

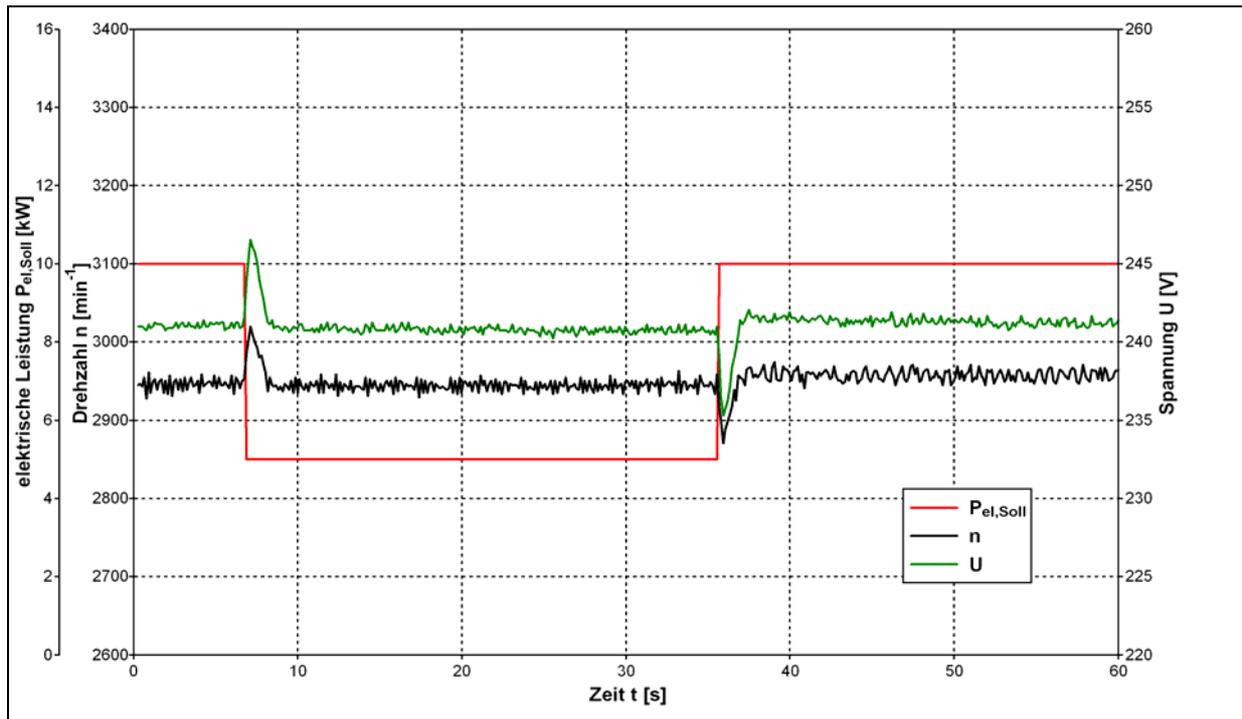


Bild 13: Lastsprungverhalten im Dieseltreib, $P_{el} = 5 - 10$ kW

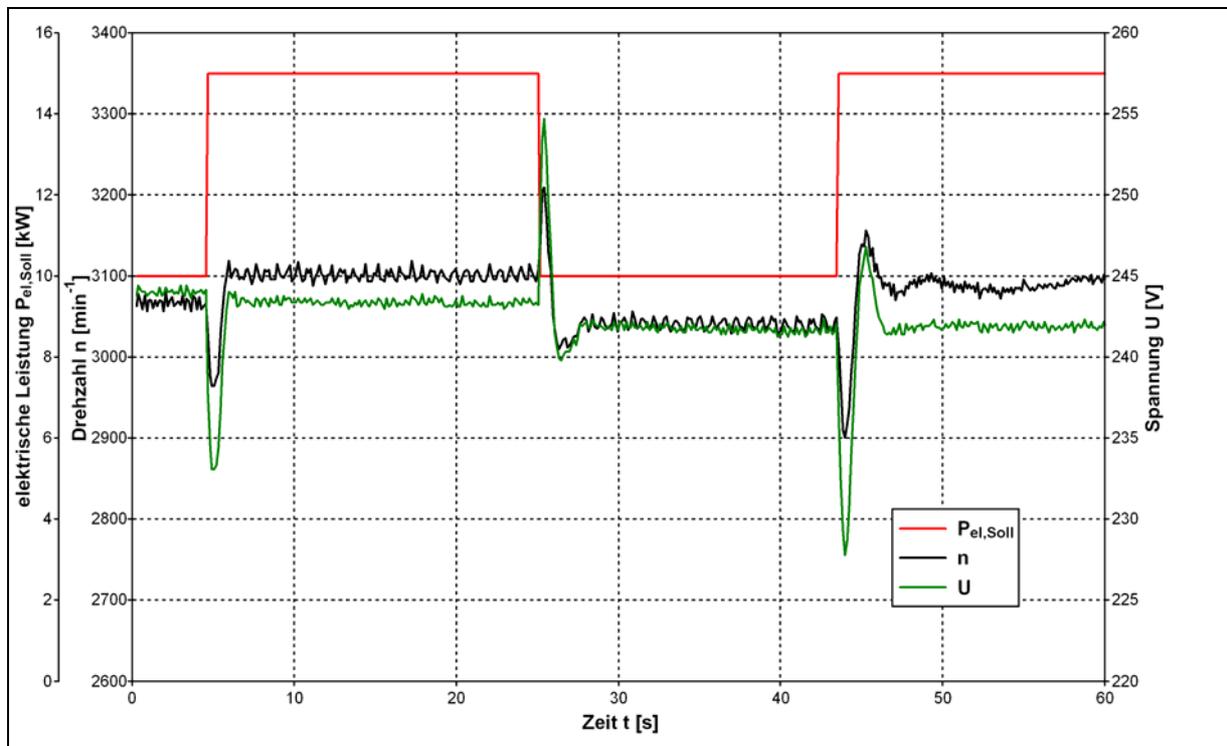


Bild 14: Lastsprungverhalten im Dieseltreib, $P_{el} = 10 - 15$ kW

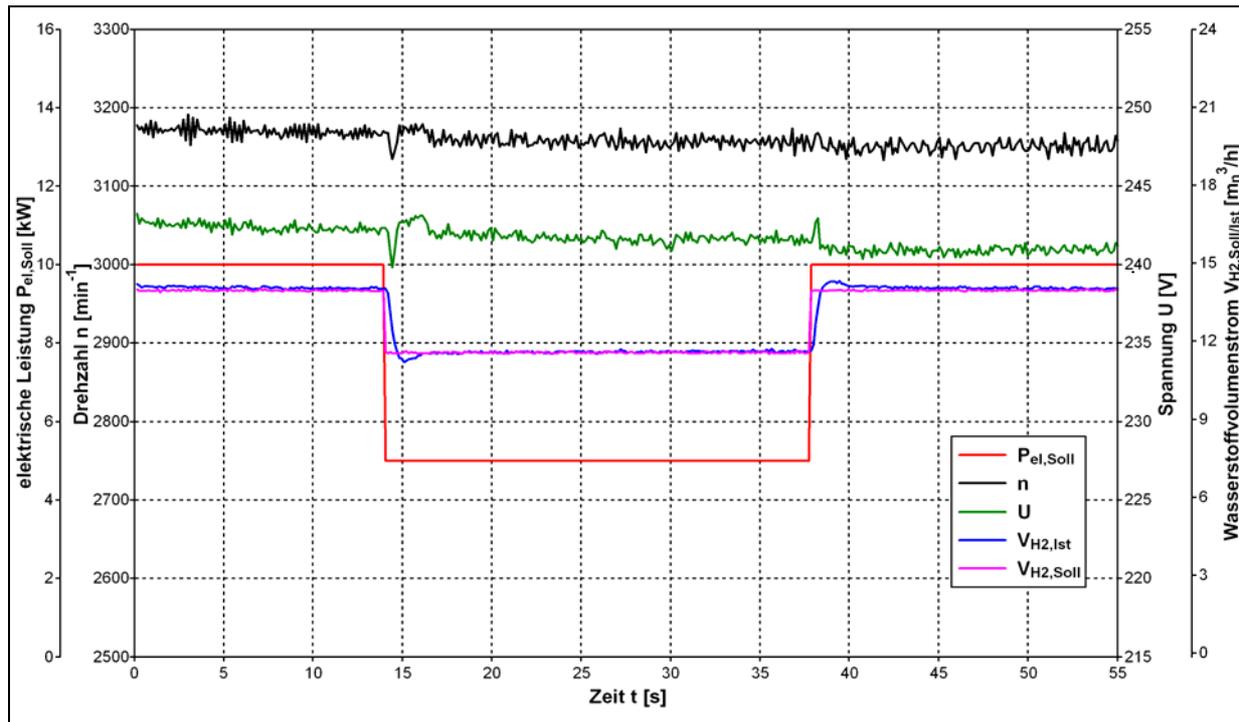


Bild 15: Lastsprungverhalten im Dual-Fuel-Betrieb, $P_{el} = 5 - 10 \text{ kW}$

Der maximal mögliche Lastsprung im Dual-Fuel-Betrieb ist der von 0 auf 15 kW bzw. von 15 auf 0 kW als maximaler Lastabfall. Die Wahrscheinlichkeit des Auftretens eines solchen Lastsprunges ist sehr gering, dennoch wurde dieser Fall untersucht und bewertet (Bild 16).

Die Drehzahl betrug hier $n = 3150 \text{ min}^{-1} \pm 4,5 \%$ und lag in dem geforderten Drehzahlbereich $n = 2700 \dots 3300 \text{ min}^{-1}$

Die dynamische Belastbarkeit des Energieerzeugungsmoduls war damit gewährleistet.

Den Nachweis der sicheren Umschaltbarkeit des Motors zwischen den beiden Betriebsarten liefert Bild 17.

Die Zeitpunkte des Umschaltens sind gekennzeichnet. Die Drehzahlschwankungen betragen bedingt durch den Betriebsartenwechsel $\text{max. } 200 \text{ min}^{-1}$. Ein Überschreiten des geforderten Drehzahlbereiches mit $n = 2700 \dots 3300 \text{ min}^{-1}$ war nicht feststellbar. Deutlich wurde bei der Zuschaltung von Wasserstoff, dass durch die geeignete Einstellung des Führungsverhaltens des Reglers durch den Kooperationspartner Enitech GmbH der Wasserstoffanteil nach einer Rampenfunktion erhöht wurde und damit starke Drehzahlschwankungen aufgrund eines Überangebots an Kraftstoff (Diesel + Wasserstoff) oder sogar ein „Aufschaukeln“ der Drehzahl vermieden werden konnten. Es dauerte ca. 12 s bis zum Einstellen des erforderlichen Wasserstoffvolumenstromes (und der automatischen Zurücknahme der Dieselfüllung); in dieser Zeit wich die Drehzahl um $\text{max. } 2 \%$ von ihrem ansonsten konstanten Wert ab.

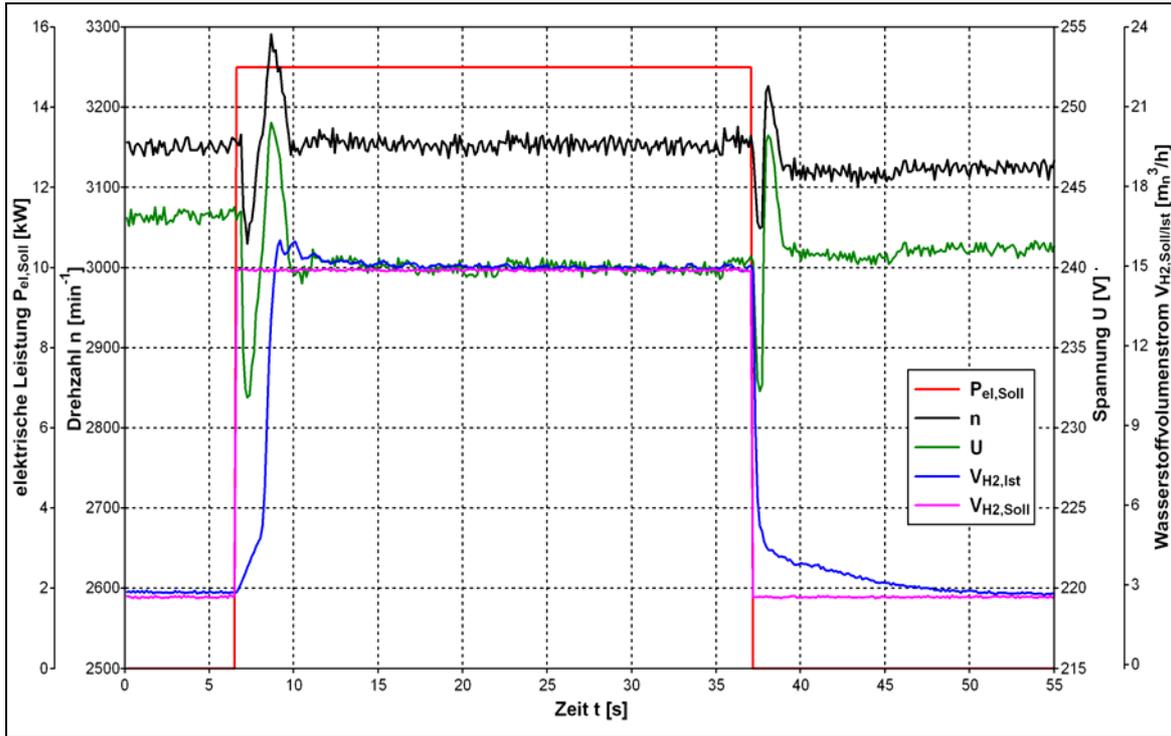


Bild 16: Lastsprungverhalten, Dual-Fuel-Betrieb, $P_{el} = 0 - 15 \text{ kW}$

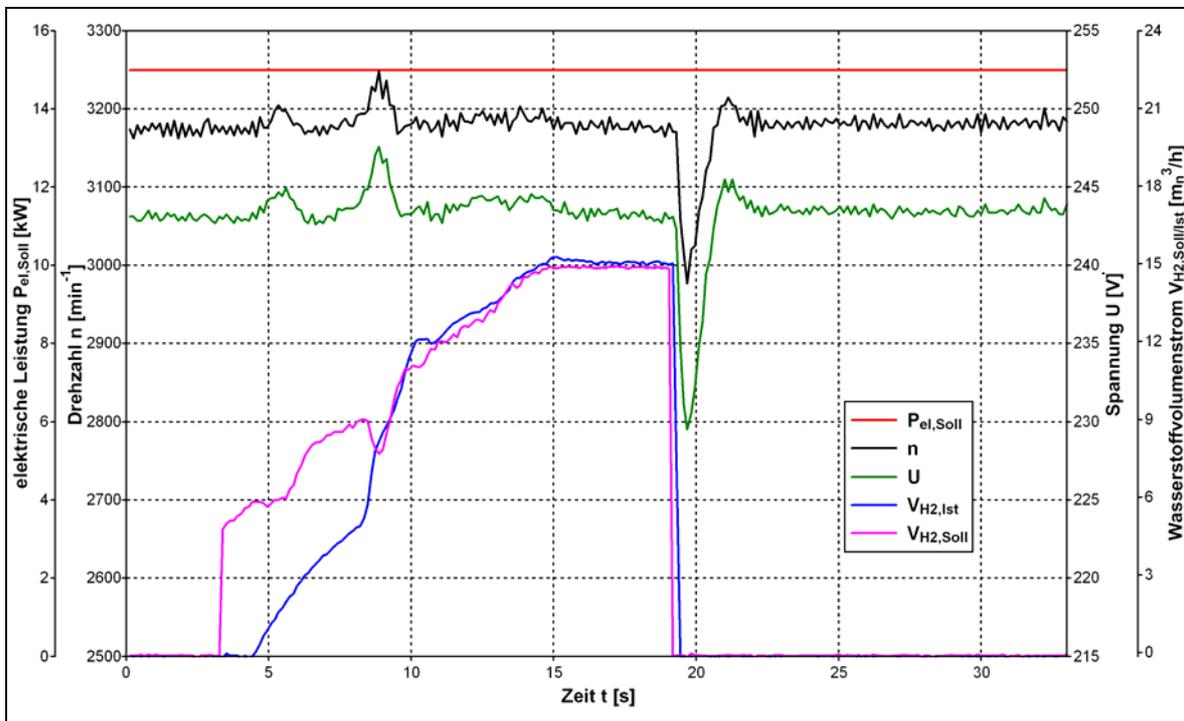


Bild 17: Umschaltverhalten zwischen Diesel- und Dual-Fuel-Betrieb bei $P_{el} = 15 \text{ kW}$

Das Zurückschalten auf Dieselbetrieb wird für den Bordbetrieb aus Sicherheitsgründen nicht nach einer Rampe durchgeführt. Hier muss für den Fall einer Havarie die Unterbrechung des Wasserstoffvolumenstroms sofort erfolgen. Die Folge des schlagartigen Schliessens des Reglers war ein kurzfristiger Kraftstoffmangel, der sich aufgrund konstanter Belastung bis zum Ausregeln des mechanischen Drehzahlreglers in einem Drehzahleinbruch von ca. 200 min^{-1} äußerte. Die untere geforderte Drehzahl von 2700 min^{-1} wurde dabei nicht unterschritten.

6. Borderprobung des EEM

Das Energieerzeugungsmodul (EEM), bestehend aus Verbrennungsmotor und Generator, versorgt das Bordstromnetz und die neuartige, mit oberflächenschneidenden Propellern(Bild 1) arbeitende Antriebsanlage eines Trimaranes(Bild 18) mit Energie.



Bild 18: Erprobungsplattform Trimaran und EEM-Einbaulage

Die Erprobung fand auf der Warnow im Bereich Rostock statt und wurde von den ausgewählten Projektpartnern AIR Hohen-Luckow, ATI Küste Rostock, Enitech GmbH Bentwisch und der FH Stralsund erfolgreich durchgeführt.

Der Verbrennungsmotor ermöglichte hierbei sowohl einen reinen Dieselbetrieb als auch einen Dual-Fuel-Betrieb mit Wasserstoff.

Die geforderten elektrischen Nennleistungen des EEM von $P_{el} = 25 \text{ kW}$ im reinen Dieselbetrieb und $P_{el} = 15 \text{ kW}$ im Dual-Fuel-Betrieb wurde problemlos erreicht.

Durch Manöverfahrten konnten die auf dem Prüfstand nachgewiesenen dynamischen Eigenschaften des EEM nachgewiesen werden.

Eine Messung der Schadstoffemissionen bei den Manövern wurde nicht vorgenommen.

In nachfolgendem Bild sind ausgewählte Ergebnisse der Borderprobung des EEM bei Manöverfahrt dargestellt.



Bild 19: Generatorspannung, Generatorstrom, Drehzahl und Wasserstoffvolumenstrom-Soll und Ist bei Schiffsmanöverfahrt

Die durch den Schiffseigner gestellten Anforderungen an das umgerüstete Energieerzeugungsmodul sind erfüllt worden.

Das Ergebnis des Projektes ist der Nachweis der Realisierbarkeit einer schnellen und kostengünstigen Umrüstung eines konventionellen Dieselmotors auf einen stabilen Betrieb mit Wasserstoff im Zündstrahlbetrieb und die damit verbundene Reduzierung der Kohlenmonoxid- und Kohlendioxidemissionen.

Verzeichnis der verwendeten Quellen

- /1/ ATI Küste GmbH <http://www.newa-mv.de> . 2003
- /2/ FH Stralsund,
Enitech GmbH
Kooperationsvereinbarung.
Stralsund 2003
- /3/ Beckmann, W.; Katke,
H.-J.; Sponholz, Ch.;
Tiede, J.
Möglichkeiten und Grenzen des Erdgas-Wasserstoff-
Mischbetriebes von Verbrennungsmotoren.
Vortrag 3. Dessauer Gasmotorenkonferenz, 2003
- /4/ Beckmann, W.; Krüger,
M.; Sponholz, Ch.
Experimentelle Untersuchungen zum Einsatz von
Wasserstoff als Kraftstoff für Ottomotoren.
IAV-Tagung Gasfahrzeuge, Berlin, 2004
- /5/ BRONKHORST
EL-FLOW Thermische Massendurchflussmesser und -
regler für Gase.
Datenblatt, Bronkhorst High-Tech B. V.
- /6/ Lübbert, F.
Entwicklung einer Gemischbildungseinrichtung für ein
Energieerzeugungsmodul.
Projektarbeit, FH Stralsund, 2004
- /7/ Scherer, V.
Instationäre Strahlmischung – Verbesserung und
Modellierung der instationären Mischung für
Strahlmischsysteme im Hinblick auf die NO_x-Minderung
Abschlussbericht, Ruhr-Universität Bochum, 2001
- /8/ Schröder, V.;
Bundesanstalt für
Materialforschung und –
prüfung (Hrsg.)
Explosionsgrenzen von Wasserstoff und
Wasserstoff/Methan-Gemischen – Forschungsbericht 253.
Bremerhaven: Verlag für neue Wissenschaft GmbH, 2002
- /9/ Aly, H.
Untersuchung des Wasserstoff-Einsatzes in Kraftwerks-
und Schiffsbetriebsanlagen mit Viertakt-Diesel-
Gasmotoren.
Aachen: Verlag Shaker, 1993
- /10/ Merker, G. P.; Stiesch, G.
Technische Verbrennung – Motorische Verbrennung.
Leipzig: B. G. Teubner Stuttgart, 1999
- /11/ Pischinger, R.;
Kraßnig, G.; Taučar, G.;
Sams, Th.
Thermodynamik der Verbrennungskraftmaschine.
Wien; New York: Springer-Verlag, 1989
- /12/ Bundesministerium für
Umwelt, Naturschutz und
Reaktorsicherheit
Erste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundes-
Immissionsschutzgesetz (Technische Anleitung zur
Reinhaltung der Luft – TA Luft) vom 24.07.02 .
Köln : Carl Heymanns Verlag KG, 2002
- /13/ Zentralkommission für
die Rheinschifffahrt
Rheinschiffsuntersuchungsordnung (RheinSchUO) 1995.
Ausgabe 2004

Einfluss von Holzgaskomponenten auf die Leistung einer mikrotubulären SOFC-Brennstoffzelle

Gerhard Buchinger, Paul Hinterreiter, Thomas Raab, Stefan Griesser und Dieter Meissner
FH OÖ: Eco Energy, Roseggerstrasse 12, A-4600 Wels, Österreich, d.meissner@fh-wels.at, [/www.fh-wels.at](http://www.fh-wels.at)

Schlüsselwörter: SOFC, Holzgas, Chlorwasserstoff

Zusammenfassung:

In dieser Untersuchung sollte die prinzipielle Möglichkeit einer Verwendung von Holzgas aus einer Wirbelschichtdampfvergasung als Treibstoff für mikrotubuläre Festoxidbrennstoffzellen (SOFC, Solid Oxide Fuel Cell) untersucht werden. Dafür wurden sowohl die Einsetzbarkeit der Hauptkomponenten des Gases als auch der Einfluss von Chlorwasserstoff analysiert. Für Letzteres wurden die Zellen unter Aufzeichnung der elektrischen Leistungen mit unterschiedlichen Konzentrationen dieser Verunreinigung in reinem Wasserstoff betrieben. Zusätzlich wurde der Einfluss von verschiedenen Volumenströmen und der abwechselnde Betrieb mit dem verunreinigten und reinen Wasserstoff, als auch Temperaturzyklentests zwischen 573 K und 1173 K untersucht. Die Betriebstemperaturen betragen bei den durchgeführten Versuchen 1123 K und 1173 K.

1. Einleitung

Ein wesentlicher Vorteil der Hochtemperaturbrennstoffzellen, insbesondere der SOFC, ist die Tatsache, dass diese mit verschiedensten Treibstoffen betrieben werden können^{[1], [2], [3]}. Dies eröffnet interessante Möglichkeiten zur Verringerung der Treibhausproblematik bei Verwendung von nachwachsenden Rohstoffen als Ausgangssubstanz der zugeführten Kraftstoffe. Holzgas hat hierbei das Potential eines kostengünstigen kohlendioxidneutralen Brenngases.

Holzgas kann auf unterschiedliche Weise, wie zum Beispiel durch Vergasung mit Luft, Sauerstoff oder Dampf, gewonnen werden^{[4], [5]}. In dieser Untersuchung wurde ein Produkt aus einer Wirbelschicht-Dampfvergasungsanlage als Treibstoff angenommen. Die Hauptkomponenten bestehen aus ca. 25 Vol-% Kohlenmonoxid, 20 Vol-% Kohlendioxid, 10 Vol-% Methan, 2,5 Vol-% Ethylen, 0,5 Vol-% Propylen, 2 % Stickstoff und dem Rest Wasserstoff (Prozentangaben im trockenem Gas). Der Wasseranteil des Originalpyrolysegases liegt bei ca. 35 Vol-%. Neben diesen Bestandteilen gibt es noch eine Vielzahl an Verunreinigungen in verschiedenen Konzentrationen wie Staub, Teer, Schwefelwasserstoff und Chlorwasserstoff. Besonders die beiden Letzteren können die Zelleistung maßgeblich beeinflussen und zur Degeneration führen^{[6], [7]}. Daher müssen diese Verbindungen beinahe vollständig entfernt werden, bevor das Gas als SOFC-Treibstoff geeignet ist.

Um das Gesamtsystem so energieeffizient wie möglich auszuführen, wird eine Heißgasreinigung (ca. 773 K) angestrebt, um unnötiges Abkühlen vor der Reinigung gefolgt vom erneutem Aufheizen vor der Zuführung zum Brennstoffzellensystem, dessen Arbeitstemperatur zwischen 1073 K und 1173 K liegt, zu vermeiden. Diese Zielsetzung führt jedoch zu einer wesentlichen Erschwerung der Entfernung zuvor genannter Problemstoffe. Da kaum Daten über die Verträglichkeit dieser Verunreinigungen für mikrotubuläre Brennstoffzellen existieren, sollte in dieser Untersuchung die maximale tolerierbare Ausgangskonzentration für den Chlorwasserstoffabsorber eruiert werden.

In zusätzlichen Versuchen wurde die Zelle auch mit synthetischem Holzgas betrieben.

2. Materialien

Die untersuchten mikrotubulären Brennstoffzellen wurden bei der Firma Adelan (97 Vincent Drive, Birmingham, B15 2SQ, United Kingdom) bezogen. Diese Zellen sind elektrolytbasierend (Yttriumstabilisiertes Zirkonoxid (YSZ)) und besitzen eine Nickel/YSZ Anode und eine LSM (strontiumdotiertes Lanthanmanganat)/YSZ Kathode. Die Elektrodenfläche beträgt 2 cm^2 .

Die verwendeten Gase wurden von Air Liquide Österreich (Niederlassung Linz) gemischt und mit Zertifikat ausgeliefert (synth. Holzgas: C_3H_6 0,488 Vol-% ; C_2H_4 1,99 Vol-% ; N_2 2,01 Vol-% ; CH_4 10 Vol-% ; CO_2 19,89 Vol-%, CO 25,02 Vol-%, Rest Wasserstoff; HCl-Mischung: 47,4 ppm Chlorwasserstoff in Wasserstoff; Wasserstoff der Qualität 5.0).

Die Kontrolle der Gasflüsse erfolgte mit computergesteuerten thermischen Massedurchflussreglern der Marke redy (Firma Voegtlin AG, Aesch, Schweiz), als Befeuchtungseinheit wurde ein Verdampfersystem der Firma Bronkhorst HI-Tech eingesetzt (CEM – Liquid delivery system with vapor control, Typ W-102A-222-P, Lieferant: hl-trading GmbH, Salzburg, Österreich). Die Temperierung der Brennstoffzelle erfolgte mit einem Ofen der Firma Nabertherm (Lilienthal, Deutschland, Modell L4).

Die Aufzeichnung der Zelleistung erfolgte mit einer elektronischen Last (ElectroChem. Inc., Woburn, USA, Typ ECL150).

3. Experimentelle Durchführung

Zur Durchführung der Treibstofftests wurde eine Versuchsanlage aufgebaut, die sich im Wesentlichen in die folgenden Bereiche gliedern lässt: Gasversorgung und -befeuchtung, Ofen mit beheizter Zelle und elektronischer Last. In allen Versuchen mit HCl wurden zur Vermeidung der Adsorption dieser Gase an den Leitungen PFA Schläuche verwendet. Nur die unmittelbare Treibstoffzuleitung bzw. Abgasableitung im Ofen wurden aufgrund der hohen Temperaturen aus Edelstahl ausgeführt. Gasleitungen nach der Befeuchtungseinheit wurden auf 393 K temperiert.

Die Stromableitung der innen liegenden Anode erfolgte mittels Nickelgitter und Drähten, die der Kathode mittels Silberlack und Silberdrähten. Die Brennstoffzelle wurde mit Sauereisenzement abgedichtet.

Die Betriebstemperaturen der Zellen waren 1123 K und 1173 K, die Temperaturzyklen wurden mit 10 K/min zwischen 573 K und 1173 K durchgeführt. Jede getestete Zelle wurde vor dem Betrieb mit den zu testenden Gasen mit Wasserstoff als Referenzwert betrieben und die Gaszufuhr während des Betriebs kontinuierlich umgestellt.

Die verschiedenen Chlorwasserstoffkonzentrationen wurden durch Mischen der unter Punkt 2 aufgelisteten HCl-Gasmischungen und reinem Wasserstoff mit Hilfe der zuvor kalibrierten Flow-Controller hergestellt.

4. Resultate

4.1. Versuche mit Chlorwasserstoffverunreinigungen

In diesen Versuchen wurde den Brennstoffzellen Wasserstoff mit unterschiedlichen Chlorwasserstoffkonzentrationen zugeführt. Eine Konzentration von bis zu 47,4 ppm HCl in Wasserstoff bei einem Gesamtvolumenstrom von $100 \text{ ml}_\text{N}/\text{min}$ führte zu keiner merklichen Leistungsänderung verglichen mit dem Wasserstoffbetrieb (Abbildung 1). In einem nachfolgenden Versuch wurde dann der Einfluss unterschiedlicher Volumenströme eines Gasgemisches mit 47,4 ppm Chlorwasserstoff untersucht. Die Verringerung des Gesamtgasvolumenstroms von $100 \text{ ml}_\text{N}/\text{min}$ auf $75 \text{ ml}_\text{N}/\text{min}$ hatte eine Leistungsreduktion von 2,5 % zur Folge. Eine Reduktion des Gesamtgasvolumenstroms um 50 % auf $50 \text{ ml}_\text{N}/\text{min}$ bedingte eine Leistungseinbuße von 5,5 %. Ein Gasvolumenstrom von $25 \text{ ml}_\text{N}/\text{min}$ hat eine Leistungsreduktion um 9,5 % und ein Fluss von $10 \text{ ml}_\text{N}/\text{min}$

ml_N/min eine Leistungsreduktion von 17,5 % gegenüber dem Gesamtfluss von 100 ml_N/min zur Folge. Diese Werte waren in der gleichen Größenordnung wie bei Betrieb mit reinem Wasserstoff.

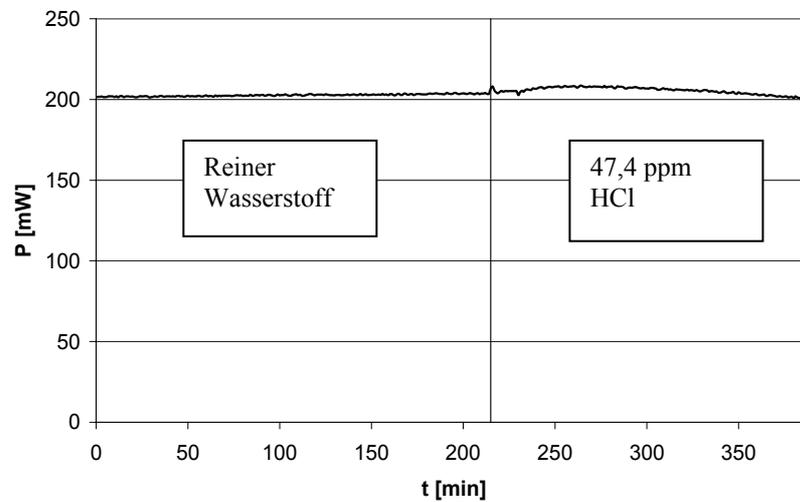


Abbildung 1: Typischer Leistungsverlauf der Brennstoffzelle beim Betrieb mit 100 ml_N/min 47,4 ppm HCl in Wasserstoff bei 1123 K

In einer nächsten Versuchsreihe wurde ein alternierender Betrieb mit chlorwasserstoffhaltigem Gas und reinem Wasserstoff getestet. Diese Versuche wurden bei 1123 K und 1173 K durchgeführt und die zusammengefassten Ergebnisse finden sich in der Tabelle 1. Wie zu erkennen ist, treten beim alternierenden Betrieb mit 50 ml_N/min bei der niedrigeren Temperatur durchaus beträchtliche Leistungsverluste auf. Eine um 50 K höhere Betriebstemperatur bewirkt dagegen deutlich geringere Leistungsschwankungen. Die Zelle wurde nach jedem Wechsel der Bedingungen für 30 Minuten konstant betrieben.

Um zu testen, ob ein Starten bzw. Herunterfahren des SOFC-Systems mit chlorwasserstoffhaltigem Gas Probleme macht und es daher nötig ist, diese Prozeduren mit reinem Wasserstoff durchzuführen, wurde eine Brennstoffzelle unter Stromabnahme mit verschiedenen Konzentrationen an HCl zwischen 573 K und 1173 K erwärmt und wieder abgekühlt. Wie in Tabelle 2 dargestellt, konnte kein Einfluss der Verunreinigung beim Durchlaufen der Temperaturzyklen festgestellt werden.

Versuchsbedingung		P _B [mW]	P _E [mW]	Δ P _{ges}	Δ P _{ges}
Temperatur	Konzentration	Versuchsbeginn	Versuchsende	[mW]	[%]
1123 K	47,4 ppm HCl	188	181	7	3,7
1123 K	0 ppm HCl	175	174	14	7,4
1123 K	47,4 ppm HCl	165	165	23	12,2
1123 K	0 ppm HCl	162	164	24	12,7
1173 K	47,4 ppm HCl	212	212	0	0
1173 K	0 ppm HCl	212	211	1	0,47
1173 K	47,4 ppm HCl	211	208	4	1,88
1173 K	0 ppm HCl	208	207	5	2,3

Tabelle 1: Zusammenfassende Ergebnisse beim alternierenden Betrieb mit 50 ml_N/min Wasserstoff und 47,4 ppm HCl in Wasserstoff. Nach jedem Wechsel des Treibstoffes wurde die Zelle 30 min konstant betrieben.

Versuchsbedingung		P_B [mW]	P_E [mW]	ΔP_{ges} [mW]	ΔP_{ges} [%]
Konzentration	Zyklus	Versuchsbeginn	Versuchsende		
4,74 ppm HCl	1. Zyklus	110	107	3	2,7
4,74 ppm HCl	2. Zyklus	110	100	10	9
4,74 ppm HCl	Nachfolgender Verlauf für 120 min	110	110	0	0
47,4 ppm HCl	1. Zyklus	130	128	2	1,5
47,4 ppm HCl	2. Zyklus	130	130	0	0
47,4 ppm HCl	Nachfolgender Verlauf für 120 min	130	130	0	0

Tabelle 2: Einfluss der Chlorwasserstoffverunreinigung beim Aufheizen und Abkühlen der Brennstoffzelle. Die unterschiedlichen Zelleistungen zu Beginn der Versuche ergaben sich durch den Einsatz verschiedener Brennstoffzellen für die jeweiligen Konzentrationen an HCl.

4.2. Brennstoffzellenbetrieb mit synthetischem Holzgas

Die durchgeführten Versuche mit synthetischem Holzgas zeigten zum Teil sehr widersprüchliches Verhalten. Bei einigen Versuchen konnte ein stabiler Betrieb für bis zu 48 Stunden bei 1123 K und 1173 K nachgewiesen werden, bei anderen Versuchen brach die Zelleistung bereits nach einigen Stunden zusammen und pendelte sich dann auf niedrigem Niveau ein. Die postmortale Untersuchung zeigte an den Anoden dieser SOFCs leichte Kohlenstoffablagerungen, während dies bei den erfolgreichen Versuchen nicht festgestellt werden konnte. In Abbildung 2 sind die Daten eines erfolgreichen Betriebs bei 1173 K dargestellt. Der Betrieb mit 20 ml_N/min H₂ und einer Wassersättigung von 35 Vol % lieferte einen Referenzwert von 345 mW. Aus Abbildung 2 ist der gesamte Leistungsverlauf bei 20 ml_N/min synthetischem Holzgas mit einem Wassergehalt von 35 Vol-%, nach einem Betrieb der Zelle unter denselben Flussbedingungen mit Wasserstoff zu erkennen. Die Leistungsaufzeichnung während des Holzgasbetriebes betrug 245 mW. Der zum Schluss dargestellte Abfall zeigt das Herunterfahren des Versuches durch Temperatur-Absenken.

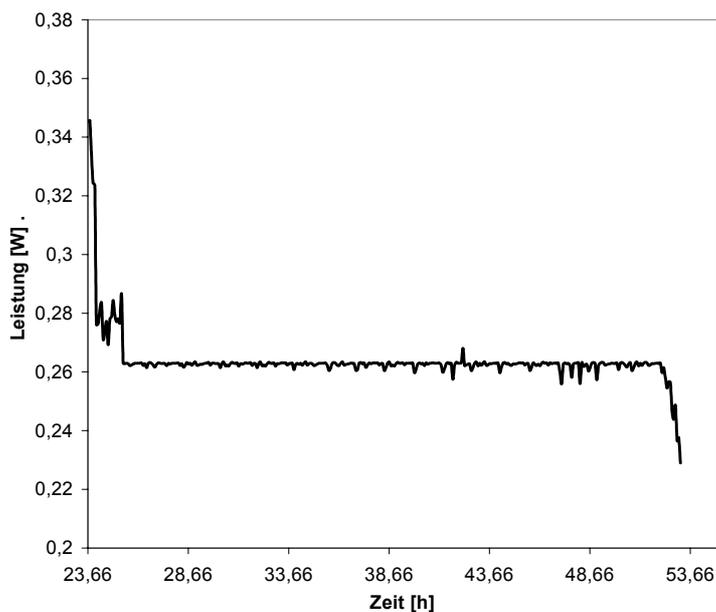


Abbildung 2: Leistungsverlauf eines erfolgreichen Versuchs mit synthetischem Holzgas bei 1173 K.

5. Diskussion und Zusammenfassung

Die Versuche mit chlorwasserstoffhaltigem Wasserstoff als Treibstoff zeigten in den untersuchten Zeiträumen, dass ein Betrieb der mikrotubulären SOFC mit bis zu 50 ppm HCl als Verunreinigung möglich ist. Diese Schwelle liegt hoch genug, um bei der Heißgasreinigung von Holzgas keine Probleme zu verursachen.

Die Versuche mit synthetischem Holzgas lieferten sehr widersprüchliche Ergebnisse. In einigen Experimenten war ein konstanter Betrieb über ca. 48 h möglich, in anderen Versuchen brach die Zelleistung bereits nach einigen Stunden stetig zusammen und pendelte sich auf einem niedrigen Niveau ein. Der Grund für diese Ergebnisse konnte noch nicht eruiert werden. Es zeigte sich jedoch, dass die getesteten Zellen auch schon mit Wasserstoff stark unterschiedliche Leistungen zeigten. Diese Tatsache könnte auch eine mögliche Erklärung für die unterschiedlichen Ergebnisse mit synthetischem Holzgas liefern.

6. Ausblick

In weiterführenden Versuchen sollen Untersuchungen bzgl. Kombination des synthetischen Holzgases mit verschiedenen Verunreinigungen wie Teere, Schwefelwasserstoff und Chlorwasserstoff durchgeführt werden. Aufbauend auf diesen Experimenten erfolgt dann der Betrieb der SOFC mit dem real gereinigten Holzgas direkt an der Anlage.

7. Danksagung

Diese Arbeit wurde durch mehrere vom Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie (BMvit) und der österreichischen Forschungs-Förderungsgesellschaft (FFG) geförderten Projekte unterstützt, denen wir an dieser Stelle herzlich danken. Besonders erwähnt seien hier das *FHplus* Förderprogramm der FFG (Projekt: „Zerstörungsfreie und in-situ-Charakterisierung von Bauteilen und Werkstoffen unter besonderer Berücksichtigung von Brennstoffzellen“) sowie die A3-Programme des BMvit sowie das K⁺-Zentrum Austrian Bioenergy Centre.

7. Literatur

- [1] Direct Hydrocarbon Solid Oxide Fuel Cells, Steven McIntosh and Raymond J. Gorte, Chem. Rev., 104 (2004), 4845-4865
- [2] Effects of dilution on methane entering an SOFC anode, K. Kendall, C.M. Finnerty, G. Saunders, J.T. Chung, Journal of Power Sources 106 (2002), 323-327
- [3] Reactions of hydrocarbons in small tubular SOFCs, G.J. Saunders, K. Kendall, Journal of Power Sources 106 (2002), 258-263
- [4] G.Sridhar et al., Biomass and Bioenergy 21 (2001), 61-72
- [5] A.V. Bridgwater, Fuel 74 (1995), 631-653
- [6] Sulphur Poisoning of the active materials used in SOFCs, R.H. Cunningham, M. Fowles, R.M. Ormerod and J. Staniforth, Rolls-Royce plc 2004, F/01/00222/REP, URN 04/559
- [7] The poisoning effect of sulfur-containing impurity gas on a SOFC anode: Part I. Dependence on temperature, time, and impurity concentration, Yoshio Matsuzaki, Isamu Yasuda, Solid State Ionics 132 (2000), 261-269

ERGEBNISSE DES PILOTBETRIEBS EINER SOFC MIT GRUBENGAS

L. Blum¹, A. Dengel³, H. K. Dörr³, B. Groß², L. G. J. de Haart¹, K. Kimmerle²

¹Forschungszentrum Jülich GmbH, D-52425 Jülich

²Institut für ZukunftsEnergieSysteme, Altenkesseler Straße 17 D-66115 Saarbrücken

³STEAG Saar Energie AG, St. Johannerstr. 103 D-66115 Saarbrücken

Schlüsselwörter: SOFC- Brennstoffzelle, Grubengas, Genehmigungsproblematik, Messtechnik, thermodynamische Bilanzierung

Zusammenfassung: Einführend wird der Aufbau und das damit verbundene Genehmigungsverfahren des Versuchsstandes, unter besonderer Berücksichtigung des Bergrechtes und der damit verbundenen anspruchsvollen Aufgaben sowie deren Lösungsansätze, beschrieben. Aus den Genehmigungsvorgaben des Bergamtes ergeben sich für die Mess- und Sicherheitstechnik spezielle Anforderungen, welche im Anschluss beschrieben werden.

Zur thermodynamischen Gesamtbilanzierung der Anlage wurde ein Modellwerkzeug entwickelt um die Ergebnisse der praktischen Versuche des Betriebs des Vorreformers und der Brennstoffzelle mit Grubengas voraussagen zu können. Erste praktische Versuche ergeben eine gute Übereinstimmung mit den Ergebnissen der Berechnungen. Diese werden abschließend vorgestellt.

1 Einleitung

Das im November 2003 gestartete Projekt „Pilotbetrieb einer Hochtemperaturbrennstoffzelle (SOFC) mit Grubengas“ der Partner STEAG Saar Energie AG, Forschungszentrum Jülich und Institut für ZukunftsEnergieSysteme befindet sich derzeit in der praktischen Umsetzung. Nachdem in den Jahren 2003 und 2004 erste Versuche mit synthetischem Grubengas durchgeführt wurden, sollen im Jahr 2005 erste Betriebserfahrungen mit dem Vorreformer sowie der Gesamtanlage gemacht werden [1]. Aufgrund der besonderen Bedingungen des Standortes des Brennstoffzellenversuchsstandes werden die Schwierigkeiten, die sich aufgrund des dort geltenden Bergrechts ergaben, vorgestellt.

Zur besseren Planung und zur Interpretation der praktischen Versuchsergebnisse wurde ein Werkzeug entwickelt, um Ergebnisse voraussagen zu können und entsprechend zu überprüfen.

2 Genehmigungsverfahren

Besondere Bedingungen ergaben sich durch den Standort der Versuchsanlage im Technikzentrum Luisenthal, weil dieses dem Bergrecht unterliegt. Demzufolge ist ein bergrechtlicher Genehmigungsantrag zum Aufbau des Teststandes und zur Durchführung der Versuche notwendig geworden. Was bedeutet nun aber die Genehmigung nach Bergrecht für einen Forschungsteststand?

Im Grunde genommen gibt es bei oberflächlicher Betrachtung keinerlei Unterschiede zur allgemeinen Genehmigungspraxis auch im Forschungsbereich. Geht man weiter in die Tiefe der bergrechtlichen Genehmigungsverfahren, kann man jedoch zum Teil erhebliche Unterschiede zu Genehmigungsverfahren nach gewerberechtlichen Verfahren feststellen. Ein großer Unterschied liegt beispielsweise in der Laufzeit der Genehmigungen. Innerhalb des Bergrechts ist die Laufzeit der Genehmigung für Versuchsanlagen im Allgemeinen auf ein bis zwei Jahre begrenzt, während bei gewerberechtlichen Verfahren die Laufzeiten entweder unbegrenzt oder sehr viel länger sind. Dies gilt unter der Voraussetzung, dass die Anlagen während dieser Zeit nicht verändert werden.

Im Folgenden werden die wesentlichen Punkte der Genehmigung für den SOFC Versuchsstand beschrieben. Die bergrechtliche Genehmigung legt, historisch bedingt durch den Schutz der Bergleute unter Tage, großen Wert auf den Explosionsschutz, bzw. die Besicherung der Anlagen. Aus diesem Grund wurden im Falle des SOFC Teststandes zur Erstellung des Antrags Experten der Fachstelle für das Grubenrettungswesen mit eingeschaltet. Diese haben eine gutachterliche Stellungnahme angefertigt, in welcher Art und welchem Umfang bei dem geplanten Brennstoffzellenversuchsstand der Explosionsschutz sichergestellt werden muss. In dieser Stellungnahme wurde festgelegt, dass alle elektrischen Anlagenteile vor dem Vorreformer in explosionsgeschützter Ausführung auszulegen sind. Weiterhin wurde zur Auflage gemacht, dass bei Grubengasausfall, Undichtigkeiten und beispielsweise der mechanischen Zerstörung einer Brennstoffzellenmembran die Anlage automatisch vom Grubengasnetz getrennt, mit Formiergas gespült und in einen sicheren Zustand gefahren wird. Des Weiteren muss die Abgasanlage mit einer geeigneten Zünddurchschlagssicherung ausgerüstet sein, um eine Rückzündung in die Anlage zu verhindern. Weitere Auflagen wurden hinsichtlich der Installation zahlreicher Sensoren zur Detektion von H₂, CO und CH₄ in der Raumluft im Bereich des Versuchsstandes, der Grubengasversorgungsanlage und der Formiergasstation festgelegt. Eventuelle Grenzwertverletzungen sowie Ausfall der gesamten Überwachungseinrichtung sind an eine ständig besetzte Leitwarte zu melden. Gleichzeitig muss eine entsprechende akustische und visuelle Störungsmeldung vor Ort erfolgen. Ein Maßnahmenkatalog, der das Verhalten im Störfall eindeutig festlegt, ist vom Betreiber des Versuchsstandes zu erstellen und als Teil des Genehmigungsantrages zu sehen.

Auf Basis dieser Vorgabe wurde der Betriebsplan, mit entsprechender Beschreibung des Versuchsstandes einschließlich Verfahren- und Messstellenschema, erstellt. Eine zugehörige Komponentenliste, welche detailliert die Explosionsschutzmaßnahmen der Einzelkomponenten zeigt, wurde ebenfalls hinzugefügt. Nach Einreichung der genannten Unterlagen wurde durch das Bergamt kurzfristig eine Betriebsgenehmigung erteilt. Die erteilte Betriebsgenehmigung enthielt jedoch weitere Auflagen, die in der ersten Phase des Testbetriebs erfüllt werden müssen. Dazu gehören die Untersuchung und Dokumentation der Abgaszusammensetzung und der Abgasmenge durch eine fachkundige Stelle. Weiterhin sind auch die beim Betrieb der Brennstoffzelle entstehenden Abwässer von einer fachkundigen Stelle zu begutachten, so dass diese Abwässer erst nach Erstellung einer Unbedenklichkeitserklärung in die Kanalisation eingeleitet werden dürfen. Des Weiteren sind die vom Versuchsstand ausgehenden Lärmemissionen durch eine amtlich anerkannte Messstelle zu ermitteln und dürfen im Ergebnis den Beurteilungspegel für Arbeitsplätze nicht überschreiten. Insbesondere sind die Sicherheitseinrichtungen einschließlich der Gaswarnanlage durch eine Fachstelle für Brand und Explosionsschutz abzunehmen. Die Schweißverbindungen innerhalb des Prüfstandes sind durch einen Sachverständigen zu prüfen und abzunehmen.

3 Bilanzierung der Stoff- und Energieströme

Um den zeitlichen Aufwand der praktischen Versuche zu optimieren, bietet es sich an, mit einer geeigneten, und auf die spezielle Aufgabe hin optimierten bzw. programmierten Software die Prozesse im Prüfstand abzubilden und zu berechnen.

Für die Modellbildung werden die chemischen und thermodynamischen Vorgänge im Prüfstand statisch abbildet. Die Bildung eines dynamischen Modells mit Berücksichtigung zeitlicher Veränderungen der Stoffströme, Temperaturen etc. ist weitaus aufwändiger, zumal die zu erwartenden Erkenntnisse aus der stationären Betrachtung im ersten Schritt genügen.

Da die Betrachtung des gesamten Brennstoffzellen-Prüfstandes ein sehr komplexes System darstellt, wurde der Prüfstand modellhaft in einzelne Teilsysteme unterteilt, für die jeweils die Stoff- und Energiebilanzen durchgeführt werden können.

Im Folgenden ist sowohl schematisch der Prüfstand, als auch die daraus abgeleitete modellhafte Aufspaltung in Teilsysteme dargestellt.

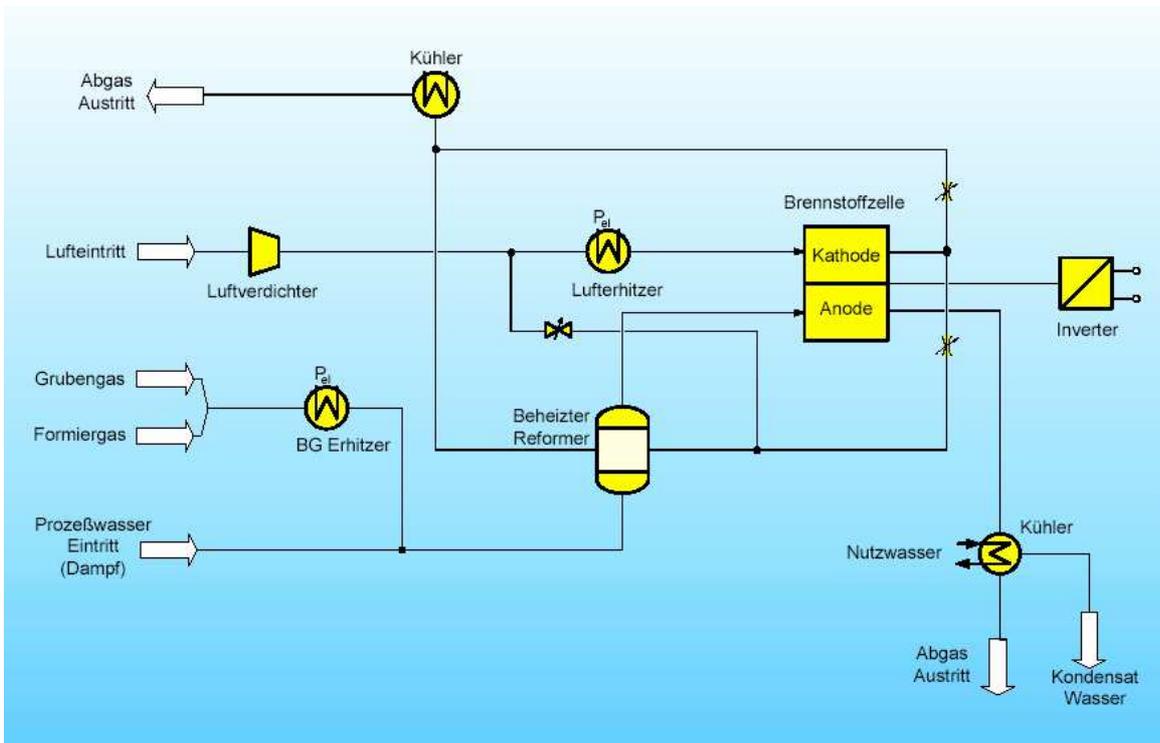


Bild 1: Prinzipieller Aufbau des Teststandes

Für die Stoffbilanzen wurden folgende Reaktionsgleichungen zugrunde gelegt:



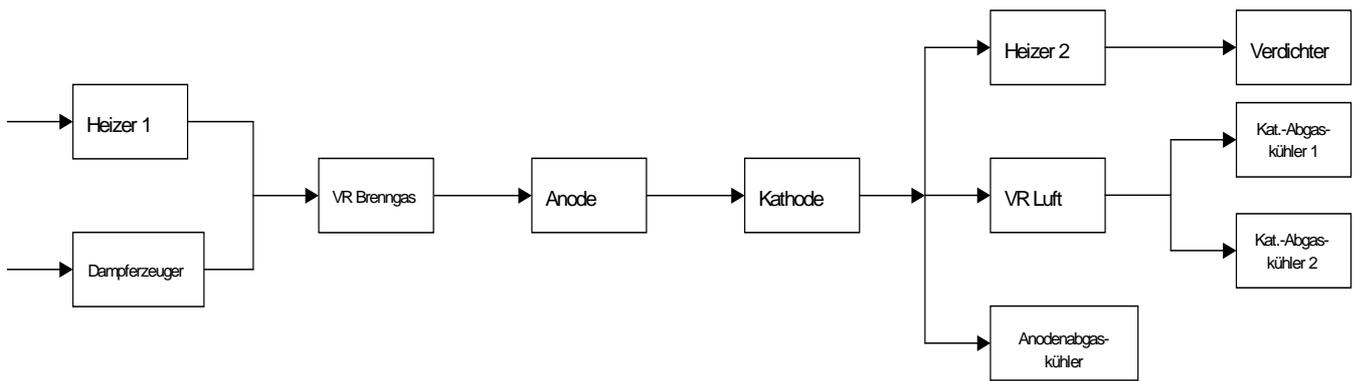


Bild 2: Modellhafte Aufspaltung des Prüfstandes in Teilsysteme

Ablaufende Reaktionen:

- I) $\text{CH}_4 + 2 \text{O}_2 \rightleftharpoons \text{CO}_2 + 2 \text{H}_2\text{O}$ Oxidation
- II) $\text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O} \rightleftharpoons \text{CO} + 3 \text{H}_2$ Dampf-Reformierung
- III) $\text{CO} + \text{H}_2\text{O} \rightleftharpoons \text{CO}_2 + \text{H}_2$ Shift-Reaktion

Zur Berechnung der Stoffbilanzen werden folgende Gleichungen, Gesetze und Zusammenhänge herangezogen.

$$\bar{K}_p(T) = \exp\left(-\frac{\Delta_R \bar{g}^\ominus(T)}{\mathfrak{R} \cdot T}\right) \text{ Gleichgewichts-Konstante}$$

$$\Delta_R \bar{g}^\ominus(T) = \sum \nu \cdot \Delta_B \bar{g}^\ominus[\text{Produkte}] - \sum \nu \cdot \Delta_B \bar{g}^\ominus[\text{Edukte}] \text{ freie Standard- Reaktionsenthalpie}$$

$$K_y = \frac{y_C^c \cdot y_D^d}{y_A^a \cdot y_B^b} \text{ Massenwirkungsgesetz} \quad y_i = \frac{n_i}{n_{ges}} \text{ Stoffmengenanteil}$$

$$K_y = \frac{\dot{n}_C^c \cdot \dot{n}_D^d}{\dot{n}_A^a \cdot \dot{n}_B^b} \cdot \dot{n}_{ges}^{\Delta_R \nu}$$

$$\Delta_R \nu = \sum \nu(\text{Edukte}) - \sum \nu(\text{Produkte}) \quad \longrightarrow \quad \Delta_R \nu = (a + b) - (c + d)$$

$$K_y = \bar{K}_p \cdot \left(\frac{p^\ominus}{p} \right)^{\Delta_{R^V}} \quad \text{Zusammenhang mit der Gleichgewichts-Konstanten}$$

mit $p^\ominus = p$

$$\longrightarrow \bar{K}_p = \frac{\dot{n}_C^c \cdot \dot{n}_D^d}{\dot{n}_A^a \cdot \dot{n}_B^b} \cdot \dot{n}_{ges}^{\Delta_{R^V}}$$

$$\dot{n}_{i,aus} = \dot{n}_{i,ein} + \sum_j \nu_{ij} \cdot \xi_j \quad \text{j-Reaktionen}$$

$$\longrightarrow \bar{K}_p = \frac{(\dot{n}_{C,ein} + c \cdot \xi)^c \cdot (\dot{n}_{D,ein} + d \cdot \xi)^d}{(\dot{n}_{A,ein} - a \cdot \xi)^a \cdot (\dot{n}_{B,ein} - b \cdot \xi)^b} \cdot \dot{n}_{ges}^{\Delta_{R^V}}$$

Die Energiebilanzen ergeben sich aus den folgenden Formeln:

$$\dot{Q} + \dot{W}_t = \sum_i [\Delta \dot{H}_i + \Delta \dot{E}_{kin,i} + \Delta \dot{E}_{pot,i}] \quad \text{1. Hauptsatz der Thermodynamik für mehrere Stoffströme}$$

$$\dot{Q} + \dot{W}_t = \sum_i \Delta \dot{H}_i \quad \text{1. Hauptsatz mit Vernachlässigung der kinetischen und der potenziellen Energie}$$

$$\dot{Q} + \dot{W}_t = \sum_{i,aus} \dot{H}_{i,aus} - \sum_{i,ein} \dot{H}_{i,ein}$$

$$\dot{Q} + \dot{W}_t = \sum_{i,aus} \dot{n}_{i,a} \cdot \bar{h}_{i,a} - \sum_{i,ein} \dot{n}_{i,e} \cdot \bar{h}_{i,e} \quad \text{1. Hauptsatz mit molaren Enthalpien und Stoffströmen}$$

Wählbare Eingangsgrößen sind die Eingangs- Gaszusammensetzung, das S/C- Verhältnis, die Brenngasnutzung und die Ein- und Austrittstemperaturen der Teilsysteme.

Mit Hilfe des Computeralgebra-Programm Maple lassen sich nun für alle Teilsysteme die Ein- und Austritts- Enthalpien, die Wärmemenge sowie gegebenenfalls die elektrische Energie und die ein- und austretenden Gaszusammensetzungen berechnen.

Als Vergleich wurden Messdaten aus dem Abnahmeversuch des Reformers im Forschungszentrum Jülich herangezogen. Da keine Messdaten von Wärmestrom, elektrischer Arbeit und Enthalpieströmen vorliegen, konnten in dieser ersten Rechnung nur die Gaszusammensetzungen, s. Bild 3, verglichen werden.

	mol/s	mit gasförmigem Wassergehalt bei 5 °C	vol-%	FZJ-Messergebnis vol-%
n_CH4_aus	0,005282717	0,005282717	25,7416694	21,14
n_H2_aus	0,01196219	0,01196219	58,2894667	61,46
n_CO_aus	0,000389018	0,000389018	1,89561126	2,93
n_CO2_aus	0,002698784	0,002698784	13,1506582	13,19
n_O2_aus	0	0	0	0,00
n_N2_aus	0	0	0	0,98
n_H2O_aus	0,015139711	0,000189335	0,92259449	1,02
Summe:	0,03547242	0,020522044	100	100,72

Bild 3: Vergleich Computersimulation mit Messung der Gaszusammensetzung nach Reformer

Die Messungen zeigen, dass die Reformierungsreaktionen stärker in Richtung der Produkte ablaufen, als die Rechnung aufzeigt. Der höhere Kohlendioxidgehalt spricht für ein stärkeres Abfließen der Shift - Reaktion. Weitere Messungen am jetzt aufgebauten Prüfstand werden für vergleichende Rechnungen herangezogen werden.

4 Ausblick

Nach Genehmigung durch die Bergbehörde wurde die Beschaffung der Komponenten eingeleitet. Einige Aggregate wurden in Handfertigung hergestellt, so dass lange Lieferzeiten den Aufbau des Teststandes verzögert haben. Mittlerweile wurde der Versuchsbetrieb nach den sicherheitstechnischen Abnahmen mit dem Vorreformer in Betrieb genommen. Erste Ergebnisse bestätigen die bereits mit synthetischem Grubengas im Forschungszentrum Jülich gewonnenen Erkenntnisse. Im Vorreformer wird der im Grubengas in schwankenden Anteilen vorliegende Sauerstoff durch aus Methan entstehenden Wasserstoff gebunden und somit eliminiert. Diese Ergebnisse finden Eingang in die Versuchsbedingungen zum Testen der SOFC, welche Ende des Jahres 2005 in den Versuchsstand integriert wird. Im ersten Halbjahr werden sodann die Versuche mit Reformer und nachgeschalteter Brennstoffzelle durchgeführt werden. Besonderes Augenmerk liegt auf dem Verhalten der SOFC bei dem schwankenden Methangehalt des eingesetzten Grubengases, dem notwendigen Regelungsaufwand und möglichen Einflüssen dieser Betriebsweisen auf die Leistungsausbeute und Degradation des Stacks.

5 Danksagung

Das diesem Bericht zugrunde liegende Vorhaben wird mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit unter dem Förderkennzeichen 0326883 gefördert.

6 Referenzen

- [1] S.F. Au; L. Blum, A. Dengel; B. Groß; L.G.J. de Haart, K. Kimmerle, M. Wolf: Utilization of Mine Gas with a SOFC high-temperature fuel cell, J. Power Sources, Vol 145, p. 582-587

Netzsicherheitsmanagement und seine Konsequenzen für Verteilnetzbetreiber

Dipl. Ing. Stefan Dorendorf

Leiter Netzentwicklung

E.ON edis AG, Langewahler Straße 60, 15517 Fürstenwalde /Spree

Schlüsselwörter: Netzintegration, Energieerzeugungsanlagen, Netzsicherheitsmanagement, Erzeugungsmanagement

Zusammenfassung: Das Ziel mit einer Förderung regenerativer Energien eine CO₂ Reduzierung zu erreichen, ist begrüßenswert. Mit einem Anteil an Regenerativstrom von derzeit rd. 30 % im Netzgebiet der E.ON edis ist schon jetzt das Ziel der Bundesregierung für das Jahr 2020 deutlich übertroffen. Die größte Aufgabe, die zukünftig gelöst werden muss, ist die Integration der Erzeugeranlagen in den laufenden Netzbetrieb. Bei der E.ON edis wurde das so genannte Netzsicherheitsmanagement eingeführt. Es bezieht in teilweise vollständig ausgelasteten Netzregionen alle Arten von regenerativen Erzeugungsanlagen ein. Für den Netzbetrieb bedeutet der Betrieb mit Netzsicherheitsmanagement eine neue Herausforderung.

1. Einleitung

Das Ziel der Bundesregierung eine CO₂ Reduzierung mit dem EEG zu erreichen, ist begrüßenswert. Im Jahr 2010 sollen 12,5% des Stromes in Deutschland aus regenerativen Energiequellen erzeugt werden. Im Versorgungsgebiet des Netzbetreibers E.ON edis werden schon jetzt rd. 30% des Stromes aus regenerativen Quellen gewonnen. Bezogen auf die installierte Leistung sind Windenergieanlagen mit einem Prozentsatz von 92% dabei die stärkste regenerative Energiequelle.

Die größte Aufgabe, die zukünftig gelöst werden muss, ist die Integration der bestehenden und künftig hinzukommenden Erzeugeranlagen. Hierzu muss von der Bundesregierung der gesetzliche Rahmen geschaffen werden und gleichfalls von den Netzbetreibern bzw. Anlagenbetreibern die technischen und organisatorischen Rahmenbedingungen geschaffen werden.

Insbesondere die Kostenblöcke für den notwendigen Netzausbau führen zu Erhöhungen der regionalen Netzentgelte und wirken sich damit negativ auf die wirtschaftliche Entwicklung der betroffenen Regionen aus. Um eine Benachteiligung im bundesdeutschen Vergleich zu verhindern, müssen diese Kostenblöcke gerecht von allen Netzbetreibern ausgeglichen werden. Hier müssen auch die Betreiber von Erzeugungsanlagen mitwirken. Aufgaben sind, ein Erzeugungsmanagement zu etablieren und durch ein Datenmanagement eine optimale Prognose des kurz- und langfristig benötigten Energieeinspeisebedarfs zu erreichen.

Netztechnisch bedeutet der hohe Anteil an dezentraler Erzeugerleistung vor allem eine Umkehrung der bisherigen Lastflüsse. In einigen Gebieten ist die physikalische Übertragungsfähigkeit des Netzes erschöpft. Die Nachfrage nach Anschlusskapazitäten ist sehr hoch. Ein Netzausbau ist unausweichlich und muss schnellstmöglich passieren. Zeiträume für die Realisierung von 110 kV Versorgungsleitungen, verursacht durch öffentlich- rechtliche und privatrechtliche Genehmigungsverfahren, von mehr als 4 Jahren sind für die Betreiber nicht akzeptabel. Es muss deshalb vom Gesetzgeber eine Beschleunigung des Verfahrens erreicht werden.

2. Die derzeitige Situation

Die E.ON edis AG ist ein mit 37.800 km² flächenmäßig im Vergleich großes regionales Energieversorgungsunternehmen. Der Versorgungsbereich erstreckt sich über weite Teile Brandenburgs und Mecklenburg Vorpommerns. Mit einer Einwohnerdichte von 59 EW/km² wird eines der am dünnsten besiedelten Gebiete Deutschlands versorgt

Die Wirtschaftskraft der Kunden ist im gesamtdeutschen Vergleich am unteren Ende angesiedelt. Das Abnahmeverhalten der Haushaltskunden ist ebenfalls im Vergleich unterdurchschnittlich. Die Folge sind hohe Netznutzungsentgelte.

Die Jahreshöchstleistung beträgt ca. 2300 MW. Die minimale Bezugslast der Kunden (ohne Einspeiser) beträgt ca. 940 MW. Im Netzgebiet sind mit Stand Aug. 2005 regenerative Energieerzeugungsanlagen mit einer installierten Leistung von insgesamt ca. 2500 MW angeschlossen. Weiterhin liegen Anträge für Anlagen mit einem vielfachen der installierten Leistung vor. Hieraus ist das hohe Potenzial für die Zukunft sichtbar (vgl. Bild 1).

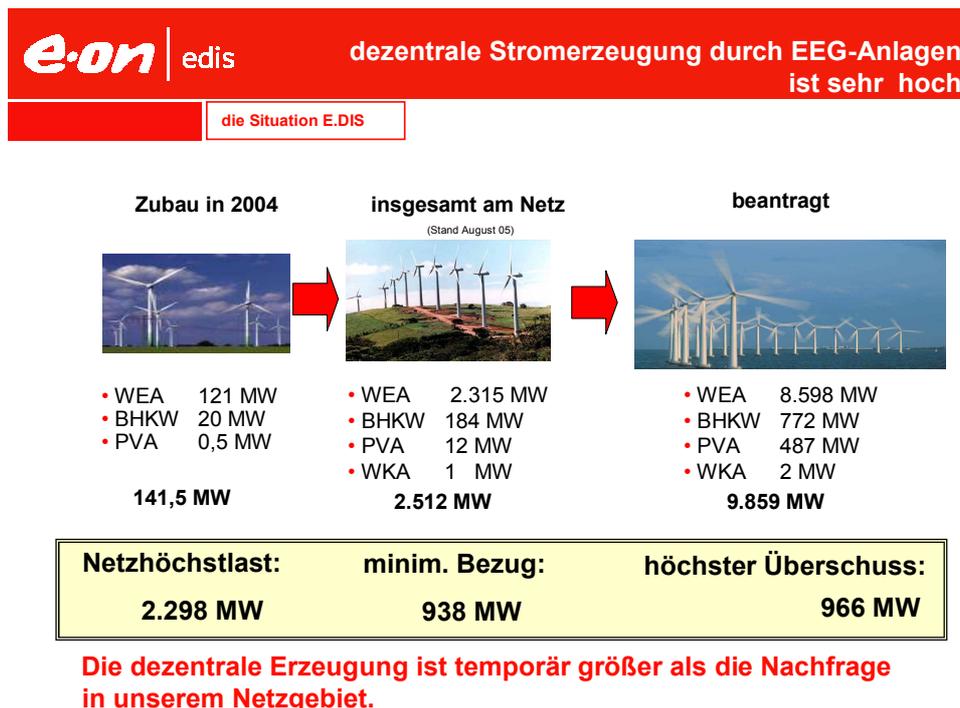


Bild 1

Bezogen auf die installierte Leistung aller am Netz angeschlossenen Einspeiseanlagen ist der überwiegende Teil mit etwa 92% der installierten Leistung auf Windenergieanlagen (WEA) zurückzuführen. Mit 1700 Vollastbenutzungsstunden, die im Jahr 2004 für WEA erreicht

wurden, ist das Netz derzeit nur wenige Stunden im Jahr ausgelastet. Diese zeitweilig vollständig ausgelasteten Netzgebiete werden in Bild 2 gezeigt.

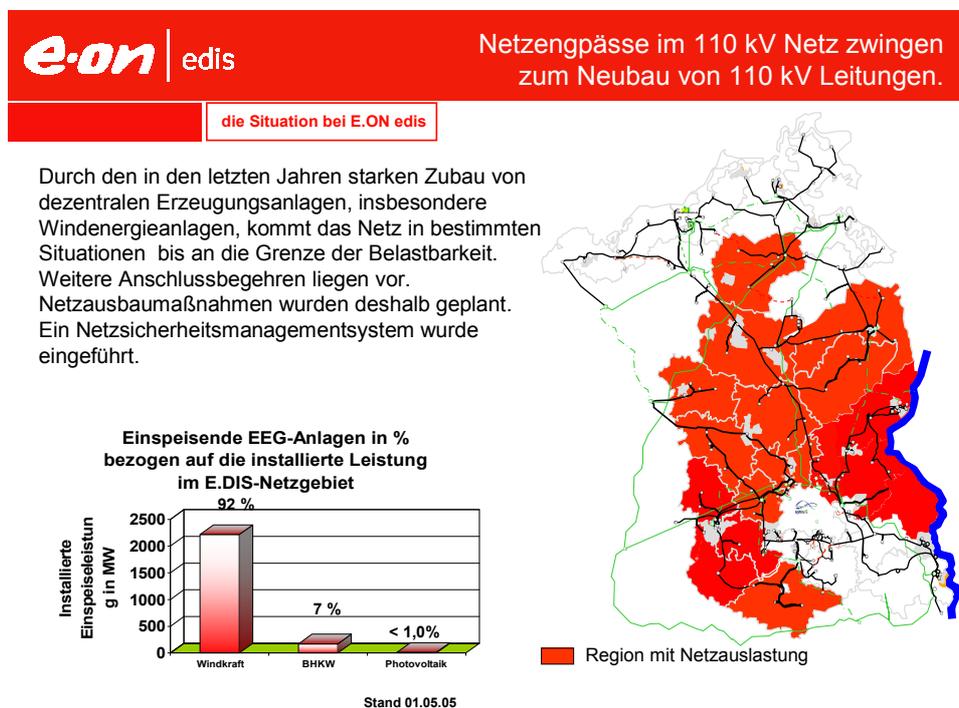


Bild 2

Mit dem novellierten EEG wurden die gesetzlichen Rahmenbedingungen geschaffen, die einen weiteren Anschluss von Energieerzeugungsanlagen auch an das zeitweise vollständig ausgelastete Netz zur allgemeinen Versorgung ermöglicht, wenn diese zusätzlichen Anlagen mit einer Vorrichtung zur Reduzierung der Einspeiseleistung bei Netzüberlastung ausgestattet sind. Bei der E.ON edis wurde deshalb das so genannte Netzsicherheitsmanagement eingeführt.

3. Technisches Konzept Netzsicherheitsmanagement (NSM)

Die Technische Lösung basiert auf einem Funkrundsteuersystem. Jede neue Anlage wird mit einem Funkrundsteuerempfänger ausgestattet. Per Langwellensignal werden alle Funkrundsteuerempfänger eines Netzgebietes auf Veranlassung der Netzführung angesteuert. An der Einspeiseanlage werden die Signale des Empfängers vom Anlagenbetreiber verarbeitet (vgl. Bild 3, Bild 4).

Technisches Konzept NSM

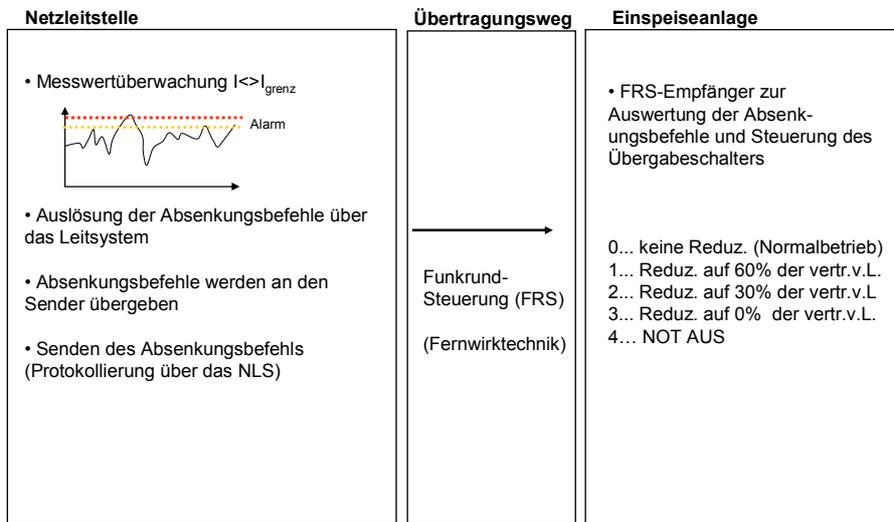
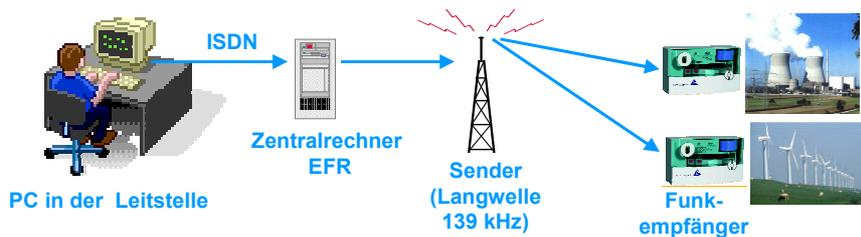


Bild 3

Technisches Konzept NSM

Alle Anlagen in einem ausgelasteten Gebiet werden mit einem Funkrundsteuerempfänger (ca. 140€ + fallweise Kosten für Außenantennen) versehen und innerhalb von wenigen Sekunden gleichzeitig erreicht. Es wird jedoch keine Rückmeldung empfangen.



Alle Anlagen > 5 MW werden fernwirktechnisch erschlossen. Aus der NLS der E.DIS ist es möglich den Übergabe LS zu schalten. Diese Funktionalität wird zusätzlich zur Steuerung über den Rundsteuerempfänger beim NOT-AUS genutzt.

Bild 4

Es bezieht sich nicht allein auf Windkraftanlagen. Beim Netzsicherheitsmanagement werden alle Energieerzeugungsanlagen berücksichtigt, vom PV-Modul-Betreiber bis zum kleinen

Biomasse-Kraftwerk, außerdem Kraftwerke, die nicht dem EEG unterliegen. Lediglich die Feinstufigkeit der Regelung wurde für kleinere Anlagen verringert.

4. Betrieb mit NSM

Für den Netzbetrieb bedeutet der Betrieb mit Netzsicherheitsmanagement eine neue Herausforderung. Für den Normalbetrieb müssen Grenzwerte unter Berücksichtigung der Schutzanregung und Stromtragfähigkeiten festgelegt werden. Im gestörten Betrieb müssen schnellstmöglich mittels Lastflussberechnungen neue Grenzwerte für den Betrieb festgelegt werden. Gleiches gilt für planmäßige Schaltungen. Der Aufruf der einzelnen Stufen darf weder zu früh noch zu spät erfolgen. Zur Unterstützung der Netzführung werden zuverlässige Prognosesysteme notwendig.

5. Zukünftige Aufgaben

Kommende Aufgaben für die Netzbetreiber sind vor allem die Zusammenarbeit der Netzbetreiber untereinander und die Einführung von Prognosesystemen.

Politisch müssen die Rahmenbedingungen für die Möglichkeit eines schnellen Netzausbaus geschaffen werden. Weiterhin müssen auch die Kosten für den Netzausbau solidarisiert werden.

Die derzeit im EEG festgeschriebene Vorrangregelung benachteiligt bestehende Unternehmen und gefährdet damit Arbeitsplätze. Der Status Quo für die Einspeisung von Anlagen, die vor dem 01.08.2004 in Betrieb genommen wurden, muss festgeschrieben werden.

6. Schlusswort

Die CO₂ Reduzierung mit dem EEG ist begrüßenswert. Künftige Aufgaben müssen schnellst möglich durch Anlagenbetreiber, Bundesregierung und Netzbetreiber gelöst werden. E.ON edis hat mit der Einführung des Netzsicherheitsmanagementsystems eine von Anlagenbetreibern akzeptierte Lösung eingeführt und damit einen wichtigen Schritt zum weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien unternommen.

IST EINE GANZHEITLICHE VERGLEICHANALYSE EINES KERN-KRAFTWERKES UND EINER WINDKRAFTANLAGE ÜBERHAUPT MÖGLICH?

J. Eliaz und A. Biwan

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

Schlüsselwörter: Kernkraftwerk, Windkraftanlage, Energiesysteme, Energiemanagement, Umweltmanagement.

Zusammenfassung: Auf den ersten Blick scheint der Vergleich der in ihrer Struktur so unterschiedlichen und heutzutage so umstrittenen Energietechnologien wie KKW und WKA kaum möglich zu sein. Nimmt man jedoch die ganzheitliche Herangehensweise als Grundlage solcher Vergleichsanalyse so kann das Unmögliche doch durchführbar zu sein. In dem vorgeschlagenen Referat wurden die grundlegenden Voraussetzungen der Durchführung solches Vergleichs dargestellt. Sie umfassen u.a. solche Parameter wie: das gesamte Lebenszyklus einer Energietechnologie, die einzelnen Etappen der Modellierung des Masse- und Energieaustauschs der einzelnen Untersysteme sowie der gegenseitigen Wechselwirkung zwischen den einzelnen Zweigen einer Energietechnologie.

1. Einführung

Im Gegenteil zu Frankreich oder unseren südlichen Nachbarn aus der Tschechischen Republik, wo die Landesenergiesysteme im bedeutenden Ausmaß durch die energietechnische Nutzung der Kernenergie unterstützt wurden, dauert sowohl in Polen als auch in Deutschland eine intensive Diskussion an, welche der beiden emissionsfreien Energietechnologien (Kernkraftwerke oder Windkraftanlagen) die entscheidende Rolle bei der bevorstehenden Modernisierung des Kraftwerksparks spielen soll.

Wenn in Deutschland die Entscheidung zu Gunsten der großflächigen Nutzung der Windenergie scheint getroffen zu sein, begann in Polen erneut die Diskussion zum Thema der Errichtung des Kernkraftwerkes in Żarnowiec, dessen Bau Anfang der neunziger Jahre des vergangenen Jahrhunderts gestoppt wurde. Die Ereignisse der letzten Monate - drastische Zunahme des Erdölpreises einerseits und das deutsch-russische Abkommen bzgl. des Baus der Ostseegeführten Erdgaspipeline – werden bestimmt zusätzliche Impulse für die baldmöglichste Änderung der bisher geführten Energiepolitik Polens mit sich bringen. Neben der verstärkten Nutzung der inländischen Erdöl- und Erdgaslagerstätten und der Intensivierung der Arbeiten an der Entwicklung der anwendungsreifen Technologien zur Verflüssigung und Vergasung der heimischen Steinkohle ist auch der Bau eines bzw. zwei KKW'e vorgesehen. Die Errichtung des KKW's in Żarnowiec wäre u.a. zur Verbesserung der Struktur der Elektroenergieversorgung und der Reduzierung der Netzverluste im Norden Polens deutlich beitragen. Ob die Weiterführung des Baus des KKW's in dieser Lokalisierung überhaupt möglich wäre, hängt jedoch v.a. von den Ergebnissen der Begutachtung des aktuellen Standes der bisher ausgeführten Objekte ab.

Norden Polens (insbesondere entlang der Ostsee) bietet auch sehr gute Bedingungen für die Windenergienutzung. Die Anwendung der WKA'en im „deutschen Ausmaß“ wäre jedoch u.a. auf Grund der fehlenden Subventionen und den Kosten des Ausbaus der aktuell vorhandenen Netzinfrastruktur im Bereich der Elektroenergieversorgung kaum denkbar.

Die gerade erwähnten Tatsachen sowie die andauernde Diskussion zum Thema der Perspektiven der Entwicklung des europäischen Energiesektors und des bevorstehenden Emissions-Handels bewegten den Autor dieses Referates zu dem Versuch die – sowohl in Deutschland als auch in Polen - meist umstrittenen Energietechnologien einer Vergleichenden Analyse unterzuziehen. Auf Grund des vorgesehenen Umfangs des Beitrages als auch der Komplexität der betrachteten Problemstellung wird sich das im Rahmen der diesjährigen Tagung vorgestellte Referat auf die Beschreibung der Grundlagen solcher vergleichenden Analyse beschränken.

2. Kurzbeschreibung der Hauptannahmen für die Durchführung der vergleichenden Analyse.

In der Literatur gibt es mehrere Beispiele von Modellen zur der sog. ganzheitlichen Betrachtung von Energietechnologien um hier nur die Literaturstellen [1] bis [7] zu nennen. Betrachtet man jedoch näher diese - meist sehr umfangreiche und komplizierte Applikationen – so konnte man feststellen, dass sie über unterschiedliche Bewertungsprioritäten verfügen und damit auch eine unterschiedliche Bewertungsbasis aufweisen. Damit sind sie für die Durchführung einer objektiven, vergleichenden Analyse unterschiedlichen Energietechnologien kaum anwendbar. Dies findet seine Bestätigung in der Tatsache, dass die Bestimmung eines und dergleichen energie- bzw. umwelttechnischen Parameters bei der Anwendung verschiedenen Bewertungsmodellen meist deutlich abweichende Ergebnisse liefert.

Aus diesem Grund wurde in [8] der Versuch unternommen möglichst stabile und objektive Grundlage für die vergleichende Analyse unterschiedlichen Energietechnologien über ihren gesamten Lebenszyklus zu finden. So ein Vergleich soll:

- sowohl im Fall der bestehenden Kraftwerke
- als auch im Vorfeld des Neubaus von neuen Energiesystemen

seine Anwendung finden.

Betrachtet man das Merkmal der Ganzheitlichkeit so sind hier einerseits alle Phasen des Lebenszyklus nämlich

- Bau;
- Betrieb;
- Verschrottung und
- Abriss

und andererseits die drei unten genannten Bilanzarten

- Massebilanz;
- Stoff- und Umweltbilanz und
- Energiebilanz

zu berücksichtigen.

Des Weiteren sollen solche zusätzliche Parametern wie z.B.:

- Art der Energietechnologie (konventionell oder unkonventionell);
- installierte bzw. zu installierende Leistung (bzw. Einheitsleistung des Blockes);
- geplanten und in der Praxis erreichten jährlichen Energieerträge (Energiejahresgewinn);
- die Art der zu erzeugenden Energieform bzw. der Verbundart (Elektroenergie, die Energieform „Wärme“ oder „Kälte“).

in Betracht gezogen werden.

Neben der Bestimmung des Umfangs und der Art der Eingangsdaten und –parametern ist die Definition der entsprechenden Bewertungskenngrößen (als Ausgangsdaten der vorgenommenen Analyse) von großer Bedeutung. Um den Einfluss der Größe der installierten bzw. zu installierenden Leistung auf die Absolutwerte möglichst umfassend zu kompensieren, sollten sie den spezifischen Charakter aufweisen und auf die praxisnahen Energieeinheiten wie MWh bzw. GJ bezogen werden. Diese Annahme ermöglicht damit die Auslegung von solchen spezifischen Kennziffern wie z.B.:

- spezifischen Materialaufwendungen in kg bzw. Tonne des bestimmten Stoffes je MWh oder GJ installierten Leistung;
- spezifischen Energieaufwendungen in MWh Priärenergie je MWh oder GJ installierten Leistung;
- spezifischen Umweltbelastungen in kg bzw. Tonne des Abfalls je MWh oder GJ installierten Leistung;
- spezifischer Brennstoff- oder Energieträgerverbrauch in kg bzw. Tonne des fertigen Brennstoffes oder Energieträgers je MWh oder GJ installierten Leistung oder
- spezifischer Flächenbezug in km² je MWh oder GJ installierten Leistung.

Aus der Sicht der ganzheitlichen Betrachtung und unter der Berücksichtigung der Tatsache, dass jede Energietechnologie ein offenes thermodynamisches System darstellt, ist hier die Bestimmung und die Charakterisierung der Art und der Menge des zu realisierenden Masse- und Energieaustauschs von großer Bedeutung. In Form der Tabelle 1 ist dieser Aspekt als gewisser Import und Export von Masse- und Energieströme über die einzelnen Phasen des Lebenszyklen einer Energietechnologie symbolisch dargestellt.

Lebensphase	„Import“		„Export“	
	Masseströme	Energieströme	Masseströme	Energieströme
Bau	+	+	-	-
Betrieb	+	-	+	+
Instandhaltung	+	+	- / +	- / +
Abriss	+	+	+	-

Tabelle 1: Symbolische Darstellung des Aspekts des Masse- und Energieaustauschs über die einzelnen Lebensphasen einer Energietechnologie.

3. Abschließende Bemerkungen.

Die bisherigen Betrachtungen weisen deutlich darauf hin, dass bei dem im Rahmen dieses Referates diskutierten Bewertungsmodell einer Energietechnologie die energie- und umwelttechnischen Aspekte in den Vordergrund gestellt würden. Das resultiert aus der Tatsache, dass die Parameter der betriebswirtschaftlichen Bewertung wie z.B. Rohstoff- und Energiepreise, Höhe der Besteuerung bzw. Kreditverzinsung – je nach der politischen Lage - deutlichen und dynamischen Schwankungen unterliegen können. Damit scheint eine energie- und umwelttechnische Bewertung die stabilste und damit objektivste Grundlage für spätere betriebswirtschaftliche und sozialpolitische Betrachtungen,

u.a. unter Berücksichtigung von solchen Prioritäten wie Maximierung der Energieausbeute oder Minimierung der Umweltbelastung, zu sein.

Einen weiteres Feld für zukünftige wissenschaftlichen Betrachtungen eröffnen in diesem Bereich die Aspekte der sozialpolitischen und gesellschaftlichen Bewertung der Energietechnologien im Bezug auf potentielle Gesundheitsgefährdung, gesellschaftliche Akzeptanz und Ästhetik.

Zur Zeit hat das in dieser Arbeit beschriebene Modell einen statischen Charakter. Im Rahmen der weiteren wissenschaftlich-technischen Betrachtungen soll untersucht werden, was noch zu tun wäre, um es ihm in ein dynamischen Bewertungsverfahren umzuwandeln.

Die Komplexität des untersuchten Problems einerseits und der vordefinierte Umfang dieses Kurzbeitrages andererseits ermöglichten dem Autor praktisch nur die Schilderung der wichtigsten Prinzipien dieser Bewertungsmethodik. Im Rahmen der Symposiumspräsentation wird das Beispiel des Vergleichs eines Typischen WWER-440-Reaktors mit einem hypothetischen Windpark äquivalenter, installierter Leistung vorgestellt.

Die vorliegende Kurzreferat entstand im Rahmen des Forschungsprojektes: GRANT KBN 4T10B 006 25

Literatur

- [1] Makarow A., Melentiew L. A.: Methoden der Forschung und Optimierung der Energiewirtschaft; Verlag Wissenschaft; 1973; (in Russisch);
- [2] Marchetti C.: Lebenszyklen und Energiesysteme – Ein Ansatz zur Lösung des CO₂-Problems unter Berücksichtigung zyklischer Entwicklungen; Energiewirtschaftliche Tagesfragen; Heft 1-2/1989;
- [3] Ziębik A.: Mathematical Modelling of Energy Systems in Industrial Plants; Verlag Ossolineum; Wrocław; 1990;
- [4] Weinstein R. E.: The Prospects and Problems of Integrated Energy systems Modeling in the Evaluation of Advanced Power Cycles; Mathematical Modeling and Computer Simulation of Processes in Energy Systems ; Hemisphere Publishing Corporation; New York; 1990;
- [5] Radwanski E., Skowronski P., Twarowski A.: Problemy modelowania systemow energotechnologicznych [*Modellierungsprobleme von energietechnologischen Systemen*]; Institut für Wärmetechnik der TU Warszawa; 1993 (in Polnisch);
- [6] Marheineke T.: Lebenszyklusanalyse fossiler, nuklearer und regenerativer Stromerzeugungstechniken; Dissertationsschrift; Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung; IER-Forschungsbericht Band 87; Stuttgart; 2002;
- [7] Marheineke T., Krewitt W., Neubarth J., Friedrich R., Voß A.: Ganzheitliche Bilanzierung der Energie- und Stoffströme von Energieversorgungstechniken; Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung; IER-Forschungsbericht Band 74; Stuttgart; 2002;
- [8] Elias J.: Modell einer ganzheitlichen, energie- und umwelttechnischen Bewertung von Energietechnologien, unter Verwendung des Begriffs des kritischen Prozesswertes; Habilitationsschrift Technische Universität Dresden; Fakultät Maschinenwesen; Dresden Juli 2003;

SOLLET; SOLAR-PELLET-KOMBINATIONEN SOLARTHERMISCHER ANLAGEN UND HOLZPELLETHEIZUNGEN IN EUROPA

U. Bemmann, B. Groß, F. Baur, K. Kimmerle

*Institut für ZukunftsEnergieSysteme IZES, Altenkesseler Straße 17, D-66115 Saarbrücken
gross@izes.de, Tel.: 0681 9762 851*

Schlüsselwörter: Solar-Pellet-Kombination, vollständige regenerative Wärmeversorgung,, marktwirtschaftliche Analyse

Zusammenfassung: Die umweltverträglichere Wärmebereitstellung mittels Holzpellets kombiniert mit Solarthermie in Einfamilienhäusern und vergleichbaren Kleinanwendungen, erfreut sich in Europa zunehmender Beliebtheit. Dies nicht zuletzt deswegen, weil durch zahlreiche Öffentlichkeitskampagnen über diese Alternative informiert, sowie durch nationale als auch regionale Förderprogramme ein finanzieller Anreiz bereitgestellt wird. Im Rahmen des europäischen Projektes „SOLLET – European network strategy for combined solar and wood pellet heating systems for decentralised applications“ werden die technische Verfügbarkeit, die optimierte technische Kombination und die Rahmenbedingungen für eine langfristige marktwirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit gegenüber Versorgungslösungen auf Basis fossiler Energieträger hinterfragt.

1 Einleitung

Der umweltfreundliche Einsatz und die weitere Verbreitung von biogenen Brennstoffen, insbesondere im Wärmemarkt ist ein wesentliches Ziel der europäischen Kommission und der Bundesregierung. Auf Länder-, Bundes- und EU-Ebene werden vielerlei Anstrengungen zur Erhöhung des Beitrages der „erneuerbaren Energieträger“ unternommen. So werden nach dem Klimaschutzprogramm der Bundesregierung eine Verdopplung von 2000 bis 2010 sowie eine weitere deutliche Steigerung nach 2010 angestrebt. Dies bedeutet, dass sich der Anteil der erneuerbaren Energien bei der Stromerzeugung auf 10 % und beim gesamten Primärenergieeinsatz auf 4 % erhöht. Auch nach Vorstellungen der Europäischen Kommission soll sich der Anteil im gleichen Zeitraum bis 2010 verdoppeln (von 6 auf 12 %), wobei die Biomasse den weitaus größten Einzelbetrag leisten soll.

Diese Ziele können nur erreicht werden, wenn in allen Bereichen der Energiewirtschaft, so auch die Bereitstellung der Niedertemperaturwärme, erhebliche Effizienzsteigerungen gekoppelt mit der Substitution fossiler Brennstoffe angestrebt werden. Die Wärmebereitstellung auf Basis von Holzpelletkesseln in Kombination mit solarthermischen Anlagen ist eine komfortable Möglichkeit die CO₂ - Emissionen in diesem Verbrauchssegment entscheidend zu vermindern.

2 Europäisches Netzwerk für die Kombination von Solarenergie und Holzpellettheizungen

Im Juli 2003 hat das europäische Projekt SOLLET zur Erschließung neuer Märkte für solarunterstützte Holzpellettheizungen begonnen. Ein Netzwerk von Firmen, Kommunen und Forschungsinstituten aus fünf verschiedenen Ländern Europas verfolgt mit SOLLET das Ziel, sowohl kombinierte Systeme aus Solaranlagen und Holzpellettheizungen im praktischen Versuch technisch zu analysieren und Optimierungsvorschläge zu entwickeln als auch mit einer internationalen Marketingstrategie kleineren und mittelständischen Unternehmen den Marktdurchbruch in diesem Sektor zu erleichtern. SOLLET wird im Rahmen des 5. Forschungsrahmenprogramms von der Europäischen Union gefördert. Das gesamte Projektvolumen beträgt knapp zwei Millionen EURO.

Zu den Partnern im SOLLET – Projekt gehören die Gemeinde Gotland, das Energiebüro Gotland und das Hotel Toftagarden (alle Schweden), die Landwirtschaftliche Fachschule Tulln (Österreich), die Gemeinde Redingen (Luxemburg), das Center für erneuerbare Energieressourcen (Griechenland) und aus Deutschland die Fa. Sunsys Energietechnik KG, R.D. Linden, das Institut für angewandtes Stoffstrommanagement und der Projektkoordinator, das Institut für ZukunftsEnergie-Systeme aus Saarbrücken. Darüber hinaus werden mit zahlreichen assoziierten Herstellerfirmen die Projektfortschritte und Zwischenergebnisse fortlaufend diskutiert und weiterentwickelt.

Vor dem Hintergrund der Klimagipfel, der Nachhaltigkeitsdiskussion und den Bemühungen der Europäischen Union die CO₂-Emissionen in den folgenden Jahren erheblich zu senken steigt die Nachfrage nach ökologisch und ökonomisch sinnvollen Lösungen für die Energieversorgung. Das Projekt SOLLET setzt bei den Technologien für die thermische Energieversorgung von kleineren Versorgungseinheiten wie Ein-/Mehrfamilienhäuser (EFH/MFH), Gewerbebetriebe, Hotels etc. an. Es verfolgt das Ziel, Synergieeffekte zwischen verschiedenen regenerativen Energieträgern zu nutzen, um dadurch eine möglichst 100 % regenerative Wärmeversorgung zu gewährleisten. Dabei bietet sich die Kombination von solarthermischen Systemen zur Warmwasserbereitung und Heizungsunterstützung mit Heizkessel an, die als Energieträger den lagerfähigen und nachwachsenden Rohstoff Holz in Form von Holzpellets einsetzen. Eine solche Kombination hat den Vorteil, dass außerhalb der Heizperiode der Heizkessel nicht in Betrieb genommen werden muss, da der Warmwasserbedarf über die Solaranlage gedeckt wird. Das Projekt SOLLET strebt an, die Kombination dieser bisher einzeln optimierten Systeme an verschiedenen Anwendungsbeispielen als Systemkombination unter verschiedenen Rahmenbedingungen zu analysieren und als System zu optimieren.

Entlang einer Nord-Südachse von Schweden bis Griechenland planen und bauen die Projektpartner Demonstrationsanlagen verschiedener Art und Größe, ob für Einfamilienhäuser oder größere Versorgungsgebiete. Dabei sollen möglichst viele unterschiedliche Rahmenbedingungen abgedeckt und Einsatzmöglichkeiten innerhalb Europas aufgezeigt werden, um die Anwendungsvielfalt und Verlässlichkeit der Systeme darzustellen. Um technische Lösungen auf den Markt zu bringen, müssen möglichst viele Akteure, wie Kommunen, Universitäten, Schulen, Journalisten sowie klein- & mittelständische Unternehmen für Planung, Bau und Wartung solcher Anlagen, zusammengebracht werden. Darüber hinaus sind alternative Finanzierungs- und Betreibermodelle hinsichtlich ihrer Anwendbarkeit für kleine Versorgungslösungen zu hinterfragen, wie z.B. Mikro-Contracting.

Der fachliche Austausch findet zwischen den Projektpartnern zunächst auf einer internen virtuellen Kommunikationsplattform statt, die im Laufe des Projektfortschrittes für weitere europäische Interessenten geöffnet werden soll. Hier können sich Interessierte über den Stand des Projektes informieren und technische, marketing-strategische sowie weiterbildende Aspekte diskutieren (www.sollet.info). So werden auch Schulungsmodulare für unterschiedliche Zielgruppen (Bauherrn, Architekten, Bauträger, Handwerker, Planungsbüros etc.) entwickelt bzw. bereitgestellt. Dabei ist es von besonderer Bedeutung, dass die jeweils spezifischen Kernpunkte der Zielgruppe behandelt werden. So interessiert sich z. B. der Bauträger in Deutschland vorrangig um eine mögliche Standardisierung bzw. klare Abgrenzung zu den Schnittstellen mit anderen Gewerken (Dachdecker etc.) und sich aus der Energieeinsparverordnung ergebende Synergie-/Kostenvorteile. Alle Ergebnisse werden in zielgruppenspezifischen Informationsschriften und einem Handlungsleitfaden zusammengefasst. Über Kooperationspartner wird auch an Weiterbildungsveranstaltungen vor Ort nachgedacht.

Die intensive Kommunikation unter Anbietern und Verbrauchern ist ein wichtiger Teil der Marketingstrategie, die für die Anbieter jeweils gemäß spezifischen regionalen Rahmenbedingungen, z. B. Logistik, Konkurrenzprodukte, etc., unterschiedlich aussehen kann. Zum Forschungsteil des Projektes gehört auch die Identifikation der verschiedenen rechtlichen, ökonomischen und geografischen Unterschiede in den beteiligten europäischen Regionen. Ein weiterer wichtiger Baustein ist die Erfassung und Aufbereitung zu einer allgemein zugänglichen Visualisierung der Messdaten.

3 Messkonzept

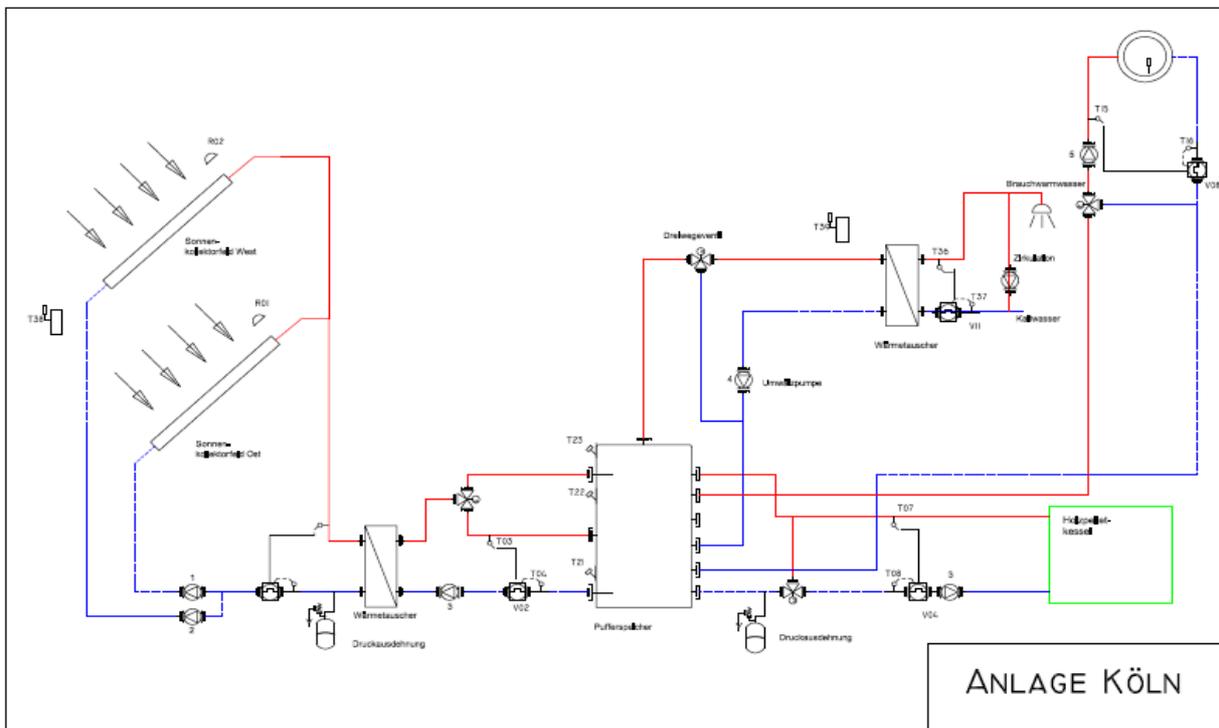


Abb.1: Hydraulikschema der SOLLET-Anlage in Köln

Zur Evaluierung, Visualisierung und Überwachung der ausgewählten Anlagen wurde zunächst ein Messkonzept entwickelt auf dessen Basis jede Anlage mit Messtechnik ausgestattet wurde. Dabei war entscheidend, dass eine Funktionsüberprüfung mit anschließender ökologischer und ökonomischer Bewertung des gesamten Systems ermöglicht wird. Es steht also die Erfassung aller Wärmemengen sowohl auf der Erzeuger- als auch Verbraucherseite im Vordergrund sowie die Temperaturverläufe in den Speichern, um deren Auslegung bzw. Auslastung zu hinterfragen. Ein Hydraulikschema mit Kennzeichnung der wesentlichen Messpunkte ist in der Abbildung 1 dargestellt. Je nach Ausstattung der Anlage (Anzahl der Kollektorfelder, Speicher oder Erzeugereinheiten) wurde dieses Messkonzept mit entsprechenden Messstellen angepasst.

4 Visualisierung

Neben den technischen Analysen der Messwerte werden die Daten auch zur Visualisierung auf der projekteigenen Internetseite genutzt. Hier kann sich jeder Interessierte zunächst einen Eindruck über die installierte Technik anhand von Beschreibungen und Hydraulikschemaschemata verschaffen. Anschließend kann daraus anhand von verschiedenen Diagrammen die technische Verfügbarkeit, das Zusammenspiel der Einzelkomponenten etc. eingehender kennen gelernt werden. In Abbildung 2 ist z. B. ein Tagesverlauf der Erzeuger der Anlage „Augustenhof-Stranddorf“ dargestellt. Man erkennt, dass aufgrund des schlechten Wetters und des hohen Warmwasserbedarfs, die Solaranlage als ausschließlicher Wärmeerzeuger nicht ausreicht. Die Holzpelletheizung musste zugeschaltet werden. Neben den Erträgen der Solaranlage und dem Input durch die Holzpelletheizung ist der obere Temperaturverlauf im Bereitschaftsspeicher in der folgenden Abbildung dargestellt.

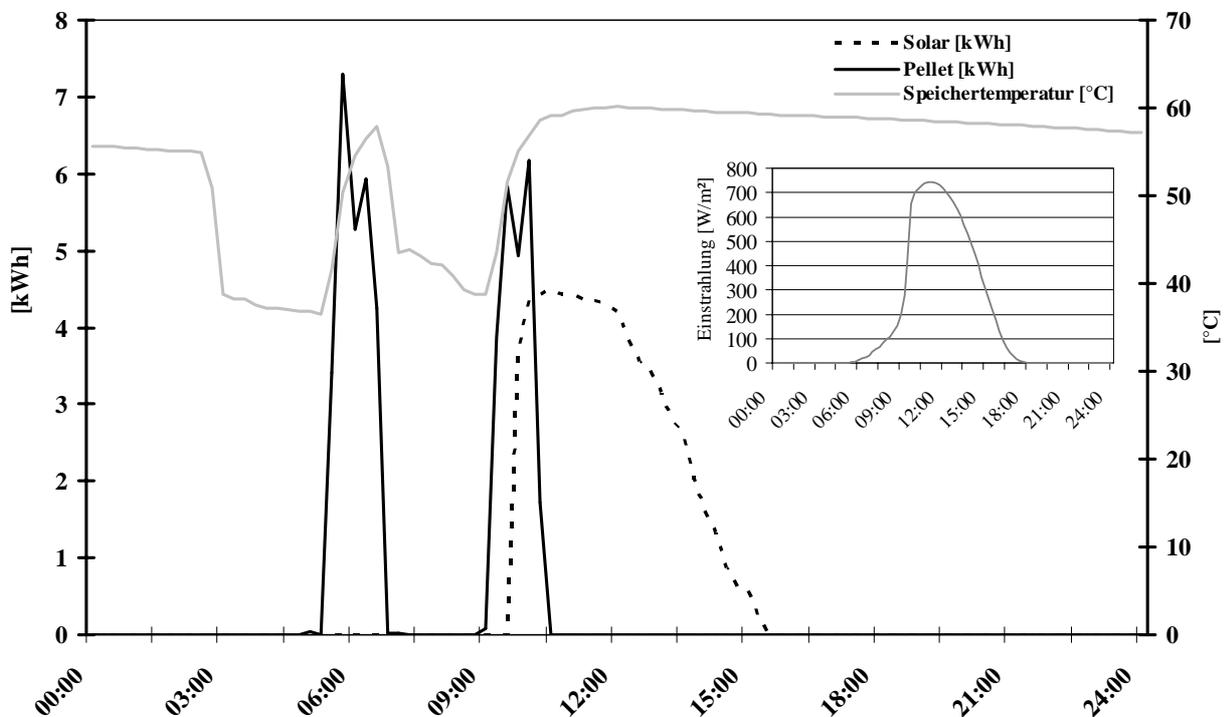


Abb.2: Tagesverlauf der Erzeuger der Anlage „Augustenhof-Stranddorf“ mit Nachheizung vom 22.09.05

Demgegenüber ist in der Abbildung 3 dargestellt, wie bei sonnigem Wetter auf die Nachheizung mit der Holzpellettheizung verzichtet werden kann.

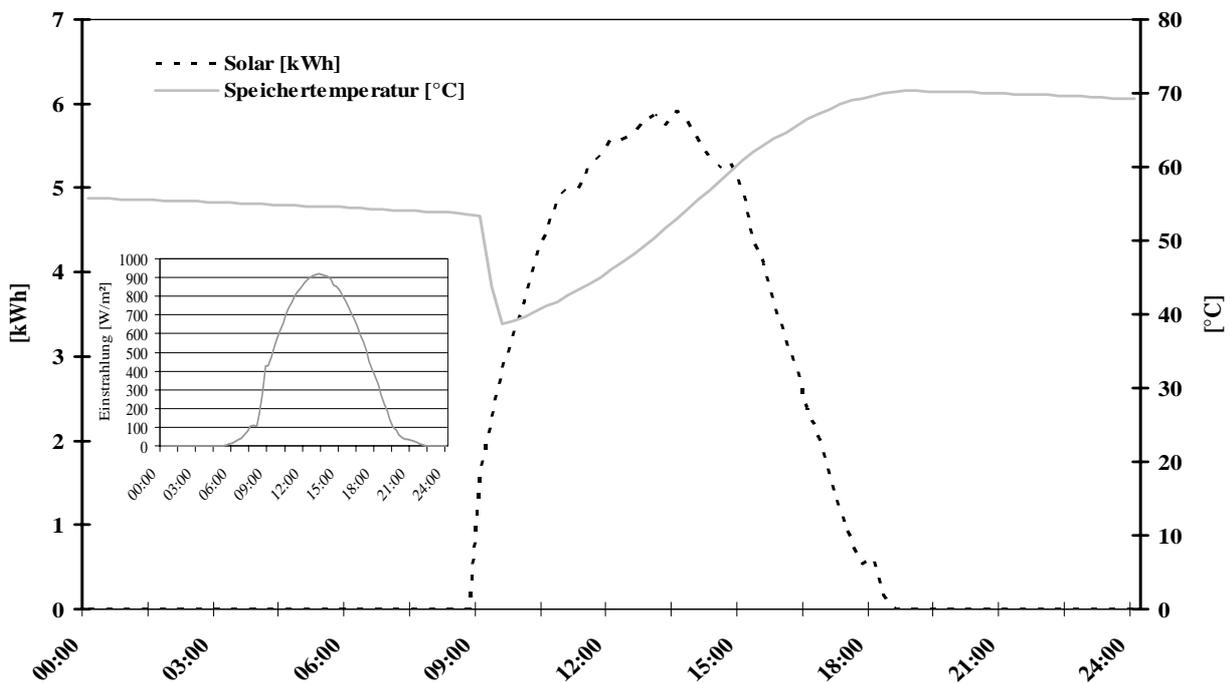


Abb.3: Tagesverlauf der Erzeuger der Anlage „Augustenhof-Strandorf“ ohne Nachheizung vom 04.07.05

Da die Messwerterfassung erst seit Mitte dieses Jahres in Betrieb ist, können derzeit noch keine Jahresbilanzen dargestellt werden. Dies wird in Zukunft möglich sein, da die Projektseite auch über die Projektlaufzeit des EU-Projektes (bis Juni 2006) weitergepflegt werden soll.

5 Erste Zwischenergebnisse

Aus den Erfahrungen mit den realisierten und messtechnisch begleiteten Anlagen lassen sich erste Zwischenergebnisse ableiten.

5.1 Technische Verfügbarkeit

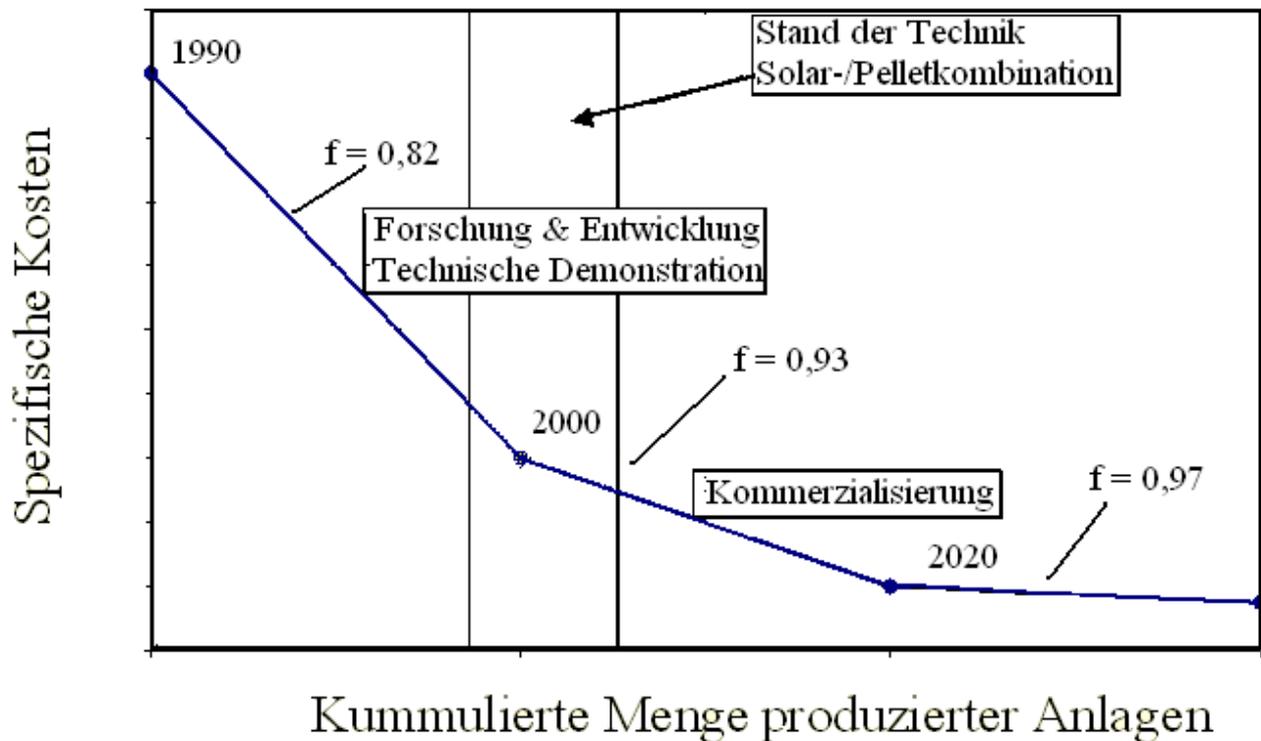
Die Verlässlichkeit der Hybridsysteme ist sehr hoch und damit eine sehr effiziente umweltverträgliche Möglichkeit Objekte vom EFH über das MFH bis hin zu größeren Einheiten wie Hotels 100 % regenerativ zu beheizen.

Aufgrund der Unerfahrenheit der Installateure mit der Technologie gibt es zahlreiche kleinere „Kinderkrankheiten“ nach der Erstinbetriebnahme. Diese bestehen meist in falsch eingestellten Regelungen und lassen sich unproblematisch beheben.

Die Akzeptanz dieser Technologie und das Interesse sind ausgesprochen hoch.

5.2 Marktwirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit

Zur Abschätzung der zukünftigen Marktentwicklungen wurden für die beteiligten Länder Marktstudien durchgeführt. Alleine der Zuwachs in Deutschland könnte für Hybridsysteme bei 17.500 Neuanlagen pro Jahr liegen. Dieser enorme Zuwachs wirkt sich erfahrungsgemäß reduzierend auf die Herstellungskosten der Anlagen aus. In diesem Zusammenhang sind zum einen die Reduzierung der direkten Produktionskosten der Komponenten und zum anderen der geringere Personalaufwand für Planung und Installation durch Standardisierung und Erfahrung zu sehen. Mit Hilfe von Lernkurvenbetrachtungen und zahlreichen Gesprächen mit Herstellern konnte die folgende Abbildung ermittelt werden.



Quelle: eigene Darstellung in Anlehnung an:

Klaus Brun und Robert M. Jones; Economic Viability and Outlook of IGCC from a Gas Turbine Manufacturer Perspektive; Gasification Technologies 2001 Conference; San Francisco; October 7-10; 2001

Abb.4: Entwicklung der Produktionskosten unter Berücksichtigung von Lernkurveneffekten

Anhand eines Musterhauses (Neubau mit 140 qm Wohnfläche, 60 kWh/m²a Raumwärmebedarf, 4 Personen à 50 l Warmwasserbedarf bei 45 °C Vollkostenrechnung einschl. Wärmeverteilung) werden die unter der Berücksichtigung dieser Lernkurveneffekte sowie der Energiepreisentwicklung und der sukzessiven Reduzierung der Fördermittel in Form zinsgünstiger Darlehen oder Investitionszuschüsse spezifischen Wärmepreise für die verschiedenen Holzpelletheizungs-technologien (Zentralkessel, Kaminofen und Brenner jeweils mit thermischer Solaranlage) mit verschiedenen „fossilen“ Versorgungslösungen (Gas-Brennwert mit und ohne Solar, Heizöl, Elektro und Flüssiggas) verglichen.

Folgende Annahmen liegen dem Vergleich zugrunde:

- Reduzierung der Förderung: 20 %/a
- Reduzierung der Produktionskosten: 7 %/a
- Verteuerung der Energieträger Öl und Gas: 5 %/a
- Verteuerung des Energieträger Holzpellets: 0,5 %/a
- Angleich der Planungskosten
- Angleich der Finanzierungskosten (Zinssätze) bis 2010

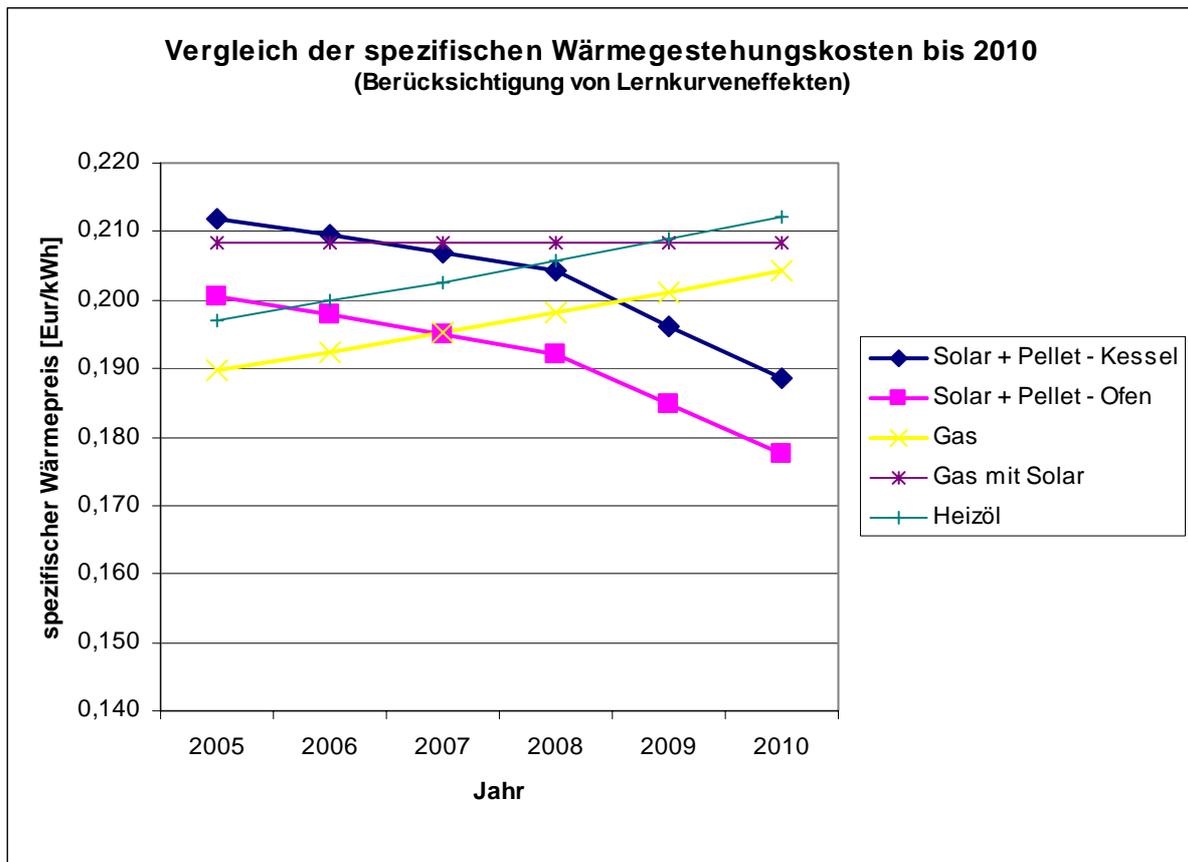


Abb.5: Entwicklung der spez. Wärmepreise unter Berücksichtigung verschiedener Marktmechanismen

Die vorliegende Abbildung zeigt, dass vom Zeitpunkt ab der Investition bereits Solar-Pellet-Hybridsysteme im Neubau ökonomischer sind als Versorgungssysteme auf Basis von fossilen Brennstoffen. Angesichts der aktuell hohen Energiesteigerungen wird auch bei heutiger Entscheidung zugunsten von Solar-Pellet-Versorgungslösungen neben den ökologischen auch die ökonomischen Vorteile über die Betriebsdauer der Anlage (mind. 10-15 Jahre) durchsetzen. Nachteilig wirkt sich allein das Hemmnis der höheren Investitionen zum Zeitpunkt der anstehenden Installation aus.

Das gezeigte Szenario ist jedoch gekoppelt an die Fortführung guter Informationsinitiativen gekoppelt mit Marktanzreizprogrammen durch die aktuelle Politik. Diese sind zwingend erforderlich, damit die Produzenten der Kessel mit Hilfe konstanter Auslastung automatischer Fertigungen, die prognostizierten günstigen Herstellungskosten verwirklichen können.

6 Ausblick

Aufgrund des hohen Marktpotenzials für Hybridsysteme auf Basis von solarunterstützten Holzpelletheizungen und der guten marktwirtschaftlichen Aussichten kann SOLLET einen wichtigen Beitrag für die weitere Akzeptanz der Technologie und die technische Optimierung leisten. Für den interessierten Endkunden aber auch für den Multiplikator wie Installateur, Architekt und Bauträger werden Hilfsmittel erarbeitet und zur Verfügung gestellt.

7 Referenzen

- [1] BMU: Nationales Klimaschutzprogramm, Beschluss der Bundesregierung vom 18. Oktober 2000, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin
- [2] EU-Kommission: Energie für die Zukunft: Erneuerbare Energieträger. Weißbuch für eine Gemeinschaftsstrategie (Kom(87)599 endg.), Kommission der Europäischen Gemeinschaften, Brüssel
- [3] Marktstudie der Firma Sunsys Energietechnik im Rahmen des SOLLET-Projektes vom Juli 2004, als download auf der Sollet eigenen Homepage
- [4] Bemmann, U.: „Wann sind Solar-/Pelletkombinationen auch ohne Förderung marktwirtschaftlich konkurrenzfähig?“, Tagungsband „4. Industrieforum Holzenergie“ vom Oktober 2004

Prognosis of Wind Energy Use in India

Ashish Jain, India

India is largely a power deficient country and there is a need to add around 10,000 MW power generation capacities to match the existing demand supply gap. The per capita power consumption in India is in the region of 400 KWH per annum. India's projected economic growth rate is pegged at 7.4% in the period 1997-2012 (Planning Commission). A look at the current power situation as well as past track record shows that country has continued to face significant energy and power shortages. These facts underline the necessity for tapping alternative supplies of electricity.

Indian Government by creating a separate Ministry of Non-conventional Energy Sources (MNES), has provided special emphasis to generate power from renewables. A National Renewable Energy Policy, now under consideration, envisages 10% of total installed capacity through renewables. India has today among the world's largest program for renewable energy. Among the different renewable energy sources, wind energy is currently making a significant contribution to the installed capacity of power generation, and is emerging as a competitive option.

Wind in India are influenced by the strong south-west summer monsoon, which starts in May-June, when cool, humid air moves towards the land and the weaker north-east winter monsoon, which starts in October, when cool, dry air moves towards the ocean. During the period March to August, the winds are uniformly strong over the whole Indian Peninsula, except the eastern peninsular coast. Wind speeds during the period November to March are relatively weak, though higher winds are available during a part of the period on the Tamil Nadu coastline.

Harnessing wind energy has come a long way in India, on par with international development. During last three decades there has been tremendous development in both technology of energy conversion and identification of suitable windy sites. As a result, India, with an installed capacity of over 3,000 MW, ranks fifth in the world in wind power generation and many analysts recognize India as a "Wind Superpower". A notable feature of the Indian program has been the interest among private investors/developers in setting up of commercial wind power projects.

The environmental impacts

Coal is the mainstay of electricity generation in India. At the current fuel-mix, the total emissions could reach very high levels. This means that utilization of environmentally sound technologies must increase substantially to counter these negative impacts.

Indeed, if 45,000 MW of wind power potential (as estimated by the Ministry of Non Conventional Energy Sources) were to be exploited, 90,000-1,28,000 tons of SO₂; 45,000-1,09,000 tons of NO_x; 6,400-12,800 million tons of total suspended particulates; and 22 million tons of CO₂ emissions would be avoided annually.

Wind Energy Program

The Wind power program in India was initiated towards the end of the Sixth Plan, in 1983-84. A market-oriented strategy was adopted from inception, which has led to the successful commercial development of the technology. The broad based National program includes wind resource assessment activities; research and development support; implementation of demonstration projects to create awareness and opening up of new sites; involvement of utilities and industry; development of infrastructure capability and capacity for manufacture, installation, operation and maintenance of wind electric generators; and policy support. The program aims at catalyzing commercialization of wind power generation in the country.

After the creation of a separate Ministry in 1992, special emphasis was given in the Eighth Plan to generation of grid quality power from renewables. India with large coastal, desert area and hilly terrain holds a potential of more than 45,000 MW (onshore) of which 14,000 MW is quite achievable. National Target is 5,000 MW by 2007 and 10,000 MW by 2012.

The wind resource assessment program is being implemented in the country through the Centre for Wind Energy Technology (C-WET), an autonomous institution of the MNES. Exhaustive wind resource assessment has been carried out in more than 540 stations spread over 20 States in the country. Around 1,150 wind monitoring/mapping stations were set-up for collection and analysis of data. As on date 218 wind monitoring stations in 13 States having a mean annual wind density greater than or equal to 200 W/m² at 50 m above ground level have been identified for wind power development.

Wind power and energy security

Normally, energy security is conceptualized in terms of the risks of fuel supply disruption. However, fuel price volatility probably represents a more important aspect of energy security. At times price volatility may well have more profound effects on economic well-being than temporary supply disruptions. Wind energy offers a direct mean of dealing with it. Indeed, wind energy represents a form of 'insurance' against high risks associated with fossil prices". Estimation and planning exercised do not take in to account the possible escalation in the prices of coal /oil.

Wind power and socio-economic development

Wind power development is also a key approach to generation of sustainable jobs that are created without adding to air pollution, greenhouse gases, or other types of pollution and environmental damage such as mining or oil spills. It is interesting to note that such wind power development in remote areas has been helping the social cause of rural development, of uplift of economy, employment opportunities, a possibility of vegetation improvements in hilly areas. Communities in rural areas near wind farms are finding today that wind can be a good neighbour, providing a source of jobs and income to sometimes hard-pressed populace.

It has been observed that the wind farms, most of which are situated on remote rural locations, have been able to bring about a sea-change in socio-economic conditions of those rural areas. By way of generating income through land sales, through employment generation, and through other economic activities built around wind farms, wind power has contributed significantly to the rural development.

It has been estimated that a wind farm provides 4 times more jobs in operation and maintenance than the conventional power plants. The setting up of 338 MW wind park in the Western State of Maharashtra created about 600 jobs at the factory and 200 indirect jobs at the ancillary units. It is further estimated that this wind park has resulted in around INR 120 million being pumped in to the local economy.

Why more wind power in India

This energy source is making its presence felt, with almost all the new wind power projects coming up in the private sector, confining the government's role to that of a catalyst, providing technical guidance and financial assistance.

A good local production base for wind turbines now exists in the country, with 15 manufacturing companies active in this sector.

The government has introduced a package of incentives which includes tax concessions such as 100% accelerated depreciation, tax holidays for power generation projects, soft loans, customs and excise duty reliefs, liberalized foreign investment procedures, etc.

Government policy that gave the private sector really strong motivations to set up wind turbines and get into the renewable energy business is:

- 100% accelerated depreciation on investment on the capital equipment in the first year of installation itself
- Five year tax holiday on Income from sale of power generated by wind energy
- Industry status, entitling to capital subsidy in certain states
- Banking and Wheeling facility
- Buy back of power generation by State Electricity Board at a remunerative price
- Third party sale of power generation in certain states

Also, recognizing the limitations of conventional banks to shoulder large installation costs, the MNES created the IREDA (Indian Renewable Energy Development Agency) in 1987 in order to finance renewable energy technologies.

Estimated Capacity 500 MW

The capital cost of wind power projects range between INR 40 to 50 million (US\$ 0,9 to 1,11 million) per MW. Given the facility of wheeling of electricity for captive utilization, the wind farm project becomes beneficial proposition to the industries that can set off the units generated by wind farm, against the units of electricity consumed by them at their factory. An estimated percentage breakup for wind power project is given below:

Particulars	Cost Breakup (%)
Land	2%
Foundation	7%
Wind Turbine Generator	75%
Electrical Infrastructures	10%
Miscellaneous	6%
Total	100%

Assuming a capacity of 500 MW plant, the total project cost estimated is INR 22,5 billion (USD 500 million).

The future

As per projections made by MNES, 10% of the 2.40.000MW (i.e. 24.000MW) installed capacity requirement by the year 2012 A.D. will come from renewables. It is envisaged that 50% of this capacity or 12.000MW may come from wind power. India has now gained sufficient technical and operational experience, and is now on the threshold of "taking off" in wind power. It offers a viable option in the energy supply mix, particularly in the context of the present constraints on conventional sources. It also offers an attractive investment option to the private sector, in the context of the recently announced policies and drive towards private sector generation.

Looking ahead

For the first time in the country, a 2 MW capacity wind turbine has been installed on 8th December 2004, (in the Southern State of Tamil Nadu). The wind turbine is expected to generate 7,2 million units of electricity per annum. The turbine is the largest in India, towering a height of 80 m, and rotor diameter of 88 m. The machine has raised the Indian industry standards to higher and advanced technological levels and will bring about a paradigm shift in the wind energy industry in the country.

This 2 MW machine has been especially designed for low wind regimes like those prevailing in India.

This region is fast coming up as the world's largest wind park spread in an area of over 4.000 hectares. It will have a mix of the megawatt class and multi-megawatt class wind turbines.

Opportunities for EU

The Indian wind farm sector has been developed with active support of companies from EU countries. Many companies have set-up manufacturing facilities in India along-with local entrepreneurs. Considerable scope exists for augmenting these facilities. As the potential is not yet tapped to its fullest extent, the sector offers significant business opportunities in the country.

There is a potential for providing servicing and maintenance expertise to handle wind farm upkeep. A constant growing market to supply components/spares/ accessories and also for providing services like Erection, O&M, Civil and Electrical Construction, Consultancy etc. and covering entire gamut of activities of sitation of wind mills exists. As more and more complex technologies emerge in this sector, the necessity of designed engineering and consultancy firms arises.

Yet another promising area is the micro wind generators (kW range) as such machines find high utility in rural areas, many of which are not grid connected.

Given a long coast line and galloping power requirements, development of shallow offshore area wind turbines seem to have a big potential.

Further, there lies an opportunity in developing countries through implementation of such green projects to gain access to carbon credits.

OFF-SHORE-ERZEUGUNG VON WASSERSTOFF - DAS MARINECO-PROJEKT -

T. Kampet

MVV Consulting, Zimmerstrasse 32, D-10969 Berlin, T.Kampet@mvv-consulting.com

Schlüsselwörter:

Wasserstoffherzeugung, Off-shore, Wellenenergienutzung, Meerwasserelektrolyse, Küstenstandorte, MARINECO, Elektrizitätserzeugung, Energieversorgung

0 Zusammenfassung:

Wasserstoff wird als Sekundärenergie derzeit eine große Zukunft vorhergesagt, da er verlustarm speicherbar, transportabel, ungiftig und ökologisch unbedenklich ist. Hierbei bleibt die Frage nach der eingesetzten Primärenergie zur Erzeugung des Wasserstoffs häufig unbeantwortet. Im Rahmen des Projekts „MARINECO“ wird ein neuartiger Wellenenergiegenerator entwickelt und erprobt, der zur off-shore Erzeugung von Wasserstoff aus Meerwasserelektrolyse eingesetzt werden kann. Somit können sowohl entlegene Küstenstandorte wie auch große Energieverbraucher auf See versorgt werden. Weiterhin ist angedacht, in mächtigen off-shore Wellenenergiegeneratorfeldern durch Meerwasserelektrolyse große Mengen Wasserstoff zu erzeugen, der dann durch Pipelines an Land transportiert wird. Im Vergleich zu anderen Technologien zur Wellenenergienutzung lassen die derzeit vorliegenden Ergebnisse eine Wirtschaftlichkeit dieser Technologie bei der weiteren Entwicklung bis zur Serienreife erwarten.

1 Einführung

Seit Dezember 2000 wird das Forschungsvorhaben „Development of components for an environmentally compatible system for economic progress in arctic coastal areas based on the use of regional renewable resources“¹ (Kurztitel: „MARINECO“) durch ein internationales Konsortium unter Beteiligung der Firmen und Institute

- MVV Consulting GmbH, Berlin,
- ATC, Moskau,
- Krylov Shipbuilding Research Institute (KSRI), St Petersburg, und
- CRES, Griechenland,

durchgeführt. Das Projekt wird durch Mittel des INCO-Programmes der EU unterstützt.

2 Die Ziele des Vorhabens

Die Energieversorgung von off-shore-Energieverbrauchern oder entlegener Küstengebiete geschieht derzeit häufig durch fossile Energien wie Diesel, was zum einen mit hohen Transportkosten des Brennstoffs und zum anderen beim normalen Betrieb mit großen Belastungen der Umwelt und bei Havarien mit enormen Risiken für die empfindlichen ökologischen Systeme an den Meeresküsten verbunden ist.

¹ Übersetzung: "Entwicklung von Komponenten für ein umweltfreundliches System zur wirtschaftlichen Entwicklung arktischer Küstengebiete auf der Basis regional verfügbarer erneuerbarer Energien".

Das Hauptziel des Forschungsvorhabens „MARINECO“ ist nun die Entwicklung und die Erprobung eines Wellenenergiegenerators zur Erzeugung von Wasserstoff aus Meerwasserelektrolyse (siehe Abbildung 1). Der Wellenenergiegenerator soll dann als ein Baustein für ein umweltfreundliches Energieversorgungssystem dienen.

Hierbei wird die Wellenenergie genutzt: Sie ist eine sowohl off-shore wie auch an Küstenstandorten lokal verfügbare Ressource, die ohne Transportaufwand „kostenfrei“ nutzbar ist. Sie ist erneuerbar und sauber. Das weltweite Potential der Wellenenergie liegt mit etwa $8 \cdot 10^6$ TWh/a beim 2500-fachen Wert des Potentials der Gezeiten und drei Größenordnungen über dem Wert der weltweiten Elektrizitätserzeugung ($13 \cdot 10^3$ TWh im Jahr 1994). Und während die Energie aus den Gezeiten nur direkt an der Küste nutzbar ist und dort sich aber auch Schifffahrtswege, Schutzgebiete, Städte, Häfen u.a. befinden, kann die Wellenenergie (je nach Technologie) an der Küste oder off-shore genutzt werden.



Abbildung 1: Modell des Wellenenergiegenerators im Maßstab 1:10. Links ist die äußere Hülle, rechts der innere Aufbau des Gerätes zu sehen.

Neben Ergebnissen zur Erprobung eines Wellenenergiegenerators wurden in den letzten Jahren im Rahmen des Vorhabens begleitend noch eine ganze Reihe von Materialien zu den Themen „Wasserstoffwirtschaft“ und „Wellenenergienutzung“ erarbeitet.

3 Der Aufbau des Wellenenergiegenerators

In einer Boje, die durch die Wellen in gleichförmige Auf- und Abwärtsbewegungen versetzt wird, wird die Wellenenergie mit Hilfe eines Generators in elektrische Energie umgewandelt (siehe Abbildung 2). Diese elektrische Energie wird über ein Kabel an Land geleitet, dort in die gewünschte Spannung und Frequenz modelliert und dann entweder sofort verbraucht oder durch eine Meerwasserelektrolyse in Wasserstoff überführt und zur späteren Nutzung gespeichert. Der Wasserstoff kann dann wieder in Elektrizität (z. B. in Kraft-Wärme-Kopplung über eine Brennstoffzelle) zurückverwandelt oder direkt zur Wärmeerzeugung verbrannt werden.

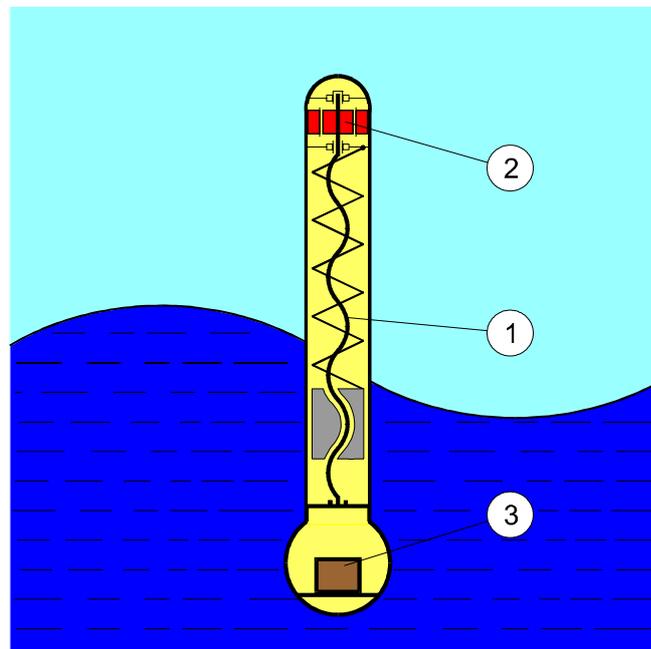


Abbildung 2: Der Aufbau des Wellenenergiegenerators: (1) interner mechanischer Konverter, (2) Generator, (3) Hilfsenergiespeicher

Die Speicherung der kurzfristig überschüssigen Energie zum späteren Ausgleich von Perioden mit nicht ausreichender Energieerzeugung geschieht mit dem ungiftigen und umweltfreundlichen Wasserstoff, sodass selbst bei Havarien in sensiblen maritimen oder küstennahen Biotopen keine ökologischen Schäden zu befürchten sind.

Zur Erhöhung der Leistung können auch mehrere Wellenenergiegeneratoren zu einem Generatorfeld von mehreren Megawatt zusammengeschaltet werden. Somit können auch isoliert liegende größere Verbraucher an Küsten oder Anlagen auf See ohne weitere Energieversorgungsanlagen umweltfreundlich mit lokaler erneuerbarer Energie versorgt werden, beispielsweise entlegene Siedlungen, Forschungsstationen oder Bohrplattformen (siehe Abbildung 3).



Abbildung 3: Beispiel für die Kopplung mehrere Wellenenergiegeneratoren zu einem Generatorfeld für die autarke Versorgung eines großen Verbrauchers auf See

Weiterhin ist angedacht, in mächtigen off-shore Wellenenergiegeneratorfeldern durch Meerwasser-elektrolyse große Mengen Wasserstoff zu erzeugen, der dann durch Pipelines an Land transportiert wird.

4 Der aktuelle Stand des Projektes

Zu Beginn des Projektes wurde ein Modell im Maßstab 1:10 des Wellenenergiegenerators mit einer Höhe von 1,35 m gebaut (siehe Abbildung 1). Mit Hilfe dieses Modells werden seitdem in dem Prüf- und Teststand, der extra für dieses Projekt im Krylov Shipbuilding Research Institute (KSRI) in St Petersburg eingerichtet wurde, die mechanischen und elektromechanischen Berechnungen verifiziert.

Eine Demonstration und Erprobung der Technologie im Schwarzen Meer ist z. Z. in Vorbereitung, konnte aber noch nicht durchgeführt werden.

5 Vorliegende Zwischenergebnisse:

Die beiden wichtigsten Hauptergebnisse des Projektes sind die folgenden:

5.1 Nachweis der Funktionstüchtigkeit dieser Konzeption eines Wellenenergiegenerators im Labormaßstab

Das primäre Ergebnis dieses Forschungsprojektes ist der Nachweis der Funktionstüchtigkeit dieser Konzeption eines Wellenenergiegenerators im Labormaßstab. In zahlreichen Testreihen konnte nachgewiesen werden, dass der Wellenenergiegenerator unter unterschiedlichsten Bedingungen, wie sie für den Einsatz in der Realität anzunehmen sind, elektrischen Strom liefert. Die entsprechenden Ergebnisse liegen vor.

5.2 Eine Wirtschaftlichkeit des Wellenenergiegenerators scheint möglich

Analysen auf der Basis der Ergebnisse aus den Testreihen des Prototypen lassen sich zum jetzigen Zeitpunkt eine Wirtschaftlichkeit des Wellenenergiegenerators erwarten: So haben Berechnungen (je nach Annahmen, z.B. Lebensdauer der Module oder Berücksichtigung der gesamten Forschungs- und Entwicklungskosten)

- für ein Generatorfeld von 100 Wellenenergiegeneratoren einen Preis von 4 bis 11 €-Cent/kWh und
- für ein Generatorfeld von 1000 Wellenenergiegeneratoren einen Preis von 1 bis 7 €-Cent /kWh ergeben.

Wellenenergiegeneratorfeld mit 100 Generatoren	... 1000 Generatoren
Nennleistung per Generator	30 kW	30 kW
Gesamt-Nennleistung des Generatorfeldes	3000 kW	30.000 kW
Leistung per Generator im Durchschnitt	9 kW	9 kW
Lebenserwartung im Durchschnitt	12 Jahre	12 Jahre
Gesamt-Invest.kosten für d. Generatorfeld	2,2 mio €	12,1 mio €
Investitionskosten pro Kilowattstunde	5.000 €/kW	1.600 €/kW
Erzeugte Elektrizität	8 mio kWh/a	80 mio kWh/a
Gesamtkosten pro Kilowattstunde	0,04 €/kWh	0,01 kWh/a

Abbildung 4: Die Elektrizitätserzeugungskosten in einem Wellenenergiegeneratorfeld mit 100 bzw. 1000 Generatoren. Auf der Basis der Ergebnisse der Testreihen des Prototyps lassen sich derzeit Elektrizitätserzeugungskosten von 1 bis 4 €-Cent pro Kilowattstunde errechnen.

Eine Wirtschaftlichkeit des Wellenenergiegenerators ist heute schon gegeben, wenn dieser mit der derzeitigen Versorgungstechnik isoliert liegender größerer Verbraucher an Küsten oder Anlagen auf See ökonomisch verglichen wird. So treiben die Transportkosten von Brennstoffen die Energieversorgungskosten in die Höhe. Als extremes Beispiel sei hier die Versorgung arktischer Stationen in Russland, im Winter zum Teil nur per Hubschrauber, genannt.

LOW SPEED PERMANENT MAGNET SYNCHRONOUS GENERATORS FOR WIND POWER STATIONS: COMPARATIVE ANALYSIS

V. I. Khrisanov, P. Szymczak, W. Kaminski

Szczecin University of Technology, Institute of Electrical Engineering, ul. Gen. W. Sikorskiego 37, 70-313 Szczecin, Poland, e-mail: chrisanov@ieee.org, peszym@ps.pl, kaminski@ps.pl

Key words: Wind energy, permanent magnet, synchronous generator, comparative analysis.

Abstract: The paper is dedicated the problem of gearless turbine – generator module on the base of permanent magnet synchronous machines (PMSM). The concrete goal of the paper is the presentation of an engineering method for comparative analysis of two types of PMSM: with cylindrical (radial magnetic flux) and disk (axial magnetic flux) designs intended for wind power stations. The latter type fits to a greatest extent for designing multi pole low speed generators connected directly to turbines.

The suggested method is based on the sizing equation when only one but fundamental criterion – torque (power) density is used. It differs from before published papers by the simplicity, a short time of calculation and treatment. New approach derives from the comparison of geometrical dimensions of machines at the similar electromagnetic loads so it may be called as “geometrical” and distinct from analytical and digital methods, suggested rather for theoretical and comprehensive than engineering analysis.

1. Introduction

Current renewable technologies, such as wind and solar energy, are showing promising electric energy extraction results. Wind energy is the world’s fastest growing energy source, expanding 25-35% globally each year [1]. One of the effective ways of wind energy use is the hydrogen production for fuel-cells at the water electrolysis plants. Of all renewable energy source technologies, wind-turbines are currently in the leading position for economic viability based on the cost of energy capture. This is due, in part, to variable-speed operation, which has overcome the problem of the variable intensity of wind energy. Thus, wind energy is favoured to generate hydrogen through the electrolysis of water. Hydrogen is readily reconverted into electrical energy in the fuel-cell system. Moreover, the fuel-cell interconnection to the grid can be bi-directional, allowing support of the grid during peak time, and during non peak times, grid energy can be used to increase hydrogen levels at stations.

Usually wind power station as itself consists of four main parts: turbine, gearbox, generator, power converter and control system. At present European wind power stations have developed to the 3 MW power level and beyond. The more output power the more turbine size and tip speed ration and structural constraints dictate a reduction in rotational speed. This is in conflict with electrical generators, which favour much higher speeds to get higher efficiency and power factor. Hence there is the requirement for gearboxes to connect generator to turbine. It increases size and mass of wind station and decreases its reliability. Several designs have been proposed, and some constructed, for multipolar generators to enable a direct (gearless) drive [2-7]. However, at this time, no successful commercial direct-drive generators have been produced, and the bulk of installed systems employ induction generators driven via gearboxes.

It should be noted, that the use of adaptive pitch in turbines and vector control of induction generators to connect the station to fixed-frequency and rated voltage power grid, do not make optimum use of the available wind energy. Adaptive pitch blades "spill" the wind at higher speeds and power electronic controlled induction generators, although very efficient, do contribute

significant losses. If the generation systems are not so severely limited in their operational constraints (e.g. at hydrogen stations), alternative strategies, such as multipolar PMSM may be employed to boost energy capture and at the same time to improve mass/size and reliability performances. To make decision on a perspective PMSM design the comparative analysis is presented in the paper.

2. Stages of development and classification of disk type AC machines

Stages of AC disk machines (DM) development is convenient to examine with the help of the classification (Fig.1), enveloping a variety of existing design solutions and degree of active materials use.

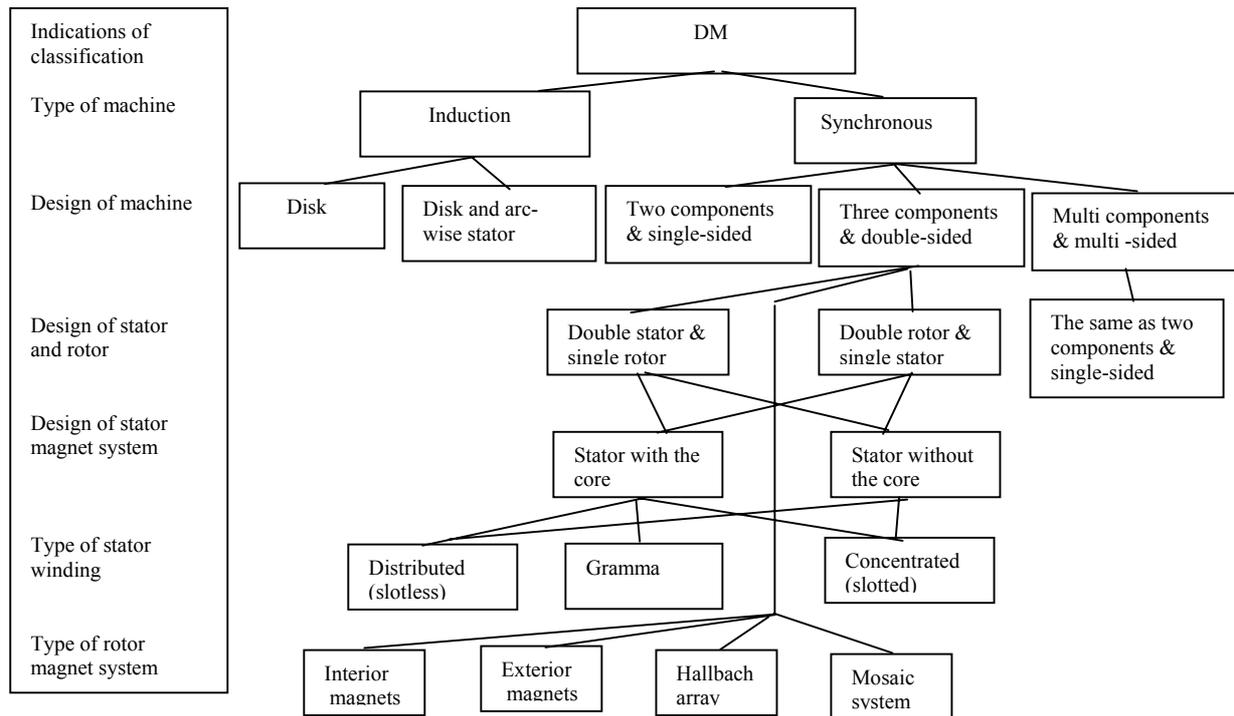


Fig.1. Classification of disk types AC machines.

According to Fig. 1 asynchronous DM, which have not received the broad practical applications, have not such variety of constructions, as synchronous DM (SDM). In all DM the magnetic field is axial, since rotating vector of magnetic field in air gap is directed in parallel to rotation axis of a rotor.

As a whole SDM design depends on both an amount of main parts of the machine (the number of stators and rotors), and their configuration. The two components design (single-sided stator and rotor) is an elementary variant (Fig. 2a). One of its main drawbacks is the large force of a mutual attraction between stator and rotor. This drawback is absent at three- or more components SDM (Fig. 2b,c), and besides this design enables to enlarge output power by means of increasing the number of stator and rotor modules.

In the last years for the further decrease of a mass, dimensions and cost the new generation of ironless SDM are developed on the base of the special design, when stator windings are rigidly fixed with help of high-strength composite materials [8]. According to the classification the type of

stator windings depends on the core structure (slotted or slotless). In the case of the SDM with a double rotor and a single stator it is preferable to use the so-called winding of Gramma.

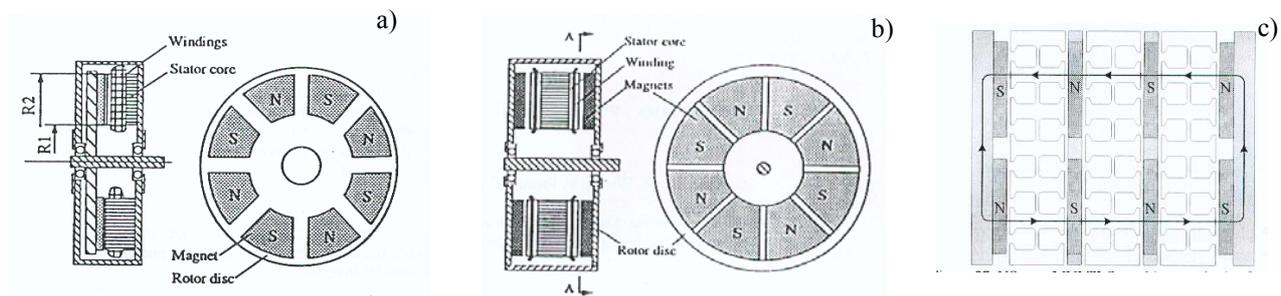


Fig. 2. The main types of SDM designs: single-sided (a), double-sided (b) and multi-sided (c).

By now to the known technology with internal and external displacement of magnets on disk rotor the new principles of designing are added, e.g. Hallbach array magnet systems [8], mosaic structures and application of magnet concentrators [9]. With the help of these innovations it becomes possible to generate a rotor magnetic field with a required configuration and with enlarged magnitude of magnetic field density. The large variety of SDM design solutions has required the development of methods of their comparative analysis. Below the brief survey of the methods and results of analysis are described.

3. Survey of methods and results of comparative analysis

One of the main technical parameters the comparison is based on, is the power density, i.e. output power per unit of a mass or volume.

At present the following two methods of comparative analysis are wide spread:

1. Numerical method [10] based on computer modeling (simulation) every PMSM from among selected for comparison with consequent graphic display of their performances. In this method there are no universal analytical expressions for a comparison, that makes this method labour-consuming and non-effective for wide practical use.
2. Analytical method based on application of the sizing equations and expressions of power density [11,12]. This method is universal, but it is also orientated on the computer simulation and the received results of analysis in many respects depend on the used coefficients when some of them have an empirical character.

In both methods the PMSM of cylindrical type (SCM) was chosen as a base (or reference) machine. Note the special attention should be paid on the preliminary consideration of the similarity of compared machines. This approach was realized in [13] where the comparative analysis has been carried out with the base SCM, characterized by the design of double rotor (external and internal) and toroidal slotted stator to get the same with SDM number of air gaps.

The results of a comparison have shown, that a mass of steel is almost identical with compared machines of both groups, but SCM contains more copper, and SDM - more magnetic material.

For both types of machines the pole number increase results in the rise of torque density. To keep the constant speed of rotation the frequencies of stator voltages were consequently increased, that in turn resulted in the rise of losses and reduction of efficiency. In compare with the base machine, a reduction of SDM efficiency was in a less degree.

Summarizing the results of comparison with the consideration of similarity, one may notice, that as a whole SCM and SDM have the almost similar major performances, including torque density, power losses and efficiency. However, the cost of SDM will be higher because of the greater

amount of a magnetic material. From the point of view of wind station generators, SDM has more preference since it ensures realization of the multipole low speed machine.

4. Main principles of the engineering method of a comparative analysis

It is not difficult to see, that some from above mentioned conclusions do not coincide with the results of other authors researches [10, 11]. To avoid all contradictions it is necessary to conduct additional researches with the purpose of verification results of two types machines comparison. The simplified method of comparison described below gets the results ready very easily and with the acceptable for practice accuracy. This method differs from well known ones by the considerably smaller labour-consumption and it was created for machines comparison by means of one main criterion only, and namely torque density. The method is also based on sizing equation, and for machines comparison their electromagnetic loads are assumed identical, therefore as the unknown quantities remain geometric sizes (dimensions) of machines. With such kind of approach the method can be called "geometrical". Thus according to the method it is possible to get from sizing equation analytical relationship between the main geometric sizes and then to define per unit power/torque densities of machines and finally to compare the output results.

If the torque density of SCM (T_{dc}) is accepted as a base value, then for per unit torque density of SDM we shall receive:

$$t_{dd} = T_{dd} / T_{dc} = \frac{T_{d.rated} D^{2_{tot.c}} L_{tot.c}}{T_{c.rated} D^{2_{tot.d}} L_{tot.d}} \quad (1)$$

From (1) follows, if to accept the equality of rated torques as one of comparison input conditions, then for definition t_{dd} it would be necessary to find the ratio of overall sizes of compared machines. Before the further steps towards the method realization, it is necessary to set initial conditions of machines comparison ensuring a system approach and the principle of machine similarity. The main conditions below reflect the equality of the following machine performances:

- a. Rated output powers;
- b. Speeds of shafts rotation;
- c. Electromagnetic loads;
- d. Criteria of a structural similarity.

For compared machines the following assumptions are accepted:

- Resistances and leakage inductances in stator circuits are neglected;
- Power losses in magnet circuits due to eddy currents and hysteresis are neglected;
- The saturation of magnet circuits is not taken into account;
- Under machine operation temperature permanent magnets are not demagnetized

The compared machines have the equal number of pole pairs p . It does not mean, that it is impossible to compare machines with different p , as the SDM configuration suits very well for construction of multipole design. This case corresponds to machines fed by frequency converter, and the converter performances, including mass/dimension characteristics, are not practically changed in a broad band of output frequencies.

Having defined with conditions of a comparison, one may proceed to the main stages of the method:

1. Drawing up of initial analytical expressions;
2. Reduction of number of variables;
3. Definition of analytical relationship between two major geometric parameters of machines (diameter and length);

4. Calculation of per unit torque density with a consequent comparative evaluation and conclusions.

1. From the first condition we have:

$$P_{scm} = P_{sdm}, \text{ from where we get } \lambda^2 \theta D^2 \theta_c L_c = KL (1 - \lambda^2) (1 + \lambda) D^2 \theta_d L_d / 2. \quad (2)$$

Expression (2) contains 6 unknowns and it does not allow to find quantitative dependence between outside diameters D_{oc} and D_{od} , which are necessary for comparison.

2. At the following (second) stage the reduction of variables number is executed, using the known analytical expressions, or mostly with the help of empirical expressions and data obtained from experience.

Thus, depending on power and the numbers p of SCM one can find the values of $\lambda \theta$ and λ , therefore the left part of expression (2) becomes $P_{scm} = k D^3 \theta_c$, where factor k has the certain numerical value.

Similarly, reducing number of variables, we shall transform the right part of expression (2). In spite of the fact that SDM designing problems are not full developed yet however available present results of research allow to determine the optimal values of λ and KL . According to [12,14,15] we have $KL = D_{od} / L_d$ and $\lambda = 1/\sqrt{3}$, then $P_{sdm} = n D^3 \theta_d$.

3. With help of (2) we find analytical dependence between outside diameters of compared machines:

$$D_{od} = \sqrt[3]{k/n} D_{oc}. \quad (3)$$

4. Substituting (3) into (1), we receive:

$$t_{dd} = T_{dd} / T_{dc} = \frac{L_{tot.c}}{\sqrt[3]{k/n^2} L_{tot.d}}. \quad (4)$$

Now we define the total lengths $L_{tot.c}$ and $L_{tot.d}$ via D_{oc} :

$$\begin{aligned} A = L_c / \tau = 2 L_{tot.c} p / \pi D_g = 2 L_{tot.c} p / \pi \lambda \theta D_{oc}; \quad L_{tot.c} = A \pi \lambda \theta D_{oc} / 2p; \\ L_d = L_{tot.d} = D_{od} / KL = \sqrt[3]{k/n} D_{oc} / KL. \end{aligned} \quad (5)$$

Substituting (5) into (4), we finally receive:

$$t_{dd} = \frac{A \pi \lambda \theta KL n}{k 2p}. \quad (6)$$

In expression (6) all multiplicands are numbers, therefore the value of the per unit torque density of SDM will be numbers also showing how many times a torque density of SDM exceeds (or lays beneath) SCM torque density.

5. References

[1] A. von Jouanne, I. Husain, A. Wallace, A. Yokochi. Gone with the wind. IEEE Industry Applications Magazine, vol. 11, № 4, July/August 2005, pp.112-119.

- [2] L. Soderlund, A. Koski, H. Vihriala, J-T. Eriksson and R. Perala. Design of an axial flux permanent magnet wind power generator. 8th International Conference on Electrical Machines and Drives, IEE, London, UK, 1997, pp.224-228.
- [3] B. J. Chalmers, W. Wu and E. Spooner. An axial flux permanent-magnet generator for a gearless wind energy system. IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 14, №2, 1999, pp. 251-257.
- [4] F. Caricchi, F. Crescimbin, O. Honorati and E. Santini. Performance evaluation of an axial flux PM generator. Proceedings of International Conference on Electrical Machines (ICEM) 1992, pp. 761- 765.
- [5] R. R. Wallace, T. A. Lipo, L. A. Moran and J. A. Tapia. Design and construction of a permanent magnet axial flux synchronous generator. IEEE International Electrical Machines and Drives Conference Records, Milwaukee 1997, pp. MA1 4.1-4.3.
- [6] E. Muljadi, C. P. Butterfield and Y. Wan. Axial flux, modular, permanent –magnet generator with a toroidal winding for wind turbine applications. IEEE Industry Applications Society Annual Meeting, 1998, pp. 174-178.
- [7] E. Spooner and A.C. Williamson. Direct coupled, permanent magnet generators for wind turbine applications. Proceedings of IEE Electric Power Application, vol. 143, №1, Jan. 1996.
- [8] J. F. Gieras, M. Wing. Permanent Magnet Motor Technology. Design and Applications, Second Edition. Marcel Dekker Inc., 2002.
- [9] A. Afonin, J. Gieras, P. Szymczak. Permanent magnet brushless motors with innovative field excitation systems. Proceedings of the 6th International Conference on Unconventional Electromechanical and Electrical Systems. Alushta, Ukraine, 2004, vol. 1, pp. 27-38.
- [10] K. Sitapati and R. Krishnan. Performance Comparisons of Radial and Axial Field, Permanent – Magnet, Brushless Machines. IEEE Transaction on Industry Application, vol. 37, № 5, September/October, 2001, pp. 1219-1225.
- [11] Z. Zang, F. Profumo and A. Tenconi. Axial Flux Versus Radial Flux PM Motors. Proceedings of SPEEDAM Symposium on Power Electronics, Industrial Drives, Power Quality, Traction systems. Capri, Italy, 5-7 June 1996, pp. A4-19 – A4-25
- [12] S. Huang, J. Luo, F. Leonardi and T. A. Lipo. A comparison of power density for axial flux machines based on the general purpose sizing equation. IEEE Trans. on Energy Conversion, vol. 14, № 2, June 1999, pp. 185-192.
- [13] R. Qu and T.A. Lipo. Dual-rotor, radial-flux, toroidally-wound, permanent-magnet machines. IEEE-IAS Conf. Rec., Pittsburgh, PA, Oct. 2002, vol. 2, pp. 1281-1288.
- [14] P. Campbell. Principle of a Permanent Magnet Axial Field DC Machine, Proc. Inst. Elec. Eng, vol. 121, №12, Dec. 1974, pp. 1489-1494.
- [15] S. Huang, J. Luo, F. Leonardi and T. A. Lipo. A General Approach to Sizing and Power Density Equations for Comparison of Electrical Machines. IEEE –IAS Annual Meeting, San Diego, CA, Oct. 1996, pp. 836-842.

Vergleichmäßigung der Windenergieeinspeisung via Wasserstoff

J. Lehmann¹, O. Luschtinetz², A. Mieke², H. Sandlaß³, C. Sponholz¹

¹ Institut für Energie und Umwelt (IFEU) e.V. an der Fachhochschule Stralsund

² Fachhochschule Stralsund, Zur Schwedenschanze 15, 18435 Stralsund,

³ IEE Ingenieurbüro Energieeinsparung GmbH, Berlin

Christian.Sponholz@fh-stralsund.de

Schlüsselwörter: Windenergieeinspeisung, Netzbelastung, Vergleichmäßigung, Wasserstoffspeicherung, Rückverstromung

Zusammenfassung: Vorschlagsweise werden Wasserstoffproduktion, -speicherung und Rückverstromung an Windparks angegliedert. Die so entstehende Wind-Wasserstoff-Fabrik selbst wie auch ihre Produkte Strom, Regelenergie und Kraftstoff erlauben eine Entlastung der Netze.

Aus regenerativen Quellen gewonnener Strom belastet die Übertragungs- und Verteilungsnetze der Energieversorger wegen seiner Unstetigkeit. Vor allem trifft das für Windstrom zu, der durch besonders starke Schwankungen gekennzeichnet ist. Von einem Anteil von 25% an kann er das Netz gefährden. Es müssen Maßnahmen zur Qualitätssicherung ergriffen werden. Dafür gibt es drei Möglichkeiten :

a) *Die Erweiterung des Netzes und eine Anpassung des Netzmanagements*

Zu diesem Komplex wurde die DENA-Studie [1] vorgelegt. Dort werden relativ kleine Netzerweiterungen (etwa 10%) als erforderlich dargestellt, um die regierungsseitig für 2020 erwartete Energie aus knapp 50 GW installierter Windkraft verteilen zu können. Außerdem bestehe perspektivisch die Möglichkeit, dass weiterhin konventionelle Kraftwerke die auch bei steigender Windstromeinspeisung aus Offshore-Windparks notwendig werdende Regelenergie vorhalten können werden. Diese Kraftwerke erreichen dadurch eine verminderte Auslastung. Zum Netzmanagement gehört auch, dass Windstromerzeuger zum Zwecke der Qualitätssicherung des Netzes abgeschaltet werden.

b) *Die Verbesserung der Windprognosen*

Verbesserte Wind- und auch Stromverbrauchsprognosen erlauben eine genauere Planung des Einsatzes von Regelenergie.

Am Beispiel des Windstromaufkommens im E.ON-Netz hat dazu B. Ernst [2] in seiner Dissertation einen Vorschlag gemacht.

c) *Die Zwischenspeicherung auch von Strom und sein Einsatz als Regelenergie*

Nur auf diese Weise würden die Betreiber von Windkraftanlagen eine aktive Rolle beim Strommanagement einnehmen können.

Zusätzlich zu den bekannten und genutzten Möglichkeiten der Speicherung von Elektrizität wurde in einer vom Umweltministerium Mecklenburg-Vorpommerns angeregten Studie der Einsatz von Wasserstoff zu diesem Zwecke untersucht [3].

1. Möglichkeiten der Speicherung von Elektroenergie

Zur Speicherung der Elektroenergie kann man Akkumulatoren einsetzen oder auch Gyrospeicher (Rotationsenergie), neuerdings Supercaps (Kondensatoren) oder auch supraleitende Spulen (magnetische Energie). Der Vorteil dieser Speicherungen liegt im kurzzeitigen Zugriff. In großem Maße und nachhaltig gelingt es nur mittels Pumpspeicherwerken bzw. an Wasserkraftwerken, die auch „rückwärts“ betrieben werden können. Denkt man an dezentral erzeugte Elektrizität aus Windfarmen und Photovoltaikfeldern, so bieten sich als saubere Speichermedien Wasserstoff und Luft an.

Luft wird durch Komprimieren zum Energieträger. Für die Rückverstromung dient in CAES-Kraftwerken (CAES – compressed air energy storage) eine erdgasbetriebene Turbine.

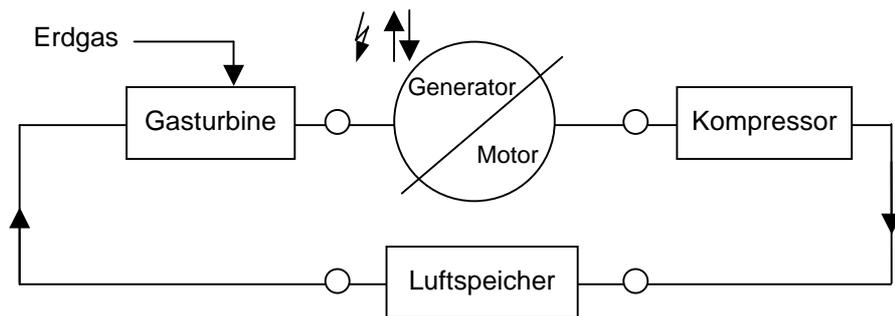


Bild 1 Prinzipskizze eines CAES-Kraftwerks

Der Einsatz verdichteter Luft erlaubt, auch die etwa 60% der Turbinenleistung als Nutzleistung abzugeben, die sonst zur Kompression der Verbrennungsluft benötigt werden. Das bisher einzige in Deutschland arbeitende Kraftwerk dieser Art in Huntorf (seit 1978) kann maximal 2,5h lang 250 MW Leistung abgeben [4].

Der Einsatz von Wasserstoff als Energieträger in einer Speicherschleife ist erprobt und in früheren Arbeiten beschrieben worden [5]. Bild 2 zeigt den prinzipiellen Ablauf.

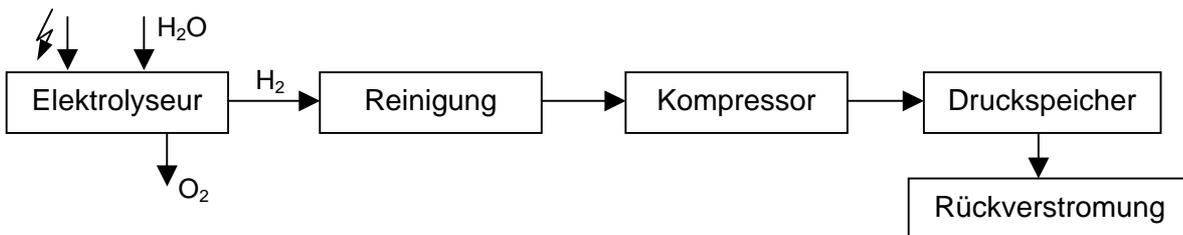


Bild 2 Prinzipskizze Zwischenspeicherung von Energie mittels Wasserstoff

Das im Komplexlabor der Fachhochschule Stralsund 1996 realisierte System aus WEA / PV, alkalischer Druckelektrolyse und Druckbehälter speichert etwa 750 kWh unter einem Druck von ca. 25 bar ohne Verwendung eines Kompressors. Rückverstromung zum Zwecke der Netzeinspeisung findet zur Zeit nicht statt.

2. Abwägung von Druckluft- und Wasserstoffspeicherung

Wollte man Druckluft- und Druckwasserstoffspeicherung gegeneinander abwägen, so ergäben sich etwa die folgenden Gesichtspunkte:

- Beide Energiespeicherverfahren eignen sich im Prinzip für beliebig große Speichermengen, wenn natürliche /künstliche Untergrundspeicher zur Verfügung stehen.
- Wasserstoff, in elementarer Form bereits Kraftstoff, erreicht gegenüber Pressluft eine deutlich höhere Energiedichte. Dadurch wird der Einsatz von stählernen oder Kompositmaterial-Behältern lohnend und es kann auch Energiespeicherung für kleine und mittlere Bedarfe realisiert werden (Energie-Inseln wie z.B. Utsira/N, 2003 [6]).
- Sicherheitsvorkehrungen, wie für Kraftstoffe notwendig, entfallen, wenn Luft Energiespeichermedium ist.
- Die Rückverstromung von Wasserstoff kann emissionslos betrieben werden. Bei Pressluft ist sie – zumindest bisher – mit dem Verbrauch von Erdgas verbunden.
- Ein Leistungsvergleich beider Methoden erübrigt sich, da Erdgas bei der Rückverstromung im CAES-Kraftwerk in den Prozess eingeführt wird..
- Grob abgeschätzt bringt die Verdichtung (bei ca. 30 bar) etwa 2/5 der gespeicherten Energie, der Energieinhalt von Wasserstoff selbst 3/5. Bei diesem Speicherdruck enthält also ein Luftspeicher weniger als die Hälfte der Energie, die der gleiche Speicher mit Wasserstoff gefüllt enthalten würde.
- Andere Möglichkeiten, Wasserstoff zu speichern, führen zwar zu höheren Energiedichten, übersteigen aber hinsichtlich der Kosten die Druckspeicherung und kämen deshalb für große Speicherungen nur ausnahmsweise in Frage.

3. Notwendigkeit der Speicherung von Elektroenergie

Die Notwendigkeit zur Speicherung von regenerativ erzeugter Energie begründet sich in deren Unstetigkeit. Nach [7] waren 2004 in Deutschland ca. 16 GW Windkraftanlagen installiert. Bild 3 verdeutlicht an einer Beispielwoche im März 2004, in welchem Maße diese Windparks zur Befriedigung des vom Netz geforderten Bedarfs beitrugen und wie wenig die erzielbare Windleistung der Dynamik des Verbrauchs entspricht.

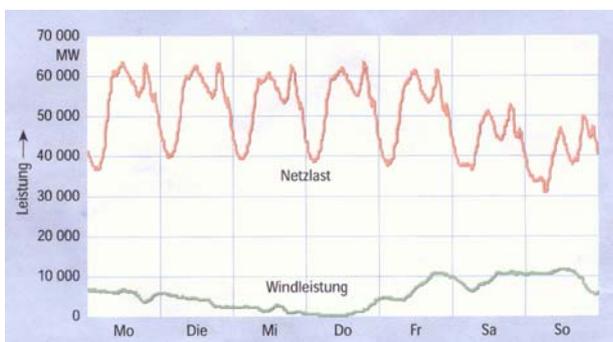


Bild 3 Netzlust und Leistung aus WEA im deutschen Verbundnetz vom 15.–21.03.2004 [7]

Bild 4 Eingespeiste Leistung aus WEA ins deutsche Verbundnetz vom 28.07.–03.08.2003 [7]

Bild 4 zeigt an einer hinsichtlich der Windenergieernte äußerst ungünstigen Woche im Sommer 2003 darüber hinaus, dass auch mit extrem niedriger Windenergieeinspeisung gerechnet werden muss. Die Abweichung vom prognostizierten Windenergieaufkommen müssen wie auch Abweichungen vom prognostizierten Verbrauch von den Energieversorgern durch sogenannte Regenergie vorgehalten werden, Energiemengen, die im Bedarfsfall kurzfristig eingespeist werden können. Zum Vergleich wurden Leistung und Energie der Regelkraftwerke Goldisthal (Pumpspeicher) und Huntorf (CAES) vermerkt. Huntorf z.B. kann also maximal 250 MW für eine Zeit von 2,5 h einspeisen, ohne dass der Druckluftspeicher aufgefüllt werden muss.

Das für Windstromeinspeisung besonders typische Problem entsteht immer, wenn ungeplant Einbrüche bei der Stromerzeugung auftreten.

Einerseits wird in Zukunft mit stärkeren Anteilen regenerativer Energie gerechnet werden müssen. Andererseits sollten konventionelle Kraftwerke vernünftigerweise nicht mit immer geringerer Auslastung gefahren werden, um für Regelleistung bereitzustehen. Generell wäre eine gewisse Entkopplung von Stromproduktion und -verbrauch wünschenswert.

4. Die Wasserstofffabrik

Speziell zur Speicherung von in Windparks produziertem Strom sei nachfolgender Vorschlag erläutert, der in einer vom Umweltministerium Mecklenburg-Vorpommern beim IFEU in Auftrag gegebenen Studie [3] entwickelt wurde.

Grundlage des Vorschlags ist die Beschreibung des Systems „Windpark“ in vier Szenarien durch A. Mieke [8]. Szenario I stellt zunächst den konventionellen Windpark dar, dessen Energieabgabe mit dem Windaufkommen schwankt. Bei Szenario II erfolgt eine Erweiterung des Windparks um Elektrolyse, Druckspeicherung von Wasserstoff und Rückverstromungseinheit, wobei die interne Steuerung unter Nutzung der flexiblen Belastbarkeit von Elektrolyseuren eine konstante Energieabgabe ins Netz sowie variable Speichermengen chemischer Energie vorsieht. Ein drittes Szenario (Bild 5) vervollkommnet Szenario II dahingehend, dass eine nach den Netzerfordernissen geregelte Energieabgabe erfolgt. Szenario IV schließlich symbolisiert einen Windpark, der ausschließlich Wasserstoff produziert und damit vom Netz abgekoppelt ist, es sei denn, er fungiert auch als Abnehmer von Überschussstrom.

Die Rechtfertigung für Szenario IV wird insbesondere darin gesehen, dass in absehbarer Zeit ein Bedarf an Wasserstoff im Transportsektor erkennbar ist [9]. Dieses Szenario stellt außerdem eine Möglichkeit zum Betrieb von Offshore-Windparks dar [10].

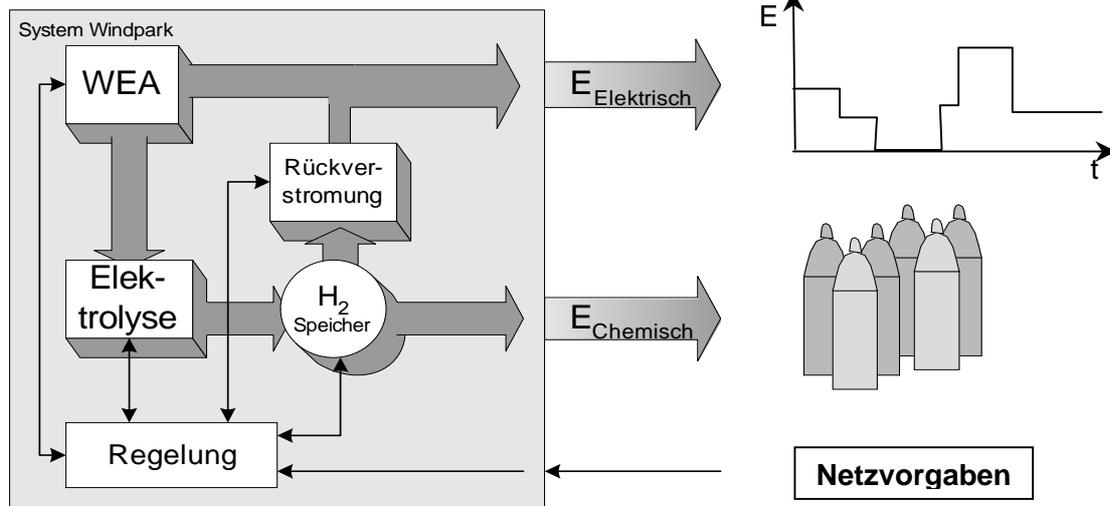


Bild 5 Prinzipdarstellung Szenario III mit den Systemkomponenten WEA (Energieerzeugung), Netzanbindung (Energietransport), Elektrolyse und Brennstoffzelle bzw. Motor/Generator (Energiewandlung), Druckspeicher, interne Steuerung, Steuerung von außen (Netzvorgabe)

Ein Modellprojekt mit Rückverstromung über Motor/Generator-Einheiten wird angestrebt. Hauptziel dabei ist der Nachweis der wirtschaftlichen Handlungsfähigkeit einer Wasserstofffabrik. Linnemann u.a. [11] legen dazu erste volkswirtschaftliche Betrachtungen vor.

In der zitierten IFEU-Studie werden die Kosten für nach Rückverstromung einspeisbare Energie im Szenario III auf etwa 12 ct/kWh abgeschätzt. Es bleibt abzuwarten, in welchem Maße Preise für Regelernergie auf dieser Basis realisiert werden können. Im Vergleich zum derzeitigen Dieselpreis (ca. 11 ct/kWh, versteuert) scheinen sich bereits Möglichkeiten am Kraftstoffmarkt abzuzeichnen, insbesondere hinsichtlich der Erwartung, dass auf lange Sicht Steuervorteile für emissionsfreie Kraftstoffe eingeräumt werden sollten, die emissionsfrei verbrennen und/oder mittels regenerativer Energie hergestellt werden.

5. Resümee

Die Angliederung von Energiespeicher- und Rückverstromungseinheiten an Windparks würde einerseits deren Betreiber in eine aktivere Rolle gegenüber den Stromabnehmern versetzen, zum anderen ihnen gleichzeitig einen Einstieg in den Kraftstoffmarkt ermöglichen. Diese Zweigleisigkeit sollte sich positiv auf den wirtschaftlichen Betrieb einer Wasserstofffabrik auswirken.

6. Referenzen

- [1] www.deutsche-energie-agentur.de, 24.02.2005
- [2] B. Ernst,
Entwicklung eines Windparkprognosemodells zur Verbesserung der Kraftwerkeinsatzplanung, Dissertation Universität Kassel
www.Iset.uni-kassel.de/abt/FB-I/publication/01-03-01_pro_windl_vdi.pdf
- [3] Lehmann, J., O. Luschtinetz, A. Mieke, H. Sandlaß, C. Sponholz,
Wasserstoff – Medium zur Speicherung von regenerativ erzeugter Elektroenergie,
Untersuchungen zu Netzkapazität, Infrastruktur und Wirtschaftlichkeit in Mecklenburg-Vorpommern,
Studie des Instituts für Energie und Umwelt (IFEU) e.V. an der Fachhochschule Stralsund, September 2005
- [4] Crotogino, F., H. Neus, P. Siemes,
Verbesserte Nutzung der Windenergie durch Speichertechnologie,
FGH-ETG-VDN-Tagung Windenergie und Netzintegration, Hannover, 17/18.02.2005,
Tagungsband 5.5
- [5] Menzl, F., M. Wenske, J. Lehmann,
Hydrogen Production by a Windmill Powered Electrolyser,
XII. WHEC, Buenos Aires, Juni 1998, Proc. 757-766
- [6] DWV-Mitteilungen 4/04, 4
- [7] Leonhard, W.,
Sind wir bei der Nutzung erneuerbarer Energiequellen auf dem richtigen Weg?
Energiewirtschaft 104 (2005) 12, 78-83
- [8] Mieke, A.,
Alternativen zur Einbindung von Windenergie in den Energiekreislauf - Ein dynamischer
Wirtschaftsvergleich
Diplomarbeit, FH Stralsund, 2005
- [9] Well-to-Wheel Analysis of Energy Use and Greenhouse Gas Emissions of Advanced
Fuel/Vehicle Systems – A European Study, LBST, Ottobrunn, 2002
Zusammengefasst:
Wurster, R.,
General Motors Well-to-Wheel-Studie / Ergebnisse und Schlüsse,
10. Symposium REGWA, Stralsund, 6.-8. November 2003, Tagungsband 159-169
- [10] Wenske, M., H. Sandlaß,
Offshore-Wasserstoff,
11. Symposium REGWA, Stralsund, 4.-6. November 2004, Tagungsband 213-227
- [11] Linnemann, J., J. Struwe, R. Steinberger-Wilckens,
Analyse von Wind-Wasserstoff-Systemen aus ökonomischer und ökologischer Sicht,
11. Symposium REGWA, Stralsund, 4.-6. November 2004, Tagungsband 126-131

Speicherung von Windenergie: technische und wirtschaftliche Umsetzung

Jörg Linnemann, Henning Müller, Robert Steinberger-Wilckens
PLANET – Planungsgruppe Energie und Technik GbR
Postfach 40 03, D-26030 Oldenburg,
E-Mail: j.linnemann@planet-energie.de

Schlüsselwörter: Windenergie, Wasserstoff, Elektrolyse, Wasserstoff-Speicher, Wasserstoff-Infrastruktur, Fahrplanbetrieb, Regelenergie.

Abstract

Die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen, wie z. B. Windenergie, führt durch die natürlichen, nur begrenzt vorhersagbaren Fluktuationen zu einem zusätzlichen Bedarf an Regelenergie. Dieser ist bereits heute spürbar und wird durch den Bau großer Offshore-Windparks in Deutschland noch erheblich zunehmen. Dadurch wird allgemein erwartet, dass dem Bedarf folgend in den nächsten Jahren ein wachsender Markt für Regelenergie entstehen wird.

Diesem zusätzlichen Bedarf, der in der Regel aus fossil befeuerten Kraftwerken bereitgestellt werden wird, kann durch Einsatz von Speichern entgegengewirkt werden. Auf diesem Wege kann überschüssige Windenergie zeitlich verschoben werden, ganz aus dem Strommarkt ausgekoppelt werden (z. B. in Form von Wasserstoff als Treibstoff) oder selbst als Regelenergie eingesetzt werden.

1. Einleitung

Das Angebot der elektrischen Leistung aus Windenergieanlagen schwankt auf Grund der natürlichen Fluktuationen des Windes. Mit zunehmender Windenergie-Kapazität in den elektrischen Netzen stellen sich daher Fragen der Einbindung dieser Energiequelle in die elektrische Energieversorgung. Antworten können z. B. in der Forderung nach einer erhöhten Bereitstellung von Regelenergie, in der Verstärkung der Netze oder aber auch im Management der Windenergieressource liegen.

Der heute übliche Fahrplanbetrieb der herkömmlichen Kraftwerke wird durch fluktuierende Einspeisung sicherlich beeinflusst. Dies ist jedoch keine grundsätzlich neue Entwicklung, da die Windverhältnisse als Einflussfaktor für den elektrischen Verbrauch bereits seit jeher in die Lastbereitstellungsplanung eingegangen sind. Hierzu findet eine lebhafte Diskussion im wissenschaftlichen und öffentlichen Raum statt [1-3], die jedoch angesichts der komplexen Zusammenhänge bisher technisch nicht hinreichend fundiert ist. Des Weiteren ist es möglich, dass bei günstigen Windverhältnissen und hohen Windleistungs-Kapazitäten in Teil-Versorgungsnetzen über Windenergie mehr Strom produziert wird, als das Netz bzw. die Transportleitungen aufnehmen könnten. Dieser Situation sehen sich konkret Dänemark, (Nord-) Deutschland und Spanien heute bereits ausgesetzt, weitere europäische Länder (Irland, Großbritannien) werden ähnliche Entwicklungen erfahren.

Eine Lösung bietet die Speicherung von Windenergie als Bindeglied und Puffer zwischen wetterabhängiger Erzeugung, ebenfalls teilweise stochastischem Verbrauch und der Kraftwerkseinsatzplanung. Weiterhin kann durch Speicher gewährleistet werden, dass die Energieproduktion auf einen, für den Erzeuger günstigen, Zeitpunkt verschoben werden kann. Dies kann die Optimierung des Verkaufspreises der Windenergie, z. B. durch Einsatz an der Strombörse für Spitzenlast, oder die Vermeidung von Einnahmeausfällen bei Produktionsüberschuss betreffen. Auch eine räumliche Verschiebung der erzeugten Energie wird dadurch möglich, um so den dezentralisierten Bedarf an Energie z. B. im Sektor Hausenergieversorgung oder Industrie zu decken. Durch den Einsatz von Speichern wird üblicherweise eine Erhöhung der Versorgungssicherheit erreicht [4]. Als Speicher

könnten bereits die heutigen Pumpspeicherkraftwerke eingesetzt werden. Weitere Möglichkeiten bestehen jedoch auch im Einsatz von z. B. Druckluft-, Schwungrad- oder Batteriespeichern. Ein universell einsetzbares Speichermedium ist Wasserstoff, da er sich aus allen erneuerbaren Energiequellen herstellen lässt. Insbesondere kann er aber über Brennstoffzellen wieder elektrochemisch mit hohem Wirkungsgrad in Elektrizität zurückgewandelt werden. Weiterhin ist er als Gas flexibel nutzbar, für Endverbrauchsgeräte, Treibstoff für Brennstoffzellenfahrzeuge oder Industriegas. Neben einer verbesserten Einbindung in die bestehende (zentrale) Stromversorgung eröffnet Wasserstoff also der Windenergie einen Zugang in zusätzliche Marktsegmente [5].

2. Auswirkung des Einsatzes von Speichersystemen

Zur Speicherung von Elektrizität, unabhängig von ihrer Provenienz, stehen im großtechnischen Maßstab Pumpspeicherkraftwerke zur Verfügung. Weiterhin sind die Techniken der Druckluftspeicherung, Schwungräder, Batterien, SuperCaps etc. weitgehend entwickelt, werden aber im Maßstab der üblichen Kraftwerke der Elektrizitätsversorgung (noch) nicht eingesetzt.

In der heutigen Elektrizitätsversorgung werden Speicher zur zeitlichen Verschiebung von Erzeugungskapazitäten genutzt, die nicht im vollen Umfang geregelt werden können. Dies betrifft vor allem die Grundlastkraftwerke (Braunkohle und Kernkraft), die zeitlich nicht steuerbar sind und deren kostengünstige Erzeugung über Speicher in Zeiten hohen Leistungsbedarfes (z. B. mittags) verschoben werden kann. Darüber hinaus muss für diese Kraftwerke in Lasttälern, wenn Grundlasterzeugung und Last weitgehend übereinstimmen, entsprechend Regelleistung vorgehalten werden, um die stochastischen Schwankungen der Last auszugleichen.

Die vorgenannten, neuen Speichertechniken bieten sich zum Ausgleich der Windfluktuationen in unterschiedlichem Maße an. Abb. 1 zeigt ein Windenergie-Erzeugungsprofil über einen Tag für einen mittelgroßen Onshore-Windpark (ca. 15 MW installierte Leistung) [6]. Das Ziel des Einsatzes von Speichern wäre z. B. der Ausgleich der auftretenden Fluktuationen. Zu diskutieren ist dabei jedoch, welches konkrete Ziel zu erreichen wäre, etwa die völlige Nivellierung hin zu konstanter Leistung oder aber lediglich die Eliminierung des stochastischen Anteils der Schwankungen. Letzteres würde in einer zwar weiterhin schwankenden, aber innerhalb gewisser Grenzen vorhersagbaren Leistungsabgabe resultieren.

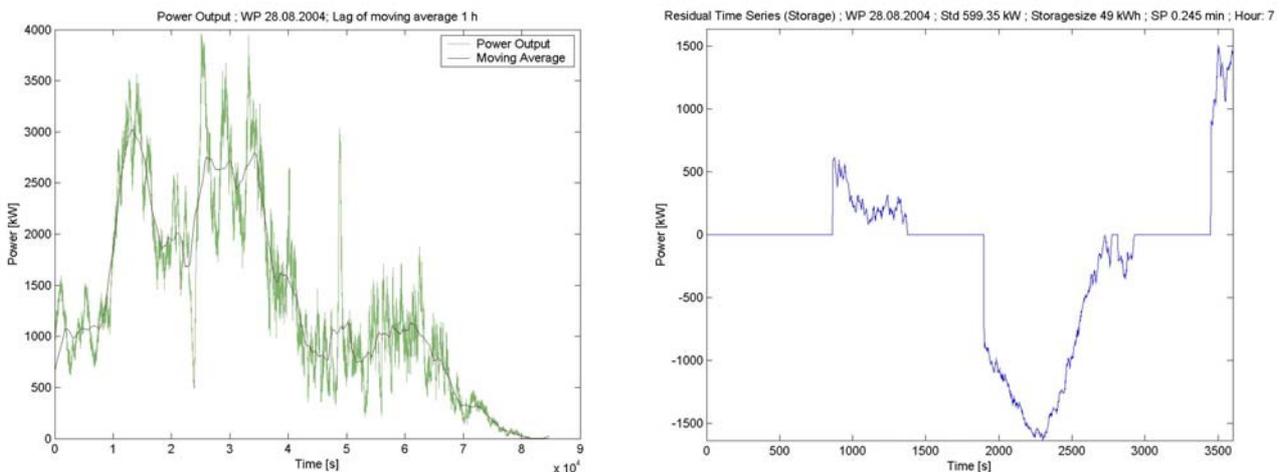


Abb. 1: Links: Zeitliches Profil einer Windenergieeinspeisung aus einem Windpark (ca. 15 MW installierte Leistung). Als durchgezogene Linie findet sich das gleitende Mittel der Einspeisung über eine Stunde. Rechts: Reduktion der Abweichungen von der Linie des gleitenden Mittels (Residuen) durch ein Speichersystem (hier: Schwungradspeicher).

Das ebenfalls in Abb. 1 eingezeichnete einstündige gleitende Mittel der Erzeugung könnte eine solche vorhersagbare Größe darstellen. Mithin wurde in [6] dieses Mittel als Zielgröße angenommen und mittels Simulation bestimmt, ob verschiedene Speicher (in Abhängigkeit von insbesondere der Speicherkapazität, aber auch anderen Parametern) in der Lage wären, die Einhaltung dieser Mittelinie zu gewährleisten. Ein exemplarisches Ergebnis ist in Abb. 1 auf der rechten Seite gezeigt. Aufgetragen sind für eine Stunde aus der linken Grafik die Abweichungen vom gleitenden Mittel (Residuen). Das Speichersystem gleicht diese soweit aus, als seine Kapazität und Trägheit dies zulassen. Ist der Speicher voll, bzw. reagiert das System zu träge, so bleibt eine Abweichung vom Mittelwert bestehen. Eine optimale Reduktion der Abweichungen kann durch ein intelligentes und vorausschauendes Speicher-Management erreicht werden, das hier noch nicht implementiert ist.

3. Wind-Wasserstoff-Systeme

Das Schema in Abb. 2 zeigt einen Überblick über die Möglichkeiten des Einsatzes von Wasserstoff als Windstrom-Zwischenspeicher. Vorrang vor der Speicherung sollte dabei allerdings die direkte Einspeisung des Stroms in das Elektrizitätsverbundnetz haben, um die Transport- und Umwandlungsverluste zu minimieren. Dargestellt ist die Herstellung von Wasserstoff durch Elektrolyse und die Weiterverteilung als Gas bzw. Rückverstromung über Brennstoffzellen. Die Elektrolyse ist zurzeit das einzige relevante Verfahren zur Wasserstofferzeugung durch Wasserspaltung [7]. Dabei wird zunächst Wasser (H_2O) in einem elektrischen Feld durch die Zuführung von Elektronen in Wasserstoff (H_2) und Sauerstoff (O_2) zerlegt. Der erzeugte Wasserstoff kann z. B. in einem Kompressor komprimiert und in einem Druckspeicher gasförmig (CGH_2) gespeichert werden. Ein hoher Druck wird benötigt, um ein kleines Volumen und somit eine höhere Energiedichte des gasförmigen Wasserstoffs zu erreichen. Standardmäßig beträgt der Druck in solchen Speichern 250 bis 700 bar. Der Sauerstoff wird entweder in die Umgebung abgelassen oder ebenfalls unter Druck gespeichert.

Nach dem Schema in Abb. 2 könnte ein Teil des gespeicherten Wasserstoffs in Brennstoffzellen zur Spitzenlastproduktion eingesetzt werden. Ebenso könnte Netzbetreibern Regelernergie zur Verfügung gestellt werden. Aus dem ohnehin vorhandenen Wasserstoffspeicher kann aber auch Wasserstoff als Energieträger in ein Gasversorgungsnetz eingespeist werden. Drei plausible Pfade ergeben sich daraus: Die erste Möglichkeit ist die Nutzung als Treibstoff für den Kraftfahrzeugverkehr. Hierzu wird Wasserstoff an eine Tankstelle geliefert und dort, ähnlich wie bei Erdgastankstellen, abgefüllt [8]. Da Wasserstoff in vielen Industrieprozessen benötigt wird, ist die zweite Möglichkeit der Verkauf an Industrieunternehmen z. B. in der Erdöl- und Lebensmittelverarbeitung oder in der Chemie- und Stahlerzeugung. Darüber hinaus kann der Wasserstoff als dritte Möglichkeit zur Verwendung in dezentralen Brennstoffzellenheizungen oder -heizzentralen an Haushaltskunden verkauft werden. Dort würde dann Wärme und Strom für die Endverbraucher erzeugt. Hervorzuheben ist in jedem Fall, dass die Erzeugung des Wasserstoffs weitestgehend emissionsfrei erfolgt und damit auch alle nachfolgenden Wandlungsprozesse minimalste Umweltauswirkungen aufweisen [9].

4. Das Projekt *HyWindBalance*

Aus den Erkenntnissen der zwei vorstehenden Abschnitte hat PLANET ein Projekt entwickelt, in dem die Nutzung von Wasserstoff als Zwischenspeicher für die Elektrizitätsversorgung und der Einsatz von Speicher-Management-Systemen zur vorausschauenden Bewirtschaftung des Speichers untersucht werden sollen. Im Forschungs- und Entwicklungsprojekt „HyWindBalance“ arbeiten Unternehmen und Institutionen aus den Bereichen Windenergie, Energiewirtschaft, Wasserstofftechnik und Informationssystemen bis hin zu Finanzdienstleistern und Energieversorgern zusammen.

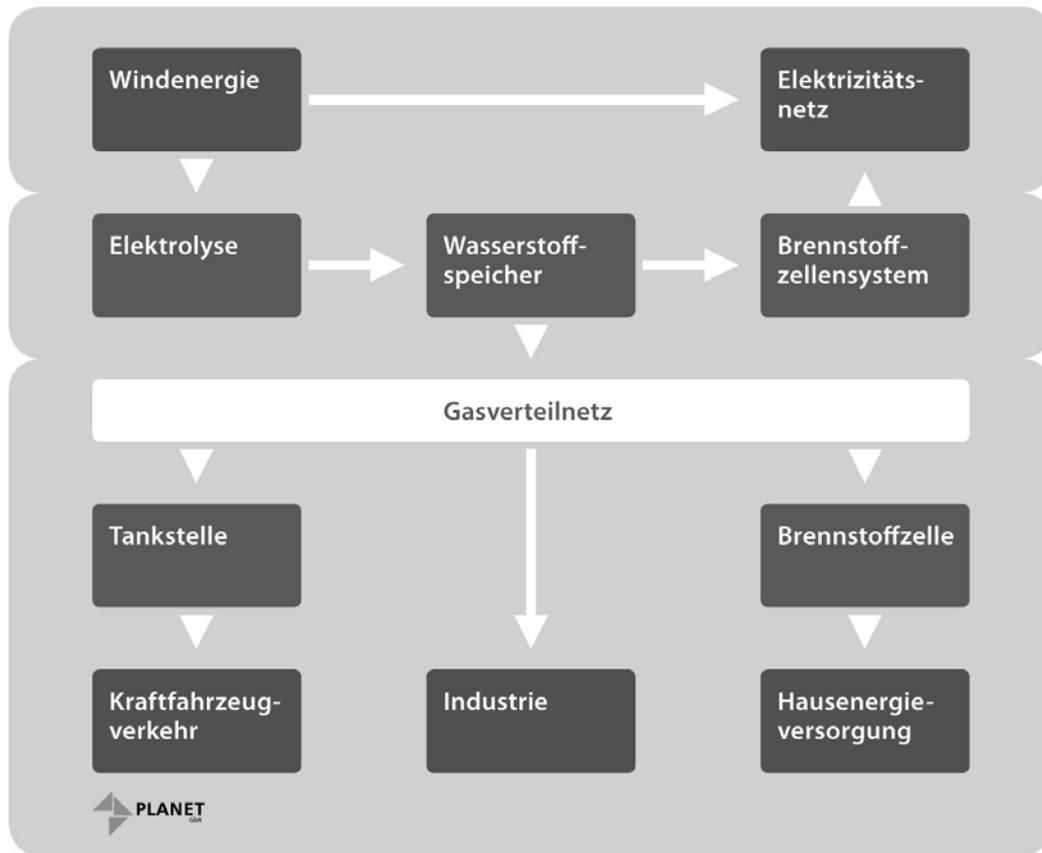


Abb. 2: Speicherung und Verwendung von Windenergie mit Hilfe von Wasserstoff

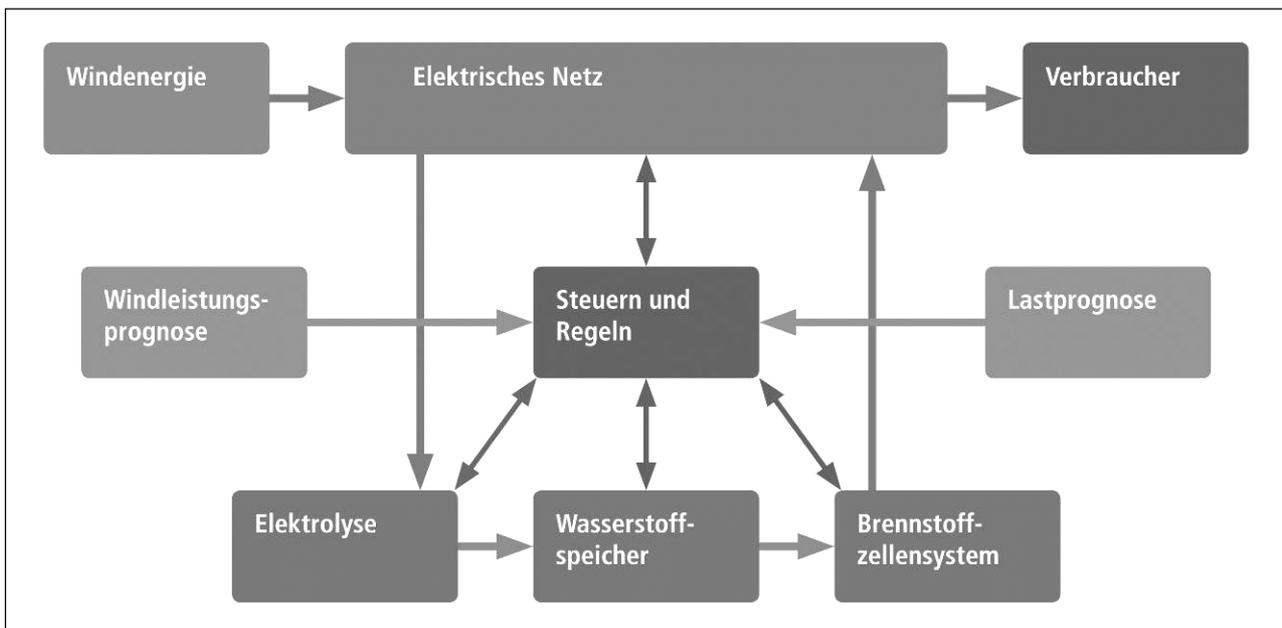


Abb. 3: Wind-Wasserstoff-System zur Bereitstellung von Regelenergie

Ziel des Projektes HyWindBalance ist es, die Regelalgorithmen und die Steuerung für ein Wind-Wasserstoff-System zur Speicherung und Rück-Einspeisung von Windenergie zu entwickeln und zu erproben (oberer Bereich in Abb. 2). Als »virtuelles Kraftwerk« eröffnet ein solches System der Windenergie folgende Optionen:

- Planbare Erzeugung;
- Senkung des Bedarfes an Regelenergie aus konventioneller Kraftwerksleistung (Minutenreserve);
- Vermarktung von Windstrom auf dem Spot-Markt als Regelenergie bzw. zur Spitzenlastdeckung.

Abb. 3 zeigt den grundsätzlichen Aufbau des Systems. Zu den Entwicklungszielen des Projektes gehört die Erstellung einer Systemsteuerung, in der die optimalen Betriebsstrategien niedergelegt sind. Dazu müssen sowohl Vorhersagen der Windeinspeisung als auch ggf. der Last verfügbar sein. In Abhängigkeit dieser Daten kann die Steuerung entscheiden, wie der Wasserstoffspeicher bewirtschaftet werden muss, um die definierten Ziele der Windstromeinspeisung (s. o.) zu erfüllen. Das System nach Abb. 3 wird im Labormaßstab aufgebaut und soll unter ‚real-time‘ Bedingungen getestet werden. Weitere Aufgaben des Projektes umfassen die Bewertung der technischen und ökonomischen Machbarkeit von Großanlagen nach diesem Konzept.

5. Ausblick

Mittelfristig wird es möglich sein, Wasserstoff aus Überschuss-Windenergie in andere Märkte als die Elektrizitätsversorgung zu verkaufen, zum Beispiel »Grünen Wasserstoff« als Treibstoff für den Straßenverkehr [10]. Eine solche Diversifizierung der Energieerzeugung aus Wind entlastet den Strommarkt von schwer planbaren Überschüssen. Darüber hinaus kann aus Windenergie selbst die zusätzlich benötigte Regelleistung zur Verfügung gestellt werden. Hierzu sind allerdings intelligente Steuerungs-Algorithmen und der Zugriff auf qualitativ hochwertige Vorhersagen von Windeinspeisung und Last notwendig.

Durch beide Konzepte können sich die konventionelle Energieversorgung und die regenerativen Energiequellen aufeinander zubewegen anstatt in der Inkompatibilität der überbrachten Systemstruktur der Elektrizitätsversorgung mit fluktuierender Elektrizitätserzeugung zu verharren.

6. Danksagungen

Der Dank der Autoren geht an die EWE AG, Oldenburg, für die zur Verfügung gestellten Windleistungsdaten, sowie an das Land Niedersachsen, die Europäische Kommission (Fonds für regionale Entwicklung) und die EWE AG für die finanzielle Förderung des HyWindBalance-Projektes.

Dank gebührt weiterhin den Partnern im HyWindBalance Projekt: der Firma Overspeed GmbH & Co. KG, der Abteilung Energie und Halbleiterphysik und dem ForWind-Zentrum der Universität Oldenburg, sowie den Firmen energy & meteo systems GmbH und Projekt Ökoveat GmbH.

7. Quellen

- [1] W.Leonhard, K.Müller: Ausgleich von Windenergieschwankungen mit fossil befeuerten Kraftwerken – wo sind die Grenzen? EW 101(2002) S.30-37.
- [2] R.F. Elsässer: Kosten der Windenergienutzung in Deutschland. Vortrag für den Wirtschaftsbeirat der CDU, 23.07.2002.
- [3] Die Stromwirtschaft muss umdenken. Interview Marcel Krämer, ForWind, Neue Energie, Heft 02/2003.
- [4] Cube, Hans-Ludwig (Hrsg.): Handbuch der Energiespartechniken, Band 3 Nutzung regenerativer Energien und passive Spartechnik. – Kapitel 15 Energiespeicher – Karlsruhe: Müller Verlag, 1983.
- [5] R. Steinberger-Wilckens, K. Stolzenburg: Hydrogen Based Traffic – An Option for Introducing Wind Energy to the Transport Market. European Wind Energy Association Conference, Kassel, Sept. 2000.
- [6] Henning Müller: Influences of energy storage technologies on wind energy input in electrical networks. Masters Thesis, Universität Oldenburg, Juli 2005.
- [7] Zittel, Werner / Wurster, Reinhold / Weindorf, Werner: Wasserstoff in der Energiewirtschaft. – L-B-Systemtechnik GmbH, Ottobrunn, 1996 – 2003. (Kapitel 3.4 „Erzeugung aus Strom mittels Elektrolyse“ Stand 09.04.2002.)
- [8] R. Steinberger-Wilckens: Der Aufbau einer Infrastruktur für Wasserstoff als Treibstoff - Wie kann es gehen? VDI-Tagung ‚Innovative Fahrzeugantriebe‘, Dresden 24./25.10.2002
- [9] Feck, Thomas: Ökobilanzierung unterschiedlicher Kraftstofflebenszyklen für Wasserstofffahrzeuge - Eine Analyse der technischen und ökologischen Dimensionen. Diplomarbeit, Oldenburg, 25. Juli 2001.
- [10] K. Stolzenburg, R. Steinberger-Wilckens, E. Varkaraki, N. Lymberopoulos, M. Zoulias, E. Kalyvas, Ch.N. Christodoulou, G.N. Karagiorgis: Integration of Intermittent Renewable Energy Sources using Hydrogen: System Development and Market Opportunities. International German Hydrogen Days, Essen, Feb. 2004.

BRENNSTOFFZELLEN IM SCHIFFSBETRIEB

T. Luschtinetz; C. Sponholz;

Fachhochschule Stralsund, Fachbereich Elektrotechnik und Informatik, Zur Schwedenschanze 15, D-18435 Stralsund
Thomas.Luschtinetz@fh-stralsund.de

U. Rostankowska; K. Tobolczyk; W. Zeńczak

Technische Universität Szczecin, Fakultät für Meerestechnik Al. Piastow 41, 71-065 Szczecin Pl
wojciech.zenczak@ps.pl

Schlüsselwörter: Brennstoffzelle, Wasserstoff, Schiffsantrieb, Umweltschutz

Zusammenfassung: Große Perspektiven in der Anwendung im Schiffsbetrieb im XXI. Jahrhundert haben gasförmige Brennstoffe, insbesondere der Wasserstoff. Aus diesem Grunde sind Brennstoffzellen als die zukünftigen Elektroenergiequellen auf Schiffen Gegenstand besonderen Interesses. Beim Einsatz von Brennstoffzellen auf Schiffen ist ihr Verhalten bei verschiedenen Lastszenarien des Hauptantriebes und der weiteren Hilfsanlagen wichtig. Im Referat werden Versuchs- und Meßeinrichtungen an der FH Stralsund und das Modell zur Untersuchung von Brennstoffzellen für den Schiffseinsatz vorgestellt, sowie die erhaltenen Messergebnisse diskutiert.

1 Einführung

Die absehbare Erschöpfung der Erdölvorräte, die Forderung nach minimalem Kraftstoffeinsatz und auch der Umweltschutz veranlassen zur Suche nach neuen Lösungen für den Betrieb der Schiffsmaschinenanlagen unter Nutzung unkonventioneller Energiequellen. Am 19. Mai 2005 trat Annex VI zur Konvention MARPOL 73/78 der IMO (International Maritime Organization) in Kraft, der die zulässige Schadstoffemission von Schiffsdieselmotoren regelt. Dieser Nachtrag VI begrenzt u.a. den zulässigen Schwefelinhalt im Schiffskraftstoff auf 4,5 % und führt spezielle SO_x – Kontrollräume (SECAS - SO_x-Emission Control Areas) ein. In diesen Seegebieten darf der Schwefelanteil in Schiffskraftstoffen 1,5% nicht überschreiten.

Aus diesen Gründen wird in Zukunft ein höherer Anteil an gasförmigen Brennstoffen im Schiffseinsatz erwartet. Dadurch erhöht sich die Motivation zur Nutzung von Brennstoffzellen als Energiequelle auf Schiffen sichtlich, zumal minimale Schadstoff- und Lärmemission als auch ihr hoher Wirkungsgrad gerade diese Forderungen erfüllen, und die raumoptimierte Installation weitere Betriebsvorteile bietet.

2 Möglichkeiten des Einsatzes von Brennstoffzellen auf Schiffen

Dank der vorstehend genannten Vorteile ist der Einsatz von Brennstoffzellen sowohl im Marinebereich als auch auf kommerziellen Überseeschiffen möglich. Eine wesentliche Gruppe zum Einsatz von Brennstoffzellen bilden auch Binnenschiffe und Yachten. Die notwendige Leistung der Brennstoffzellen ist von der beabsichtigten Anwendung auf dem Schiff abhängig. Die dabei geforderten Leistungsbereiche enthält Tabelle 1.

Aus der Tabelle ist zu ersehen, dass die Anwendung von Brennstoffzellen auf Überseeschiffen für den Hauptantrieb Leistungen im Bereich von ca. 5 bis 50 MW erfordert. Bei der Realisierung derartiger Antriebskonzepte mit Brennstoffzellen entstehen zwei Problemfelder: Zum einen sind die enormen Wasserstoffmengen bzw. andere wasserstoffhaltige Brennstoffe an Bord zu speichern, andererseits erreichen bisher entwickelte BZ-Systeme nur ca. 1/10 der untersten Leistungsanforderung.

Aus diesen Gründen eignen sich Brennstoffzellen derzeit vor allem für den Hilfsantrieb von Schiffen bzw. die Elektroenergieerzeugung in Häfen/Gebieten mit strengen Umweltschutzvorschriften. Ein Hilfsantrieb erfordert eine wesentlich geringere Leistung und erlaubt die

Fahrt mit einer Geschwindigkeit von 6 Knoten, die noch eine gute Steuerbarkeit des Schiffes gewährleistet. Eine weitere Möglichkeit der Anwendung von Brennstoffzellen sind Hauptantriebe kleiner Leistung, d.h. auf Binnenschiffen, See-Fluß-Schiffen als auch auf Yachten [5].

Schiffstyp	Brennstoffzellenanwendung	Leistungsbereich [MW]
militär. / kommerzielle Überseeschiffe	E-Hauptantrieb	5-50
	E-Hilfsantrieb	<1
	homogene E-Bordversorgung*	<10
	hybride E-Bordversorgung	<0,5
Sonderschiffe wie Schlepper, Saugbagger	Notstrom Versorgung	0,1-1
	einzelne Stromverbraucher	<1
Unterwasserfahrzeuge / U-Boote	homogener Antrieb	2-5
	hybrider Antrieb	0,2-0,4
Binnenschiffe, Trawler	E-Hauptantrieb	0,5 – 3
Yachten, Fischkutter	E-Hilfs- oder Hauptantrieb	0,02 – 0,6

Tabelle 1 Typische Leistungsanforderungen an die E-Versorgung auf Schiffen
*) ohne Speisung von E –Hauptmotoren

Die Vorteile von Brennstoffzellen belegen ihre perspektivische Eignung für zivile maritime Anwendungen, wenn sich die Kosten denen herkömmlicher Antriebsanlagen nähern. Insbesondere solche Einsatzfälle, in denen Lärmschutz, Schwingungsreduktion und geringe Schadstoffemission gefragt sind, also auf Passagier-, Fähr- und Forschungsschiffen und / oder beim Betrieb in den Häfen, werden zuerst diese Vorteile nutzen.

Die Vorteile von Brennstoffzellen wurden im Marinebereich für den außenluftunabhängigen Antrieb von U-Booten vor allem hinsichtlich der geforderten geringen Geräusch- und Infrarotsignatur früh erkannt. In mehr als zwanzigjähriger Entwicklung erarbeiteten HDW und Siemens ein serienreifes PEM-Brennstoffzellensystem. Das erste U-Boot der Klasse 212 A begann im April 2003 Probefahrten in Ostsee. Die Leistung von neun 34 kW-PEM-Modulen erlaubt bei Unterwasserfahrt eine Geschwindigkeit von 8 Knoten. Wasserstoff wird in Metall-Hydrid-Zylindern gespeichert, flüssiger Sauerstoff in vakuumisolierten Tanks mitgeführt. In Kürze sind hier 120 kW-BZ-Module bei etwa gleichen Abmessungen zu erwarten. Eine zweite Entwicklungslinie zielt auf einen marinetauglichen 240 kW-Methanol-Reformer zur Wasserstofferzeugung als Alternative zum aufwendigen Wasserstoffhandling (Betankung und gewichtsintensive Lagerung) [1].

Für Marineüberwasserschiffe passt der Brennstoffzelleneinsatz besonders zum Konzept eines voll elektrischen Schiffes (All electric ship). Auf solchen Schiffen werden alle Elektroenergieverbraucher einschließlich E-Hauptantrieb von einem zentral oder dezentral ausgeführten „Schiffskraftwerk“ versorgt. Die Vorteile eines solchen Schiffes sind u.a. kleinere Schadstoffemission, sehr gute Redundanz und Zuverlässigkeit sowie ein kleiner Schiffsmaschinenraum.

Auf allen Schiffen eignen sich Brennstoffzellen auch sehr gut zur Notstrom- bzw. E-Versorgung in der Größenordnung von 100 bis 1000 kW installierter Leistung [2].

3 Experimentelle Untersuchungen zum Brennstoffzelleneinsatz im Schiffsbetrieb

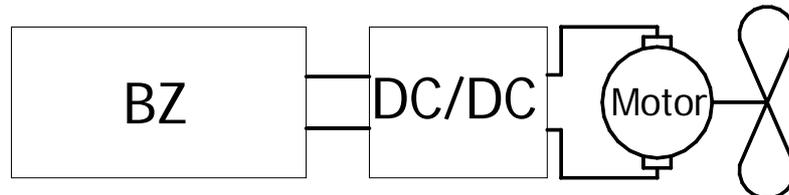
Die Untersuchungen wurden unter Laborbedingungen an Brennstoffzellen kleiner Leistung und anhand von Belastungs-Simulationsmodellen durchgeführt. Das Hauptziel war die Bestimmung der Charakteristika der Brennstoffzellen beim Zusammenwirken mit dem E-Motor des Schiffshauptantriebes und während des Betriebs als Notstromversorgung. Ergänzend wurden erste

Untersuchungen zum Einfluss der Sauerstoffkonzentration in der zugeführten Luft auf das Verhalten der Brennstoffzelle durchgeführt.

3.1 Untersuchungen an Brennstoffzellen für den Schiffsantrieb

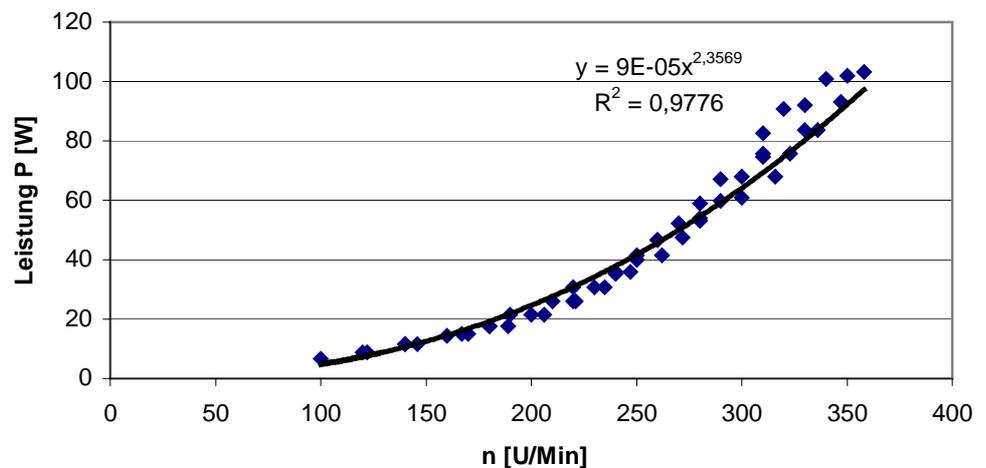
Eigene Untersuchungen zur Einsatzcharakteristik von Brennstoffzellensystemen gingen von einem von einer Brennstoffzelle über einen DC/DC-Wandler gespeisten E-Motor für den Schiffspropeller aus.

Abb. 1
Übersichtsschaltplan
des Schiffsantriebs mit
Brennstoffzelle



Das reale System wurde durch ein Modell mit einer 1,2 kW-Nexa-Brennstoffzelle ersetzt, die auf eine PC-gesteuerte elektronische Last anstelle des Motors arbeitet. Das Belastungsprogramm bildet die verschiedenen Propellerkurven nach, die sich u.a. mit den in dieser Konfiguration einsetzbaren Elektromotoren ergeben. Zur Erstellung einer realen Propellerkurve wurden ein Gleichstrommotor aus der Fahrzeugtechnik mit der Leistung von 150 W und ein Vierflügel-Propeller mit einem Durchmesser von 0,14 m eingesetzt. Die Ergebnisse der Messungen sind in Abbildung 2 dargestellt.

Abb. 2
Messergebnisse und
Trendlinie als
Potenzfunktion [3]



Die Propellerkurve hat die Form

$$P = 9 \cdot 10^{-5} \cdot n^{2,3569} \quad (1)$$

mit P - (mech.) Leistung, n - Propellerdrehzahl.

Durch die Extrapolation der Messkurve bei Anwendung der Gleichung (1) wurden die Leistungswerte im Umdrehungsbereich von 0 - 1200 U/Min bestimmt. Diese Kennlinie wurde in das Belastungsprogramm unter TestPoint zur Ansteuerung der elektronischen Last integriert (vgl. Abbildung 3).

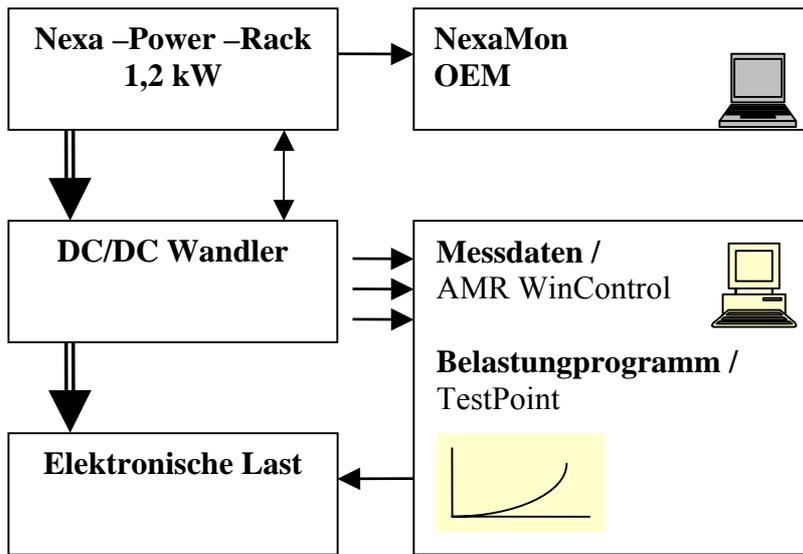


Abb. 3 Blockschaltbild des Prüfstandes

Die Leistungsdaten des Prüfstandes wurden mit dem Meßsystem AMR WinControl erfasst. Die Betriebsparameter des Nexa-Systems wurden über die serielle Schnittstelle mit der OEM-Software NexaMon-OEM von Ballard ausgelesen.

Für den Betrieb einer Schiffsmaschinenanlage interessiert der Kraftstoffverbrauch, der mit dem Wirkungsgrad des Systems korreliert. Abbildung 4 zeigt hierzu den drehzahlabhängigen Wasserstoffverbrauch, Abbildung 5 den Wirkungsgrad von Brennstoffzelle und Nexa-System.

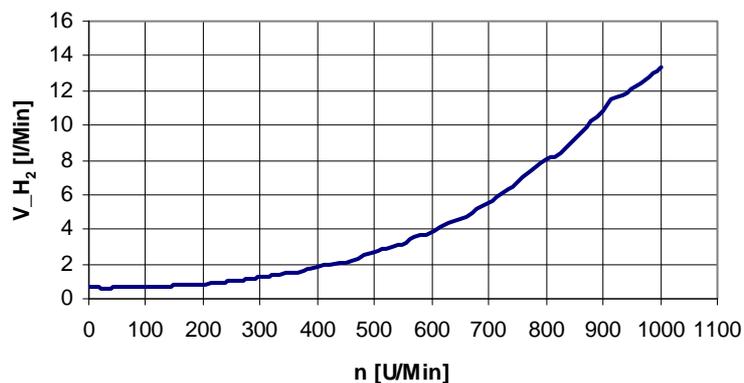


Abb. 4 Wasserstoffverbrauch in Abhängigkeit von der Propellerdrehzahl [3]

Der vorhandene Leistungsbedarf der Systemaggregate für Kühlung, Befeuchtung und Steuerung führt unterhalb von 20% Teillast-Betrieb zu einem Abfall des Systemwirkungsgrades. Die Brennstoffzelle zeigt mit zunehmender Last aufgrund der steigenden thermischen Umsätze am Innenwiderstand der Stacks ebenfalls eine Verringerung des Wirkungsgrades. Das Brennstoffzellensystem bietet somit Vorteile im Teillastbetrieb, desgleichen ist der flache Verlauf bei höheren Leistungen vorteilhaft.

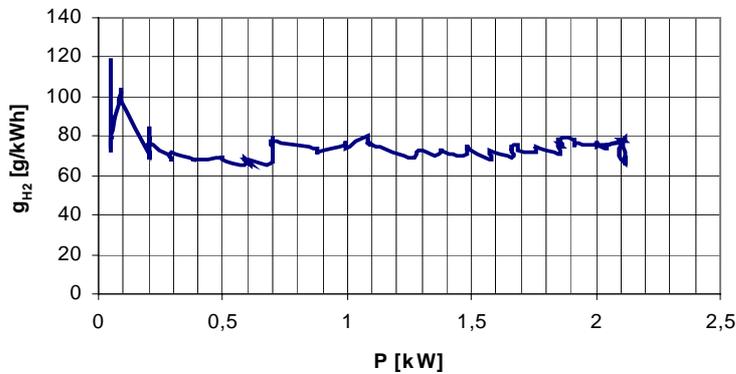
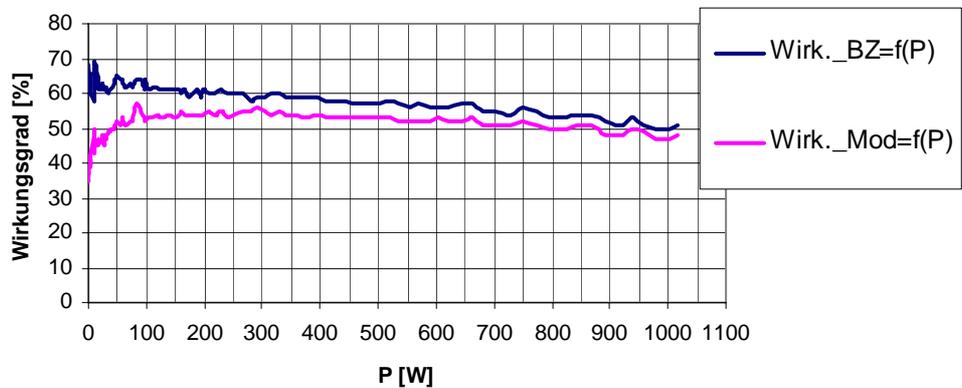


Abb. 5
Leistungsabhängiger Wirkungsgrad der Brennstoffzelle und des BZ-Systems [3]



Dieses Verhalten bildet sich bei der Kaskadierung von Nexa-Modulen nach Abb. 6 deutlich ab. Beim Zuschalten des zweiten Nexa-Moduls bei 0,7 kW und bei Vollastbetrieb resultiert jeweils ein Anstieg des spezifischen Kraftstoffverbrauchs

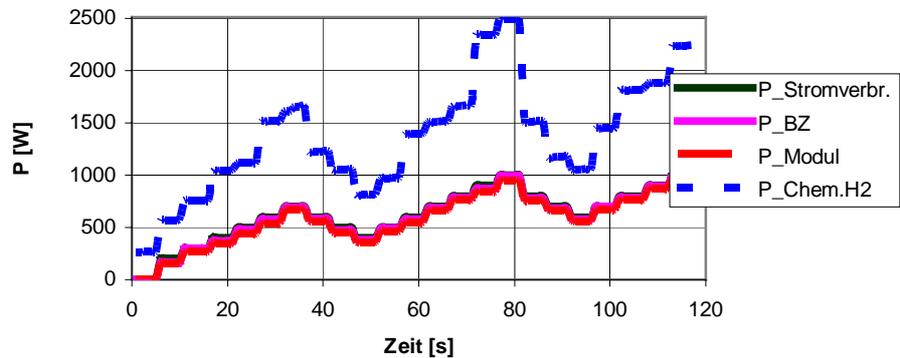
Abb. 6
Kraftstoffverbrauch in Abhängigkeit von der Leistung eines kaskadierten Nexa-Systems [3], [6]

3.2 Einsatz von Brennstoffzellen als Notstromversorgung

Mit dem vorgestellten Prüfstand können durch Variation des TestPoint-Belastungsprogramms beliebige Lastszenarien simuliert werden. Eine Treppenkurve bildet beispielsweise Ein- und Ausschaltungen verschiedener Stromverbraucher bei einer Notstromversorgung nach, die dabei erhaltenen Leistungsverläufe zeigt Abbildung 7. Aufgrund der begrenzten Netzleistung werden ein

Lastmanagement für das koordinierte Zuschalten leistungsintensiver Dauerlasten als auch ein Spitzenlastmanagement zur Abschaltung weniger wichtiger Verbraucher bei Überlast erforderlich.

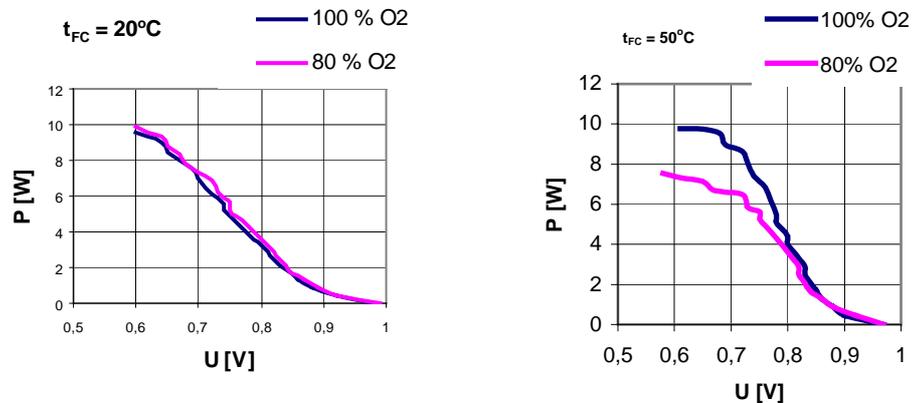
Abb. 7
Zeitverlauf der Leistung an Last, Nexa-System und Brennstoffzelle sowie der chem. Leistung des zugeführten Wasserstoffs [4]



3.3 Einfluss der Sauerstoffkonzentration auf die Brennstoffzellenleistung

Im militärischen und Unterwassereinsatz ist die reine Sauerstoffspeisung bei gefordertem außenluftunabhängigen Betrieb naheliegend, erfordert aber geeignete Stackmaterialien und -designs. Bei ziviler Nutzung empfiehlt sich somit in zweifacher Hinsicht aus Kostengründen der Luftbetrieb. Eigene Untersuchungen wurden mit PEM-Einzellern kleiner Leistung durchgeführt. Beispielhaft zeigt Abbildung 8 den Temperatureinfluss auf einen Brennstoffzellenbetrieb mit reinem Sauerstoff bzw. mit 20%iger Stickstoffbeimischung bei konstanter Wasserstoffversorgung mit 0,5 l/Min. Bei der optimalen Betriebstemperatur ergibt sich eine 13%ige Leistungsminderung, bei Zimmertemperatur ist kein Unterschied ersichtlich.

Abb. 8
Leistung der Brennstoffzelle bei Temperaturen von 20°C / 50 °C und Sauerstoffkonzentrationen von 100% / 80% [3]



4 Schlussfolgerungen

Modularisierte Brennstoffzellensysteme bieten für zukünftige Schiffsantriebe im Bereich kleiner und mittlerer Leistungen als auch als Generatoren im Bordnetz hinsichtlich zu erfüllender Umweltschutzanforderungen, des besseren Wirkungsgrades und z.B. einer dezentralen Installation Betriebsvorteile. Der spezifische Kraftstoffverbrauch weist im Teillastbetrieb ein flaches Optimum auf, dessen Nutzung ein entsprechendes Leistungs- und Lastmanagement voraussetzt. Beim Einsatz zur E-Versorgung/ Notstromversorgung kann mit geeigneter Pufferung zwar kurzzeitig ein Mehrfaches der Durchschnittslast betrieben werden, aus Aufwandsgründen ist im zivilen Bereich jedoch ein Spitzenlastmanagement vorzuziehen. Beim Brennstoffzelleneinsatz auf zivilen Schiffen werden in der Anfangsphase Betriebsrisiken überschaubar bleiben, da zunächst konventionelle wasserstoffhaltige Kraftstoffe mit erprobten Tanksystemen und der Brennstoffzelle vorgeschaltetem Reformier zum Einsatz kommen werden.

Literatur

- [1] Sattler, G.: Brennstoffzellensysteme für maritime Anwendungen, 24. Duisburger Kolloquium, Schiffsantriebe- Neu- und Weiterentwicklung, Mai 2003
- [2] Würsig, G.: Brennstoffzellen im Schiffbau / Emissionsfreie Yacht in Sicht ?, Brennstoffzellen-Magazin 2005/1, Gilching 2005.
- [3] Tobolczyk K.: Entwurf des energetischen Systems einer Hochseesegeljacht mit Brennstoffzelle Diplomarbeit, Szczecin-Stralsund, 2005
- [4] Rostankowska U.: Analyse der Möglichkeiten der Anwendung von Brennstoffzellen als Notelektroenergiequelle auf Schiffe, Diplomarbeit, Szczecin-Stralsund, 2005
- [5] Adamiak, R.; Lushtinetz, T.; Miede, A.; Zenczak, W.: Perspektiven des Einsatzes von Brennstoffzellen auf Schiffen im Ostseeraum, Int. Symp. on Automatic Control, Wismar 2005.
- [6] Sponholz, C.; Miede, A.; Lushtinetz, T.; Lehmann, J.: Operating Behaviour of Connected NexaTM-Modules for Power Supply, Hypothesis VI, Cuba 2005.

Der Komplexversuchsstand „Regenerative Energien“ der HTWK Leipzig ein Demonstrationsobjekt für die Möglichkeiten erneuerbarer Energien

Prof. Dr.-Ing. habil. R. Müller, Dipl.-Wirtsch.-Ing. (FH) A. Rackwitz

HTWK Leipzig (FH), Fachbereich ME, Koburger Str. 62 04416 Markkleeberg

Schlüsselwörter Regenerative Energien, Kombination verschiedener Varianten, Datenauswertung

Einleitung

In Zeiten der steigenden Nachfrage nach fossilen Brennstoffen sowie den daraus resultierenden immer höheren Kosten ist es ratsam, verschiedene Alternativen der Erzeugung und Bereitstellung von Elektro- und Wärmeenergie über erneuerbare Energien hinsichtlich ihrer Wirtschaftlichkeit zu untersuchen. Da jede Variante der aktiven Solarenergienutzung sowohl Vor- als auch Nachteile besitzt, ist es wichtig, diese an einem komplexen Modellbeispiel zu analysieren. Somit kann man Rückschlüsse auf spätere praktische Anwendungen ziehen, bei denen die einzelnen Systeme sinnvoll miteinander verknüpft werden. Da sich bereits angehende Ingenieure in ihrem Studium mit diesem Aspekt befassen sollten, wurde am Fachbereich Maschinen- und Energietechnik der Hochschule für Technik, Wirtschaft und Kultur (HTWK) Leipzig, der größten Fachhochschule in Sachsen, der Komplexversuchsstand „Regenerative Energien“ auf einer Fläche von 130 m² aufgebaut.



Bild 1 Der Komplexversuchsstand „Regenerative Energien“

Die einzelnen Versuchsanlagen

Mit der Unterstützung zahlreicher Firmen aus dem gesamten Bundesgebiet gelang es innerhalb von fünf Jahren, die folgenden Anlagen des Komplexversuchsstandes schrittweise aufzubauen:

- ein Versuchsstand für die Lehre von elektrotechnischen Grundlagen von Solarzellen und Photovoltaikmodulen
- eine zweiachsig nachgeführte 1,3 kW_p Photovoltaik-Anlage für den Netzparallel- (1 kW) und den Inselbetrieb (0,3 kW)
- eine 1 kW_{el} Windkraftanlage für den Netzparallelbetrieb
- eine 1 kW_{th} thermische Solaranlage
- eine 0,4 kW_{el} Solar-Stirling-Anlage, die vorrangig für den Einsatz in sonnenreichen Ländern in Südeuropa und Afrika geeignet ist
- eine Solarleuchte als Demonstrationsobjekt der dezentralen Energieversorgung
- eine Wetterstation für die Aufzeichnung meteorologischer Daten
- ein Solarcontainer mit den technischen Anlagen der Versuchsstände.

Jährlich nutzen etwa 60 Studenten der Diplomstudiengänge Energietechnik und Wirtschaftsingenieurwesen (Maschinenbau und Energietechnik) sowie des Masterstudienganges Maschinenbau die Versuchsanlagen des Komplexversuchsstandes im Rahmen ihrer studentischen Ausbildung in den Lehrgebieten „Regenerative Energien“ und „Energiewirtschaft“, wobei je nach Studienrichtung fünf bis sieben Praktika durchgeführt werden..

Um auch Messungen über längere Zeiträume durchführen zu können, wurde in den letzten Jahren eine automatische zentrale Messwerterfassung entwickelt und aufgebaut, die bereits im Vorjahr auf dem 11. Symposium „Regenerative Energiequellen und Wasserstofftechnik“ im Rahmen eines Posterbeitrages vorgestellt wurde. Das System ermöglicht es, dass sowohl die meteorologischen Daten als auch die technischen Parameter der Versuchsanlagen automatisch auf einem Rechner im Solarcontainer erfasst werden. Letztendlich wurde eine relativ wartungsfreundliche Variante errichtet, die zusätzlich den örtlichen Bedingungen sehr gut angepasst werden kann.

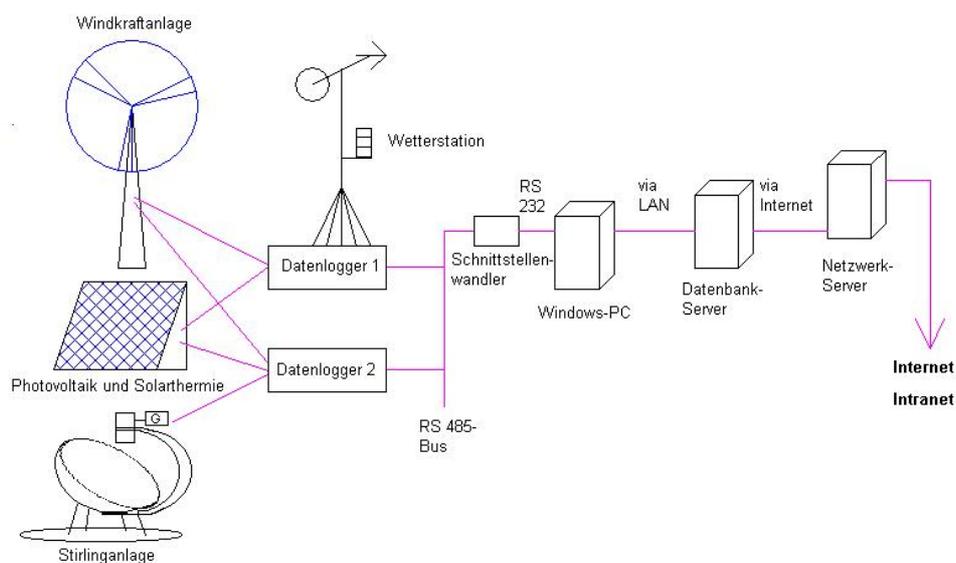


Bild 2 Schema der zentralen Messwerterfassung

Entsprechend dem im Bild 2 dargestellten Schema werden alle Daten sekundlich auf zwei handelsüblichen Datenloggern erfasst und in Form von Zehn-Minuten-Mittelwerten über ein Bussystem an einen PC im Solarcontainer übermittelt. Auf dem PC besteht die Möglichkeit einer umfassenden Datenauswertung. Unter Nutzung eines speziellen Programms ist man in der Lage, die Daten einzelner Tage, Wochen oder Monate bzw. des gesamten Aufzeichnungszeitraumes zu analysieren. Es bietet sich aber auch an, für weiterführende Auswertungen die Daten problemlos aus dem csv-Format in das gebräuchlichere Excel-Format umzuwandeln.

Zusammenarbeit mit Firmen und Institutionen der Region

Neben der Veröffentlichung wichtiger Informationen über den Komplexversuchsstand sowie der aktuellen Wetterdaten und Anlagenparametern unter www.htwk-leipzig.de/fbme/labore/wetterlaube ist es wichtig, diesen Komplexversuchsstand nicht nur für die studentische Ausbildung zu nutzen, sondern ihn auch der Öffentlichkeit zur Verfügung zu stellen. So wird der Versuchsstand sowohl durch das Umweltinstitut Leipzig im Rahmen von Fort- und Weiterbildungsmaßnahmen als auch durch ein benachbartes Gymnasium genutzt, dass unter Verwendung der aufgezeichneten meteorologischen Daten seine eigenen regenerativen Anlagen im Physikunterricht auswertet. Delegationen von Hochschulen aus Frankreich, Polen und Slowenien haben dem Versuchsstand ebenfalls einen Besuch abgestattet. Für mittelständige Unternehmen ist ein Anschauungsobjekt, an dem die verschiedenen Nutzungsmöglichkeiten erneuerbarer Energien an einem komplexen Beispiel studiert und gleichzeitig die energiewirtschaftlichen Aspekte der einzelnen Systeme, auch für die Gestaltung von Hybridsystemen, analysiert werden können.

Auswertungsbeispiele von messtechnischen Untersuchungen

Die PV-Anlage und die solarthermische Anlage befinden sich auf einer Solar-Trak-Nachführung und können aus diesem Grund sowohl zweiachsig als auch nur einachsig bzw. manuell dem Sonnenstand nachgeführt werden kann. Somit besteht die Möglichkeit, die Anlagen beliebig nach der Sonne auszurichten, um auf diesem Weg über längere Zeiträume Leistungen und Erträge zu ermitteln bzw. energiewirtschaftliche Aspekte zu untersuchen. Außerdem können Rückschlüsse auf mögliche Standorte auf unterschiedlich ausgerichteten Gebäuden unter Abschätzung aller Vor- und Nachteile gezogen werden.

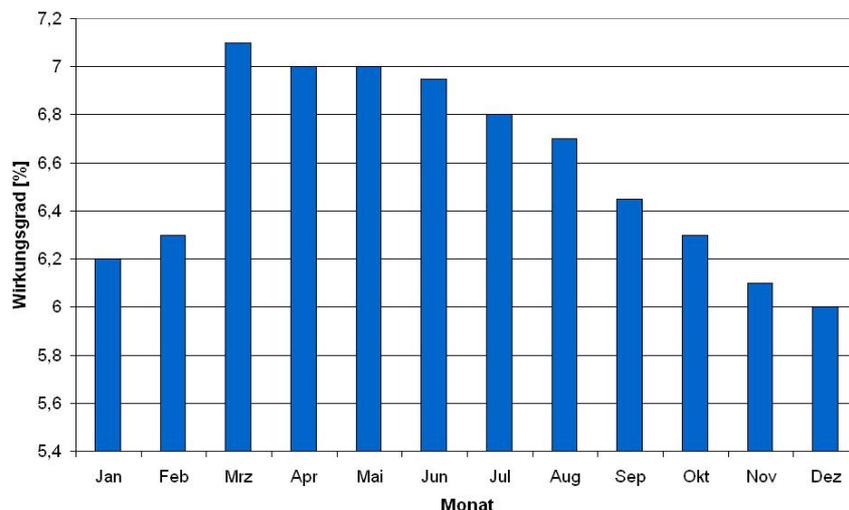


Bild 3 Monatlicher Systemwirkungsgrad der PV-Anlage

So ist im Bild 3 der monatliche Systemwirkungsgrad der PV-Anlage dargestellt, der sich aus den Wirkungsgraden der PV-Module und der anschließenden elektrischen Verbraucher (Wechselrichter, Messgeräte, Leitungen auf der DC- und AC-Seite) ergibt und zwischen 6,0 und 7,1 Prozent liegt.

Theoretisch müsste dieser in den Sommermonaten bedeutend höher als in den Wintermonaten sein, da die monatliche durchschnittliche Einstrahlungsenergiemenge im Sommer wesentlich höher als in den Wintermonaten ist. Ertragsmindernd wirken sich aber die hohen Temperaturen an der Rückseite der PV-Module, vor allem während der heißen Sommertage, aus. Bild 4 zeigt beispielsweise die Luft- und Modultemperaturen für die letzte Juliwoche des Jahres 2005.

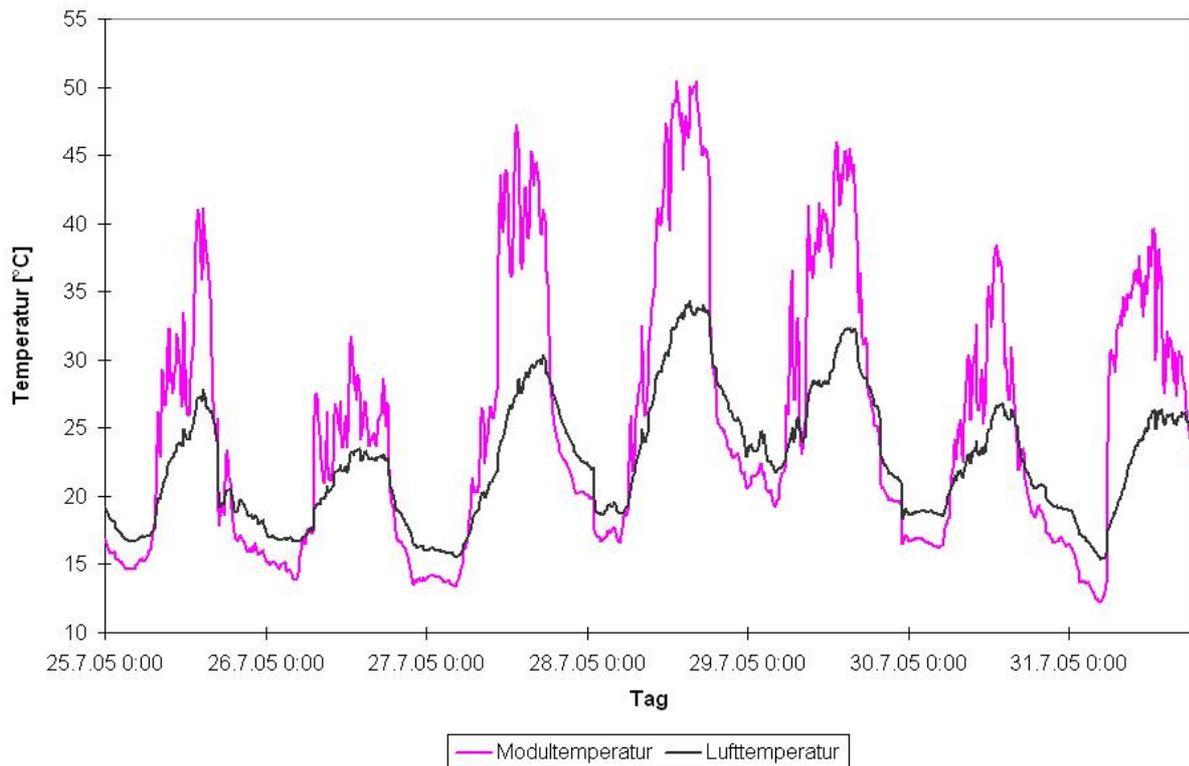


Bild 4 Vergleich von Luft- und Modultemperatur vom 25.07. bis 31.07.2005

Trotz einer guten Hinterlüftung, bedingt durch die Freiaufstellung der PV-Anlage, wurden bei Lufttemperaturen von tagsüber 25 bis 30°C Temperaturen an den PV-Modulen von bis zu 51 °C gemessen. In Abhängigkeit des üblichen Temperaturkoeffizienten von Silizium von -0,5 % je Kelvin, nimmt die Leistung von PV-Modulen in Bezug auf die bei 25 °C angegebene Nennleistung um bis zu 12 bis 15 Prozent ab.

Die Solar-Stirling-Anlage kann nur als Demonstrationsobjekt dieser Technik angesehen werden, da die vom Anlagenhersteller geforderte solare Direktstrahlung von 450 W/m² in Mitteldeutschland nur an wenigen Stunden im Jahr erreicht wird, eine entsprechende Auswertung für die Jahre 2000 bis 2005 zeigt Bild 5.

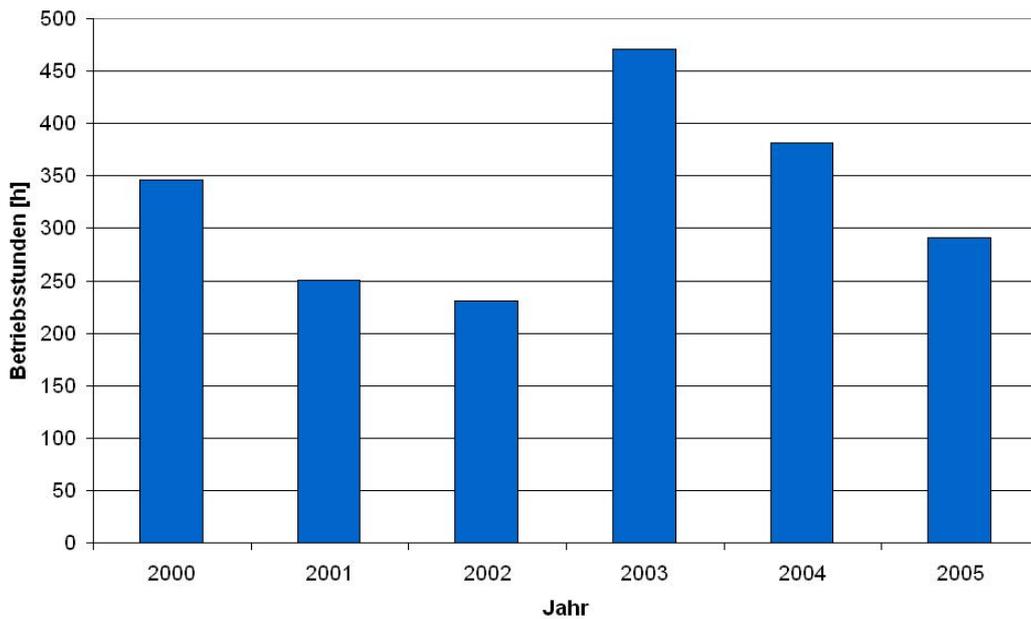


Bild 5 Betriebsstunden der Stirlinganlage

Der Komplexversuchsstand einschl. der umfangreichen Messtechnik wurde so gestaltet, dass man ihn auch als eigenständiges Gebäude mit Bedarf an Wärme- und Elektroenergie ansehen kann. Es besteht die Möglichkeit, sowohl die mit allen regenerativen Anlagen erzeugte und eingespeiste als auch die vom Netz bezogene elektrische Energie zu messen und somit eine Energiebilanz entsprechend Bild 7 zu erstellen.

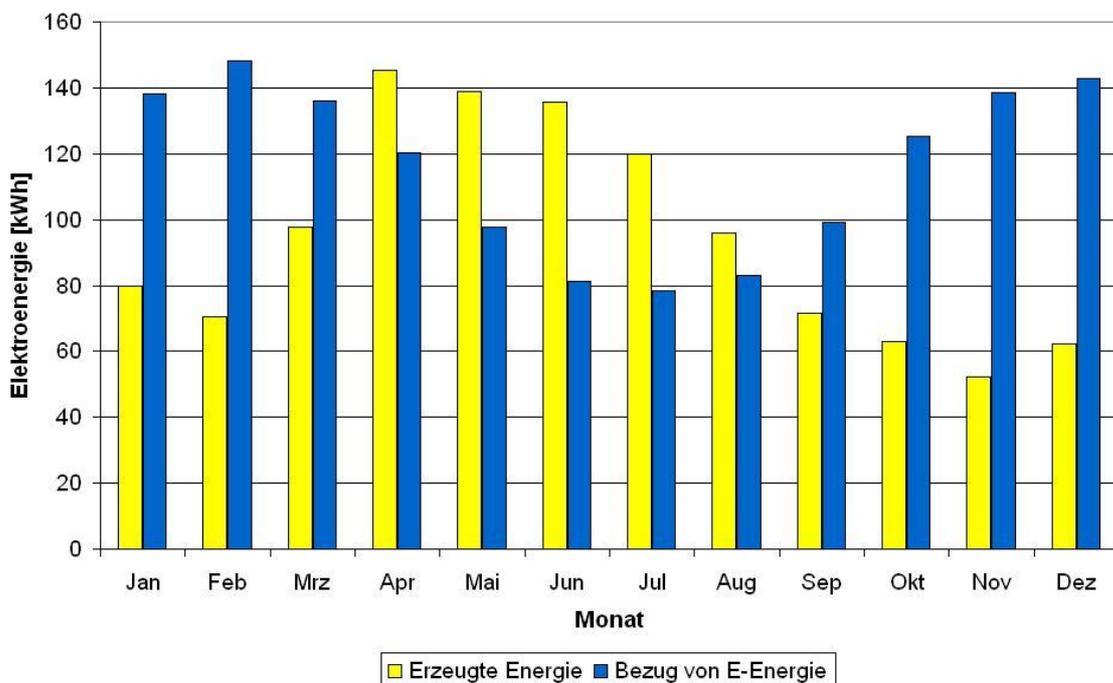


Bild 6 Energiebilanz des Komplexversuchsstandes

Im Bild 6 erkennt man, dass in dem Solarcontainer monatlich zwischen 80 und 150 kWh elektrische Energie verbraucht werden, die aus dem Hausnetz entnommen wird. In den Wintermonaten können die regenerativen Energien mit ca. 35 bis 50 Prozent einen Teil der erforderlichen Energiemenge liefern, dagegen herrscht in den Sommermonaten eine 100prozentige Deckung bzw. ein Überangebot an elektrischer Energie. In dieser Zeit könnte der Versuchsstand autark betrieben werden, wenn sich ein Speichermedium mit einem guten Leistungs-Größe-Verhältnis finden würde, was aber heutzutage noch als Problem in der PV-Technik anzusehen ist. Hier müssen noch bessere und effektivere Varianten gefunden werden. Die erzeugte Energie wird aus diesem Grund tagsüber in das Netz der Hochschule eingespeist, um in den Nachtstunden wieder aus dem Netz entnommen zu werden. Der Komplexversuchsstand wurde als Hybridanlage gestaltet; entsprechend Bild 7 ergänzen sich die PV-Anlage und die Windkraftanlage bei der Energieerzeugung gegenseitig.

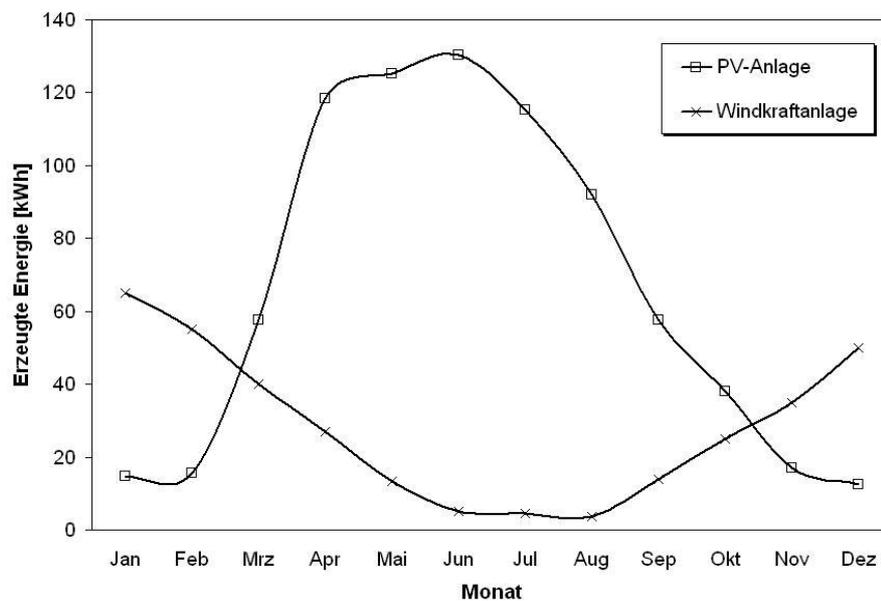


Bild 7 Mit WKA und PV-Anlage monatliche erzeugte Elektroenergie

Zusammenfassung

Mit dem am Fachbereich ME der HTWK Leipzig errichteten Komplexversuchsstand „Regenerative Energien“ ist es gelungen, auf einer relativ kleinen Fläche eine Vielzahl von Möglichkeiten für die Nutzung erneuerbarer Energien zu zeigen, die einerseits im Rahmen der studentischen Ausbildung für Forschungszwecke genutzt werden und andererseits für interessierte Mitmenschen zur Verfügung stehen, die an diesen zukunftsorientierten Techniken interessiert sind.

Weitere Einzelheiten zum Komplexversuchsstand sind zu entnehmen:

- [1] R. Müller, A. Rackwitz, R. Oestreicher
Zentrale Messwerterfassung an einer regenerativen Hybridanlage
Tagungsband zum „11. Symposium „Nutzung regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik“ Fachhochschule Stralsund, 2004
- [2] A. Rackwitz
Projektierung und Dokumentation eines Komplexversuchsstands „Regenerative Energien“
Diplomarbeit HTWK Leipzig, Fachbereich EIT, 2005

MÖGLICHKEITEN DER ANWENDUNG DER GEOTHERMISCHEN ENERGIE ALS ENERGIEQUELLE FÜR HEIZKRAFTWERKE

Władysław Nowak

Lehrstuhl für Wärmetechnik, TU Szczecin, al. Piastow 17, PL 70-310 Szczecin, Polen

Schlüsselwörter geothermischer Wärmetauscher, geothermisches Heizwerk, geothermisches Kraftwerk, geothermisches Elektroheizwerk

Zusammenfassung: Es wurde die Beurteilung der Möglichkeiten der Anwendung der geothermischen Energie durchgeführt. Die Gewinnung der geothermischen Energie kann man durch die Anwendung von vertikalen und horizontalen Wärmetauscher realisieren. In der Arbeit wurden Grundabhängigkeiten dargestellt, die ermöglichen, Mengen der gewonnenen geothermischen Energie hinsichtlich ihrer Anwendung bei der Versorgung der Kraftwerke und Heizwerke zu bestimmen. Es wurden auch beispielhafte Lösungen des Clausius-Rankine – Kreisprozesses vorgeführt, nach denen die Kraftwerke arbeiten. Man hat auch entsprechende Schemata gezeigt, die den Wärmetauscherfluss im System: geothermischer Wärmetauscher – System der Abnahme der geothermischen Energie, veranschaulichen. Es werden auch beispielhafte Ergebnisse der Größen dargestellt, die für die Arbeit des C-R– Kreisprozesses charakteristisch sind, also die Leistung und der Wirkungsgrad. Es wird auch die Effektivität der Verwendung der geothermischen Energie dargestellt, die in den Wärmetauschern gewonnen wird.

1. Einleitung

Unter den wiederherstellbaren Energiequellen in Polen hat neben der Sonnenenergie, Windenergie, Biomassenenergie und Wasserenergie die im Inneren der Erde befindliche Energie – die sog. geothermale und geothermische Energie einen bedeutenden Anteil [4,10].

Geothermale Energie kann man im fast ganzen Land gewinnen und sie kann vor allem für Heizzwecke und auch für die Elektroenergieerzeugung verwendet werden. Heutzutage gibt es in Polen sechs geothermale Heizwerke, ein Heizwerk ist im Bau, und einige werden in den nächsten Zukunft realisiert werden. Der Gebrauch der geothermalen Energie für Heizzwecke ist in der inländischen Literatur entsprechend erkannt und beschrieben. Im geringen Maße betrifft es auch Probleme, die mit der Verwendung der geothermalen Energie für die Erzeugung der Elektroenergie verbunden sind. In diesem letzten Fall werden Analysen durchgeführt, die die Bestimmung der Effektivität der Anwendung der geothermalen Energie zur Versorgung der Kraftwerke oder der Heizwerke bezwecken [2,8,9,10,12].

Es werden in der Praxis zwei Arten von geothermalen Kraftwerken unterschieden [2]:

- mit der direkten Verdampfung vom geothermalen Wasser in einem Entspanner – Separator (Scheider) – das sog. Single Flash – System. Der im Scheider gewonnene Dampf wird nach Entfernung der Wassertropfen in eine Dampfturbine geleitet. Der kondensierte Dampf wird zusammen mit geothermale Wasser aus dem Entspanner in die Lagerstätte zurück gefördert.
- Zweikomponentenkraftwerke (Duale Kraftwerke), in denen der Kreislauf vom geothermalen Wasser von dem Kreislauf des Kraftwerk Arbeitsstoffes getrennt ist. Das geothermale Heißwasser fließt dem speziellen Wärmetauscher (Verdampfer) zu, der die Rolle eines Dampfkessels für den Kreislauf erfüllt, in dem eine Flüssigkeit mit einer niedrigen Siedetemperatur Arbeitsstoff ist. Das gekühlte geothermale Wasser wird dann in die Förderöffnung geleitet und in die wasserführende Schicht eingeführt. Der im Verdampfer erzeugte Arbeitsstoffdampf treibt die Turbine an und wird nach der Kondensation wieder in den Verdampfer zurück gefördert.

Nach diesem letzten Grundsatz können auch geothermische Kraftwerke arbeiten, die mit dem Kreislaufstoff versorgt werden, die in dem sog. geothermischen Austauscher erwärmt werden. Die Schemata der oben genannten Kraftwerke werden bei dem Vortrag dargestellt und erörtert.

2. Niedrigsiedende Kreisprozessarbeitsstoffe in geothermalen Kraftwerken

Für die Richtigkeit der Wahl und Anwendung des jeweiligen niedrigsiedenden Stoffes als einen Arbeitsstoffes in einem geothermalen Kraftwerk sind seine thermophysischen Eigenschaften entscheidend. Sie haben einen bedeutenden Einfluss auf die Gestalt der Dampfgrenzkurven, die auf dem Diagramm: Druck – Enthalpie dargestellt werde und mit dem sog. Entropiekoeffizienten (I) charakterisiert werden, das eins der Parameter ist, die Eigenschaften der niedrigsiedenden Stoffe beschreiben. Berücksichtigend die Gestalt der Dampfgrenzkurven und damit auch die Werte des Entropiekoeffizienten (I), kann man die Arbeitsstoffe in zwei Gruppen unterteilen [1,3].

Zur ersten Gruppe gehören Stoffe, für die der Entropiekoeffizient $I < 1$ beträgt. Das bedeutet, dass der Anfang der Isentropenexpansion sich auf der Linie des gesättigten Trockendampfes befindet, und ihr Ende liegt im Bereich des übergeheizten Dampfes. Unter vielen Faktoren kann man hier Izobutan, Butan, RC318, R236fa, R245fa und R227ea nennen. Bei den Stoffen der ersten Gruppe besteht der in Abb. 1 gezeigte Clausius-Rankine – Kreisprozess aus folgenden thermodynamischen Zustandsänderungen: IsobareWärmezuleitung, die das Verfahren der Flüssigkeitserwärmung (4-5) und die Flüssigkeitsverdampfung (5-1), isentrope Dampfexpansion des Arbeitsstoffes in der Turbine (1-2s), Isobare Wärmeableitung (bei der die Dampfkühlung erfolgt) (2s-2) und Arbeitsstoffverdampfung (2-3) wie auch isentrope Kondensatmittelkompression (3-4) umfasst. Zu der anderen Gruppe werden Arbeitsstoffe gezählt, deren Entropiekoeffizient $I > 1$ ist und die Expansion im Bereich des überheizten Dampfes beginnt und auf der Linie der gesättigten Trockendampfes endet (Abb. 1). Zu dieser Gruppe zählt man unter anderen: Propylen, R407C, R32, R125 und die Mischung Izobutan – Propylen im Verhältnis 50 % zu 50 %. Nach Beendigung der isentropen Expansion (1-2s) wird als die nächste Zustandsänderung im Clausius-Rankine – Kreislauf der Kondensierungsprozess realisiert, dem dann ein isentalpes Kondensierungsprozess (3-4) folgt. Dann gibt es den isobaren Prozess der Flüssigkeitserwärmung (4-5), den Prozess der isobaren Verdampfung (5-6) und Prozess der isobaren Überhitzung (6-1)

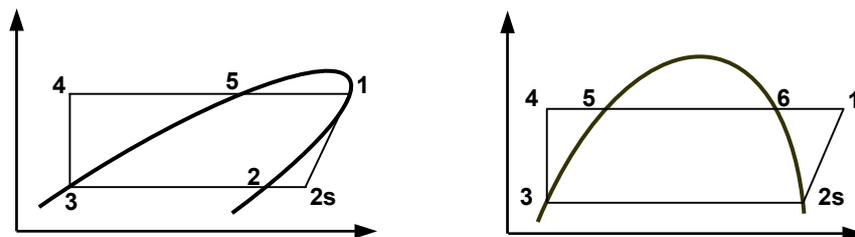


Abb. 1. Zyklus der thermodynamischen Umwandlungen des Arbeitsstoffes im C – R – Kreisprozess, die im Bereich des überheizten Dampfes für Stoffe der Gruppen I und II realisiert werden

3. Geothermische Tauscher für die Versorgung der Heizwerke, der Kraftwerke und der Elektroheizwerke

Im Fall der zweiten Art der Erdeenergie, der geothermischen Energie, gibt es in Polen viel bessere Möglichkeiten ihrer Gewinnung als es im Fall der geothermalen Energie. In Landesbedingungen gibt es die Möglichkeiten der Gewinnung und Anwendung von der Tiefe 2000 - 5000 m. Für diese Tiefen kann diese Energie vor allem für Heizzwecke angewendet werden. Die geothermische Energie kann von der Tiefe 3000 – 5000 m gewonnen werden und auch für die Erzeugung der

Elektroenergie verwendet werden [5,6,10,11,13,14,]. Beispielhafte Schemata der Lösungen der geothermischen Kraftwerke:

- mit Spitzenlastkessel,
- mit Wärmepumpe und Spitzenlastkessel,

wurden entsprechend in Abb. 2 i 3 dargestellt.

Im Schrifttum fehlt es an entsprechenden Kenntnissen über Grundsätze der Projektierung und der Wahl der Struktur der Anlagen für Gewinnungs- und Gebrauchssysteme der geothermischen Energie. Es fehlt auch an kompletten Daten über die Erstellung von Charakteristiken der Zusammenarbeit der geothermischen Tauscher mit Wärmeverbrauchern für Heizzwecke und für die Zwecke der Erzeugung der Elektroenergie.

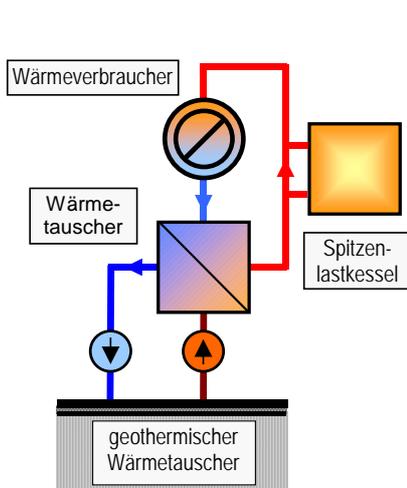


Abb. 2. Schema eines Heizwerkes mit Spitzenlastkessel, das mit dem geothermischen Wärmetauscher versorgt wird

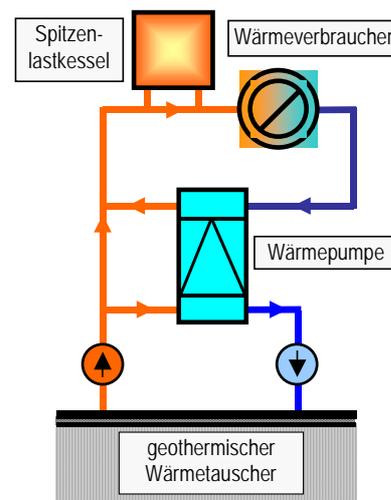


Abb. 3. Schema eines Heizwerkes mit Spitzenlastkessel und Wärmepumpe, das mit dem geothermischen Wärmetauscher versorgt wird

Das Wirkungsprinzip des Elektroheizwerkes, in dem im Clausius – Rankine – Kreisprozess niedrigsiedender Stoff der zweiten Gruppe Arbeitsstoff ist, wurde am Beispiel der Schemata in Abb. 4 und 5 besprochen.

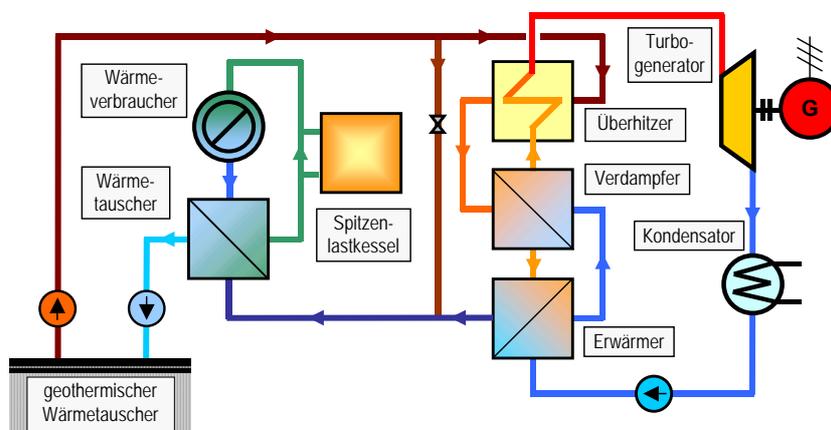


Abb. 4. Schema eines Elektroheizkraftwerkes mit Spitzenlastkessel, das mit dem geothermischen Wärmetauscher versorgt wird

Im betrachteten Fall wird der von dem geothermischen Wärmetauscher fließende Wärmeträger mit bestimmter Temperatur T_{s1} in folgende Wärmetauscher nacheinander gefördert: in den Überhitzer (WC-1), in den Verdampfer (WC-2) und in den Erwärmer (WC-3), in denen er durch die Wärmeabgabe seine Temperatur sinkt. Im Fall der Kraftwerke wird dieser Träger aus dem Erwärmer (WC-3) direkt in den geothermischen Wärmetauscher gefördert. Im Fall der Elektroheizwerke fließt der Träger vor der Beförderung in den geothermischen Wärmetauscher über weitere Wärmetauscher des geothermischen Heizwerkes und sinkt dabei zusätzlich seine Temperatur. In diesen Wärmetauschern wird das Netzwasser erwärmt, von dem das Heizwerknetz versorgt wird.

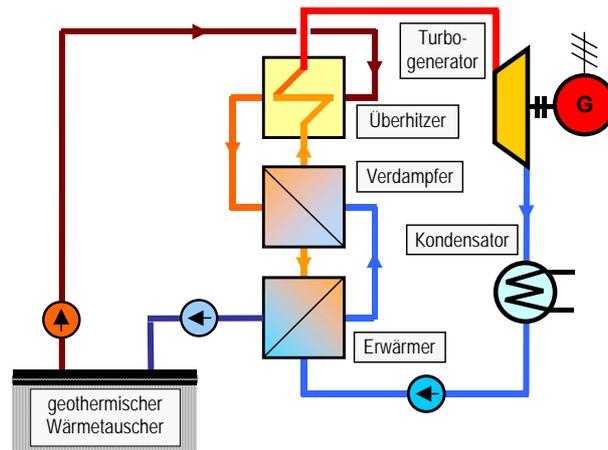


Abb. 5. Schema eines geothermischen Dualkraftwerkes, das mit dem geothermischen Wärmetauscher versorgt wird

Der erzeugte im Überhitzer (WC-1) überhitzte Dampf wird in die Turbine geleitet. Nach der isentropen Expansion in der Turbine und dem Erreichen des Zustands des gesättigten Nassdampfes mit Parametern $2s$ wird der Kreislaufarbeitsstoff in den Kondensator (Verflüssiger) (WC-4) geleitet. Nach der Kondensation wird dieser Stoff mit der Umlaufpumpe in den Erwärmer (WC-3) gefördert und dann weiter in den Verdampfer (WC-2) und den Überhitzer (WC-1) nacheinander gefördert. Deshalb betreffen die Untersuchungen des Verfassers die Effektivität der Erzeugung der Elektroenergie in Kraftwerken, die mit geothermischer Energie versorgt werden. Diese Untersuchungen bezwecken das Erarbeiten von Arbeitscharakteristiken von verschiedenen Lösungen mit Berücksichtigung des Einflusses der wichtigen Parameter auf den Grad der Gewinnung der Energie in den Wärmetauschern, die Quelle der geothermischen Energie sind, hinsichtlich ihrer Anwendung bei der Heizwerkversorgung und für die Erzeugung von Elektroenergie.

In der vorliegenden Veröffentlichung wurden Ergebnisse der Berechnungen der Arbeit des Kraftwerkes, die in Abb. 7 und 8 gezeigt wurde. Die gewonnene geothermische Energie wird in einem unterirdischen Wärmetauscher in das Netzwasser übergeben, das gegebene Wärmetauscher versorgt, in denen wiederum C- R – Kreisprozess– Arbeitsstoffe erwärmt und verdampft werden. In den Berechnungen hat man früher erarbeitete Berechnungsmodelle gebraucht, die ermöglichen, Flüsse der gewonnenen geothermischen Energie zu bestimmen, die zwei Arten Wärmetauscher betreffen (vertikaler und horizontaler Wärmetauscher, die in Abb. 6 gezeigt wurden) [5,7,10]. Ohne detaillierte Beschreibung der Berechnungsmodelle für beide erwähnten Wärmetauscher wird man sich hier auf die Angabe der allgemeinen Formel auf den Fluss der gewonnenen geothermischen Energie beschränken, die aus folgender Abhängigkeit ermittelt werden kann:

$$\dot{Q}_{geot} = \dot{m}_s c_p (T_{s1} - T_{s5}) \text{ [kW]} \quad (1)$$

Einzelne Größen bedeuten:

\dot{m}_s - Netzwasserströmung (Fluss) im geothermischen Wärmetauscher, kg/s

c_p - Spezifische Wärme des Netzwassers, kJ/kgK

T_{s5} - Temperatur des Netzwassers, die in den geothermischen Wärmetauscher gefördert wird, derer Wert von der Art des verwendeten Wärmeverbraucher abhängig ist, °C

T_{s1} - Temperatur des Netzwassers, das aus dem geothermischen Wärmetauscher kommt, °C. Auf den Wert dieser Temperatur haben folgende Faktoren Einfluss:

- Temperatur des Netzwassers am Zufluss zum Wärmetauscher,
- Temperatur in der Felslagerstätte in großer Entfernung von dem geothermischen Wärmetauscher,
- Netzwasserfluss im geothermischen Wärmetauscher,
- Lagertiefe des geothermischen Wärmetauscher und seine geometrischen Ausmaße.

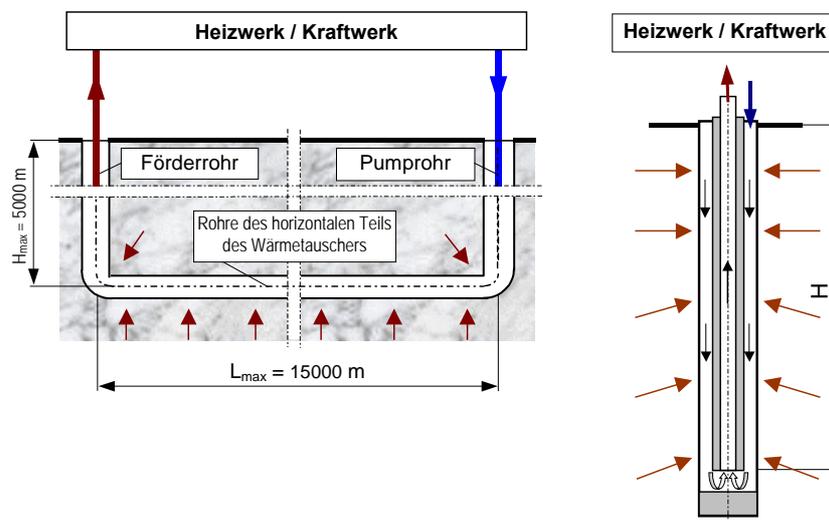


Abb. 6. Horizontale und vertikale Wärmetauscher, die das Heizwerk/ Elektroheizwerk/ geothermisches Kraftwerk versorgen

Diese Wärmetauscher werden als Energiequellen verwendet, die Kraftwerke oder geothermische Elektroheizwerke versorgen. Die dargestellten Berechnungsergebnisse betreffen verschiedene niedrigsiedende Stoffe, die in zwei verschiedenen Arten der geothermischen Wärmetauscher verwendet wurden, bei der Annahme, dass der Wasserträgerstrom, der durch beide Wärmetauscher fließt und die Temperaturen am Ausgang vom geothermischen Wärmetauscher wie auch entsprechende Temperaturen am Eingang (abhängig von der Siedtemperatur des niedrigsiedenden Stoffes) gleich sind.

In der vorliegenden Arbeit werden lediglich einige Berechnungsergebnisse dargestellt, die das in Abb. 6 und 7 gezeigte geothermische Kraftwerk betreffen. Es ist bekannt, dass eins der Elemente, die einen bedeutenden Einfluss auf die Effektivität der Verwendung der geothermischen Energie ausüben, die Art des niedrigsiedenden Arbeitsstoffes ist, der im geothermischen Elektroheizwerk verwendet wird. Deshalb betreffen die Untersuchungen die Analyse des Einflusses der Stoffart auf die Effektivität der Arbeit im geothermischen Elektroheizwerk. Bei der Gewinnung der geothermischen Energie für die Erzeugung von Elektroenergie wurden Kraftwerke gebraucht, die nach dem klassischen Clausius – Rankine – Kreisprozess mit einem niedrigsiedenden Stoff arbeiten.

4. Berechnungsergebnisse

Die Beispiele der Berechnungsergebnisse betreffen die Bewertung des Betriebes eines Kraftwerkes, das von einem unterirdischen geschlossenen geothermischen Wärmetauscher versorgt wird [10]. Sie wurden auf der Grundlage der erhaltenen Berechnungsergebnisse solcher Größen wie: Wirkungsgrad, Leistung und Auslastungsgrad der geothermischen Energie errechnet.

Die Ergebnisse beziehen sich auf zwei in der Arbeit dargestellte Schemata der Heizwerke, die beide aus je drei C – R – Kreisprozessen bestehen. In jedem Kreisprozess gibt es drei Wärmetauscher: Verdampfer, Erwärmer Kondensator.

Arbeitsstoff ist in diesen Kreisprozessen ein niedrigsiedender Stoff, Isobutan oder Wasser. Die Energieübertragung von PZGWC in die Verdampfer und Erwärmer erfolgt über einen entsprechenden Arbeitsstoff. In dem erstbetrachteten Schema (Abb. 7) verbinden sich die Flüsse des Arbeitsstoffes, nachdem sie die Wärme an den Überhitzer und den Verdampfer abgegeben haben und sie werden dann direkt in die Förderöffnung geleitet.

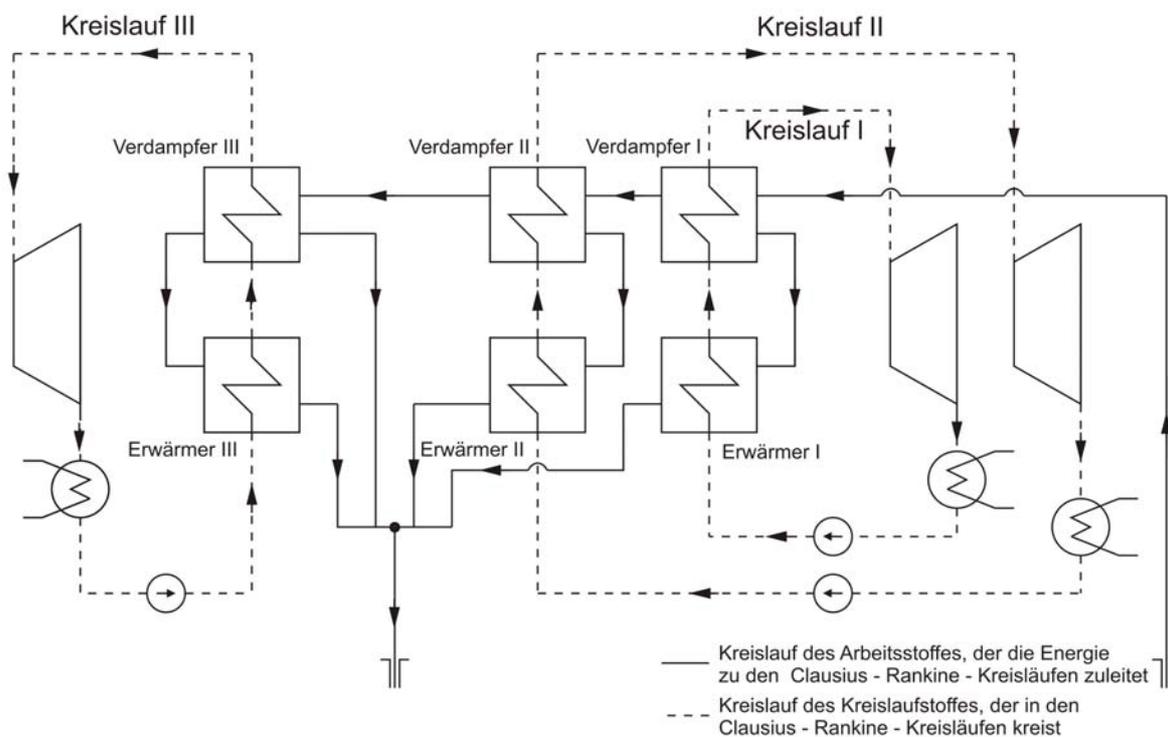


Abb. 7. Schema eines Heizwerkes, das aus drei Clausius –Rankine – Kreisprozessen besteht, in dem Arbeitsstoffflüsse direkt in die Förderöffnung geleitet werden, nachdem sie die Wärme abgegeben haben

Im zweiten System in Abb. 8 wird der Arbeitsstofffluss, nachdem er die Wärme in den Verdampfer abgegeben hat, in den Knoten geleitet, in dem er sich mit dem Arbeitsstofffluss verbindet, der aus der Förderöffnung kommt, um das System wieder zu versorgen. Diese zweite Lösung erlaubt, höhere Effektivität aus der Sicht der Verwendung der geothermischen Energie zu erreichen, weil in PZGWC wird die Flüssigkeit mit der niedrigsten Temperatur gefördert. Auf der Grundlage der durchgeführten Berechnungen kann man feststellen, dass für niedrigere Temperaturen am Ausgang dieses Wärmetauschers günstig ist, wenn man einen niedrigsiedenden Stoff als Arbeitsstoff im C – R – Kreisprozess anwendet.

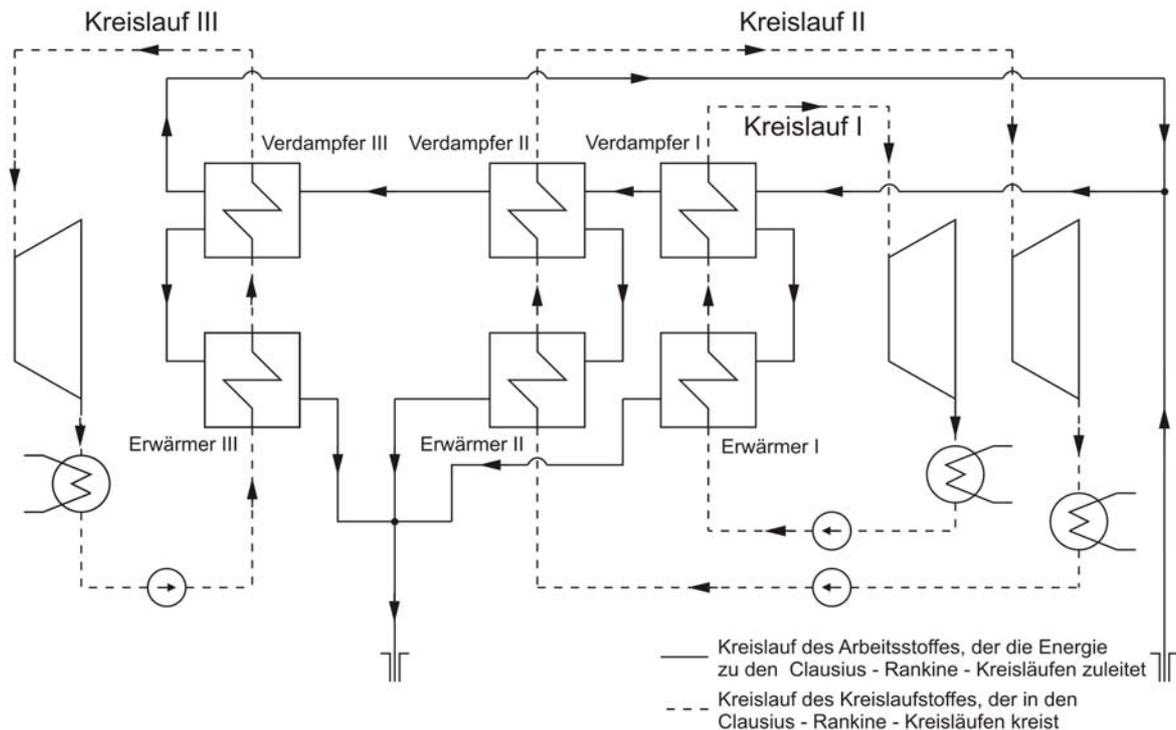


Abb. 8. Schema eines Heizwerkes, das aus drei Clausius – Rankine – Kreisprozessen besteht, wenn der Arbeitsstoff (Wasser) von dem Verdampfer sich mit dem aus PZGWC auslaufenden Wasser verbindet

Dadurch erreicht man eine mehrfache Steigerung der Menge des im Kreisprozess umlaufenden Stoffes, und im Zusammenhang damit – die Leistungssteigerung. Es passiert aber auf Kosten des Wirkungsgrades, der niedriger als in Kreisläufen ist, in denen Wasser Arbeitsstoff ist.

Einige Berechnungsergebnisse wurden als eine Tafel dargestellt (Tafel 1). Es erlaubte, die in Abbildungen 9, 10 und 11 dargestellten Diagramme zu erstellen. In Abb. 9 wurde die Fördertemperatur des Wärmeträgers in PZGWC für Wasser und Isobutan für unterschiedliche Temperaturen des Stoffes am Wärmetauserauslauf dargestellt. In Abb. 10 und 11 hat man entsprechende Wirkungsgrade gezeigt und Gesamtleistungen für verschiedene Temperaturen des Wärmeträgers aus PZGWC verglichen, wenn Wasser oder Isobutan Kreisprozessstoffe sind.

Tabelle 1. Einfluss der Temperatur des Arbeitsstoffes am Eingang und Ausgang mit Massenstrom $m_s = 67 \text{ kg/s}$ auf die Leistung des Clausius – Rankine – Kreisprozesses, wenn Arbeitsstoffe Wasser und Isobutan sind

	$T_{\text{wyd}} = 90 \text{ }^\circ\text{C}$		$T_{\text{wyd}} = 100 \text{ }^\circ\text{C}$		$T_{\text{wyd}} = 110 \text{ }^\circ\text{C}$	
	$N_{\text{CRC}} [\text{kW}]$	$T_{\text{zatl}} [^\circ\text{C}]$	$N_{\text{CRC}} [\text{kW}]$	$T_{\text{zatl}} [^\circ\text{C}]$	$N_{\text{CRC}} [\text{kW}]$	$T_{\text{zatl}} [^\circ\text{C}]$
Wasser	-	-	-	-	-	-
Isobutan	967,61	54,02	1273,74	60,74	1609,92	66,91
	$T_{\text{wyd}} = 120 \text{ }^\circ\text{C}$		$T_{\text{wyd}} = 130 \text{ }^\circ\text{C}$		$T_{\text{wyd}} = 140 \text{ }^\circ\text{C}$	
	$N_{\text{CRC}} [\text{kW}]$	$T_{\text{zatl}} [^\circ\text{C}]$	$N_{\text{CRC}} [\text{kW}]$	$T_{\text{zatl}} [^\circ\text{C}]$	$N_{\text{CRC}} [\text{kW}]$	$T_{\text{zatl}} [^\circ\text{C}]$
Wasser	1549,7	87,06	1759,6	96,46	1964,43	105,85
Isobutan	1993,71	72,22	2462,13	76,00	3119,93	76,34

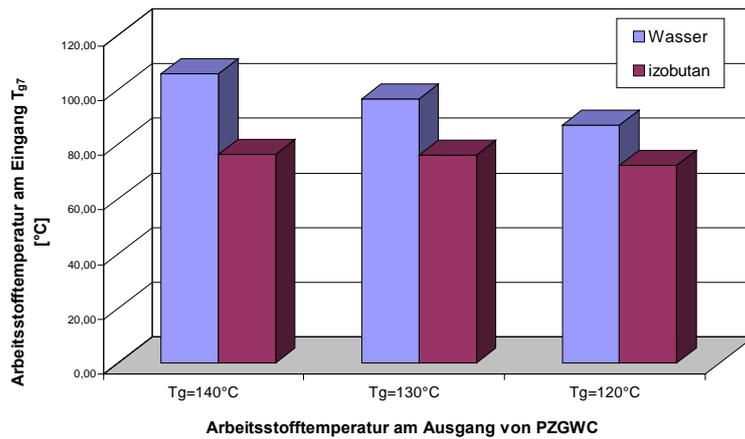


Abb. 9. Vergleich der Temperaturen am Eingang und Ausgang von PZGWC für Arbeitsstoffe Wasser und Isobutan

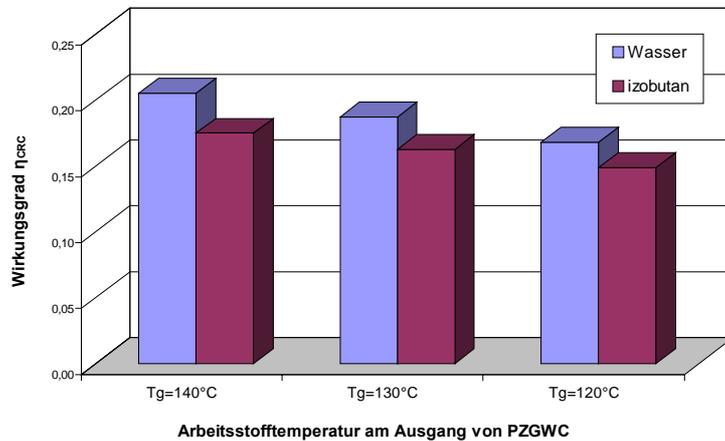


Abb. 10. Vergleich der Gesamtwirkungsgrade der C-R – Kreisprozesse für Arbeitsstoffe Wasser und Isobutan für verschiedene Wärmeträgertemperaturen am Ausgang von PZGWC

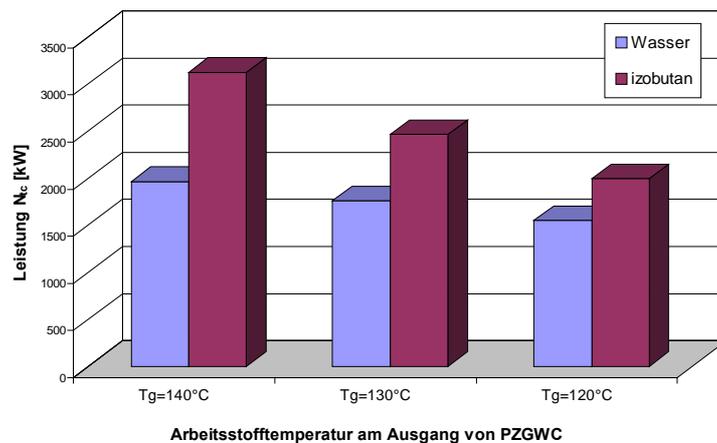


Abb. 11. Vergleich der Gesamtleistung der C-R – Kreisprozesse für Arbeitsstoffe Wasser und Isobutan für verschiedene Wärmeträgertemperaturen am Ausgang von PZGWC

5. Schlussfolgerungen

Auf der Grundlage der durchgeführten Analyse der Berechnungsergebnisse für besprochene zwei Systeme, die nach den in Abb. 7 und 8 gezeigten Schemata arbeiten, können folgende Schlussfolgerungen formuliert werden:

- mit der Senkung der Temperatur des Arbeitsstoffes am Ausgang aus PZGWC sinken der Wirkungsgrad und die Leistung des C-R - Kreisprozesses,
- die Steigerung des Wärmeträgerflusses, der in PZGWC zugeleitet wird, verursacht die Senkung seiner Temperatur am Auslauf bei der nicht veränderten Temperatur am Eingang,
- die Senkung der Temperatur am Eingang zum PZGWC verursacht die Senkung der Temperatur am Auslauf bei dem nicht veränderten Wärmeträgerfluss,
- die Anwendung des niedrigsiedendem Izobutan als Arbeitsstoff verursachte mehrfache Steigerung des Flusses des im C -R – Kreisprozess kreisenden Stoffes im Vergleich zu diesem Kreisprozess, wenn Wasser Arbeitsstoff ist,
- wegen der ziemlich hohen Temperatur des in PZGWC geförderten Wassers sind zwecks der Steigerung der Effektivität der Verwendung der geothermischen Energie statt geothermischen Kraftwerke Heizwerke anzuwenden.

6. Referenzen

- [1] Bonca Z., Butrymowicz D., Dambek D., Depta A., Targański, W.: *Handbook: Refrigeration fluids and heat carriers*, IPPU Masta, 1998.
- [2] Chodkiewicz R., Hanusek P., Porochnicki J.: *Acquisition of electricity from geothermal resources*, Ciepłne Maszyny Przepływowe, No.120, 2001.
- [3] Gawlik K., Hassani V.: *Advanced binary cycles: Optimum working fluids*, Geothermal Resources Council, Annual Meeting, California, USA, 1998.
- [4] Górecki W.: *Atlas geothermal energy resources in Polish Lowland*. GEOS, Kraków 1995.
- [5] Kujawa T., Nowak W.: *Evaluation of the length of insulated inside pipe effect on heat efficiency of a downhole geothermal coaxial heat exchanger*. Acta Mechanica Slovaca (2)2002, pp. 183–190.
- [6] Morita K.: *One possible way to utilize abandoned deep wells – the application of the DCHE*. Technika Poszukiwań (5)2001, p. 129-148.
- [7] Nowak, W.: *Theory of underground closed-loop geothermal heat exchanger*, Unpublished internal report of Department of Heat Engineering, TU of Szczecin, 2003, (in Polish).
- [8] Nowak W., Borsukiewicz-Gozdur A.: *Duales Heizwerk gespeist mit einem Geothermalen wasser einer mittlern Enthalpie*, 1. Fachkongress Geothermischer Strom, 12-13.11.2003, Neustadt Glewe.
- [9] Nowak W., Borsukiewicz-Gozdur A.: *Analysis and assessment of the effectiveness of operation of binary power plant utilising geothermal water with a medium enthalpy*, Transaction of IFFM, No. 114, Gdańsk 2003.
- [10] Nowak W., Kaczmarek R.: *Wykorzystanie izobutanu jako czynnika obiegowego w układach elektrowni pracującej według obiegu Clausiusa-Rankine’a*. XIX Zjazd Termodynamików, Gdańsk 2005.
- [11] Nowak W., Sobański R., Kabat M., Kujawa T.: *Systems of acquisition and utilisation of geothermal energy*. Wyd. Politechniki Szczecińskiej, Szczecin 2000.
- [12] Plewa M., Plewa S.: *Analysis of possibilities of utilisation of geothermal energy of dry hot rocks in Poland*. Konferencja: *Możliwości wykorzystania wód geotermalnych w Polsce*. AGH Kraków 1990, s. 171-181.

- [13] Stachel, A.A., Nowak, W. and all, 2003, *Assessment of overall effectiveness of power station and binary power station utilizing geothermal water with average enthalpy*, Grant Polish Ministry of Scientific Research and Information Technology.
- [14] Wolff H., Möller F., Besser T., Schmidt S., Oppelt J., Treviranus J.: *Ansätze fortschrittlichen Bohr- und Komplettierungstechnik für die Errichtung eines Unterträging Geschlossenen Geothermischen Wärmetauscher*. Projekt BMU – ZIP 0327506. 20 Jahre Tiefe Geothermie in Deutschland, 7. Geothermische Fachtagung, 06-08 November 2002 in Waren (Müritz)
- [15] Wolff H., Schmidt S., Möller F., Legarth B., Oppelt J., Treviranus J.: *Geothermische Stromerzeugung*. Projekt BMU – ZIP 0327506, Status-Quo, Juni 2002, Vortrag, Symposium „Geothermische Stromerzeugung“, Landau 20./21. Juni 2002

Bedarfsanalyse und Ertrag solarthermischer Anlagen zur Vorwärmung von Trinkwasser

V. Kranz und T. Olejnik

Fachhochschule Stralsund, Zur Schwedenschanze 15, 18435 Stralsund, torsten.olejnik@fh-stralsund.de
IB D.E.U.T., Steigerstraße 10, 06682 Teuchern, lb-deut@gmx.de

Key words: Warmwasserverbrauch, Systemertrag, Nutzwärmekosten,

Abstract: Entscheidend für die Effizienz einer thermischen Solaranlage ist die Auslegung auf den tatsächlichen Wärmebedarf zur Trinkwassererwärmung. Häufig werden thermische Solaranlagen durch unkritische Übernahme von Norm- oder Erfahrungswerten des Trinkwasserbedarfes zu groß dimensioniert. Ebenso bleiben bauliche oder systembedingte Effekte, die zu einer Anhebung der üblichen Kaltwassertemperatur führen, häufig unberücksichtigt und verschlechtern somit die Effizienz entscheidend.

Bedarfsanalyse ?

- **Ziel :** optimal funktionierende Solaranlage (hoher Systemertrag und niedrige Systemkosten)
- **Kenngröße :**
Systemertrag =
Nutzwärmekosten = abs. Annuität / Systemertrag
(abs. Annuität = Systemkosten * rel. Annuität / 100 %)
- **Weg :** um hohen Systemertrag zu erreichen, muss Anlage optimal ausgelegt und geplant werden
- Im Gegensatz zu konventionellen System steht Versorgungssicherheit nicht im Vordergrund, da Solaranlage nur vorgeschaltet wird
- Solaranlage wird nicht nach Spitzenwerten ausgelegt,
➤ Dadurch wird eine Überdimensionierung verhindert, die zu häufigeren Stillstandszeiten führt
- Entscheidendes Kriterium für die Planung:
➤ Warmwasserverbrauch im Objekt
- Wenn möglich, Verbrauch im Objekt selbst vorher messen
- Wenn keine Messung möglich ist, dann im unteren Bereich der Bandbreite auslegen

Tips zum Warmwasserverbrauch

- Große Bandbreite in gleichen Objekten bei den spezifischen Verbräuchen durch unterschiedliche Nutzung (Krankenhaus mit/ohne Wäscherei, mit/ohne Küche, mit/ohne Therapiebecken, mit/ohne Zirkulationseinbindung, etc)
- Eine Überdimensionierung (und damit häufige Stillstandszeit) kann nur verhindert werden, wenn die Anlage auf den Verbrauch in den verbrauchsschwachen Zeiten ausgelegt wird
 - Solaranlagen nach dem Bedarf in sommerlichen Schwachlastperioden (Urlaub, Ferien, Renovierung) auslegen !
 - KEINE Sicherheitszuschläge machen – dadurch Überdimensionierung !
 - Evtl. zu erwartenden Minderverbrauch einkalkulieren (zukünftiger Einbau energiesparender Amaturen)
 - Höhere Kaltwassertemperaturen im Sommer berücksichtigen – bei gleicher Energieaufnahme verringert sich das aufzuheizende Volumen !
 - Bei der Auslegung auf Zapf- und Speichertemperatur achten !
 - ein Bedarf von 839 l Warmwasser (bei 45°C) reduziert sich bei einer Speichertemperatur von 60°C auf nur noch 565 l

WW-Verbräuche verschiedener Objekte

- Wenn ein Messung möglich ist, hat diese immer Vorrang
- Beim Neubau muss auf Messwerte aus ähnlichen Objekten zurückgegriffen werden – Vorsicht !
 - Lieber zu niedrigere als zu hohe Werte ansetzen, da dies dem Wirkungsgrad zugute kommt – im anderen Fall droht Stillstand !
- Solaranlage muß Energie sammeln, nicht nutzlos auf dem Dach „kochen“ !
- Es kann nur die Energie eingespart werden, die zeitnah wieder verbraucht wird

	Sommer (Schwachlastzeit)	Andere Zeiten (höherer Verbrauch)	Auslegungsempfehlung
Krankenhaus	30-45	35-65	30-35
Seniorenheim	28-48	31-63	30-35
Studentenwohnheim	18-38	27-59	20-25
Ferienheim	17-22	15-31	20
Wohngebäude	19-28	20-39	20-25
Jugendherberge	10-20	15-25	10-15
Gaststätten	10-25	25-45	20-25
Gewerbeküche	10-20	20-30	15-20
Hotel	30-40	50-70	25-30

Tabelle 1 Warmwasserverbräuche verschiedener Objekte

Zusammenhang zwischen Warmwasserverbrauch und Ertrag

- Solaranlage kann nur die Energie einsparen, die auch zeitnah wieder verbraucht wird
- bei geringem WW-Verbrauch kann sie nur wenig Energie übergeben
- mit kleiner werdendem Verbrauch sinkt der Ertrag

WW-Verbrauch [m ³ /d]	Ertrag [MWh/a]	Deckungsanteil [%]	Systemnutzungsgrad [%]	Abweichung [%]
1	12,1	30,2	17,2	-35,7
2	15,1	24,6	23,2	-14
3	16,4	18	26,9	
4	17,7	17	28,3	+5
5	19,2	15,4	31	+15
6	20	14,2	32,6	+21,5

Tabelle 2 Zusammenhang zwischen Warmwasserverbrauch und Ertrag

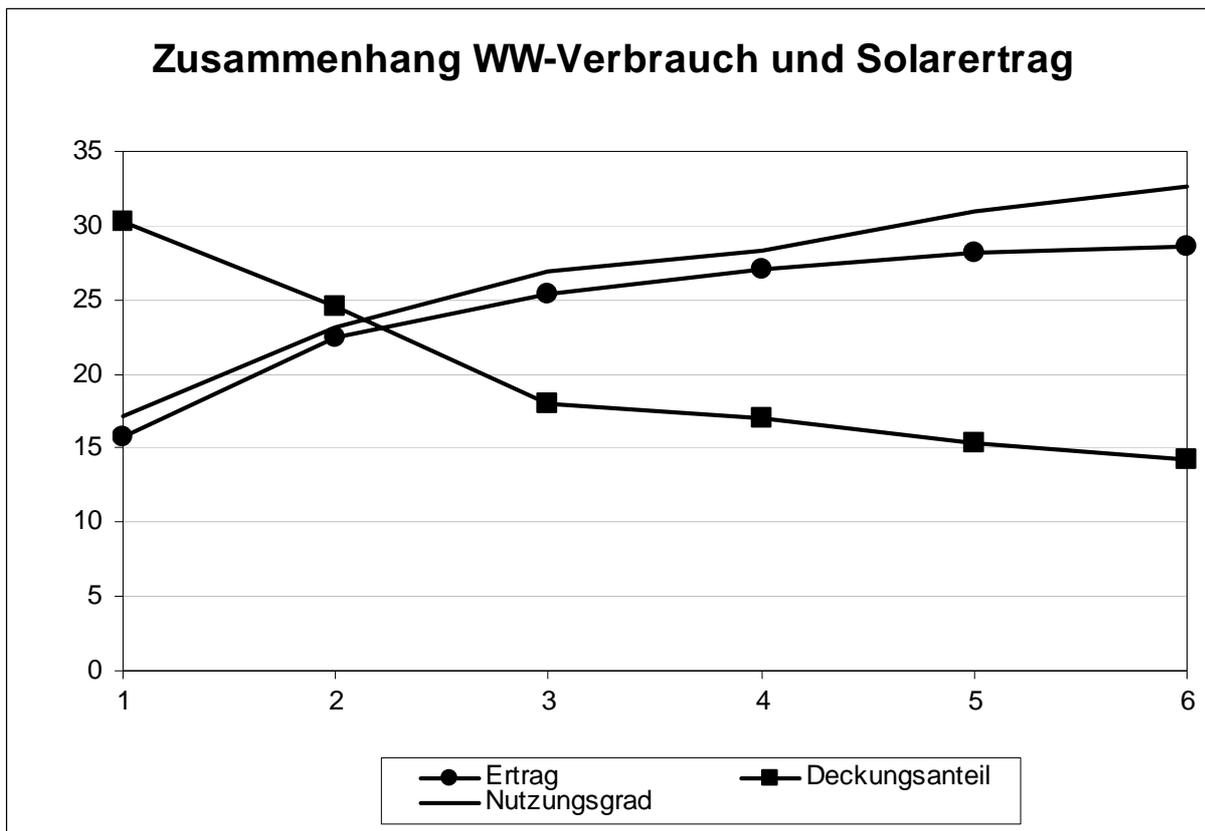


Diagramm 1 fiktive Anlage: 50m² Kollektorfläche, 2000 l Pufferspeicher, Studentenwohnheim, WW-Temp. 60°C, Standort Berlin, berechnet mit T*SOL 4.2)

Zusammenfassung

☞ Die Messung des Warmwasserbedarfes in bestehenden Objekten hat unbedingten Vorrang!

☞ Auslegung mit Simulationsprogrammen nach Schätz- oder allgemeinen Erfahrungswerten.

☞ Die Messung sollte vorzugsweise in der verbrauchsschwachen Zeit (Sommer, Ferien) über mindestens 6 Wochen erfolgen.

☞ Keine Berücksichtigung von perspektivisch bedarfsmindernden Faktoren.

Literatur

/1/ Peuser, F.A. u.a.: „Solare Trinkwassererwärmung mit Großanlagen“, 1999

/2/ Schreier, N. u.a.: „So baue ich eine Solaranlage“ Wagner & Co. Solartechnik GmbH, 1996

/3/ Simulationsprogramm T*SOL 4.2, Dr. Valentin Energiesoftware GmbH, Berlin

XII. Symposium Fachhochschule Stralsund

„Ein H₂-Netz in Mecklenburg-Vorpommern Stromkonditionierung und Kraftstoff“

IEE Ingenieurbüro Energieeinsparung GmbH
Dr.- Ing.Hans Sandlaß

- Motivation für die Vision
 - hoher Windkraftanteil in Mecklenburg-Vorpommern
 - somit hoher Anteil an fluktuierendem Strom
 - Konditionierung über H₂ kann Netzprobleme mindern
 - Windkraftstandorte in Nähe von Zentren des Kraftstoffbedarfs
- Problemdarstellung
 - Regelfähigkeit des Netzes beeinträchtigt
 - Netz ausgelastet ⇒ kein Zubau Wind
 ⇒ Netzmanagement = Abschaltung von Windkraft
 - fluktuierender Anteil steigt – auch durch Offshore-Windkraft
- Zielstellung
 - durch Erzeugung und Speicherung von H₂ aus Windkraft
 Vergleichmäßigung der fluktuierenden Einspeisung
 - Spitzenstrombereitstellung
 - emissionsfreier Kraftstoff
- Stärken eines solchen Projekts
 - WIN-WIN-Strategie
 - Lösung von Netzproblemen
 - parallel Bereitstellung von Kraftstoff
 - Schaffung von H₂-zentren für Speicherung und Verteilung
 - Einbeziehung kleiner und mittlerer Unternehmen
 - Schaffung von Arbeitsplätzen
- Ansatzpunkte für ein Stationsnetz in Mecklenburg-Vorpommern
 - Standorte bestimmen sich aus
 1. Netzsituation
 2. Verkehrssituation

- Vorrangstandorte sind
 1. Netzknoten mit Engpässen
 2. vorhandene Windparks
 3. Mobilitätszentren
- Vorschlag für die ersten Kristallisationspunkte
- Beispiel für den Aufbau einer Station
- Algorithmus für Integration in das Netzmanagement
- Kosten für eine H₂-Station und wirtschaftliche Aspekte
- Mögliche Projektteilnehmer
 - Hersteller von Komponenten (WTI M-V)
 - Hersteller von Windenergieanlagen
 - Investoren von regenerativen Energienlagen
 - Netzbetreiber
 - Automobilhersteller
 - Mineralölindustrie
 - Landesregierung
 - Kommunalverwaltungen
 - wissenschaftliche Einrichtungen
 - Universitäten, Fachhochschulen
- Projektmanagement, Zeitplan
 1. Phase: Entwicklung, Standortplanung
 2. Phase: Beginn Stationsaufbau, Flottenfahrzeuge
 3. Phase: Netzausbau
- Ausblick
 - Aufgrund der Gegebenheiten bildet Mecklenburg-Vorpommern gute Voraussetzungen für den Beginn eines Stationsnetzes
 - Gewinner sind:
 1. das Land
 2. Forschungseinrichtungen
 3. kleine und mittlere Unternehmen als neue Player
 4. Hersteller von regenerativen Energieanlagen
 5. Netzbetreiber
 6. die Umwelt (Küstenregion, Urlauberzentren)
 - Vorschlag zur Förderung
 - Vorschlag für Koordinator: WTI Mecklenburg-Vorpommern

Alkalische Kleinelektrolyseure zur Erzeugung kleiner Mengen Wasserstoff- und Sauerstoffdruckgas

G. Sauer, H. J. Kohnke , S. Schudt
Gaskatel GmbH, Holländische Str. 195, 34127 Kassel, info@gaskatel.de

Schlüsselwörter:

Wasserstoffherzeugung, Elektrolyse, alkalisch

Zusammenfassung:

Gaskatel stellte im vergangenen Jahr ein Elektrolysesystem zur Erzeugung kleiner Mengen technisch reinen Wasserstoffs und Sauerstoffs vor. Um dieses Gerät auch für Labore und Handwerk interessant zu machen, wurde neben dem Wirkungsgrad und der Sicherheit im Betrieb auch auf ein kostengünstiges Design Wert gelegt. Erreicht werden konnte dies durch einen alkalischen Elektrolyseur, dessen Medienfluss druckgesteuert erfolgt. Das elektrische Sicherheitskonzept basiert auf Fensterdiskriminatoren.

Dieser erste Prototyp wurde nun weiter verbessert. Die Einsatzgebiete konnten dadurch weiter vergrößert werden.

1. Einleitung

Gaskatel konzentrierte sich bisher auf den Bau von alkalischen Elektrolyse- und Brennstoffzellen. Im letzten Jahr wurde erstmals ein komplettes System für eine alkalische Elektrolysezelle mit entwickelt. Das Ziel ist es ein für den Endverbraucher einfach zu bedienendes Elektrolysesystem bereitzustellen.

Während der ersten Testläufe wurden auch einige Schwächen des bisherigen Aufbaues deutlich. Einige Probleme konnten schon gelöst werden, bei anderen besteht noch Handlungsbedarf. Im Folgenden soll darauf eingegangen werden.

Im Zuge einer Fahrzeugapplikation dieses Systems wurden die Anforderungen zusätzlich verschärft. Können diese erfüllt werden so entstehen dadurch zusätzliche Vorteile für den stationären Anwendungsbereich.

2. Beschreibung des bisherigen Systems:

Die beiden Gase Wasserstoff und Sauerstoff werden in einer alkalischen Elektrolysezelle erzeugt und verlassen über getrennte Ausgänge die Zelle.

Der Gasdruck beträgt ca. 0.8 bar für beide Gase. Der Elektrolytdruck wird über ein Drosselventil eingestellt. Der maximal zulässige Differenzdruck zwischen den beiden Gasen darf höchstens 0.8 bar betragen

Der Wasserstoff wird noch über einen Kondensatabscheider geleitet, bevor er das System über ein Druckhalteventil verlässt. Die Kondensatabscheider können mittels eines Kugelhahns entleert werden.

Der Sauerstoff wird ebenfalls über einen Kondensatabscheider geführt. Danach geht ein Abzweig über ein 3/2-Wege-Ventil in eine Gaspumpe. Ein Teil des Sauerstoffgases muss aus prozesstechnischen Gründen an die Umgebung abgegeben werden, bzw. steht nur noch drucklos zur Verfügung.

Der Kalilaugenkreislauf beginnt mit der Gaspumpe. Von dort wird die flüssige Kalilauge durch die Elektrolysezelle in einen Vorratsbehälter gepumpt. Aus diesem Vorratsbehälter wird die Gaspumpe versorgt. Nach der Elektrolysezelle ist ein Drosselventil eingebaut. Zusätzlich kann noch ein Wasservorratsbehälter integriert werden.

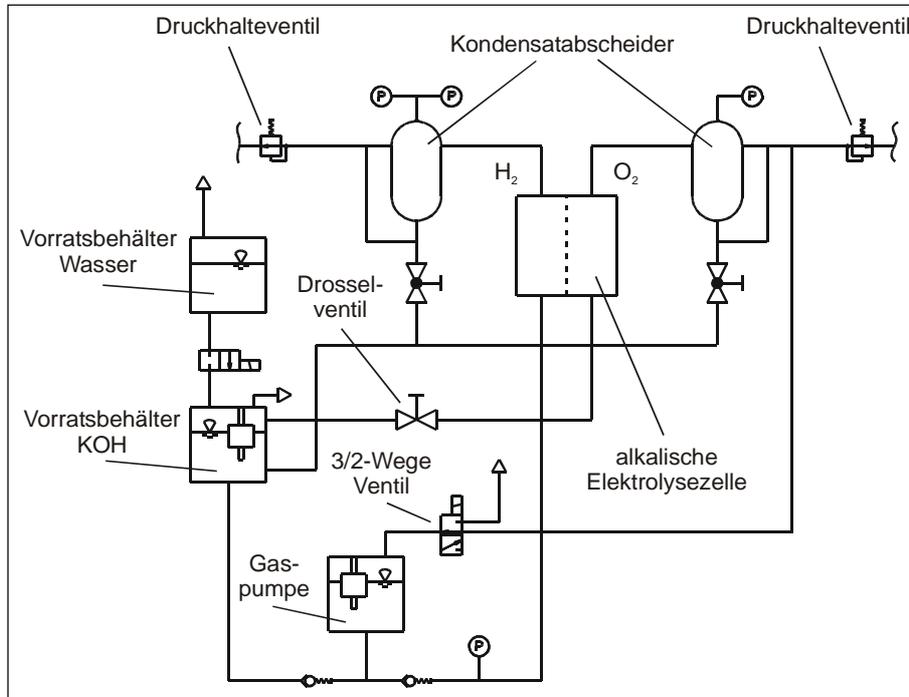


Abbildung 1: Flussplan des bisherigen Elektrolysesystems

3. Erkenntnisse aus der Testphase

Während der Testphase zeigten sich verschiedene Probleme des oben beschriebenen Systems. Weiterhin mussten die Anforderungen an ein mobiles System erfüllt werden. Dies führte dazu, dass das System überarbeitet werden musste.

- Als großes Problem erwies sich das Drosselventil zum Aufbau des KOH-Druckes. Hierbei handelt es sich um ein Nadelventil mit sehr kleinem Querschnitt. Das Nadelventil neigt sehr leicht zu verstopfen. Weiterhin kommt es zu erheblichen Druckschwankungen wenn sich Gasblasen im Elektrolyten befinden.
- Die zur Steuerung der Pumpe und zur Überwachung der KOH-Menge eingesetzten Schwimmerschalter sind ungeeignet für einen mobilen Einsatz. Durch Stöße und Erschütterungen sind sie in ihrer Funktion gestört.
- Das manuelle Entleeren der Kondensatabscheider ist unbequem. Ein automatisches System wäre angebracht.
- Ein Vorratsbehälter für Wasser ist für eine Fahrzeuganwendung ungeeignet, da hier die Gefahr des Einfrierens besteht.

4. Beschreibung des überarbeiteten Systems

Der Wasserstoff wird weiterhin über einen Kondensatabscheider geführt. Der Kondensatablass erfolgt kontinuierlich über einen sog. Gasabscheider.

Der Sauerstoff wird zunächst über ein 3/2-Wege Ventil geleitet. Dieses Ventil verbindet die Zelle mit der Gaspumpe oder die Gaspumpe mit dem Vorratsbehälter. Im zweiten Fall ist der Ausgang der Zelle verschlossen.

Der gesamte Sauerstoff muss durch die Gaspumpe strömen. Er wird dort um eine kleine Druckdifferenz (ca. 150 mbar) entspannt. Danach strömt der Sauerstoff in den Vorratsbehälter. Dort erfolgt die Kondensatabscheidung. Schließlich verlässt der Sauerstoff das System über das Druckhalteventil.

Vor den Druckhalteventilen wurde ein Differenzdruckventil integriert. Dieses sorgt dafür, dass die Druckdifferenz zwischen Wasserstoff und Sauerstoff konstant ca. 200 mbar beträgt und schützt somit den Separator vor schädlichen Differenzdrücken ($p_{H_2} > p_{O_2}$).

Der Kalilaugenkreislauf beginnt wiederum bei der Gaspumpe. Von dort gelangt der Elektrolyt über ein 3/2-Wege Ventil in die Zelle. Das Ventil verbindet entweder die Gaspumpe mit der Zelle oder den Vorratsbehälter mit der Gaspumpe.

Nach der Zelle wird die flüssige Lauge in den Vorratsbehälter zurückgeführt. Hier mündet auch der Kondensatabscheider wieder in das System.

Pump- und Vorratsbehälter wurden miteinander kombiniert.

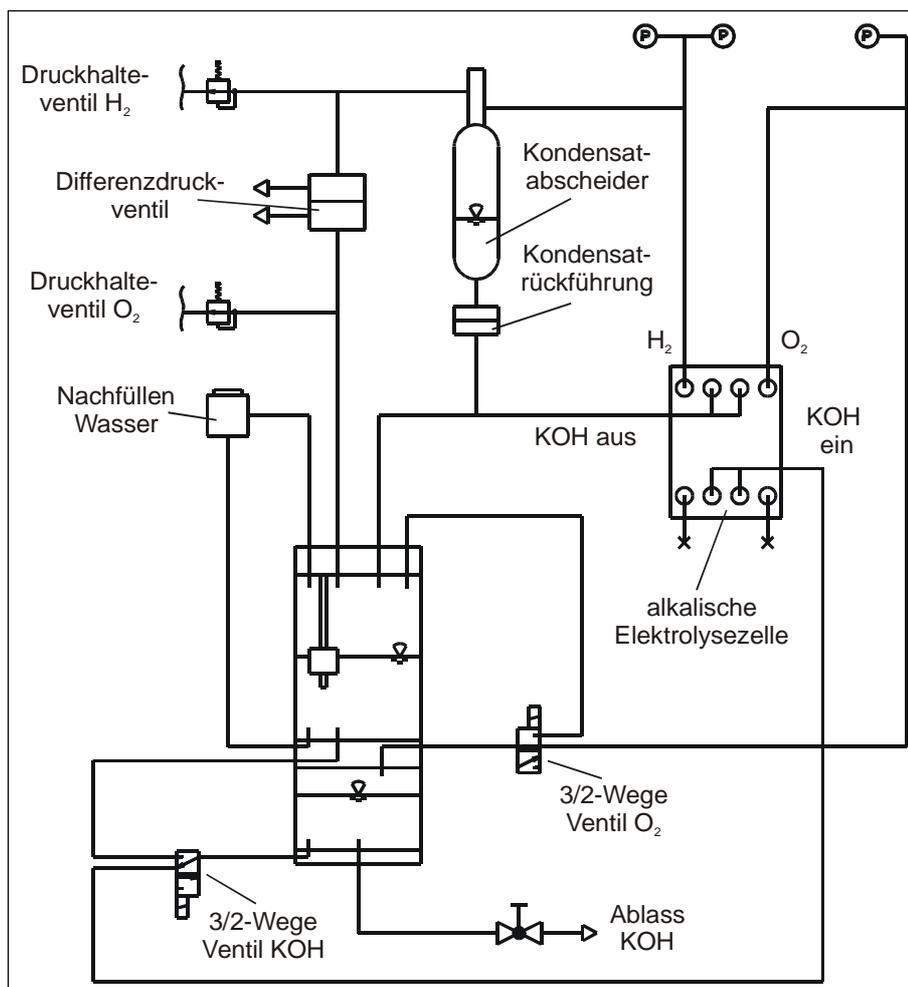


Abbildung 2: Flussplan des überarbeiteten Elektrolysesystems

5. Funktionsweise der Gaspumpe und der anderen Komponenten

Die Gaspumpeneinheit ist nach der Zelle das zentrale Bauteil des Systems. Deshalb soll hier detaillierter auf seine Funktionsweise eingegangen werden. Wie schon oben erwähnt, besteht die Einheit aus dem kombinierten Pump- und Vorratsbehälter, den beiden 3/2-Wege Ventilen und der Wassernachfüllung.

Die beiden 3/2-Wege Magnetventile werden gemeinsam über ein Timerrelais angesteuert. Im Vergleich zu dem vorher eingesetzten Schwimmerschalter reagiert dieses nicht auf Erschütterungen.

Ist der Sauerstoffausgang der Zelle über das 3/2-Wege Ventil mit der Gaspumpe verbunden, so ist auch der KOH-Ausgang der Gaspumpe mit dem KOH-Eingang der Zelle verbunden. Das in der Zelle erzeugte Sauerstoffgas verdrängt die Kalilauge aus dem Pumpbehälter, drückt sie durch die Zelle und zurück in den Vorratsbehälter. Schalten nun die Ventile um, so ist der Sauerstoffausgang der Zelle verschlossen. Sowohl das Gasventil als auch das KOH-Ventil verbinden den Vorratsbehälter und den Pumpbehälter miteinander. Es kommt zu einem Druckausgleich zwischen den beiden Behältern. Aufgrund des Höhenunterschieds kann die Lauge aus dem Vorratsbehälter in den Pumpbehälter strömen.

Der Vorratsbehälter dient gleichzeitig als Kondensatabscheider für das Sauerstoffgas.

Weiterhin wurde der Vorratsbehälter noch mit einem Wassernachfüllstutzen versehen. Somit kann das Wasser direkt in die Lauge eingefüllt werden. Dies ist nur im drucklosen Zustand möglich.

6. Probleme die nur teilweise oder noch nicht gelöst werden konnten

- Das System ist auf einen Höchstdruck von ca. 1.5 bar ausgelegt. Für die Fahrzeuganwendung wird ein Druck von ca. 5 bar gefordert. Das System lässt sich leicht auf diesen Druck anpassen. Die Zelle muss zusätzlich verstärkt werden.
- Die maximale Arbeitstemperatur beträgt bisher ca. 60 °C. Limitierend sind hierbei unter anderem das verwendete Epoxydharz und das eingesetzte Separatormaterial. Hierzu konnten schon Alternativmaterialien gefunden werden. Ausgiebige Tests stehen noch aus.
- Die Kondensatabscheidung funktioniert nur für tropfenförmige Lauge. Aerosole und Wasserdampf können die Zelle ungehindert verlassen. Hier konnte bisher noch keine zufrieden stellende Lösung gefunden werden. Es besteht die Möglichkeit die Gase so weit abzukühlen, dass die Feuchtigkeit auskondensiert. Allerdings ist hierbei der Energiebedarf recht hoch. Für eine stationäre Anwendung ist dies denkbar, für eine mobile Anwendung wird dieser zusätzliche Energiebedarf nicht akzeptiert.
- Das Nachfüllen des verbrauchten Wassers ist nur drucklos möglich. Hier muss noch eine Möglichkeit gefunden werden den Druck moderat abbauen zu können. Eine andere Lösung könnte eine Art Schleuse sein, durch die das Wasser unter Druck zugeführt wird.

7. Derzeit erreichte Systemparameter

Gasmenge:	40 NI/h (H ₂) 20 NI/h (O ₂)
Zellenzahl:	6
Stromstärke:	16 A
Betriebstemperatur:	60 °C
Betriebsdruck:	1.5 bar

8. Ausblick

Das derzeitige System befindet sich noch im Prototypenstadium. Ziel ist es, dass System zu einem marktfähigen Produkt zu entwickeln. Hierbei soll auch der Betriebsdruck auf mindestens 5 bar erhöht werden. Das System muss noch kompakter werden.

Betrieb einer alkalischen Brennstoffzelle mit CO₂-haltiger Luft

S. Schudt, H.J. Kohnke, G. Sauer

Gaskatel GmbH, Holländische Str. 195, D-34127 Kassel, info@gaskatel.de

Schlüsselwörter: Alkalische Brennstoffzelle, Luftbetrieb, CO₂, Carbonat

Zusammenfassung:

Gaskatel stellt die Ergebnisse der Untersuchungen zum Betrieb der alkalischen Brennstoffzelle (Alkaline Fuel Cell – AFC) mit ungereinigter Luft vor. In der Halbzelle wurden Sauerstoffelektroden untersucht. Eine Dauermessung über mehr als 5000 Stunden mit CO₂-haltiger Luft führte dabei nicht zu einer nachhaltigen Verschlechterung der Elektrodenleistung oder gar zur Zerstörung der Elektrode. Auch Brennstoffzellen wurden über mehrere 100 Stunden mit Luft betrieben. Des Weiteren wurden zahlreiche Messungen mit dem Gaschromatographen zur Untersuchung des Verhaltens von CO₂ mit verschiedenen Elektrolyten gemacht. Die verwendeten Sauerstoffelektroden sind für den Luftbetrieb geeignet, eine Zerstörung durch die Bildung von Carbonat konnte nicht nachgewiesen werden.

1. Einleitung

Mit der Beschreibung der alkalischen Brennstoffzelle geht auch immer die Erwähnung der CO₂-Problematik des Elektrolyten Kalilauge einher. Beim Betrieb mit Luft reagieren CO₂ und KOH miteinander, es bildet sich Carbonat. Wird die Löslichkeitsgrenze überschritten, fällt das Carbonat aus und blockiert so die poröse Struktur der verwendeten Gasdiffusionselektroden. Ein Betrieb der AFC sei daher über lange Zeiträume nur mit reinen Gasen Sauerstoff und Wasserstoff möglich.

Wir möchten nun zeigen, dass es durchaus möglich ist, die AFC mit ungereinigter, also CO₂-haltiger Luft zu betreiben. Zu diesem Zweck wurden verschiedene Elektroden in der Halbzelle über eine lange Versuchsdauer im Luftverzehr getestet. In einem nächsten Schritt wurden mit den gesammelten Erkenntnissen der Elektrodentests Brennstoffzellen gebaut und auch diese mit Luft betrieben.

Schon in früheren Untersuchungen wurden ähnliche Versuche gemacht [1] oder ähnliche Ergebnisse beschrieben [2]. Es konnte keine einheitliche Tendenz der Zerstörung nachgewiesen werden. Vielmehr scheint die CO₂-Verträglichkeit unterschiedlich groß zu sein und auch die Laufzeiten im Luftbetrieb sind länger als vermutet.

2. Hintergrund

Das Funktionsprinzip der Brennstoffzelle beruht auf der kontrollierten elektrochemischen Reaktion von Wasserstoff mit Sauerstoff zu Wasser unter Nutzung der abgegebenen elektrischen Energie.

Die alkalische Brennstoffzelle gehört zu den Niedertemperatur-Brennstoffzellen, die Betriebstemperatur liegt bei 60-80 °C. Die AFC besteht im Wesentlichen aus den Elektroden (Anode und Kathode), dem Separator, der die beiden Elektroden elektrisch voneinander trennt, und dem Elektrolyten Kalilauge. Alkalische Brennstoffzellen erreichen sehr hohe Wirkungsgrade von bis zu 70 %. Vorteile der AFC ist die Verwendung von preiswerten Katalysatoren (z.B. Raney-Nickel) und Membranen. Als Nachteile könnte man den flüssigen Elektrolyten Kalilauge anführen. Der Umgang damit ist jedoch eher als unkritisch anzusehen, wohingegen die CO₂-Unverträglichkeit nach wie vor in der Literatur als Kriterium gehandelt wird, weswegen die AFC nur für spezielle Anwendungen des Militärs oder der Weltraumforschung benutzt wird.

Bei der Reaktion von Kalilauge (KOH) und dem CO₂ der Luft entsteht Carbonat und Wasser:



Die in der AFC eingesetzten Gasdiffusionselektroden kann man sich wie einen mikroporösen Schwamm vorstellen. Das CO₂ der Luft reagiert mit der Kalilauge zu Kaliumcarbonat, das zunächst in Lösung geht. Wird nun immer mehr CO₂ mit der Luft in die Zelle eingebracht und die Löslichkeitsgrenze von Carbonat in Kalilauge überschritten, so fällt Carbonat aus und kann das Porensystem der Elektrode blockieren. Die Reaktion in der Elektrode kann dann nicht mehr stattfinden, die Zelle ist zerstört.

3. Experimentelles

Elektrodentests in der Halbzelle

- Auswahl geeigneter Elektroden
- Charakterisierung der Elektroden
- Betrieb in unterschiedlichem Elektrolyten (KOH, K₂CO₃, KHCO₃)

Tests mit der Brennstoffzelle

- Versuche unter realen Bedingungen mit CO₂-haltiger Luft

Gasanalyse mit dem Gaschromatographen

- Informationen über die Reaktionen und den Verbleib von CO₂ im System

Untersuchungen des Elektrolyten mittels Titration

- Informationen über die Entstehung von Carbonat im Elektrolyten

4. Ergebnisse

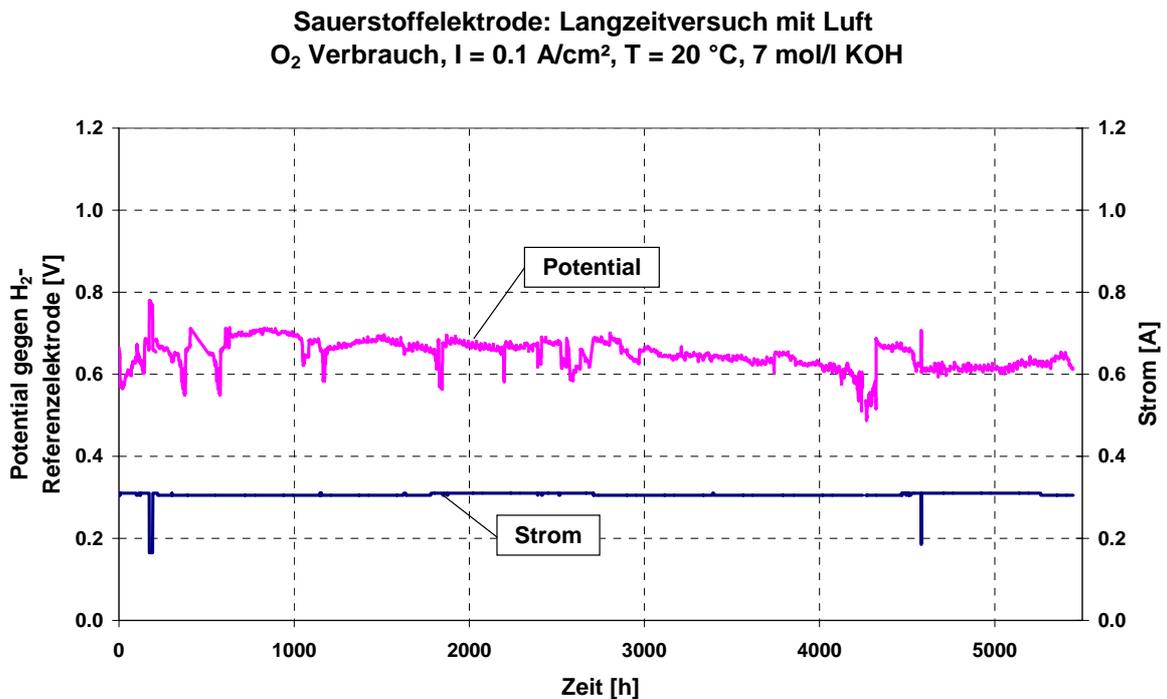


Diagramm 1: Langzeittest einer Sauerstoffelektrode in der Halbzelle

Halbzellentests

Grundlage für die Auswahl geeigneter Elektroden für den Bau der Brennstoffzelle bilden die Halbzellenversuche. In einem Langzeitversuch wurde eine Silberelektrode im Sauerstoffverzehr über mehr als 5000 Stunden mit ungereinigter Luft versorgt. Die Elektrode wurde in 7 mol/l KOH bei Raumtemperatur mit einer Stromdichte von 0,1 A/cm² belastet. Wie man im Diagramm 1 erkennen kann ist über die gesamte Betriebsdauer ein Rückgang des Potentials zu verzeichnen.

Um weitere Erkenntnisse über die Auswirkung von Carbonat auf die Elektroden zu erhalten wurden Halbzellentests mit vorbehandelten Elektroden gemacht (siehe Diagramm 2). Dazu wurden die Elektroden in Kaliumcarbonatlösung getränkt und anschließend getrocknet. Über die Gewichtszunahme der Probenstücke nach der Behandlung wurde eine Einlagerung von Carbonat festgestellt. Zum Vergleich wurde nach gleicher Methode auch eine Elektrode mit Kalilauge behandelt.

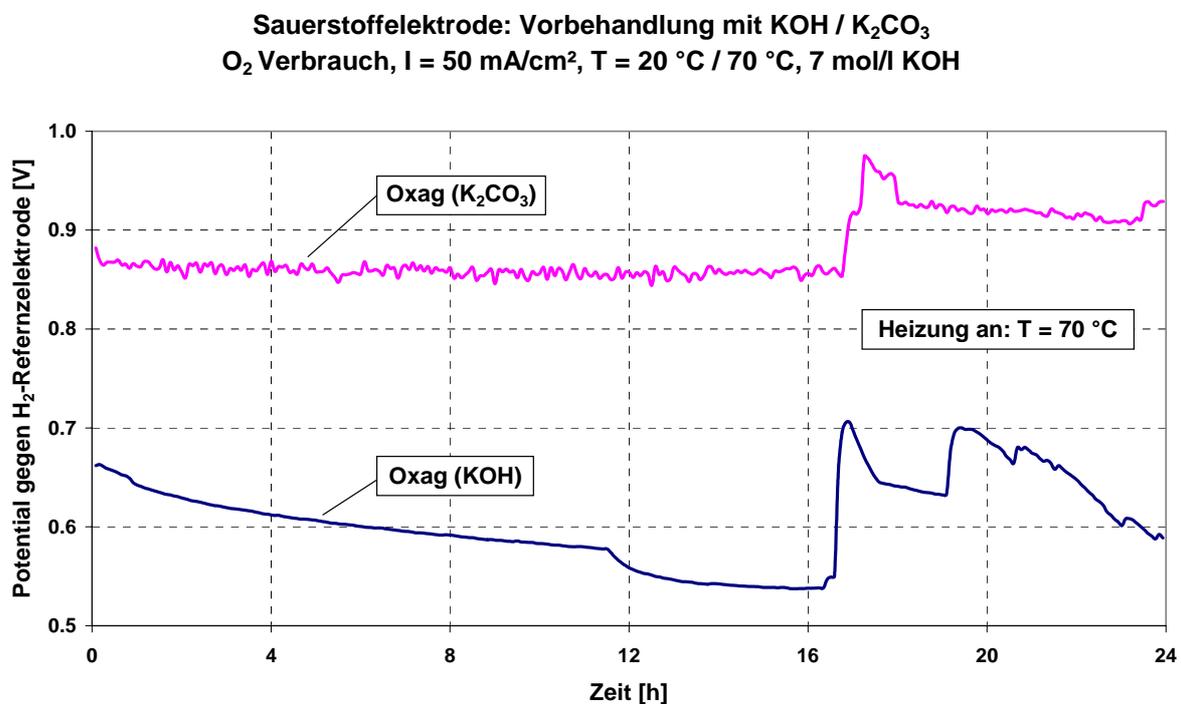


Diagramm 2: O₂-Elektroden im Sauerstoffverzehr, vorbehandelt mit KOH bzw. K₂CO₃

Die ermittelte Kennlinie der mit K₂CO₃ vorbehandelten Elektrode zeigt den Verlauf, wie er von einer Sauerstoffelektrode zu erwarten ist. Im Vergleich dazu zeigt die Kennlinie der mit KOH vorbehandelten Elektrode sehr deutlich, dass durch diese Behandlung ein Schaden an der Elektrode entstanden sein muss.

Versuche mit der Brennstoffzelle

Mit den Erkenntnissen der Halbzellentests wurden Elektroden hergestellt, die für den Einsatz in der Brennstoffzelle zum Betrieb mit Luft geeignet waren. Auch am Aufbau der Brennstoffzelle an sich mussten Veränderungen vorgenommen werden. Ein grundsätzlicher Unterschied von Sauerstoff- zu Luftbetrieb besteht in der unterschiedlichen Gasmenge, die der Zelle zugeführt wird. Bei einem Sauerstoffanteil von 21 % in Luft muss die Gasmenge ca. 5-mal größer sein. Um eine ausreichende

Versorgung der Elektrode mit Sauerstoff zu gewährleisten, wird ein noch größerer Luftüberschuss gewählt. Auch die Durchspülrate muss angehoben werden, damit der Anteil der nicht benötigten Gase die Reaktion nicht behindert. Um dies zu gewährleisten wurde ein spezieller Gasraum zwischen den Sauerstoffelektroden geschaffen. Im folgenden Diagramm ist ein Ausschnitt des Langzeitbetriebes mit Luft dargestellt.

BZ 0101: Luftbetrieb- Gewichtszunahme der KOH durch Reaktionswasser
 $I = 3 \text{ A}$, $T = 30 \text{ °C}$, $\lambda = 3.6$

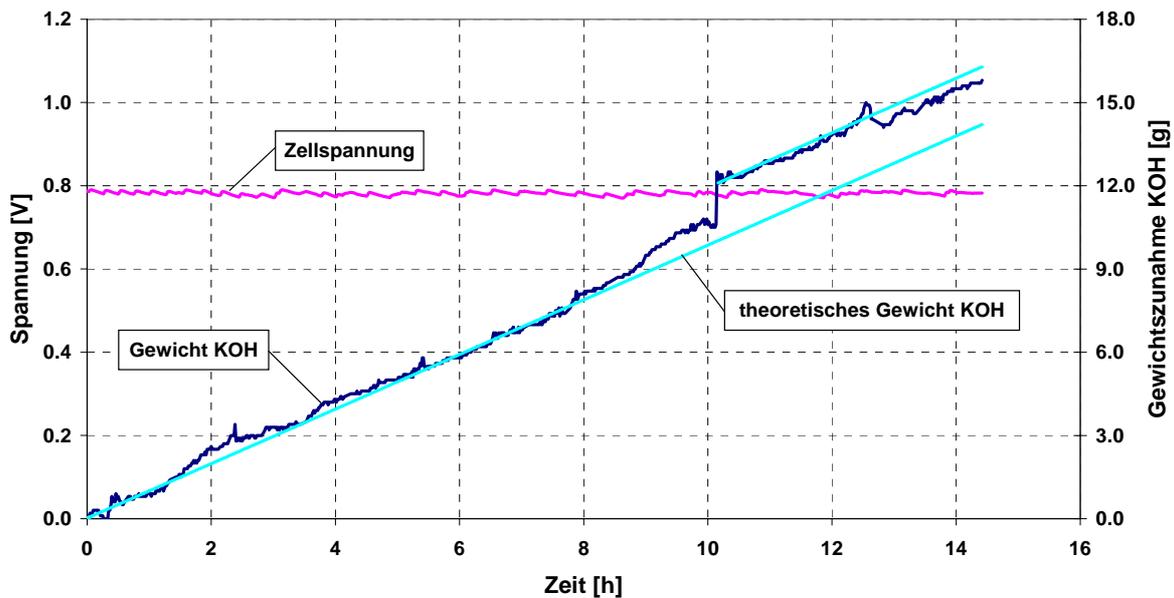


Diagramm 3: BZ 0101 – Dauermessung mit Luft bei 3 A und 30 °C

Während der Versuche wurde durch Variation der Temperatur und des Luftdurchflusses der Einfluss auf den Austrag des Reaktionswassers untersucht. Dazu wurde die Gewichtszunahme der Kalilauge gemessen und mit der theoretischen Gewichtszunahme, die sich über die Faraday-Gleichung bestimmen lässt, verglichen. Bei einer Temperatur von 30 °C wurde das gesamte entstehende Reaktionswasser über den Elektrolyten aus der Zelle heraustransportiert (siehe Diagramm 3). Bei 50 °C hingegen wurden ca. 30 % des Reaktionswassers mit dem Luftstrom durch den Gasraum ausgetragen.

Insgesamt wurden Brennstoffzellen über mehrere 100 Stunden mit ungereinigter Luft betrieben.

Gasanalyse mit dem Gaschromatographen

Mit dem Gaschromatographen wurden Untersuchungen zum Verbleib des CO_2 in der Brennstoffzelle gemacht. Dabei wurden die zugeführte Luft sowie die Abgase auf der Sauerstoff- und der Wasserstoffseite der Zelle auf den CO_2 -Gehalt hin untersucht. Bei der Untersuchung der Abluft der Brennstoffzelle konnte auf der Sauerstoffseite ein Rückgang des CO_2 -Gehalts festgestellt werden (siehe Diagramm 4). Auf der Wasserstoffseite konnten leichte Spuren von CO_2 nachgewiesen werden.

**BZ 0101: Gaschromatographie - Abgas der Sauerstoffseite
Betrieb mit Umgebungsluft, GC: Trägergas H₂, 4.5 bar, 105 °C**

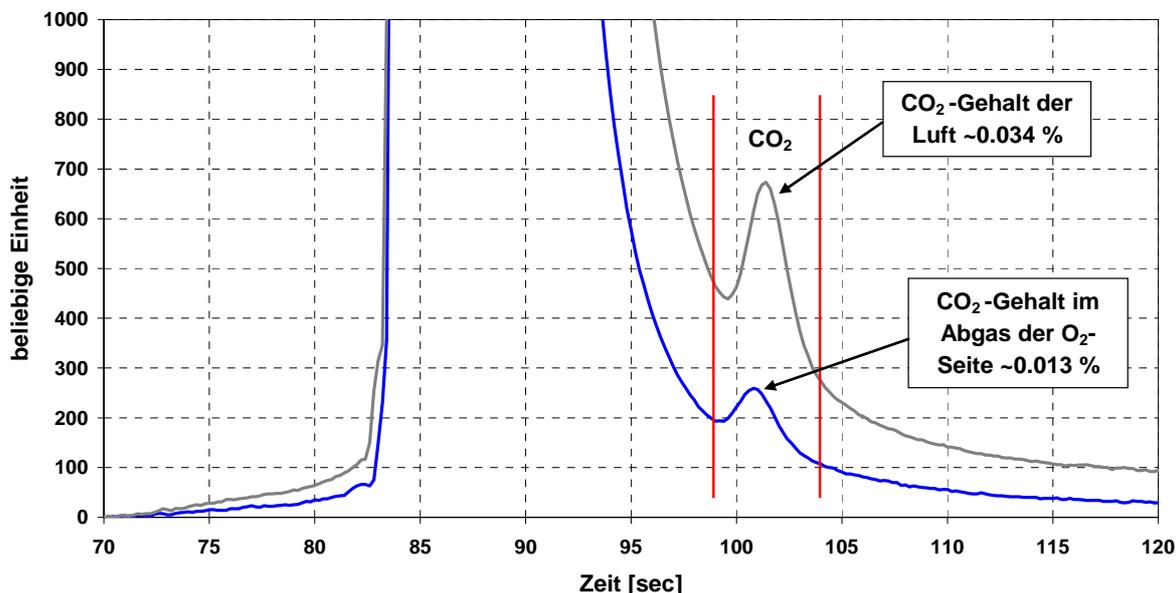


Diagramm 4: Gasanalyse in der zugeführten Luft und im sauerstoffseitigen Abgas bei Luftbetrieb

Untersuchungen des Elektrolyten mittels Titration

Der verwendete Elektrolyt wurde auf den Carbonatgehalt hin untersucht. Nach einer Laufzeit von 1000 Stunden in der Halbzelle mit einer Belastung von 50 mA/cm² betrug der Carbonatgehalt der Kalilauge 50 g/l. Dieser Wert liegt deutlich unterhalb der Löslichkeitsgrenze von K₂CO₃ in 7 mol/l Kalilauge, der experimentell zu 461 g/l bei 25 °C bestimmt wurde.

In einem Diffusionsversuch wurden die Transporteigenschaften von verschiedenen Sauerstoffelektroden untersucht. In ein Behältnis mit zwei getrennten Kammern wurden 7 mol/l KOH und 3,5 mol/l K₂CO₃-Lösung gefüllt. Als Trennung zwischen den Kammern diente die zu untersuchende Elektrode. Vor und nach dem Versuch wurde die Carbonatkonzentration in beiden Elektrolyten gemessen. Die Ergebnisse für zwei ausgewählte Elektroden sind in der folgenden Tabelle dargestellt.

Diffusionsmessung KOH/K ₂ CO ₃				
Elektrode	Vor der Messung		Nach der Messung	
	c _A (KOH)	c _A (K ₂ CO ₃)	Carbonatgehalt in KOH	c _E (K ₂ CO ₃ in KOH)
	[mol/l]	[mol/l]	[g/l]	[mol/l]
#418 Oxag	6.73	3.39	10.01	0.072
#366 Silflon	6.77	3.43	51.52	0.370

Tabelle 1: Ergebnisse der Diffusionsmessung KOH/K₂CO₃ bei verschiedenen Sauerstoffelektroden

5. Diskussion der Messergebnisse

Eine Sauerstoffelektrode wurde in der Halbzelle über mehr als 5000 Stunden mit CO₂-haltiger Luft betrieben. Bei einer konstanten Belastung von 100 mA/cm² wurde ein Rückgang des Potentials um ca. 10 % festgestellt. Durch den Austausch des Elektrolyten konnte dieser Effekt rückgängig gemacht werden. Man kann den Rückgang des Potentials mit dem Sinken der Leitfähigkeit erklären. Kaliumcarbonat Lösung hat im Vergleich zu Kalilauge eine geringere Leitfähigkeit.

Durch die Auswahl bestimmter Elektrodenbestandteile ist es möglich Elektroden herzustellen, die für den Betrieb mit ungereinigter Luft geeignet sind. Wie sich in den Diffusionsmessungen herausstellte lassen sich somit auch die Transporteigenschaften für Carbonat beeinflussen.

Aus den Halbzellentests mit vorbehandelten Elektroden lässt sich schließen, dass eine Einlagerung von Carbonat keine nachteiligen Auswirkungen auf die Leistungsfähigkeit der Elektroden hat. Im Gegensatz dazu kann ein Einlagern von KOH jedoch beträchtliche Folgen haben. Beim Vergleich der Halbzellendaten erkennt man die deutlich schlechtere Leistung der mit KOH vorbehandelten Elektrode.

Ein Betrieb der Brennstoffzelle mit ungereinigter Luft konnte über mehrere 100 Stunden getestet werden. Messungen ergaben, dass im Abgas der Zelle nur noch ca. ein Drittel des CO₂ vorhanden war, das der Zelle mit der Luft zugeführt wurde. Im Elektrolyten konnte ein gesteigerter Carbonatgehalt festgestellt werden.

All dies führte aber nicht zur Zerstörung der Brennstoffzelle.

6. Ausblick

Weitere Untersuchungen zum Langzeitbetrieb der alkalischen Brennstoffzelle mit Luft sind geplant. Insbesondere sollten weitere Erkenntnisse über den Stofftransport in der Brennstoffzelle gesammelt werden. Durch schlechten Stofftransport kann es an der Sauerstoffelektrode zu einer übermäßigen Aufkonzentration der Kalilauge kommen. In diesem Fall steigt die Korrosivität an und die Elektrode wird zerstört. Weiterhin notwendig ist auch die Analyse der Abgase und des Elektrolyten. Ziel der Bemühungen ist die Entwicklung eines sich selbst regelnden Brennstoffzellensystems.

7. Quellenangaben:

- [1] E. Gülzow, M. Schulze, Long-term operation of AFC electrodes with CO₂ containing gases, Journal of Power Sources 127 (2004) 243-251
- [2] K. Kordes, Symposium Brennstoffelemente, 136. Nationale Treffen der Amerikanischen Chemischen Gesellschaft, September 1959 (Zitat aus Brennstoffelemente, G.J. Young, Alfred University, New York, Krausskopf-Verlag, Wiesbaden, 1962)

Sauerstoffanalyse in Gasen - hochgenau über einen großen Messbereich

UAD Schulz & Selent, Alter Hafen Nord 216, 18069 Rostock

Tel.: 0381 811 31 33, Fax: 0381 811 31 34, e-mail: selent@uad-rostock.de

Mit den von uns entwickelten Sauerstoffanalysatoren der Serie Oxymaster II ist die O₂-Analyse wesentlich einfacher geworden. Unsere Messgeräte decken alle Messbereiche, von Spuren unter <1 ppm bis in den Prozentbereich 100% in Gasen ab. Es ist möglich die Messgeräte als Einzelgerät im Labor oder Prozess einzusetzen oder in ein geeignetes Probensysteme zu integrieren. Bei dieser Sauerstoffmessung bestehen keine Querempfindlichkeiten zu anderen Medien. Aufgrund des geringen Eigenrauschens der Messzellen ist ein Nullpunktgleich der Messung nicht erforderlich.

Die Messgeräte haben eine Selbstüberwachung und teilen dem Anwender eventuelle Fehler (Messzelle tauschen, Kalibrierung nicht in Ordnung, u.a.) in Klartext mit. Die Bedienung erfolgt über ein anwenderfreundliches Menü. Auf dem von uns eingesetzten Grafikdisplay kann auch der Trend der letzten Messwerte angezeigt werden.

Über die Elektronik ist es möglich eine zweite separate Messung simultan zu betreiben. Dies kann entweder eine zweite Sauerstoffmessung oder ein Taupunktmessung sein. Die Messgeräte liefern standardmäßig 0/4 – 20 mA und bieten auf Wunsch auch Schnittstellen wie RS232 oder RS 485 an. Als Spannungsversorgung sind 24 VDC oder 85 – 230 VAC möglich.

Sauerstoff-, Wasserstoffmessungen bei der Wasserstoffherstellung

Eine genaue Analyse von Sauerstoff und Wasserstoff bei der Elektrolyse ist sehr wichtig für eine Prozess-Sicherung, die Sicherheit des Personals und einen kostengünstigen Betrieb der Anlage.

Für diese Aufgaben haben wir Analysatoren entwickelt welche im laufenden Betrieb die Analysenwerte anzeigen und helfen den Prozess zu regeln. Dazu gehören die Analyse von Gasgemischen: Sauerstoff in Wasserstoff und Wasserstoff in Sauerstoff. Diese beiden Gasgemische werden auf unterschiedliche Weise analysiert.

Bei der Analyse von Sauerstoff in Wasserstoff werden in den meisten Fällen zwei unterschiedliche Reinheiten gemessen welche sich in Messbereich unterscheiden. Wir unterscheiden die Sauerstoffmessung im % und im ppm Bereich. Bei der Analyse von Wasserstoff ist in den meisten Fällen eine Messung im unteren % Bereich notwendig.

Eine Überwachung der Reinheit des erzeugten Wasserstoff und Sauerstoff ist notwendig um Energieverluste zu vermeiden und somit einen optimalen Betrieb zu gewährleisten.

Für die Sicherheit ist die Überwachung der Reinheit des Wasserstoffs notwendig um, durch eine Kontamination mit Sauerstoff oder Luft, ein explosives Gemisch zu vermeiden. Eine Online Überwachung hilft daher dieser Gefahr vorzubeugen.

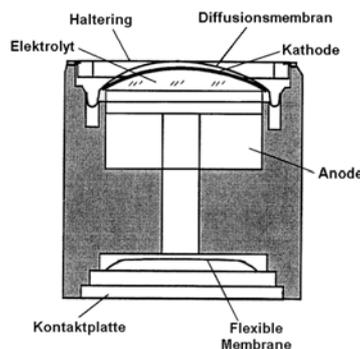
Sauerstoffmessung

Bei der Überwachung des Wasserstoffs auf Sauerstoff im ppm oder % Bereich kommen bei uns immer Messgeräte mit elektrochemischen Messzellen zum Einsatz. Diese Messzellen gewährleisten eine hohe Messgenauigkeit sowohl im Prozent- als auch im Spurenbereich. Die Messbereiche liegen dabei zwischen 0 – 2% oder 0 – 200 ppm je nach Anwendung und Elektrolyseur. Als ein weiterer Vorteil der elektrochemischen Zellen ist anzusehen, dass diese bedingt durch den Aufbau keine Querempfindlichkeiten zu Wasserstoff besitzen und ein sehr gutes Preis/Leistungsverhältnis aufweisen.



Die elektrochemische Messzelle wandelt die Energie einer chemischen Reaktion um in einen elektrischen Strom. Der Aufbau der Zelle ist im Folgenden beschrieben.

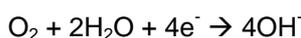
Die elektrochemische Messzelle ist ein Zylinder von nur 3,1 cm (1 ¼“) Durchmesser und 3,1cm (1¼“) Höhe. Sie besteht aus einem höchst inerten Kunststoff, der ohne Schwierigkeiten in nahezu jeder Umgebung und in jeder Art von Probengasstrom eingesetzt werden kann. Sie ist sehr gut versiegelt, wobei eine Seite für den Sauerstoff des Probengases durchlässig ist.



Querschnitt durch eine elektrochemische Messzelle

Am oberen Ende der Zelle befindet sich eine Diffusionsmembran aus Teflon mit präziser, gleichmäßiger Dicke. Unter der Diffusionsmembran liegt das sauerstoffempfindliche Element - die Kathode- mit einer Oberfläche von fast 4 cm². Die Kathode besteht aus Silber und ist vielfach perforiert, um eine hinreichende Benetzung der Membranoberseite mit Elektrolyt sicherzustellen. Die Anode befindet sich unterhalb der Kathode und besteht aus Blei. Durch die besondere konstruktive Auslegung der Anode steht ein Maximum an Metall für die chemische Reaktion zur Verfügung. Der Raum im Inneren ist aufgefüllt mit einem Elektrolyt.

Das Messgas diffundiert durch die Teflonmembran. Jeglicher Sauerstoff im Messgas wird an der Kathodenoberfläche nach folgender HALBREAKTION reduziert:



(Vier Elektronen, zusammen mit einem Sauerstoffmolekül, produzieren mit H₂O aus dem Elektrolyt, vier Hydroxylionen)

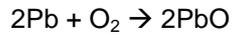
Wenn der Sauerstoff an der Kathode reduziert wird, wird gleichzeitig das Blei an der Anode durch folgende HALBREAKTION oxidiert:



(Zwei Elektronen werden pro oxydiertes Bleiatom verschoben. Daher werden zwei derartige Reaktionen benötigt um das Gleichgewicht herzustellen und vier Elektronen zu verschieben)

Die an der Anode freigesetzten Elektronen fließen zur Kathode, wenn ein externer Strompfad vorhanden ist. Der dabei fließende Strom ist proportional zur Menge des Sauerstoffs, der die Kathode erreicht. Er dient als Maß zur Bestimmung der Sauerstoffkonzentration im Probengasgemisch.

Die Gesamtreaktion für die Brennstoffzelle ist die SUMME der beiden Halbreaktionen von oben, oder:



Der Ausgangsstrom der Zelle ist zum einen begrenzt durch die aktuelle Gesamtmenge des Sauerstoffs in der Zelle, zum anderen durch die Menge des vorrätigen Anodenmaterials.

In Abwesenheit von Sauerstoff wird kein Strom erzeugt.

Wasserstoffmessung

Die Überwachung des Sauerstoffs auf Wasserstoff erfolgt in den meisten Fällen im % Bereich. Dabei werden von uns Wärmeleitfähigkeitssensoren eingesetzt.

Diese Wärmeleitfähigkeitssensoren arbeiten in verschiedenen Gasgemischen und müssen auf das jeweilige Gemisch kalibriert werden. Die Messbereiche liegen dabei zwischen 0 – 1% oder 0 – 3% H₂ in O₂.



Als Sensoren werden thermische Halbleitersensoren eingesetzt.

Dieser Sensor misst die Konzentration des Gasgemisches zwischen einem aufgeheizten Widerstand und einem Referenzwiderstand im der Umgebungstemperatur unter Berücksichtigung des Wärmeleitfähigkeitskoeffizienten des zu messenden Gases.

Die Sensor Struktur enthält eine Heizung an einer dünnen elektrischen und thermisch isolierenden Membran. Zwei Dünnschicht – Widerstände werden dazu benutzt die Membran aufzuheizen und die Temperatur zu messen. Zwei weitere Widerstände werden zu Kompensation der Änderung der Umgebungstemperatur benutzt.

Ein Gas mit einer höheren Wärmeleitfähigkeit als Luft oder Sauerstoff wird die Oberflächentemperatur an der Membran absenken und somit zu einer Differenz führen. Diese wird mit Kenntnis des Wärmeleitfähigkeitskoeffizienten umgerechnet zu einer Konzentration.

SOLARTHERMIE – Ideen und Anregungen aus Forschung und Praxis in Stralsund

Rainer Krohn, Geschäftsleitung seysol GmbH&Co.KG, Andreas Seyfert, seysol GmbH&Co KG

Sehr geehrte Damen und Herren, gestatten Sie mir als Neuling in dieser Runde einige einleitende Bemerkungen.

Als Geschäftsführer der ahs Invest, einer Firma die mit der Vermietung von Wohnungen und Geschäftsräumen ihr Geld verdient, werde ich immer mehr mit dem Problem der ständig steigenden Mietnebenkosten konfrontiert. Das Argument „das kann ich ja auf die Mieter umlegen“ verdeutlicht die kurzsichtige Betrachtung vieler Vermieter, denn mittlerweile berücksichtigt der Mieter längst nicht nur die Kaltmiete, sondern immer öfter den Gesamtmietpreis bei seiner Mietentscheidung. Aus diesem Grund sind wir stets bemüht, unseren Mietern ein vernünftiges Gesamtpaket anzubieten. Bei der umfangreichen Suche nach einem Anbieter für eine Solarthermieanlage, für unser Studentenwohnheim, haben wir festgestellt, dass es bei Solaranlagen (Solarthermie), vor allem bei Anlagen mittlerer und großer Leistungen, offensichtlich einen deutlichen Innovationsstau gibt. Die Anlagenkonzepte stammen oftmals noch aus den Anfängen des Solaranlagenbaus, sind vielfach nicht auf dem neusten Stand der Technik und selten wirtschaftlich wirklich effizient.

Als Schwachpunkte der derzeitigen Anlagentechnik in diesem Bereich wurden insbesondere:

- fehlende bzw. ineffektive Kollektornachführungssysteme;
- nicht optimale Speicherlade- bzw. -entladesysteme;
- veraltete Systemkonzepte;
- und daraus folgend, ein zu geringer Gesamtwirkungsgrad sowie ein ungünstiges Kosten/Nutzen Verhältnis

erkannt.

Getreu dem Motto „geht nicht, gibt’s nicht“ haben wir nach Verbesserungen gesucht, dabei hier und da einige Vorschläge erarbeitet und entsprechende Patentanträge gestellt. Auf Grund der sehr knapp bemessenen Vortragszeit sehen Sie mir es bitte nach, dass ich das eine oder andere nur anreißer und nicht ausführlich erläutere. Die weiteren Ausführungen werden zu folgenden Schwerpunkten erfolgen:

1. **seysol**[®]-Kippkollektor / Nachführungseinrichtung (Patentanmeldung)
2. **seysol**[®]-Speichersystem / Schichtlade-bzw. -entladevorrichtung (Patentanmeldung)
3. Anregungen zu neuen Systemkonzepten

1. seysol[®]-Kippkollektor

Ziel der Erfindung war es,

- eine kostengünstige Nachführungseinrichtung zu schaffen, die die Vorteile einer Zweikanal- mit denen einer Einkanalnachführung verbindet und trotzdem kostengünstig ist.
- die Sonneneinstrahlung nutzbar zu machen, welche nördlich der Ost-West-Achse (von West über Nord bis Ost auf der nördlichen Erdhalbkugel bzw. von Ost über Süd bis West auf der südlichen Erdhalbkugel) auf den Kollektorstandort einstrahlt, ohne ein kostenintensives Horizontaldrehgestell zu nutzen.
- dass bei starken Winden (Sturm, Orkan) die Kollektoren so eingestellt werden können, dass die Windangriffsfläche minimiert wird.
- dass bei starkem Regen, Hagel oder Schneefall die Kollektoren in eine Position geführt werden, die Beschädigungen, starke Ablagerungen auf der aktiven Seite vermeidet bzw. minimiert oder dass bei Regen durch einen entsprechenden Winkel vorhandene Schmutzpartikel besser abgespült werden können (Selbstreinigungseffekt)
- dass zu Zeiten sehr geringer Einstrahlung (bevorzugt nachts) die Kollektoren mit ihrer aktiven Seite nach unten zeigen, um Auskühlung über die aktive Seite zu verringern und ggf. sogar dadurch auch noch die von der Unterkonstruktion (Dachfläche, Betonfundament etc.) abgegebene Wärmestrahlung bzw. Wärmekonvektion nutzbar zu machen.
- dass zur Vermeidung von hohen Stillstandstemperaturen oder einem momentanen „Überangebot“ an Energie die Kollektoren auch „aus der Sonne heraus“ gefahren werden können.
- die technische Lösung so darzustellen, dass eine Pflege der Dachhaut (Dachsanierung, Aufbringen von Dachpappe, Nachteeren etc.) durch die Anlage nicht deutlich eingeschränkt wird.



Kollektorstellung : 00.00 Uhr



Kollektorstellung : 04.30 Uhr
(Sommer)



Kollektorstellung : 06.00 Uhr
(Sommer)



Kollektorstellung : 07.00 Uhr
(Sommer)



Kollektorstellung : 07.30 Uhr
(Sommer)



Kollektorstellung : 13.00 Uhr
(Sommer)



Kollektorstellung : 13.00 Uhr
(Frühjahr/Herbst)

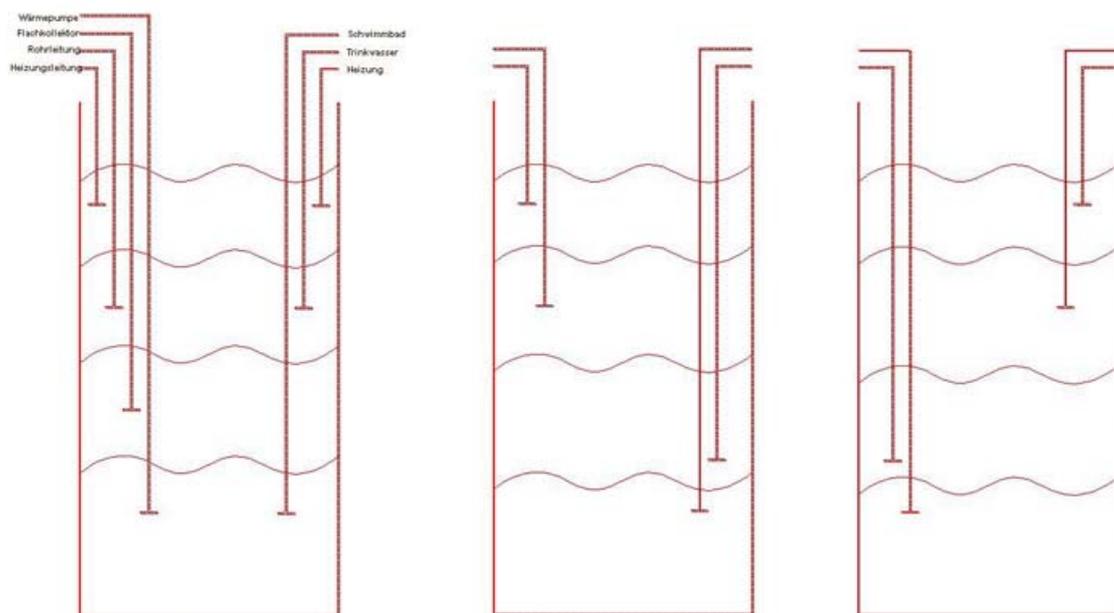


Kollektorstellung : 09.00 Uhr
(Winter)

2. seysol[®]-Schichtspeicher

Ziel der Erfindung war es, ein Speicher-Speicherladesystem zu entwickeln, welches

- sowohl auf der Lade- als auch auf der Entladeseite ein optimales energetisches Management (Einbringung sowie Entnahme des Wärmeträgers in der optimalen Temperaturschicht) als auch
- den Anschluss mehrere unterschiedlicher Ladequellen (z.B. Öl-, Gas-, Festbrennstoffkessel, Wärmepumpen, Solarkreise etc.) und Entladekreise (Warmwasserbereitung, Plattenheizkörperkreis, Fußbodenheizkreis, Schwimmbeckenerwärmung etc.) gestattet,
- auch bei größeren Volumenströmen funktioniert,
- so wenig wie möglich Schweißnähte aufweist,
- wenig seitliche Anschlüsse besitzt, um eine optimale Wärmedämmung zu erreichen
- auch im Störfall oder zur Wartung des Ladesystems keinen Komplettausfall oder Entleerung des Speichers erfordert und
- nachrüstbar für bisherige Speichermodelle ist



3. Gedanken & Anregungen zu Systemkonzepten

3.1. Kollektorauswahl, Kombinationen, mehrere Kollektorkreise

Bisher werden entweder Flach- oder Röhrenkollektoren eingesetzt. Warum gibt es keine Kombinationen als Einkreis- oder Mehrkreissystem?

3.2. „Überdimensionierung“ der Kollektorflächen

Bisher wird die Kollektorfläche nach der Sommernutzung berechnet. In Anbetracht immer weiter sinkender Preise für Kollektoren kann man noch viel mehr auf die Übergangszeit Frühjahr/Herbst und die Nutzung zur Heizungsunterstützung auslegen. Das Argument „dann werden die Kollektoren im Sommer zu heiß“ sollte nicht weiter in den Köpfen geistern, das Überhitzungsproblem kann man mit einfachsten Mitteln umgehen.

3.3. Abstände der Kollektorreihen trotz möglicher Verschattung verringern

In sämtlicher Literatur werden Berechnungsformeln für den Abstand von Kollektorreihen angegeben, bei denen man sich auf die Verschattung am 21. Dezember bezieht. Wie lange trifft denn diese Bedingung in der Realität zu? Was stört es einen Solarthermiekollektor, wenn er 2 oder gar 4 Monate nicht zu 100% besonnt wird, wie viel „Besonnung“ wird aber in den restlichen 10 bzw. 8 Monaten des Jahres nicht genutzt?

3.4. Einbindung anderer Verfahren z.B. Wärmepumpen

Oft reicht die Sonneneinstrahlung nicht aus, um mit herkömmlichen Anlagen genutzt zu werden. In der Kombination mit einer Wärmepumpe kann eine Anlage sogar unter solchen Bedingungen, ja teilweise sogar in der Nacht betrieben werden.

3.5. Verringerung der Rücklauf- und somit der mittleren Kollektortemperatur

Alle wissen es, jedoch kaum jemand schert sich in der Praxis darum, könnte man ketzerisch sagen. Temperaturen 80/65 (Vor-/Rücklauf) sind keine Seltenheit bei Flachkollektoren. Mit Kombinationen Flach- und Röhrenkollektoren oder der Einbindung einer Wärmepumpe kann man den Investitionsaufwand und den Ertrag optimieren.

3.6. Einsatz von Kondensationsstrecken

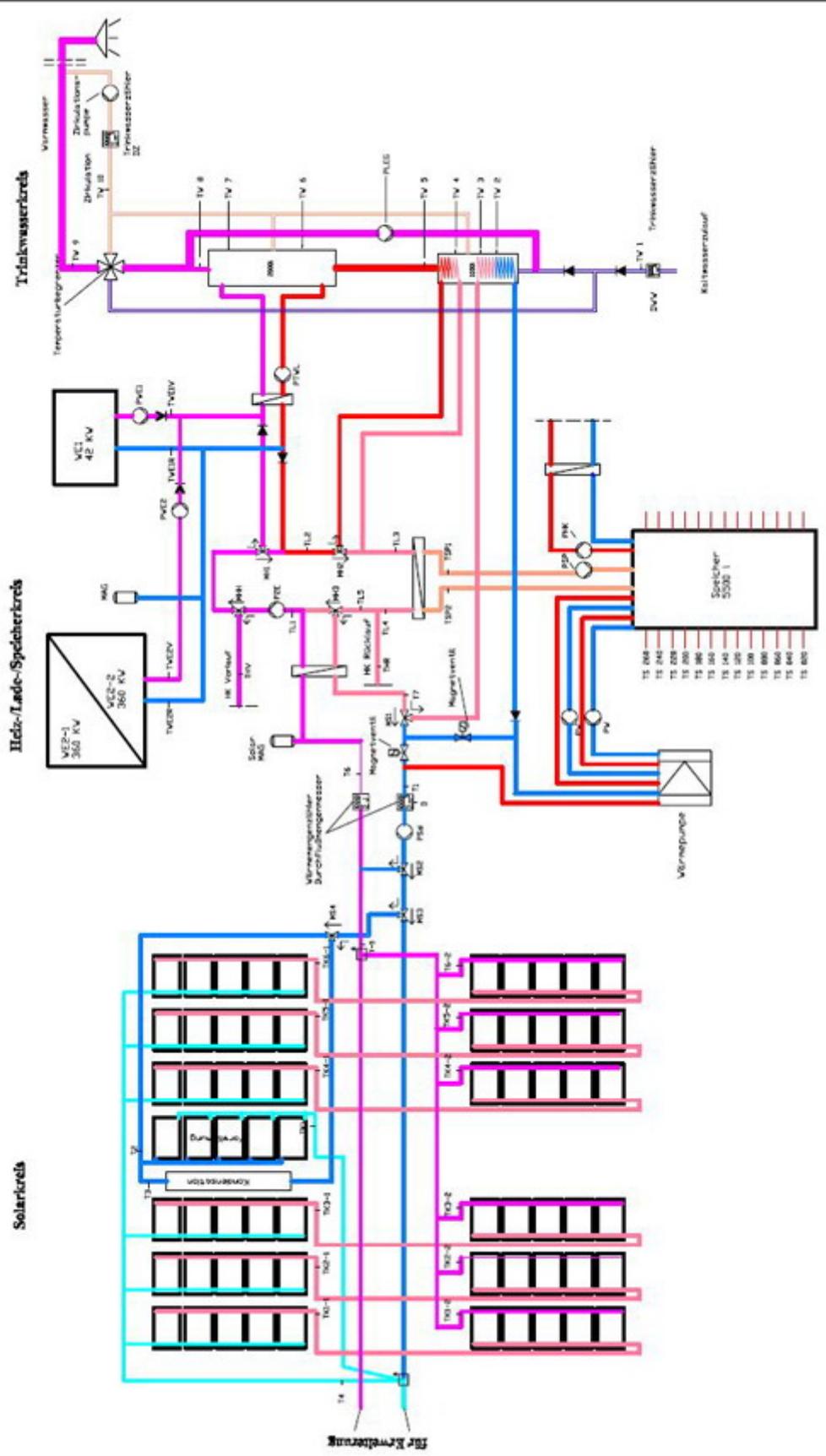
Durch den Einsatz von Kondensationsstrecken kann die gefürchtete Kondensation im Kollektor (oder gar auf dem Absorber) zuverlässig verhindert werden. Gleichzeitig gestattet eine solche Kondensationsstrecke in Kombination mit einer Wärmepumpe den Einsatz einer Solaranlage bei Nacht oder sehr geringer Einstrahlung.

3.7 neue Regelungstechnik, die eine Prozesssteuerung erlaubt, welche sowohl wärmemengen- als auch temperaturniveauoptimiert ist

Wir waren auf dem Mond, wir senden Satteliten zu weit entfernten Himmelskörpern, steuern Waffen GPS- und lasergelenkt ins Ziel und ... steuern Solaranlagen nach der Temperatur des Vorlaufes und des Speichers obwohl wir wissen, dass wir die notwendige Zusatzenergie (Gas, Öl, Strom, etc.) nicht nach °C sondern nach kWh bezahlen müssen.

Es ist also dringend an der Zeit, eine neue Generation von Regelungstechnik in die Solarthermie einzuführen, die eine Optimierung nach kWh ermöglicht. Die Nutzung des **seysol**[®]-Speichersystems gewissermaßen als zentrales „Mischpult“ für Wärmemenge und Temperaturniveau bietet dazu eine sehr gute Grundlage.

Solaranlage "Haus am Rügendamm"



Kontakt: seysol GmbH & Co. KG, Gartenstrasse 13-15, 18439 Stralsund,
 Telefon : 03831/667416 FAX : 03831/667415, E-Mail : info@seysol.de

“DEVELOPING A CLEAN ELECTRICAL MATRIX”

Prof. Dr. Eng. E. Spinadel

Argentine Wind Energy Association, J.M. Paz 1131, B1602AXU Florida, Buenos Aires, espinadel@argentinaeolica.org.ar

Key words: Power Provision Agreements, development, grid connected wind farms

Abstract: Power Provision Agreements are appropriate for developing grid connected wind farms in association with hydraulic generation backup. These PPAs can provide certainty in power supply prices at competitive and sustainable investment return levels, beyond the evolution of hydrocarbons. There are two main points in this commercial agreement. First only clean energy can provide a long term fixed price to the market as it is not tied to the evolution of conventional fuels. Therefore the user is certain about the price of its future electricity supply, giving investors the needed security, and providing selective incentives for diversification of the energy matrix. This kind of strategy is perfectly possible in other markets and countries, especially those with a considerable wind resource and a non diversified matrix, like South Africa, Chile and others. Each case must be considered by itself. We have developed the know how.

The uncertainty of the evolution of hydrocarbon prices makes developing economies especially vulnerable to its perturbations. Energy supply matrices which are not diversified will spend increasing resources in satisfying their demand. Renewable energy sources become in this context a very interesting alternative as they are not tied to hydrocarbons and can provide certainty in the prices of future energy supply. At the same time they reduce dramatically the environmental impact of energy use. Many developing countries are attempting to diversify and make sustainable their energy matrices with variable success.

In this context renewable energy sources must be thoroughly developed in order to:

- guarantee a universal access to electricity
- expand access to grid systems
- avoid distorting price escalations on a long term basis
- increase efficiency in the management of local energy resources
- achieve autarky of national energy supply
- guarantee a basic electrical infrastructure for development

Argentina is facing today a power crisis in which supply is not being able to satisfy 100% of a growing demand. Years of state controlled low prices and uncertainty in the long term have discouraged private investment in the sector. Since 2004 and for the near future Argentina will be importing fuel-oil and gas for electricity generation, and restricting local supply.

Federal Government has been trying to implement different actions to provide financing for the energy supply problem¹. It is also investing in the optimization of grid interconnection, especially between resource basins and demanding areas. Besides, the Federal Government has presented recently a short term emergency energy-saving program, called PURE (Rational Energy Use Program), and the National Congress is working on several laws aimed towards energy efficiency.

Argentina has a relatively diversified electrical matrix, based on important public policies during the 1960s, 70s, and early 80s: 47% thermal, with 3600 MW of very efficient combined cycle generators added during the 1990s, 5% nuclear and the rest hydro, from different basins. Nonetheless, Argentina is suffering a lack of policies regarding the diversification of its electrical matrix. At present, no small hydro or solar generation are connected to the wholesale electric market and all wind farms summing 27 MW of installed capacity are property of electric supply cooperatives. There is insufficient

promotion for Wind and Solar energy which are provided with a scarce direct subsidy through federal law 25.019. Some Argentine provinces hold development programs for renewables as well. In Buenos Aires and Chubut, for example, there is an additional subsidy in force which fosters renewables but which is not able to revert the trend of insignificant investment in the area.

Argentina's energy market is characterized by several features:

- a national grid with a radial-centralized design which has stability and demand satisfaction problems.
- the growth of the grid connected installed capacity during the last 15 years has been exclusively based on conventional energy sources
- since 1985 the percentage of the population with no access to electricity remains in 5%
- even though there is a legal framework that subsidizes wind and solar generation, no renewable energy is offered in the electricity wholesale market, under the current conditions.
- As stated before, supply is not being able to satisfy fully a growing demand.
- Several industries have autogeneration or co-generation backup systems, based mainly on diesel fuel, fuel oil and natural gas.
- Regarding natural gas, its demand has been rising steadily, tied to the national economy's growth during the last three years and to a increasing residential demand as well.
- Macroeconomic conditions do not provide incentives for investment aimed towards exploration and exploitation of new basins or the expansion of transport grids. These circumstances have produced bottlenecks in natural gas supply.
- Concerning electricity generation, the situation was tackled by importing hydrocarbons, while in relation to industrial and homes' demand efficiency programs and supply interruptions, for interruptible industrial contracts, were implemented.
- On the subject of prices in this wholesale market, with the intention of restraining inflation the government has taken an active policy of price control and subsidies, which has settled prices in unsustainable levels for investment especially in RETs (Renewable Energy Technologies). Natural gas price has a very strong governmental intervention, and it maintains its historical price since 2002. This fuel is the most important variable cost of thermal generation, and no "externalities" or environmental costs are considered for the comparison of the costs of conventional generation against renewables².
- In this environment, the dynamics of the wholesale market, institutionalized over the least marginal cost criterion, do not provide any certain and sustainable price level for investment in RETs.

The above described situation of Argentina's energy market raises interesting questions about the feasibility of a business/financial model for developing grid connected wind farms in Argentina, not as a public direct cost, but within market dynamics and regulations using Long Term Power Purchase Agreements (LTPPAs). The present scenario of growing uncertainty of energy prices and of the reliability of its supply in Argentina, promotes the design of alternative financial models for the development of renewable energy sources. Renewable energy sources can untie the price of energy from the evolution of hydrocarbon's prices excluding sources of perturbation. The conjunction of mature RETs, like wind energy, with an appropriate framework that assures supply might motorize sustainable development under commercial conditions.

Argentina's wholesale energy market recognizes and assures dispatch priority to LTPPAs. This present framework allows this kind of agreements for GUMA/GUME consumers (large and medium consumers) which are mainly production oriented. If LTPPAs are able to diminish the referred uncertainties and settle energy prices in a sustainable level for wind energy they can become a very

powerful tool. Argentina holds a unique wind power potential which is perfectly suitable for being exploited through grid connected wind farms. This proposal is scoped on the development of grid connected wind farms, in areas linked to the national grid. At present, Patagonia is not yet linked to this grid.

Wind energy cannot provide an assured electricity supply because of the inherent variability of wind. This implies a necessary association with another generator as far as possible not based on hydrocarbons as source. Established private hydroelectric generators appear to be the most suitable complement for an assured electricity supply based on wind. Argentina holds a hydro installed capacity of over 9000 MW which represents 47% of generation. It's storage capacity is perfectly suitable for countering the intermittency of wind.

In this context, LTPPAs for large and medium users, based on wind power and hydro backup, might be able to provide the necessary price certainty that, by other means, has fostered grid connected wind power generation in Germany, Spain and Denmark for example. The key aspect to analyze the feasibility of LTPPAs in this context is the valuation of the costs of price uncertainty and not-supplied energy. LTPPAs should be designed in order to assure business profit at sustainable levels. If this is successful, RETs would become a tool for enhancing the economic efficiency of different market oriented enterprises. Conservative preliminary estimations show us that prices around 50 US\$/MWh could be achieved under these contracts. In addition, LTPPAs in these terms would allow individual consumers to assign market value items produced through a low GHG emission energy supply. A seal identifying goods produced by these means could make this possible.

Given this background, this proposal has a very interesting replicability horizon. Many emerging energy markets with similar conditions to those in Argentina could find in this model an interesting mean for the sustainable development of wind energy and other RETs. This kind of strategy is perfectly possible in other markets and countries with a considerable wind resource and a non diversified matrix, like South Africa, Chile and others. Each case must be considered by itself. We have developed the know how.

References

[1] See among others: presidential decrees 180/04 and 181/04, resolution from the energy secretariat 1/03, and 752/05.

[2] The peak price per generated MWh during 2004 reached US\$ 70 taking into account international market value of the imported fuel-oil used for thermal generation.

[3] This means the most efficient generators have dispatch priority, while the least efficient generator dispatching at a certain moment, in accordance with demand needs, settles the market price for the next hour.

C.M. Bastos and M.A. Abdala, "Reform of the Electric Power Sector in Argentina," ENRE, Buenos Aires, 1993: for further information on the Argentine Power Sector.

BEWERTUNG DER ANWENDUNGSMÖGLICHKEITEN VON ABWÄRME IN NIEDRIGTEMPERATUREN – RANKINE – KREISPROZESS

W. Nowak, A. A. Stachel, A. Borsukiewicz-Gozdur

*Technische Universität Szczecin, Lehrstuhl für Wärmetechnik
al. Piastow 17, PL 70-310 Szczecin, Polen, e-mail: andrzej.stachel@ps.pl*

Schlüsselwörter: Abwärme, Niedrigtemperaturen – Clausius – Rankine – Kreisprozess

Zusammenfassung: In der Bearbeitung wurden Ergebnisse der Berechnungen der Arbeitseffektivität von einem Niedrigtemperaturen – Clausius – Rankine – Kreisprozess dargestellt, der mit Abwärme mit der Temperatur von unter 120 °C versorgt wird. Es wurde hier eine kurze Schriftumsübersicht dargestellt, und zwar hinsichtlich der Eigenschaften des Arbeitsstoffes im rechtslaufenden Kreisprozess. Diese Eigenschaften wurden mit erforderlichen Eigenschaften des Faktors im Kälteprozess verglichen. Es wurde die thermodynamische Analyse des Niedrigtemperaturen – C – R – Kreisprozesses dargestellt. Als Bewertungskriterium wurden thermischer Kreisprozesswirkungsgrad und Kreisprozessleistung angenommen. Es wurden wesentliche Unterschiede in den Anforderungen an den Stoff dargestellt, der für die Anwendung im Rechtsprozess günstig sind und sie wurden mit günstigen Eigenschaften der Arbeitsstoffe verglichen, die in Linksprozessen Anwendung finden. Die in verschiedenen Arbeiten mehrmals dargestellte Meinung über den hohen Wert der Verdampfungsenthalpie von in dem organischen Clausius – Rankine – Kreisprozess (ORC) verwendeten Arbeitsstoffen als Größen, die die Arbeitsleistung des Kreisprozesses günstig beeinflussen, wurde korrigiert.

1. Einleitung

Theoretisch kann jede Flüssigkeit im Links- oder Rechtsprozess als Arbeitsstoff gebraucht werden, selbstverständlich in einem entsprechenden Temperaturbereich. In der Praxis gibt es aber viele besonderen Eigenschaften, die eine Flüssigkeit haben muss oder die sie nicht haben darf, damit sie in dem entsprechenden Kreisprozess als Arbeitsmedium erfolgreich eingesetzt werden kann. In den letzten Jahren gab es viele Veröffentlichungen über ORC, aber nur wenige geben Indexe an, die erlauben, richtige Arbeitsstoffe zu wählen. Unter diesen Arbeiten ist die Veröffentlichung [1] zu nennen, über die die Autoren verfügen, in der Anwendung von verschiedenen Arbeitsstoffen hinsichtlich des ORC – Kreisprozesses im Bereich der Temperaturen der oberen Wärmequelle von 90 bis 290 °C analysiert wurde. Es wurde auch die Effektivität des organischen Kreisprozesses mit niedrigsiedendem Stoff mit der Effektivität des Dampfkreisprozesses verglichen. In der Arbeit [2] haben die Verfasser praktische Hinweise zur Wahl des Stoffes im ORC – Kreisprozess dargestellt, der im Temperaturbereich 35-110°C realisiert wird. Es wurde der Einfluss des Stoffes auf den Kreisprozesswirkungsgrad untersucht. Bezugnehmend auf frühere Untersuchungen [3] geben die Autoren an, dass gewünschte thermodynamische Eigenschaften der Flüssigkeiten u. a. hohe Dampfbildungswärme und niedrige spezifische Wärme im flüssigen Zustand sind. Eine der umfassendsten Veröffentlichungen über den Einfluss der Arbeitsflüssigkeiten im ORC – Kreisprozess kann man in der Arbeit [4] finden. Die Autoren nehmen u. a. auf [5,6,7] Bezug, stellen die Liste von 13 thermodynamischen und physikalischen Kriterien dar, über die einen guten Stoff verfügen soll. Auch in dieser Arbeit erscheint die Behauptung, dass hohe Verdampfungsenthalpie hinsichtlich der Kreisprozesseffektivität eine gute Eigenschaft ist. In der Arbeit [8] wird die Analyse des Einflusses der kritischen Temperatur auf den ORC-Kreisprozesswirkungsgrad betrachtet.

2. Vergleich der Eigenschaften der Arbeitsstoffe hinsichtlich ihrer Anwendung im rechtsläufigen und linksläufigen Kreisprozess

Viele Eigenschaften der Arbeitsstoffe sind bei der Anwendung im rechtsläufigen und linksläufigen Kreisprozess gemeinsam. Auf der Grundlage der Schrifttumsangaben und der eigenen Analysen, wurden in Tabelle 1 Größen zusammengestellt, die auf die Arbeitsleistung Einfluss haben und für Kühlsysteme und den organischen Rankine – Kreisprozess unterschiedlich sind.

Tabelle 1. Gewünschte Eigenschaften der Stoffe in Abhängigkeit von der Art. des verwendeten Kreisprozesses.

Kältekreisprozess	Clausius – Rankine – Kreisprozess
Niedrige Molekülmasse [9].	Die Molekülmasse soll eher groß sein [10].
Niedrige Einzelverdichtungsarbeit (niedriger Energieaufwand) [9].	Hohe Einzelverdichtungsarbeit, günstig hinsichtlich des Kreisprozesswirkungsgrades (Tab. 3), niedrige Einzelkreisprozessarbeit günstig hinsichtlich der Turbinenkonstruktionslösungen [12].
Gewünschte große Dampfbildungswärme [9], obwohl es aus den Applikationsgründen Stoffe mit durchschnittlichem oder niedrigem Wert verwendet werden (meistens Anlagen mit niedriger oder durchschnittlicher Leistung).	Der Meinung der Autoren nach ist es angezeigt, dass die Dampfbildungswärme so niedrig wie möglich ist, was im Weiterem dargestellt wird.

3. Thermodynamische Analyse des Niedrigtemperaturen - Clausius – Rankine - Kreisprozesses

Unter dem Begriff der Effektivität der Anwendung der Abwärmeenergie wird die Möglichkeit verstanden, sie in eine andere Energieart zu verwandeln, die im bestimmten technologischen Prozess erzeugt wird. Bei der Verwandlung der Abwärmeenergie in die Elektroenergie, die in einem Kraftwerk stattfindet, das nach dem Clausius – Rankine – Kreisprozess arbeitet, ist die Kreisprozessleistung der entscheidende Faktor für die Menge der erzeugten Elektroenergie. Ihr Wert ist von der Größe des zugeleiteten Stroms der Abwärmeenergie und ihrer Temperatur abhängig und beeinflusst direkt den Massenfluss des Wärmeträgers und seine Temperatur. Je höher der Massenfluss des Wärmeträgers, und je höher seine Temperatur gegenüber der Umgebungstemperatur, desto höher ist die Effektivität der Energieverarbeitung. Im Fall des C-R – Kreisprozesses, der mit dem niedrigsiedendem Stoff arbeitet, kann die Leistungsgröße (N_{C-R}) in der Funktion des zugeleiteten Wärmefflusses \dot{Q}_d und physikalische Eigenschaften des Kreisprozessstoffs von folgender Abhängigkeit ermittelt werden:

$$N_{C-R} = \eta_{C-R} \dot{Q}_d = \eta_{C-R} \dot{m} (h_1 - h_4) \quad (1)$$

wo: \dot{m} [kg/s] - Arbeitsstofffluss,

η_{C-R} [%] - C-R – Kreisprozesswirkungsgrad, der von der Abhängigkeit:

$$\eta_{C-R} = \frac{l_{C-R}}{q_d} = \frac{h_1 - h_{2s}}{h_1 - h_4} \quad (2)$$

ermittelt werden kann und

$$\dot{Q}_d = \dot{m} (h_1 - h_4) \quad (3)$$

Bei der Anwendung in dem Kreisprozess des sog. Trockenstoffs, kann der Fluss der zum C-R – Kreisprozess zugeleiteten Wärme von der Verdampferbilanz ermittelt werden:

$$\dot{Q} = \Delta \dot{H} = \dot{m} h_{fg} \quad (4)$$

wo: h_{fg} [kJ/kg] – Verdampfungsenthalpie des Arbeitsstoffs.

Aus der Gleichung (4) ergibt sich, dass der Massenfluss des im Kreisprozess kreisenden niedrigsiedenden Stoffes von der folgenden Abhängigkeit beschrieben wird:

$$\dot{m} = \frac{\Delta \dot{H}}{h_{fg}} = \frac{\dot{Q}}{h_{fg}} \quad (5)$$

oder

$$\dot{m} = \frac{\Delta \dot{H}}{(Mh_{fg})} M = \frac{\dot{Q}}{(Mh_{fg})} M \quad (6)$$

Nach der Einsetzung der Abhängigkeit (6) zur Formel (1) erhält man folgende Abhängigkeit:

$$N_{C-R} = \eta_{C-R} \frac{\dot{Q}}{(Mh_{fg})} M (h_1 - h_4) = \eta_{C-R} \frac{\Delta \dot{H}}{(Mh_{fg})} M (h_1 - h_4) \quad (7)$$

aus der sich ergibt, dass:

$$N_{C-R} = l_{C-R} \frac{\dot{Q}}{(Mh_{fg})} M = l_{C-R} \frac{\Delta \dot{H}}{(Mh_{fg})} M \quad (8)$$

Wie es sich aus der Abhängigkeit (8) ergibt, ist die Leistung N_{C-R} vor allem von den physikochemischen Eigenschaften des Arbeitsstoffes abhängig. Sie ist umso größer je größer die Einzelarbeit l_{C-R} und die molekulare Masse M (Tabelle 2) sind und je niedriger die Verdampfungsenthalpie des Stoffes Mh_{fg} (Abb. 4) bei demselben \dot{Q} Wert ist.

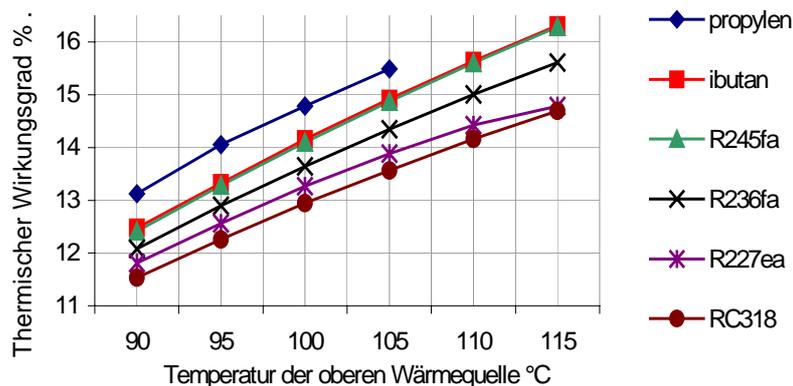


Abb. 1. Leistung des C-R – Kreisprozesses in der Funktion der Temperatur der oberen Wärmequelle.

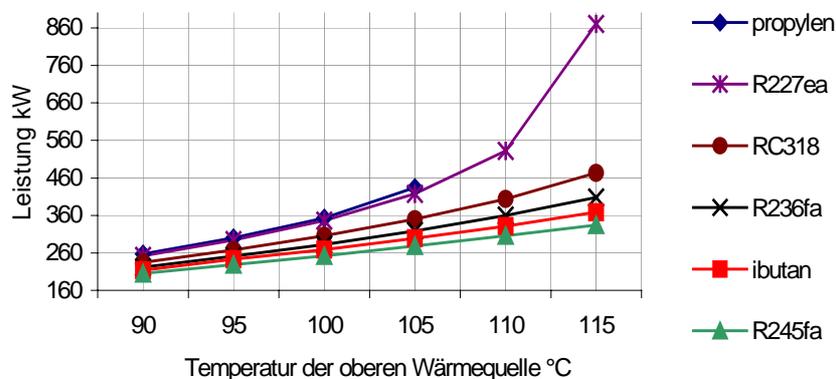


Abb. 2. Theoretische Leistung des C-R – Kreisprozesses in der Funktion der Temperatur der oberen Wärmequelle (Wasserfluss, der Träger der Abwärme $100 \text{ m}^3/\text{h}$ ist)

Der Einfluss der Temperatur der Abwärmequelle / der geothermalen Wärme auf die theoretische Leistung des Rankine – Kreisprozesses für gewählte Arbeitsstoffe wurde in Abb. 1 dargestellt, und der Einfluss dieser Größe auf die theoretische Systemleistung wurde in Abb. 2 gezeigt.

Aus der Analyse der Diagramme 1 und 2 geht hervor, dass die Untersuchung von nur des Wirkungsgrades des C-R – Kreisprozesses, der mit Arbeitsstoffe von unterschiedlichen Eigenschaften arbeitet, keine eindeutige Antwort auf die Frage gibt, welcher Stoff der anwendungsgünstigste Arbeitsstoff ist, wobei seine Betriebseigenschaften außer acht gelassen werden. Die Wirkungsgrade für einzelne Stoffe unterscheiden sich voneinander in der Regel nicht mehr als um 2 % für vorgegebene Temperaturen, aber die theoretische Leistung kann für Arbeitsstoffe, die das geringste und größte Ergebnis geben, zweifach höher sein (bei denselben Temperaturen der oberen und unteren Wärmequelle). Die höchsten Werte des Wirkungsgrades und der Kreisprozessleistung wurden für Propylen und R227ea erzielt, der höchste Wert des Arbeitsstoffflusses im Kreisprozess (Abb. 3) wurde für die Arbeitsstoffe R227ea und RC318 erreicht. Die Propylenmenge im Kreisprozess ist bei 100 m³/h Abwasser mit der Temperatur von 95°C über dreifach niedriger als für R227ea. Die im Clausius-Rankine - Kreisprozess erzielte Einzelarbeit (Tabelle 2) ist annähernd dreifach niedriger für R227ea als für Propylen, deshalb geben diese Arbeitsstoffe im Endeffekt sehr ähnliche Ergebnisse der theoretischen Kreisprozessleistung.

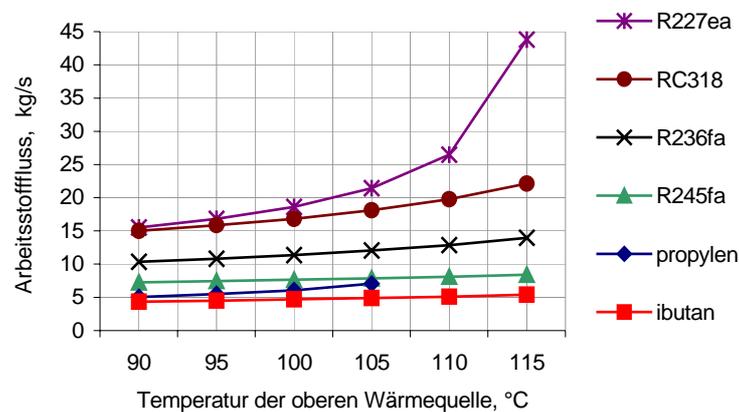


Abb. 3. Theoretische Leistung des C-R Kreisprozesses in der Funktion der Temperatur der oberen Wärmequelle (Wasserfluss, der Quelle der Abwärme ist, beträgt 100 m³/h)

In Tabelle 2 wurden auch Werte der Molekülmassen dargestellt. Im Schrifttum ist die umgekehrt proportionale Abhängigkeit der Molekülmasse von der Einzelarbeit [10] bekannt, das bedeutet, dass die sog. schweren Substanzen in der Regel niedrigere Werte der Einzelarbeit des Kreisprozesses geben. .

Tabelle 2. Zusammenstellung der Werte der Molekülmassen, des Wirkungsgrades und der Einzelarbeit im C-R – Kreisprozess im folgenden Temperaturbereich: Obere Wärmequelle 95°C, Stoffverflüssigungspunkt 25°C

Art des Stoffes	Molekülmasse kg/kmol	Wirkungsgrad %	Einzelarbeit kJ/kg
RC318	200,03	12,26	16,90
R227ea	170,00	12,56	17,47
R236fa	152,04	12,90	23,18
R245fa	134,05	13,28	30,67
Ibutan	58,12	13,32	53,89
Propylen	48,08	14,05	54,75

In Abb. 4 wurde die Abhängigkeit der Molverdampfungswärme für ausgewählte Stoffe in der Temperaturfunktion dargestellt. Bei der Analyse dieses Diagramms kann man die unmittelbare Abhängigkeit der Stoffverdampfungswärme von der Kreisprozessleistung bemerken. Stoffe mit geringer Verdampfungswärme erlauben, größere Werte der Leistung zu erreichen. Solche Diagramme können bei der Projektierung der ORC – Installation verwendet werden, um ein Arbeitsstoffe zu wählen. Für die ausgewählte Temperatur der oberen Wärmequelle sind aus der thermodynamischen Sicht solche Stoffe zu wählen, deren Kurve $h_{fg}=f(t)$ so nah wie möglich der x – Achse liegt.

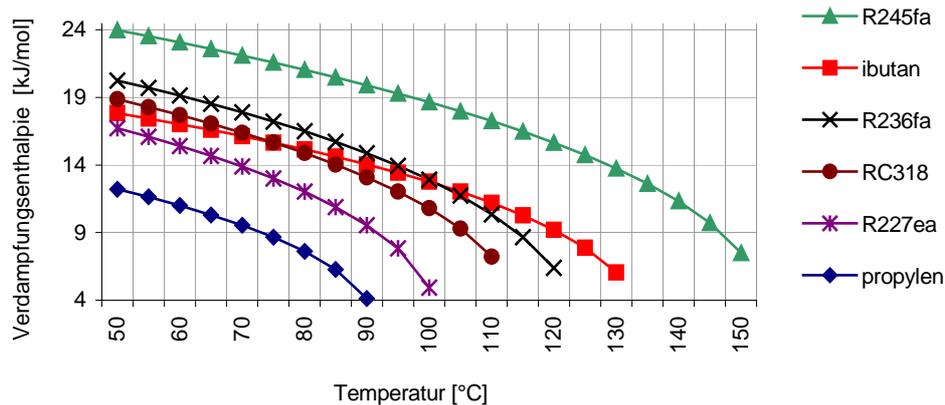


Abb. 4. Molverdampfungswärme für ausgewählte Arbeitsstoffe in der Temperaturfunktion.

In Abb. 5 wurden Werte der kritischen Temperaturen, die für die Stoffanalyse gewählt wurden. Aus der Analyse dieser Daten und aus der Kenntnis der Flüssigkeitsphasendiagramme geht eindeutig hervor, dass die Verdampfungswärme in der gegebenen Temperatur von der Entfernung von dem kritischen Punkt abhängig ist. Je näher dem kritischen Punkt, desto die Verdampfungswärme niedriger, bis auf den Nullwert im kritischen Punkt.

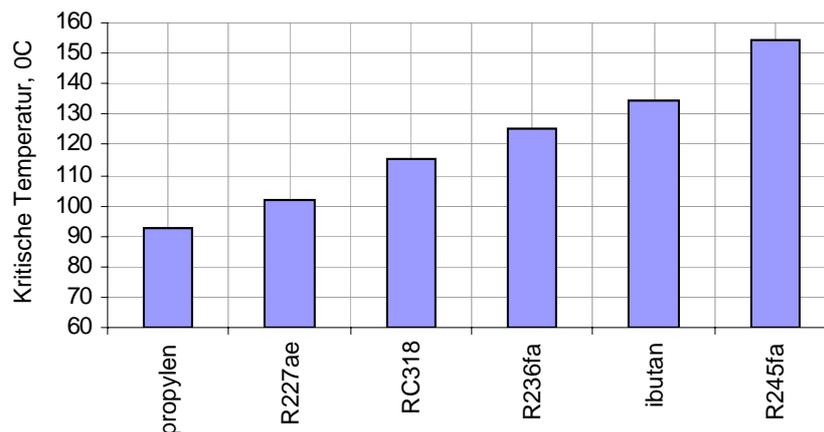


Abb. 5. Zusammenstellung der Werte der kritischen Temperaturen der Arbeitsstoffe.

4. Zusammenfassung

Obwohl das Finden eines solchen Stoffes, das alle Anforderungen erfüllt, die an eine ideale Substanz gestellt werden (einige schließen sich gegenseitig aus) schwierig ist, ist zu unterstreichen, dass Anforderungen an Arbeitsstoffe trotz vieler gemeinsamen Eigenschaften hinsichtlich der thermodynamischen Eigenschaften grundsätzlich verschieden sind. Aus der genannten Analyse kann man schließen, dass die kritische Temperatur des Stoffes einen bedeutenden Einfluss auf die Effektivität der Arbeit des ORC - Kreisprozesses, besonders auf die Kreisprozessleistung. Das nachweisen, dass die niedrige Verdampfungswärme eine erwünschte Eigenschaft ist führt zu weiteren Schlüssen, und zwar, dass die Verdampfungswärme sinkt, wenn es bis zum kritischen Punkt immer näher ist. Es ist zu unterstreichen, dass der Stoff so nah wie möglich dem kritischen Punkt abgedämpft werden soll. Diese Feststellung ist besonders bei den Problemen der Niedrigtemperaturen – Abwärmeverwertung von Bedeutung. Von dem praktischen Gesichtspunkt ist auch sehr wichtig, wie nah man sich an den kritischen Punkt nähern kann. Weil Kühlmittel, wie die Bezeichnung selbst zeigt, hauptsächlich in Linkskreisläufen verwendet werden, wo die Stoffhöchsttemperatur sehr selten die Temperatur von 50°C übersteigt, fühlt man das Fehlen von umfassenden Ergebnissen der Untersuchungen des Verhaltens der Stoffe in Bedingungen, die den kritischen Bedingungen nah sind.

Literatur

- [1] Hung T.C., Shai T.Y., Wang S.K.: A review of Organic Rankine Cycles (ORCs) for the recovery of low-grade waste heat, *Energy* Vol.22, No.7, pp. 661-667, 1997
- [2] Maizza V., Maizza A.: Unconventional working fluids in organic Rankine-cycles for waste energy recovery systems, *Applied Thermal Engineering*, 21, pp. 381-390, 2001
- [3] Maizza V., Maizza A.: Working fluids in non-steady flows for waste energy recovery systems, *Applied Thermal Engineering* Vol. 16, No. 7, pp. 579-590, 1996
- [4] Badr O., Probert S.D., O'Callaghan W.P.: Selecting a working fluid for a Rankine-cycle engine, *Applied Energy* 21, pp. 1-41, 1985
- [5] Curran H.M.: Use of organic working fluids in Rankine-engines, *J. Energy*, 5, pp.218-223, 1981
- [6] Wali E.: Optimal working fluids for solar-powered Rankine-cycle cooling of buildings, *Solar Energy*, 25, pp.235-241, 1980
- [7] Garay P.N.: Application of chemical fluids in Rankine-cycle plant, *Proceedings IECEC*, pp.1435-8, 1975
- [8] Liu B.T, Chien K. H., Wang C.C.: Effect of working fluids on organic Rankine cycle for waste heat recovery, *Energy*, 29, pp. 1207-1217, 2004
- [9] Bonca Z., Butrymowicz D., Targański W., Hajduk T.: *Nowe czynniki chłodnicze i nośniki ciepła*, Published by IPPU Masta , 2004
- [10] Angelino G., Colonna di Paliano P.: Organic Rankine Cycles (ORCs) for energy recovery from Molten Carbonate Fuel Cells, 35th Intersociety Energy Conversion Engineering, Nevada USA, 2000
- [11] Gutkowski K.M.: *Chłodnictwo i klimatyzacja*, published by WNT (in polish), 2003 także *Refrigeration and Air-Conditioning*, published by Spectrum Books Limited, Nigeria, 1999
- [12] Larjola J.: Electricity from industrial waste heat using high-speed organic Rankine cycle (ORC), *Int. J. Production Economics*, 41, pp.227-235, 1995

Die Arbeit wurde im Rahmen des Projektes 4T10B/026/25 vorbereitet, das von dem Polnische Ministerium für Wissenschaft und Informatisierung finanziert wird.

Erzeugung und Nutzung erneuerbarer Energien im ländlichen Raum

Prof. Dr. F. Tack, PD Dr. N. Kanswohl, Dr. M. Schlegel
Universität Rostock, Agrar- und Umweltwissenschaftliche Fakultät

Kurzfassung: Mit der Erzeugung von nachwachsenden Rohstoffen, ihrer Verarbeitung und Verwertung im ländlichen Raum sowie der Nutzung erneuerbarer Energien werden Beiträge zur Einkommenssicherung der land- und forstwirtschaftlichen Unternehmen, zur Wertschöpfung im ländlichen Raum, zur nachhaltigen Produktion und zum Klimaschutz geleistet. Dabei gilt für alle erneuerbaren Energien, dass sie besonders für die dezentrale Gewinnung und Nutzung im ländlichen Raum geeignet sind. Dies trifft vor allem für alle Formen der energetischen Verwertung von Biomasse zu. Sie sind somit für die Einordnung in regionale Stoffkreisläufe und Energieströme prädestiniert. Für die künftige Entwicklung von Verfahren kann allgemein festgestellt werden:

- Die Erzeugung und Verwertung müssen aus landwirtschaftlicher und technischer Sicht in die Region oder den Betrieb passen.
- Es sind Verfahrenskombinationen anzustreben.
- Zweckmäßige Organisationsformen für die dezentrale Energieträgerwandlung sind zu bestimmen.
- Qualitätsmanagementsysteme (QMS) sind erforderlich.

Beispielhaft wird im vorliegenden Beitrag die Erzeugung und Verwertung von biogenen Kraftstoffen dargestellt, da diese für das Land Mecklenburg-Vorpommern herausragende Bedeutung aufweist. Es werden ein Ausblick auf die Zukunft der erneuerbaren Energien im Lande gegeben und Schlussfolgerungen für die Forschung und Entwicklung gezogen.

1. Bedeutung der erneuerbaren Energien

Anlässlich des Tages der Biomasse auf der Weltkonferenz der erneuerbaren Energien in Bonn am 03.06.2004 erklärte Staatssekretär Alexander Müller, BMVEL: „Nachwachsende Rohstoffe bergen großes Potenzial für die Wertschöpfung in Landwirtschaft und ländlichen Räumen. Das gilt auch vor dem Hintergrund einer weiteren Marktorientierung der Landwirtschaft im Rahmen der Agrarreform und nach den WTO-Verhandlungen“. Die Weltkonferenz gab ein hoffnungsvolles Zeichen für die Nutzung der erneuerbaren Energien als Bestandteil der nachwachsenden Rohstoffe.

Für Mecklenburg-Vorpommern gilt laut Agrarkonzept 2000 auch für die Zukunft das Ziel einer flächendeckenden Landbewirtschaftung. Die Aufgaben in der Forschung und Entwicklung auf dem Gebiet der nachwachsenden Rohstoffe werden im Zusammenhang mit deren wachsender Bedeutung für die Volkswirtschaft im Allgemeinen und der Entwicklung der ländlichen Räume im Besonderen umfangreicher. Dabei nehmen vor allem die Anforderungen hinsichtlich der Praxisanwendbarkeit und der Risikoeingrenzung / Technikfolgenabschätzung zu. Mit der Erzeugung von nachwachsenden Rohstoffen, ihrer Verarbeitung und Verwertung im ländlichen Raum sowie der Nutzung erneuerbarer Energien werden Beiträge zur Einkommenssicherung der land- und forstwirtschaftlichen Unternehmen, zur Wertschöpfung im ländlichen Raum, zur nachhaltigen Produktion und zum Klimaschutz geleistet (Abb. 1).

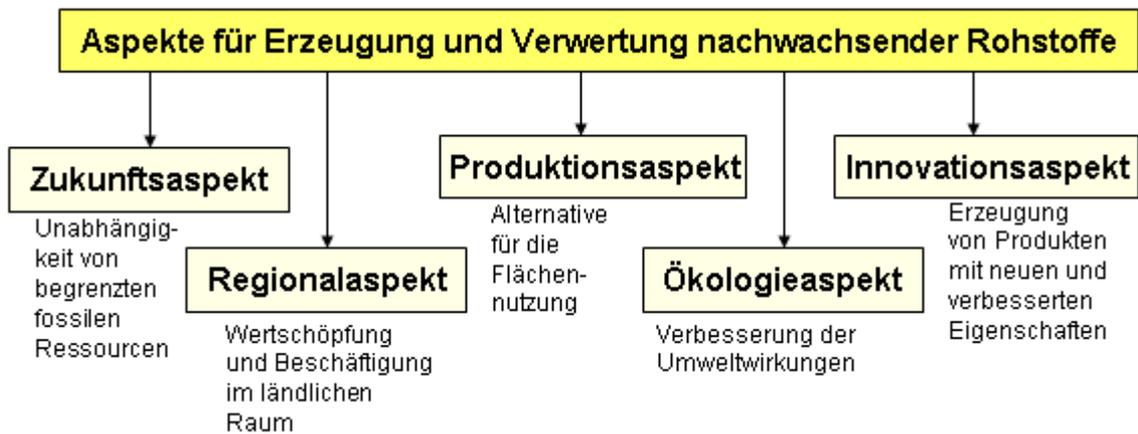


Abb. 1: Aspekte für eine erweiterte Erzeugung und Verwertung nachwachsender Rohstoffe

Die Komplexität des Innovationsfeldes „Nachwachsende Rohstoffe“ erfordert zwingend eine produktorientierte Bearbeitung von wissenschaftlichen und praktischen Fragestellungen, vor allem auf pflanzenbaulichem, technisch- technologischem, organisatorisch-ökonomischem und wirtschaftspolitischem Gebiet. Die stoffwirtschaftliche und energiewirtschaftliche Verwertung von land- und forstwirtschaftlicher Biomasse erfolgt vorrangig im ländlichen Raum (siehe Abb. 2).

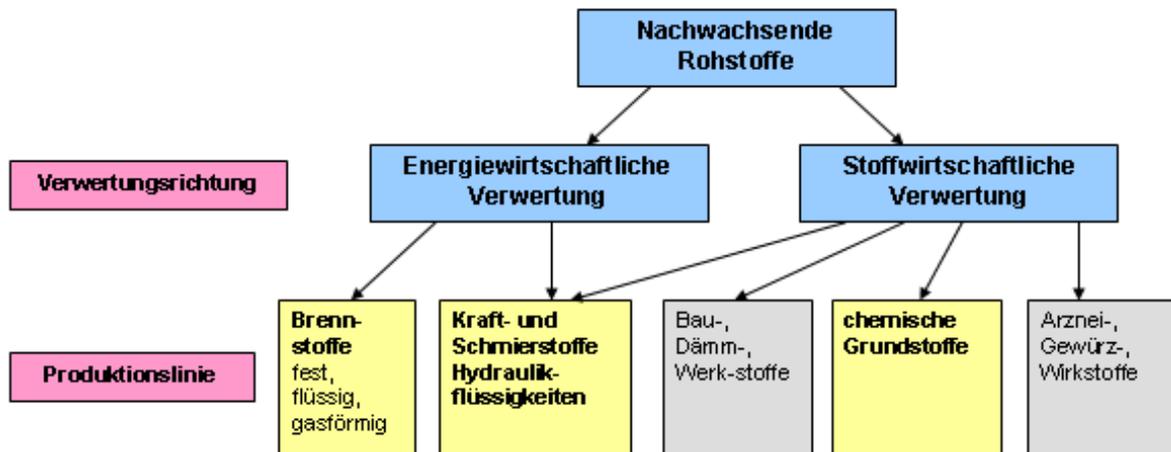


Abb. 2: Systematik der nachwachsenden Rohstoffe

Gerade im Bereich der biogenen Ressourcen, der Rohstoffherzeugung und –verwertung und der Nutzung erneuerbarer Energien kommt dabei der interdisziplinären anwendungsorientierten Forschung und der Vernetzung von Forschungs- und Entwicklungskapazitäten eine große Bedeutung zu.

Bei der stofflichen Nutzung ist neben der Rohstoffherzeugung in großen Partien nach verbindlichen Qualitätskriterien vor allem die Verarbeitung zu Halbfertig- und Fertigprodukten im ländlichen Raum zu entwickeln. Im energetischen Bereich wird die Nutzung der Biomasse als Feststoff-, Flüssigkeits- oder Gas-Energieträger mit den übrigen erneuerbaren – für Mecklenburg - Vorpommern sind besonders Wind- und Solarenergie sowie Geothermie interessant – verbunden.

Die Industriegesellschaft verbraucht in zunehmendem Maße nicht mehr ersetzbare Rohstoffe und fossile Energieträger. Die gegenwärtig jährlich verbrauchte Energiemenge entspricht der in etwa 500.000 Jahren aus Biomasse entstandenen fossilen Energieträger Kohle, Erdöl und

Erdgas. Heute zeichnen sich deshalb bereits sehr deutlich die Grenzen der möglichen Energienutzung ab:

1. Die bekannten Energiereserven dürften bei Erdöl noch etwa 45, bei Erdgas 70 und bei Kohle 185 Jahre reichen. Bei Erdöl dürfte zwischen 2010 und 2020 der Höhepunkt der Förderung überschritten werden.
2. Durch die Verbrennung fossiler Energieträger wird Kohlenstoff aus der Erde entnommen und als CO₂ in die Atmosphäre freigesetzt. Dieser Kohlenstoff wird nicht mehr in den natürlichen Kreislauf zurückgeführt und damit trägt er zu 50% zum Treibhauseffekt bei.

Ein steigender Energiebedarf ist in wissenschaftlichen Untersuchungen und Szenarien festgestellt worden. Für das Jahr 2010 ergibt sich ein Verbrauch an Primärenergie von insgesamt 21,01 Mrd. t Steinkohleneinheiten (1 kg SKE – 29,3 MJ). Für die künftige Entwicklung müssen daraus folgende strategische Schlussfolgerungen gezogen werden:

- Verminderung des spezifischen Energieverbrauches je Produkteinheit
- Erhöhung des Wirkungsgrades in den Energiewandlungsprozessen
- Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien

Im Bereich der Landwirtschaft steht dem Energieverbrauch durch die Fotosynthese ein positiver Energieertrag in Form von Nahrungsenergie und Biomasse für die Energiegewinnung gegenüber.

2. Biomasseerzeugung und –verwertung

Für alle erneuerbaren Energien gilt, dass sie besonders für die dezentrale Gewinnung und Nutzung im ländlichen Raum geeignet sind. Dies trifft vor allem für alle Formen der energetischen Verwertung von Biomasse zu. Sie sind somit für die Einordnung in regionale Stoffkreisläufe und Energieströme prädestiniert.

Die Verfahren der Biomasse-Erzeugung sind in der Land- und Forstwirtschaft durch drei Richtungen bestimmt:

1. gezielter Anbau von ein- und mehrjährigen Kulturpflanzen im ldw. Unternehmen
2. Verwertung von Reststoffen aus der land- und forstwirtschaftlichen Produktion sowie der Landespflege
3. Verwertung von Reststoffen und Abfällen aus der Verarbeitung von land- und forstwirtschaftlicher Biomasse

Die Erzeugung von nachwachsenden Rohstoffen ist identisch mit der Biomasseproduktion in ihrer großen Vielgestaltigkeit. Aus dieser ergibt sich auch die Vielfalt der Nutzungsmöglichkeiten. Das Hauptproblem ist dabei gegenwärtig die noch ungenügende Wirtschaftlichkeit bei der Erzeugung von Rohstoffen und Energieträgern. Die Entwicklung aller Abschnitte im Produktionsverfahren ist deshalb auf das Erreichen von positiven ökonomischen und ökologischen Effekten auszurichten. Für die Verfahrensgestaltung bedeutet das:

1. Die Erzeugung und Verwertung müssen aus landwirtschaftlicher und technischer Sicht in die Region oder in den Betrieb passen.
2. Es sind Verfahrenskombinationen anzustreben.
3. Es sind Organisationsformen für die dezentrale Energieträgerwandlung zu finden.
4. Es sind Qualitätsmanagementsysteme (QMS) erforderlich

Die Verbrennungs- und Vergasungsverfahren für Biomasse sind hinsichtlich der ökonomischen und ökologischen Effekte zu optimieren. Die technischen und organisatorischen Lösungen für die Biogasverwertung in Blockheizkraftwerken sollten dabei auf regionale Energieflüsse unter Einbindung in die AGENDA - 21 – Prozesse im ländlichen Raum ausgerichtet sein. Bei der Analyse der aktuellen Nutzungsmöglichkeiten von Biomasse im Energiesektor sind die Hauptrichtungen im Bereich des Strom-, Wärme- und Kraftstoffeinsatzes zu erkennen (Tab. 1).

Tab. 1: Heutige Nutzung von Biomasse als Energieträger (Munack, 2003)

Biomasse	Konversion	Energieträger	(Haupt-) Nutzung
Ölpflanzen	physikalisch / chemisch	Pflanzenöl, Pflanzenölmethylester	Strom, Wärme, Kraftstoff
Holz-, Reststoffe	physikalisch	Pellets	Wärme, Strom
NR, Gülle, organische Reststoffe	biochemisch	Biogas	Wärme, Strom
Zucker, Stärke, Lignozellulose, organ. Reststoffe	biochemisch	Ethanol, Ethyl-Tertiär-Butyl-Ether (ETBE)	Kraftstoff, Beimischung

In der weiteren Entwicklung ist über die thermo-chemische Konversion auch die Einordnung in die Wasserstofftechnologie zu beachten (Tab.2).

Tab. 2: Weitere Nutzungswege von Biomasse als Energieträger (Munack, 2003)

Biomasse	Konversion	Energieträger	mögliche Nutzung
feste Biomasse	thermochemisch	SynFuel / SunFuel [®]	Kraftstoffe
		Methanol	Kraftstoff (ggf. über Brennstoffzelle)
		Dimethylether (DME)	Kraftstoff
		Wasserstoff	Kraftstoff (ggf. über Brennstoffzelle)

Einen großen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der energetischen Verwertung von nachwachsenden Rohstoffen haben die Erträge, der Energiegehalt des Rohstoffes, die Aufbereitungsform und die Energiebilanz.

Untersuchungen zu den Potentialen der Biomasse für die Kraftstofferzeugung und dem derzeitigen Nutzungsgrad sind an der Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft (FAL Braunschweig) durchgeführt worden. Dabei zeigte sich, dass sowohl zucker-, stärke-, ölhaltige Biomasse als auch Lignocellulose sowie Reststoffe für die Erzeugung von Ethanol, synthetischen Kraftstoffen (FT-Kraftstoffe) Biogas und Biodiesel in Betracht kommen. Gleichzeitig ist aber auch festzustellen, dass gegenwärtig praktisch nur das Pflanzenöl bzw. seine Derivate genutzt werden.

3. Dezentrale Gewinnung von Pflanzenöl und weiteren Biokraftstoffen

Die Möglichkeiten der Biomassenutzung für die Kraftstofferzeugung waren aufgezeigt worden. Um eine möglichst hohe Wertschöpfung im ländlichen Raum zu erhalten, sind dezentrale Lösungen für die Gewinnung von biogenen Kraftstoffen von besonderer Bedeutung. Wenn gegenwärtig das Pflanzenöl dabei noch im Vordergrund steht, sind für die weitere Entwicklung auf dem Kraftstoffsektor vor allem die Erzeugung von Ethanol und von synthetischen Kraftstoffen gerade für die Bedingungen des Landes Mecklenburg- Vorpommern von Interesse. So sollte auch die Erzeugung von synthetischen Kraftstoffen aus Biomasse in der Koppelung von dezentraler Erstverarbeitung und zentraler Veredlung zu Kraftstoffen bei Nutzung einheimischer Biomasse in einem Großexperiment erfolgen, um der Praxis in der Land- und Forstwirtschaft besonders auf den Grenzertragsstandorten eine Produktionsperspektive zu geben.

Mit Zuversicht kann darauf verwiesen werden, dass dank unternehmerischer Aktivität und wissenschaftlich- technischer Vorausschau seit dem Jahre 2001 die SARIA Bioindustries GmbH Malchin Biodiesel aus Tierfetten erzeugt und erfolgreich in der eigenen Fahrzeugflotte anwendet. Dieser bedeutsame Prozess wird durch die Universität Rostock wissenschaftlich begleitet. Von der Agrar- und Umweltwissenschaftlichen Fakultät wurde gemeinsam mit ihren Partnern eine Ökobilanz über diese Form des Biodiesels erstellt. In ihr wurden durch eine

Input-Output-Analyse umweltrelevante Größen ermittelt wobei sich in methodischer Hinsicht an bereits bekannte Untersuchungen zur ökologischen Bewertung biogener Rohstoffe angelehnt wurde.

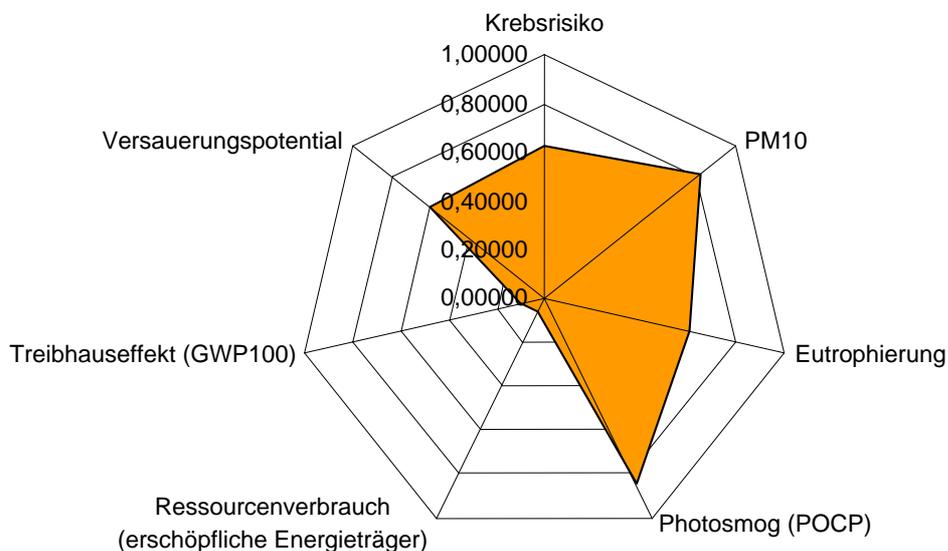


Abb. 3: Gesamtergebnis der Umweltwirkungen für die Produktlinie Tierfettmethylester (TME)

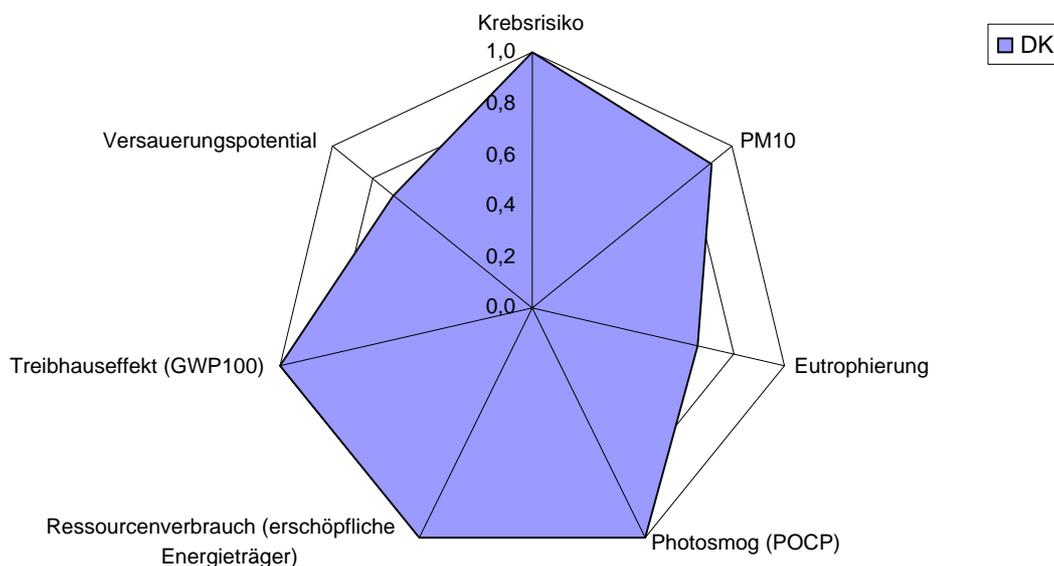


Abb. 4: Gesamtergebnis der Umweltwirkungen für die Produktlinie Dieselkraftstoff (DK)

In Abb. 3 und 4 sind die Produkte Dieselkraftstoff (DK) und Tierfettmethylester (TME) an Hand der Umweltwirkungen Versauerungspotential, Krebsrisiko, PM10, d. h. Feinstaub unter 10 μm , Eutrophierung, Photosmog Ressourcenverbrauch und Treibhauseffekt verglichen. Fast ausnahmslos erweitert sich die Produktion von TME aus Sicht der Umweltfreundlichkeit dem Vergleichsprodukt überlegen. Besondere positive Wirkungen entstehen im Bereich des Ressourcenverbrauches und der Einsparung an CO_2 - und SO_2 - Äquivalenten. Bezüglich der

übrigen getesteten Wirkungskategorien sind die Einsparungen weniger bedeutend, es können aber keine Gefahren durch Umweltbelastungen oder die Überschreitung von Grenzwerten festgestellt werden.

Die Gewinnung von Pflanzenöl- in Mecklenburg- Vorpommern als bedeutendstem Rapsanbauland Deutschlands mit einem Anbauumfang von etwa 230.000 ha heißt das Rapsölerzeugung- sollte in dezentralen Ölmühlen erfolgen. Für das im Kaltpressverfahren erzeugte Rapsöl gibt es vielfältige Verwertungswege, die sich vom Speiseöleinsatz über die stoffliche Verwertung, als Schmierstoff und als Brennstoff bis hin zum Kraftstoff erstrecken (Abb. 5).

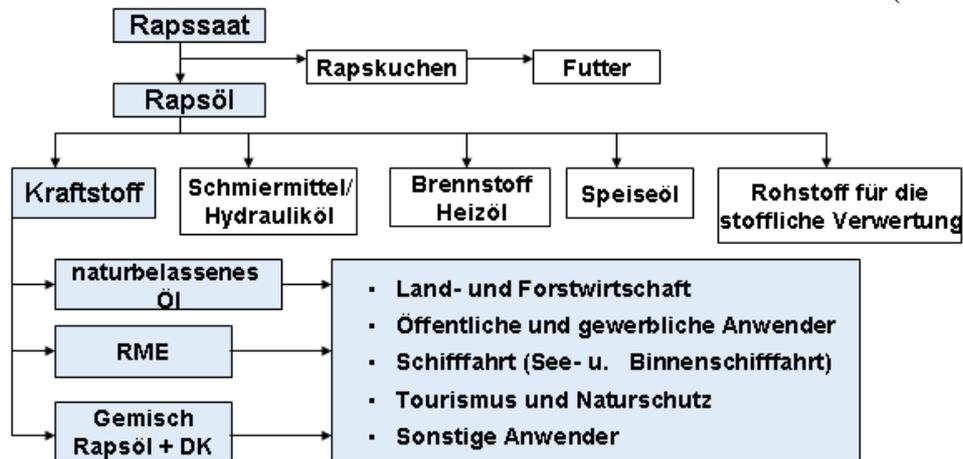


Abbildung 5: Verwertungswege für Rapsöl

Mit der Gewinnung von Rapsöl nach diesem Verfahren muss die Sicherung einer hohen Qualität verbunden werden, wie gerade die Untersuchungen im Rahmen des bundesgeförderten „100-Traktoren-Programms“ zeigen. Die Nutzung von Pflanzenölkraftstoffen wird deshalb mit dem Aufbau eines Qualitätsmanagementsystems (QMS) und der Erarbeitung verbindlicher Normen zu verbinden sein. Die Wirtschaftlichkeit einer dezentralen Gewinnungsanlage, für die es zweckmäßige organisatorische Lösungen geben muss, wird durch die Gestehungskosten für das Pflanzenöl bestimmt.

Als Einflussfaktoren sind dabei vor allem zu nennen:

1. der Investitionsaufwand
2. die Ausnutzung (Kampagnedauer)
3. die Kosten der Rapssaat
4. der Erlös für das Nebenprodukt Ölkuchen und
5. der Arbeitszeitaufwand.

Als wesentliche Schlussfolgerungen für das effektive Betreiben einer dezentralen Ölpressen gelten dabei: Senkung der Investitionen, z. B. durch Nutzung vorhandener Gebäude, Verminderung des Arbeitszeitaufwandes, z. B. durch automatisierte Überwachung und Steuerung der Anlage Ausnutzung der Anlage an mehr als 320 Tagen/ Jahr, Erreichen eines hohen Preises für die Presskuchen. Alle Möglichkeiten der Nutzung von Pflanzenölkraftstoffen als Biodiesel, als naturbelassenes Öl und als Öl-DK-Gemisch sind in Gebieten, die den höchsten Umwelteffekt erbringen, zu erproben und bei Bewährung zur breiten Anwendung zu empfehlen.

4. Einsatz von Pflanzenölkraftstoffen

Auf die Anwendung von Pflanzenölkraftstoffen haben die Preisgestaltung und damit politische Entscheidungen einen besonderen Einfluss. Grundsätzlich gibt es fünf Möglichkeiten der Organisation des Pflanzenöleinsatzes im Bereich der Landwirtschaft:

1. Verwendung von Pflanzenölen im eigenen Unternehmen bei Umrüstung der Motoren
2. Verwendung von Öl-DK-Gemisch ohne Umrüstung der Motoren
3. Verwendung von Biodiesel aus eigener dezentraler Anlage

4. Verwendung von Biodiesel aus Lohnmesterung in Großanlagen
5. Verwendung von Biodiesel aus dem Marktangebot

Die Einsatzbereiche waren im Zusammenhang mit den Verwertungswegen begründet worden. Der Einsatz sollte immer so erfolgen, dass der höchste Umwelteffekt erreicht wird. Politische Entscheidungen zu den biogenen Kraftstoffen, die auf EU-Ebene gefällt wurden, können die Anwendung begünstigen. Die größte Verbreitung hat bislang die Nutzung von Biodiesel gefunden. Die zentralen Produktionskapazitäten sind in Deutschland im Jahre 2004 auf mehr als 1,2 Million t / Jahr angewachsen. In Mecklenburg - Vorpommern produzieren inzwischen zwei Anlagen. Auf Grund der zu erwartenden Änderung bei Agrardiesel wird der Einsatz auch in landwirtschaftlichen Betrieben an Bedeutung gewinnen. Das Angebot an mehr als 1400 öffentlichen Tankstellen ermöglicht inzwischen eine flächendeckende Versorgung in Deutschland. An Bedeutung könnte in Zukunft auch die Zumischung von Biodiesel zu Mineralöl-Diesel gewinnen, wie es beispielsweise in Frankreich und Tschechien bereits seit längerem praktiziert wird. Bei der Nutzung von naturbelassenem Pflanzenöl spielt die Einhaltung bestimmter Kenngrößen eine dominierende Rolle. Es wird nochmals auf die entsprechenden Untersuchungen verwiesen. Zum Einsatz von Pflanzenöl / Dieselkraftstoff-Gemischen laufen in einigen Praxisbetrieben Untersuchungen, über deren Ergebnisse zu beraten sein wird.

5. *Ausblick*

Für die erneuerbaren Energien und die nachwachsenden Rohstoffe, vor allem bei der energetischen Biomassenutzung gibt es eine gute Perspektive, wenn die Rahmenbedingungen durch die Politik langfristig und berechenbar gestaltet werden, beim Erneuerbaren-Energie-Gesetz geschehen. Die Forschungs- und Entwicklungsarbeiten auf diesem Innovationsfeld sind deshalb zu koordinieren, zu vernetzen und auszubauen. Im Mittelpunkt stehen dabei:

1. Bearbeitung der technischen und wirtschaftlichen Fragen
2. Beförderung der ökonomischen und ökologischen Effizienz
3. Steigerung der Wertschöpfung im ländlichen Raum und
4. Vermarktungsstrategien

Mit dem „Innovationsprogramm für nachwachsende Rohstoffe und erneuerbare Energien“ sollte die Landespolitik in Mecklenburg– Vorpommern alle Aktivitäten in Forschung, Entwicklung und Praxiseinführung zusammenfassen.

6. *Literatur*

Munack, A.; Krahl, J. (2003): Perspektiven aktueller und zukünftiger biogener Kraftstoffe, Tagung Landtechnik 2003, Düsseldorf, VDI-Verlag, pp. 313 – 318

- (2003): Bericht 2002/ 2003. Bonn, UFOP

SINN UND UNSINN EINER SOLAREN WASSERSTOFFWIRTSCHAFT

Karl-Heinz Tetzlaff, DWV / Mörikestr. 6, D-65779 Kelkheim / www.bio-wasserstoff.de

Schlüsselwörter: Wasserstoffwirtschaft, erneuerbare Energien, Biomasse, Infrastruktur, Kosten

Zusammenfassung

Untersucht werden die ökonomischen Aspekte einer solaren Wasserstoffwirtschaft im Vergleich zur Energiewirtschaft heute. Die Merkmale der verschiedenen Ausgestaltungsformen einer solaren Energiewirtschaft werden dabei besonders hervorgehoben. Die von offizieller Seite propagierte Wasserstoffwirtschaft sollte man besser als eine wasserstoffgestützte Elektronenwirtschaft bezeichnen. Diese Spielart macht auch in Zukunft keinen Sinn. Eine netzgebundene solare Wasserstoffwirtschaft macht dagegen durchaus Sinn, weil sie heute schon der konventionellen Energiewirtschaft überlegen ist.

Einleitung

Auf Grund der globalen Erwärmung durch CO₂ und beschleunigt durch den Konflikt um Öl, wird eine solare Energiewirtschaft als Alternative betrachtet. Der Ausbau der Sonnenenergien, wie Wind und Photovoltaik, wird daher in vielen Ländern staatlich gefördert. Um Angebot und Nachfrage dieser fluktuierenden Energien zu harmonisieren, kommt Wasserstoff als ein speicherfähiger Energieträger zunehmend in das Blickfeld. Viele sehen in einer solaren Wasserstoffwirtschaft langfristig den besten Lösungsansatz für die Energiewirtschaft. Die Verfechter einer solaren Wasserstoffwirtschaft werden von führenden Experten aber als Spinner und Heilspropheten diffamiert. Dieser Aufsatz geht der Frage nach, welche Ausführungsform einer solaren Wasserstoffwirtschaft ökonomisch vorteilhaft ist, und welche unsinnig ist.

Amtliche solare Wasserstoffwirtschaft

Die von den Forschungseliten und der Regierung vorgeschlagene Ausführungsform der solaren Wasserstoffwirtschaft ist durch folgende Merkmale gekennzeichnet:

- Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien
- Herstellung von Wasserstoff durch Elektrolyse von Wasser
- Speicherung des Wasserstoffs
- Erzeugung von Strom aus Wasserstoff mit Brennstoffzellen
- Bedarfsgerechte Lieferung von Strom über das Stromnetz

Es handelt sich hier also um ein Verfahren zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage beim Strom. Regenerativer Strom sollte möglichst direkt verwendet werden, weil durch den Umweg über den Wasserstoffspeicher mehr als die Hälfte des erzeugten Stroms verloren geht. Der ohnehin schon teure Solarstrom wird dadurch noch teurer. Diese Art der solaren Wasserstoffwirtschaft ist lediglich eine Ergänzung zur Stromwirtschaft. Es ist eine lebensverlängernde Maßnahme zu Gunsten der Stromwirtschaft. Die Energiespeicherung mit Wasserstoff ist nur eine von zahlreichen anderen Methoden der Energiespeicherung.

Die von Regierung und Parlament [1] bestellten Gutachten sagen denn auch übereinstimmend, dass Wasserstoff bis 2050 praktisch keine Rolle spielen wird. Andere Wissenschaftler, die dem Wasserstoff nicht nur in Nischen eine große Bedeutung zumessen wollen, werden daher nicht ernst genommen.

Diese regierungsamtliche Wasserstoffwirtschaft bezieht sich nur auf den Stromsektor. Die Erzeugung von Wärme und Treibstoffen ist nicht einbezogen. Für die Erzeugung von Wärme wird Holz, Solarthermie und Geothermie empfohlen. Als zukunftsfähige Treibstoffe gelten Biodiesel, Alkohol und synthetische Treibstoffe aus Biomasse.

Solare Wasserstoffwirtschaft mit Biomasse

Im Gegensatz zur amtlichen Wasserstoffwirtschaft, stellt der Autor eine solare Wasserstoffwirtschaft vor, die sich auf den gesamten Bereich der Energiewirtschaft bezieht [2]. Diese Ausführungsform ist durch folgende Merkmale gekennzeichnet:

- Umwandlung der Primärenergie in Wasserstoff
- Verteilung des Wasserstoffs über ein Rohrnetz zum Endkunden
- Dezentrale Umwandlung des Wasserstoffs in Strom, Wärme und Verkehr

Als Primärenergie kann im Prinzip auch regenerativer Strom genutzt werden. Die Stromkosten müssten dann allerdings deutlich unter 2 Cent/kWh liegen, um gegenüber Wasserstoff aus Biomasse konkurrenzfähig zu sein. Das ist auch langfristig nicht zu erwarten. Die Herstellung von Wasserstoff aus Biomasse ist deshalb so vorteilhaft, weil Biomasse sich direkt, ohne Umweg über den Strom, durch einen chemischen Prozess in Wasserstoff umwandeln lässt. Dieses Vergasungsverfahren wurde schon früher zur Herstellung von Stadtgas aus Kohle genutzt. Bei industriüblicher Kalkulation betragen die Herstellkosten für Wasserstoff ca. 2,5 Cent/kWh (Hu), bzw. 2,1 Cent/kWh (Ho). Der Landwirt bekommt in diesem Fall 73 €/t (TM) für die Biomasse, was einem Äquivalent von 1,5 Cent/kWh bzw. 24 €/bbl Rohöl entspricht. Der Landwirt kann mit diesem Preis gut leben – ohne Subventionen. Die Biomasse muss überwiegend durch den Anbau von Energiepflanzen bereit gestellt werden. In Europa (EU-25) steht mehr landwirtschaftliche Fläche zur Verfügung als wir für eine Vollversorgung mit Nahrungsmitteln und Energie brauchen. Dieses hohe Potential ist damit begründet, dass auch feuchte Biomasse (Silage) für den Vergasungsprozess geeignet ist und durch die hohe Effizienz der Wasserstofftechnologien die Hälfte der Primärenergie eingespart werden kann.

Eine Wasserstoffwirtschaft ist wegen des systembedingten Stromüberschusses beim Endkunden eine wärmegeführte Energiewirtschaft, die prinzipiell keine Energieverluste kennt. Wir haben heute eine stromgeführte Energiewirtschaft, bei der, wegen der thermodynamischen Maschinen im System, Energieverluste systembedingt sind. In einer wärmegeführten Energiewirtschaft ist dagegen Wärme so kostbar wie Strom. Hier können etwa 20% andere erneuerbare Wärme-Energien ohne Mehrkosten eingebracht werden. In einer solaren Wasserstoffwirtschaft wird die Primärenergie zu ca. 87% in Nutzenergie umgewandelt. In unserer heutigen Energiewirtschaft sind es hingegen nur ca. 38% (2001). Als Nutzenergie wird hier verstanden: Strom, genutzte Wärme und Nutzenergie im Verkehr.

Kostenvergleich

Wegen der Halbierung des Primärenergiebedarfs im Vergleich zur konventionellen Energiewirtschaft, sollten sich bei betriebswirtschaftlicher Betrachtung auch die Energiepreise halbieren, wenn die Primärenergien in beiden Systemen etwa das gleiche Preisniveau haben. Das konnte in einen Vergleich für das Jahr 2001 auch so festgestellt werden: Den Gesamtenergiekosten einer solaren Wasserstoffwirtschaft in Höhe von ca. 40 Mrd. €/a standen Energiekosten der konventionellen Energiewirtschaft von ca. 92 Mrd. €/a gegenüber, jeweils ohne Steuern und Abgaben. Die Kosten für Biomasse und fossile Energieträger entsprachen 2001 einem Energiepreisäquivalent von etwa 24 €/bbl Rohöl. Inzwischen sind die Preise für fossile Energieträger kräftig gestiegen...

Energiekosten sind aber nicht nur abhängig von der Effizienz und Rohstoffkosten, sondern auch von den erforderlichen Investitionen der Konversionstechnologien und den Investitionskosten für die Energieverteilung. Für den Strom muss zur Aufrechterhaltung der Lieferfähigkeit und für die Verteilung des Stroms ein vergleichsweise hoher Aufwand getrieben werden. Kostet die Verteilung von Wasserstoff an die Haushalte ca. 0,7 Cent/kWh, so betragen dagegen allein die Strom-Netzkosten vom Kraftwerk zu den Haushalten 6,4-13,9 Cent/kWh [3]. Strom aus Bio-Wasserstoff kann im Haushalt mittels Brennstoffzellen für ca. 3,2 Cent/kWh hergestellt werden. Strom aus abgeschriebenen Kraftwerken kann zwar auch zu diesem Preis hergestellt werden, nicht aber an die Haushalte geliefert werden. Großkraftwerke sind also in einer solaren Wasserstoffwirtschaft mit Biomasse nicht wettbewerbsfähig, selbst dann nicht, wenn die atomaren und fossilen Energieträger kostenlos zur Verfügung stünden.

Der Wärmepreis für Wasserstoff im Haushalt beträgt ohne Steuern und Abgaben ca. 2,7 Cent/kWh (Ho). Damit ist Wasserstoff heute billiger als Erdgas. Man könnte also auch eine Wasserstoffwirtschaft ganz ohne Brennstoffzellen beginnen.

Für einen Brennstoffzellen-Pkw betragen die Treibstoffkosten nach gültigem Steuerrecht ca. 0,42 Cent/ 100km. Das ist mehr als 90% weniger als für eine Benzinkutsche heute. Details wurden im letzten Jahr von dieser Stelle vorgetragen [4].

Es wird immer wieder behauptet, dass eine solare Wasserstoffwirtschaft eine sehr langfristige Perspektive sei und die Bereitstellung einer Wasserstoffinfrastruktur ungeheure Summen verschlingen würde. Beides ist unzutreffend. Die Investitionskosten für die komplette Infrastruktur, bestehend aus Wasserstofffabriken und Rohrnetz, betragen ca. 30-35 Mrd. €. Dabei ist berücksichtigt, dass das schon vorhandene Erdgasnetz genutzt wird. Eine Investition von 30-35 Mrd. € ist in einem Zeitraum von 10 Jahren durchaus zu bewältigen. In dieser Zeit betragen die Aufwendungen der Stromwirtschaft für Reparatur und Erneuerung beispielsweise ca. 200 Mrd. €. Auch außerhalb der etablierten Stromwirtschaft ist die Bereitschaft für größere Investitionen vorhanden. So hat die „Branche der Erneuerbaren Energien“ in der Essener Deklaration von 2005 angekündigt, bis 2020 ca. 200 Mrd. € investieren zu wollen, um den Anteil erneuerbarer Energien auf 20% zu erhöhen.

Über Sinn und Unsinn der Energiekonzepte

Die Führungseliten haben durchaus recht, wenn sie sagen, eine Forcierung der solaren Wasserstoffwirtschaft, in der von ihnen vorgeschlagenen (amtlichen) Form, sei zum jetzigen Zeitpunkt unsinnig. Das käme nur in Betracht, wenn das Stromangebot aus erneuerbaren Energien den Bedarf zeitweilig überschreitet. In der Tat, wenn man Wasserstoff in das vorhandene Stromnetz pressen will, wird alles nur noch teurer.

Anders sieht es aus, wenn man dem Wasserstoff adäquate Transportwege anbietet. Ein Rohrnetz ist Transportweg und Speicher zugleich. Der Wasserstoff, der mit ca. 25 bar aus der regionalen Fabrik kommt, strömt ohne Nachverdichtung bis zum Verbraucher. Da nun die gesamte Energie durch ein Rohrnetz transportiert wird, ist die Verteilung allein schon wegen des Mengeneffekts sehr kostengünstig. Eine solare Wasserstoffwirtschaft ist nicht nur im Vergleich zur „amtlichen“ solaren Wasserstoffwirtschaft kostengünstiger, sondern auch gegenüber der Energiewirtschaft von heute. Auch bei volkswirtschaftlicher Betrachtung hat Bio-Wasserstoff eine Reihe von Vorteilen:

- Prosperierende Wirtschaft durch billige Energie und Export von Zukunftstechnologien

- Die Wertschöpfung bleibt in der Region
- Voller Umwelt- und Klimaschutz
- Kürzung der Agrarsubventionen
- Kein Krieg um Öl und kein Terror wegen Zugriff auf das Öl und damit kein Eingriff in fremde Kulturen

Es sprechen also nicht nur ökonomische Gründe für Bio-Wasserstoff, auch politisch ist der Schritt zu Bio-Wasserstoff sinnvoll.

Ein Wechsel vom Sekundärenergieträger Strom zum Sekundärenergieträger Wasserstoff erfordert eine Grundsatzentscheidung bei der Förderung von regenerativen Energien, denn jetzt fördern wir Technologien und eine Infrastruktur, die wir in einer Wasserstoffwelt nicht mehr brauchen.

Warum macht das keiner

Alle Technologien für eine solare Wasserstoffwirtschaft mit Biomasse sind hinreichend entwickelt. Geld ist reichlich vorhanden. Warum also macht das keiner?

Das ist eine Glaubensfrage. Wir, und mit uns die Regierung, erwarten von der Energiewirtschaft Lösungsvorschläge für die ungelöste Energiefrage. Die Energiewirtschaft wird unsere Erwartungen auch erfüllen, wenn damit mehr Gewinn zu erzielen ist. Niemals würde sie ein Energiekonzept vorschlagen, das sie in den Ruin treibt. Einen Krieg vorzuschlagen, um an das Öl zu kommen, liegt dagegen durchaus in ihrem Interesse – und ihrer Macht. Wir müssen einfach erkennen, dass wir die Konzeptfindung weitgehend der Energiewirtschaft anvertrauen. In der EU wird die Energiestrategie schon weitgehend von der Industrie erarbeitet. Diese Gruppe (JTI) wird in kürze sogar den Status einer Körperschaft des öffentlichen Rechts erhalten und neben der EU-Kommission regieren. Dann kann sie auch die Verteilung der Gelder für die von ihnen vorgeschlagene Energiestrategie anordnen. Das ist ein Ermächtigungsgesetz mit Kriegsführungskompetenz.

Es handelt sich also nicht um technologische oder finanzielle Probleme, sondern um ein gesellschaftliches Problem. Die Situation erinnert ein wenig an den Vorabend der Französischen Revolution. Damals lag die Gestaltungsmacht ausschließlich bei Klerus und König. Immanuel Kant hatte damals angeregt, sich durch die Nutzung des eigenen Verstandes aus der selbstverschuldeten Unmündigkeit zu befreien. Vielleicht sollten wir auch heute unserem eigenen Verstand mehr trauen als den Einflüsterungen der Energielobby. Wir haben es entschieden leichter. Wir müssen weder gegen einen König noch gegen „die Energiewirtschaft“ kämpfen. Ignorieren reicht schon. Dabei darf es aber nicht bleiben. Nichtstun kann tödlich sein, für Sie und Ihre Kinder.

Literatur

- [1] Enquete Kommission des 14. Deutschen Bundestages: Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und Liberalisierung; 28. Juni 2002
- [2] Karl-Heinz Tetzlaff; Bio-Wasserstoff – Eine Strategie zur Befreiung aus der selbstverschuldeten Abhängigkeit vom Öl; BoD Verlag Norderstedt (2005), ISBN 3-8334-2616-0
- [3] VIK, Januar 2005
- [4] Karl-Heinz Tetzlaff; Energieverbrauch von Brennstoffzellen-Pkw im Vergleich zu interessengeleiteten Angaben; XI. Symposium Fh Stralsund 2004; Tagungsband (ISBN 3-9809953-0-5) Seite 199-203

EMISSIONSHANDEL ALS FÖRDERUNG ERNEUERBARER ENERGIEN?

Wolfram Thiele und Harald Wilde

*EWN GmbH, Pf.1125, 17507 Lubmin, wolfram.thiele@ewn-gmbh.de, wolfram.thiele@fh-stralsund.de
FH Stralsund, Zur Schwedenschanze 15, 18435 Stralsund, Harald.Wilde@fh-stralsund.de*

Schlüsselwörter: Treibhauseffekt, IPCC, Kyoto Protokoll, Emissionshandel, Erfahrungen, erneuerbare Energien

Zusammenfassung:

The global anthropogenic Greenhouse Effect is assessed by the IPCC, a global network of scientists. For prevention of a Climate Change the reduction of greenhouse gases emissions is necessary. Consistent to the UNFCCC and the Protocol of the third Conference of the Parties in Kyoto 1997 the Emission Trade as Mechanism for reduction of greenhouse gas emissions started 2005 in the EU. The experience from implementation of the European Trading Scheme on a thermal power station is described. By theoretical examples the range of the Emission Trade for promotion of biomass use as renewable source is calculated. Critical opinions against the compliance of Emission Trade and promotion of renewable energies are discussed.

Zum Verständnis des Emissionshandels sind aus unserer Sicht zunächst Informationen über die Hintergründe, die wesentlichen Prinzipien und die Funktionsweise, abgeleitet aus den eigenen Erfahrungen bei der Einführung des Emissionshandels, erforderlich.

Hintergrundinformationen

Wenn man sich an die Diskussionen in der Presse im letztem Jahr zu diesem Thema erinnert, schien bei oberflächlicher Wahrnehmung diese Einführung eine Aktivität des Bundesumweltministers zu sein. In Wahrheit war es aber die Umsetzung der entsprechenden EU Richtlinie, die wiederum auf Verpflichtungen aus internationalen Verträgen beruhte. Durch den IPCC [1], eine Wissenschaftsorganisation unter dem Dach der UNO, wurde der Treibhauseffekt, d.h. der Anstieg der mittleren Temperatur auf der Erde durch die Emission von Treibhausgasen eindeutig nachgewiesen. Um drastische Klimaänderungen zu vermeiden sind internationale Übereinkommen zur Senkung der Treibhausgasemissionen erforderlich. Die wichtigste Konferenz zur Umsetzung der 1992 in Rio beschlossenen Klimarahmenkonvention [2] war 1997 in Kyoto. Im Ergebnisprotokoll verpflichteten sich die Industriestaaten die Treibhausgasemissionen bis 2012 um insgesamt 5% (gegenüber 1990) zu senken. Gleichzeitig wurden ökonomische Instrumente, so der Emissionshandel, zur möglichst kostengünstigen Realisierung der Reduktionsziele definiert. Auf dieser Basis wurde der Aufbau eines europäischen Emissionshandelssystems innerhalb der EU durch die Mitgliedsländer beschlossen. Mit diesem System werden zunächst nur CO₂ Emissionen der Wirtschaftssektoren Energie und Industrie erfasst.

Erfahrungen bei der Einführung des Emissionshandels

Die Umsetzung der EU Richtlinie zum Emissionshandel in nationales Recht musste in sehr kurzer Zeit erfolgen. Die schwierigste Aufgabe war die Verteilung (Allokation) des von der EU vorgegebenen Emissionsbudgets auf die insgesamt 1849 beteiligten Anlagen. Dieser Prozess der Umsetzung für die erste Handelsperiode 2005 bis 2007 sei am Beispiel der beteiligten Wärmeersatzanlage der EWN GmbH erläutert. 2003 (kurz vor Weihnachten) mussten die Emissionswerte für die Jahre 2000 bis 2002 auf der Grundlage des Brennstoffverbrauches und ab 1994 erfolgte Maßnahmen zur Emissionsverminderung an das Landesamt für Umwelt, Naturschutz und Geologie M-V gemeldet werden. Die Datenübermittlung war nur mit einer dafür eigens entwickelten

Software möglich. Da diese extrem bedienungsunfreundlich war wurden externe Berater in Anspruch genommen.

Bis Ende August 2004 waren die Anträge für die Emissionsberechtigungen mit Hilfe einer Weiterentwicklung der o.g. Software und digitaler Signatur an das elektronische Postfach der im Aufbau befindlichen Emissionshandelsstelle [3] (DEHST) im Umweltbundesamt zu übermitteln. Der Aufwand war erheblich. Ohne die engagierte Hilfe unserer EDV Abteilung wäre wiederum der Einsatz externer Berater erforderlich gewesen.

Ein wesentliches Element der Antragstellung ist die Zertifizierung der Unterlagen durch einen unabhängigen Sachverständigen. Formal erfolgt diese auf dem oben beschriebenen elektronischem Weg, die Kontrolle vor Ort, vor allem hinsichtlich der Bilanzierung der Brennstoffmengen und der Genauigkeit und Eichung der Messeinrichtung ist aber unbedingt erforderlich.

2005 erfolgte die Zuteilung der Emissionsberechtigungen durch die DEHST. Die 1996 erfolgte Umstellung von Heizöl auf Erdgas wurde als emissionsmindernde Maßnahme anerkannt, so dass die Zahl der Emissionsberechtigungen denen der Vergleichsperiode entsprach.

Das es nicht bei allen teilnehmenden Anlagen reibungslos funktionierte beweist die Zahl von 816 eingelegten Widersprüchen.

Auf Anforderung des nun für uns zuständigen StAUN musste das vom Sachverständigen akzeptierte Monitoringkonzept, d.h. die exakte Erfassung der Emissionen und der Vergleich mit den zugeteilten Emissionsberechtigungen, überarbeitet werden.

Emissionshandel – erneuerbare Energien

Da der Emissionshandel erst 2005 begonnen hat, die Zertifikate erst im März an die beteiligten Anlagen zugeteilt wurden und die große Zahl der Widersprüche gegen die Zuteilung noch nicht beschieden und ausgewertet ist, sind keine Erfahrungen über die Wirkung des Emissionshandels vorhanden.

Somit können mögliche Vorteile für die Anwendung erneuerbarer Energien nur vorsichtig prognostiziert werden.

An den folgenden fiktiven Beispielen auf der Basis konkreter Anlagen wird abgeschätzt welche geldwerten Vorteile durch den Einsatz von Biomasse erreicht werden könnten.

Mischfahrweise mit Biogas

Wenn das für den EWN-Standort diskutierte Projekt zur Verwertung von Seegrass zu Biogas durch das Verfahren der Thermodruckhydrolyse realisiert werden würde, könnte das erzeugte Biogas (10 GWh) in der o.g. Wärmeersatzanlage eingesetzt werden. Damit würde die äquivalente Menge Erdgas substituiert und somit 2000 t CO₂ Emissionen vermieden. Bei einem Wert der Zertifikate von 10,- €entspräche das einem Gewinn von 20.000,- €pro Jahr. Dieser Vorteil muss aber in Relation zum Aufwand, immissionsrechtlicher Genehmigung, Kosten für die Umstellung auf Mischfahrweise und Kosten für die Überwachung des Biogases gesehen werden.

Erschwerend wirkt sich weiterhin aus, dass die Zuteilungsregeln für die zweite Handelsperiode 2008 bis 2012 noch nicht eindeutig festgelegt sind.

Mitverbrennung von Biomasse in einem Kraftwerk

Als hypothetisches Beispiel soll die Mitverbrennung von 5% Klärschlamm in einem Steinkohlenkraftwerk der Größe des Rostocker Kraftwerkes erläutert werden.

Die Verbrennung von Klärschlamm mit 30% TS bringt keinen energetischen Gewinn und somit auch keinen Vorteil aus dem Emissionshandel.

Der Einsatz von Klärschlamm mit 80% TS, z.B. nach solarer Trocknung, würde mit einem Heizwert von 4 kWh/kg die entsprechende Menge Steinkohle substituieren und zu einem Gewinn von 577.800,- €durch Verkauf der Zertifikate führen.

Dem stehen jedoch wieder ein erheblicher Aufwand durch technische Nachrüstung und Nachteile wie erhöhter Ascheanfall, nicht mögliche Ascheverwertung, erhöhter Überwachungsaufwand für das Rauchgas und mögliche Nachrüstung der Rauchgasreinigung gegenüber.

Nutzung der Wärme von EEG Anlagen

Diese Anlagen unterliegen nicht dem Emissionshandel. Zusätzlich zur garantierten Abnahme und Vergütung des erzeugten Stromes kann auch die Abnahme der erzeugten Wärme von einer Anlage, die dem Emissionshandel unterliegt, begünstigt werden.

Eine größere Biogasanlage (Input 100.000 t Biomasse pro Jahr) erzeugt neben Strom auch 7,2 GWh für die Heizperiode nutzbare Wärme pro Jahr. Wird diese Wärme von dem Betreiber eines Fernwärmenetzes auf der Basis erdgasgefeuerter Kessel genutzt, vermeidet dieser die Emission von 1.600 t CO₂ entsprechend 16.000,- €pro Jahr.

Die Größenordnung der Einsparungen wird nach unserer Meinung nicht bestimmend für Investitionsentscheidungen sein, zumal große Unsicherheiten in Bezug auf die Regelungen der zweiten Handelsperiode und die Preisentwicklung der Emissionszertifikate bestehen.

Die Einspeisung durch den Zuwachs an Windenergieanlagen innerhalb der ersten Handelsperiode bringt durch die Einsparung fossiler Brennstoffe einen Vorteil in der Größenordnung von < 1 Cent pro Kilowattstunde für die Kraftwerksbetreiber.

Ob das als Kompensation der vielfach beklagten Mehraufwendungen durch die Einspeisung nach EEG ausreichend ist, müsste näher untersucht werden.

Nach unserer Meinung hat der Emissionshandel auf die Förderung von Photovoltaikanlagen und solarthermischen Anlagen keinen Einfluss, solange die bisherigen Förderbedingungen beibehalten werden.

In einem Gutachten [4] des wissenschaftlichen Beirates beim Bundeswirtschaftsministerium wird dafür plädiert das EEG mit dem Beginn eines funktionierenden Marktes für CO₂-Emissions-Zertifikate abzuschaffen.

Durch EUROSOLAR Europäische Vereinigung Für Erneuerbare Energien e.V. wird umgekehrt dazu gegen den Emissionshandel argumentiert [5], weil er einen Minimalreduktion fest schreibt. Als wesentlich effizienter wird das EEG gesehen, da es in den vergangenen 5 Jahren 25 Mio t CO₂ in Deutschland eingespart hat im Vergleich zum Reduktionsziel des Emissionshandels von 10 Mio t CO₂ bis 2012.

[1] www.ipcc.ch

[2] www.unfccc.int

[3] www.dehst.de

[4] Stellungnahme des wissenschaftlichen Beirates beim Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit „Zur Förderung erneuerbarer Energien“ vom 16.01.2004

[5] Presseerklärung EUROSOLAR „Unsere Luft ist keine Ware“ vom 25.08.2005

Kältespeicher – Überblick zum Stand der Technik

Thorsten Urbaneck, Ulrich Schirmer, Bernd Platzer
Technische Universität Chemnitz
Fakultät für Maschinenbau
Professur Technische Thermodynamik
09107 Chemnitz
Tel.: 0371/531-2463
Fax: 0371/531-2349
thorsten.urbaneck@mb.tu-chemnitz.de

Ulf Uhlig, Thomas Göschel, Dieter Zimmermann
Stadtwerke Chemnitz AG
Fernwärme/Fernkälte
Postfach 41 14 68
09030 Chemnitz
Tel.: 0371/525-4740
Fax: 0371/525-4745
ulf.uhlig@swc.de

Schlüsselwörter: thermische Energiespeicher, Kältespeicher

Zusammenfassung: Kältespeicher bieten viele Vorteile im energetischen, ökonomischen und ökologischen Bereich. Jedoch ist die Kältespeicherung für die Klimatisierung und Technik Kühlung in Deutschland ein weniger populäres Thema. Dieser Artikel soll einen Beitrag leisten die geeigneten Speicherstoffe, die physikalischen Vorgänge und chemischen Reaktionen sowie die Speichertechniken im Überblick vorzustellen.

Dank: Das diesem Bericht zu Grunde liegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit unter dem Kennzeichen 0327357A gefördert. Besonderer Dank gilt auch dem Projektträger Jülich für die Unterstützung des Vorhabens. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

1 Einleitung

Die Kältespeichertechnik kann nicht im Rahmen eines derartigen Artikels umfassend beschrieben werden, weil viele verschiedene Komplexe ineinander greifen. Als Beispiele wären zu nennen:

- hohe Anzahl von potentiellen Speicherstoffen mit z.T. sehr speziellen Eigenschaften in Verbindung mit physikalischen Vorgängen und chemischen Reaktionen,
 - beabsichtigt (z.B. physikalisch, Nutzung des Phasenwechsels),
 - nicht beabsichtigt (z.B. chemisch, Korrosion),
- Kopplung zwischen System und Speicher,
- resultierende Konstruktionen mit Auswirkungen auf
 - die Effizienz,
 - die Betriebsweise,
 - die Kosten usw.

Des Weiteren stehen einige Exergiequellen zur Verfügung (z.B. Kältemaschinen, Zustand der Atmosphäre oder der oberflächennahen Erdschichten im Winter), die für die Speicherbeladung relevant sind. Als Exergiesenken - hier die Versorgungsaufgabe - sollen vorwiegend die Gebäudeklimatisierung und die Kühlung der technischen Gebäudeausrüstung betrachtet werden. Deswegen liegt der Schwerpunkt hier bei Speichern mit Temperaturen von -10 bis 20 °C.

2 Motivation zur Kältespeicherung

Wie auch bei den sog. Wärmespeichern sind die meisten Kältespeicher Kurzzeit-Speicher. Ohne auf die grundlegenden System-Speicher-Zusammenhänge einzugehen, werden folgende Vorteile genannt:

- energetisch,
 - Abbau der elektrischen Lastspitze in der Hochlastzeit tagsüber,
 - Reduktion der vorzuhaltenden elektrischen Anschluss- und Kältemaschinenleistung,
 - ggf. geringere vorzuhaltende Kraftwerksleistung¹,
 - Reduktion des Einkaufs von Strom in der Hochlastzeit (aus Sicht des Energieversorgungsunternehmens),
 - stärkere Verlagerung des Kältemaschinenbetriebes in die Nachtzeit (Speicherbeladung, abhängig vom Konzept),
 - Nutzung von preiswerten Nachtstromüberschüssen² (aus Sicht des Kunden),
 - wärmetechnisch günstigerer Nachtbetrieb der Kühltürme,
 - Betrieb der Kältemaschinen am Auslegungspunkt, bessere Wirkungs- und Nutzungsgrade³ (starke Reduktion des Teillastbetriebes), hohe Auslastung der Kältemaschinen,
 - in der Regel hohe Gesamteffizienz wegen der Kurzzeit-Speicherung mit geringen Verlusten,
- ökonomisch,
 - Investitionskosten: Systemlösung mit Speicher oftmals günstiger als der Einsatz von schwach ausgelasteten Kompressionskältemaschinen zur Spitzenlastdeckung,
 - verbrauchsgebundene Kosten: Nutzung der Differenz zwischen Hoch- und Niedertarifen,
- technisch,
 - sehr flexible Betriebsweisen der Systeme,
 - auch nachträglich nachrüstbar, u.U. modular,
 - in der Regel keine hohen Anforderungen an die Technik im Bestand,
 - viele Kleinspeichertypen international am Markt vorhanden, ideale Anpassung an das System möglich,
 - höhere Versorgungssicherheit in Zeiten ohne Spitzenlast⁴,
 - Speicher als z.B. hydraulische Weiche ideal für Systembetriebsweise.

¹ hohe energiewirtschaftliche Bedeutung, z.B. in Japan

² Kraftwerke müssen in der Regel auf einem Minimalniveau betrieben werden. Nachts ist der Absatz bzw. die Anwendung von Elektroenergie energetisch sinnvoll.

³ Beim Sinken der Speichertemperatur sinkt gleichzeitig die Leistungszahl der Kältemaschine. Das trifft besonders auf Eisspeicher zu. Eine Optimierung ist erforderlich. Die Speicherentwickler reagierten mit verschiedenen Eisspeicherkonstruktionen. Auf dem Markt sind deshalb viele verschiedene Eisspeichertypen bzw. Eisgeneratoren verfügbar.

⁴ Der Speicher kann die teilweise bis vollständige Versorgung über eine kurze Zeit übernehmen, z.B. Notversorgung.

3 Speicherphänomene und -stoffe

Im Folgenden werden die grundlegenden Phänomene (hier: Basis, Ursache für die Änderung der Enthalpie) für die Speicherung genannt und die entsprechenden Stoffe, die für eine Kältespeicherung infrage kommen, zugeordnet sowie bewertet.

Basis: Temperaturänderung

- siehe auch Tabelle 1
- Wasser (sehr viele positive Eigenschaften)
- Wasser-Gemische (Gefrierpunkt senkende Maßnahmen, sog. Sole, Inhibierung für Korrosionsschutz notwendig, technische Fluide einsetzen)
 - mit Salzen (z.B. NaCl, MgCl₂, CaCl₂)
 - mit organischen Substanzen (z.B. Methanol, Ethanol, Ethylenglykol, Propylenglykol, Glycerin)
- Erdreich, Aquifere, Baustoffe (z.B. Fundamente) usw. (Nutzung vorhandener, preiswerter Speichermassen)

Basis: reversibler Phasenwechsel

- vorwiegend flüssig-fest, siehe auch Tabelle 1
- Wassereis
- Parafine und Parafingemische
- Salzhydrate
- Polyethylenoxide
- Fettsäuren
- Gemische, z.B. Parafine und Salzhydrate
- Besonderheiten von PCM's⁵
 - Unterkühlungsneigung (z.B. Salzhydrate)
 - Neigung zur Entmischung (z.B. Salzhydrate)
 - Volumenänderung beim Phasenwechsel
 - schlechte Wärmeleitfähigkeit
 - Korrosionsneigung (z.B. Salzhydrate)

Basis: Adsorption und Desorption von Wasser

- Zeolithe (aufbereitete Aluminium-Silizium-Oxide)
- wesentlich höhere Energiedichten als PCM's
- Potential zur verlustarmen Langzeit-Speicherung

Sonstige Verfahren

- Trockeneis (Phasenwechsel fest-gasförmig)
- Flüssiggas (Phasenwechsel flüssig-gasförmig), sehr tiefe Temperaturen
- Kältemischungen (negative Lösungsenthalpien), Nutzung vorzugsweise am eutektischen Punkt
 - Wasser mit Salzen
 - Wassereis mit Salzen
 - Trockeneis mit organischen Stoffen

⁵ Phase Change Material (PCM): Phasenwechselmaterial

Tabelle 1: Übersicht zu Stoffen, deren Einsatz bei Kältespeichern, grundlegenden Eigenschaften, Temperaturbereich von ca. -10 bis 20 °C, stark vereinfacht

Stoff, Stoffgruppe	Basis		Bewertung								
	Temperaturänderung	Phasenwechsel	volumetrische Wärmekapazität [MJ/m ³]	Schmelzenthalpie [kWh/m ³]	Wärmeleitfähigkeit [W/(mK)]	Schmelztemperatur [°C]	Physiologie, Umwelt, Explosionsgefährdung, Korrosivität	Eignung direkte Be- und Entladung	Kosten, geschätzt [€/kg]	Eignung kleine Speicher	Eignung große Speicher
Wasser	✓		4,2	82	0,57	0	✓	✓	0,002	✓	✓
Wasser-Gemische	✓					-10...0	(✓)	✓		✓	✓
Erdreich, Aquifere	✓		1,2...3,7		0,6 ... 2,5		✓	(✓)			✓
Wassereis		✓	1,87		2,25	0	✓			✓	✓
Schnee		✓			0,15 ... 1,1	0	✓				✓
Parafine, Parafingemische		✓	2,13	39...46	0,21 ... 0,26	-12...20	(✓)	(✓)	70...600	✓	
Salzhydrate, Salzhydratmischungen		✓		60...170		-10... 20	(✓)...☠☒		20...200	✓	
Polyethylenoxide ⁶		✓				-6... 20	(✓)		10...50		
Fettsäuren		✓		36...53		-11...17	(✓)...☠☠☠*		20...7000	×	
Legende	✓	zutreffend					Die Angaben des Herstellers bzw. des Sicherheitsdatenblattes usw. müssen unbedingt beachtet werden.				
	(✓)	bedingt zutreffend									
	×	nicht zutreffend									
	☠	toxisch									
	☠*	explosiv									
	☒	korrosiv									

Viele interessante Speichermöglichkeiten mit hohen Energiedichten auf der Basis von PCM's außer Wasser sind mit Nachteilen verbunden, die im Wesentlichen auf

- hohe Materialkosten,
- geringe Be- und Entladeleistungen wegen geringerer Wärmeleitfähigkeit der Speicherstoffe und notwendiger Trennung der Stoffe (Folgeaufwand für aufwändige Be- und Entladesysteme),
- schwieriges Handling (Dichtheit, Kompensation der Volumenänderung usw.)

zurückzuführen sind. Daraus resultieren folgende generelle Maßnahmen bei der Anwendung von PCM's bzw. der Speicherkonstruktion:

- Verkapselung: stofflicher Einschluss,
 - Mikroverkapselung,
 - Makroverkapselung,

⁶ Einsatz als Gefrierpunkt senkender Stoff bei Wasser

- Einsatz nichtmischbarer Fluide: direkte Be- und Entladung ohne Verkapselung,
- Einlagerung in poröse Strukturen: stoffliche Bindung,
- Gestaltung der Wärmeübertrager im Speicherraum: Verbesserung des inneren Wärmeübergangs,
 - „klassische“ Rippe-Rohr-Wärmeübertrager, z.B. nach Beckert,
 - fein strukturierte Wärmeübertrager, z.B. nach Freitag (Kapillarrohrmatten), nach Fukai (Kohlefaserbürsten),
 - Verwendung von Verkapselungsmaterialien und Einlagerungsstrukturen mit hoher Wärmeleitfähigkeit (z.B. poröse Metallschäume, nach Freitag, Graphit nach SGL Technologies),
 - Einsatz von Keimbildnern: Vermeidung der Unterkühlung.

4 Kältespeicher

Die folgende Aufzählung soll eine Systematik zu vorwiegend existierenden Kältespeichern bzw. typischen Konstruktionen oder aussichtsreichen Konzepten geben⁷. Der Speichereinsatz ist jedoch stark von den jeweiligen Randbedingungen abhängig (z.B. Klima, Versorgungssystem, Raum- und Bodenverhältnisse).

Tank-Speicher

- oft Kurzzeit-Speicherung
- Beladung
 - Kompressionskältemaschinen
 - Absorptionskältemaschinen
- Speicherstoff
 - Wasser
 - Soleeinsatz zur Senkung des Gefrierpunktes von Wasser: Kapazitätsvergrößerung, Erhalt der thermischen Schichtungsfähigkeit unterhalb von 4 °C
- Konstruktionswerkstoffe der Speicherhülle
 - Stahl
 - glasfaserverstärkter Kunststoff (GFK)
 - Stahlbeton
- Erhöhung der effektiven Speicherkapazität
 - Soleeinsatz (höhere Temperaturdifferenzen beim Speicherbetrieb)
 - **ohne** stoffliche Trennung zwischen kalter und warmer Zone: Verdrängungsspeicher, Vergrößerung der effektiven Speicherhöhe wegen der thermischen Schichtung
 - Gestaltung der Speicherform (schlanke Speicher)
 - Reihenschaltung von mehreren Speichern
 - Labyrinth-Einbau (Wände im Speicher)
 - **mit** stofflicher Trennung zwischen kalter und warmer Zone
 - Speicherumladensysteme
 - Einsatz von Membranen in Verdrängungsspeichern

Erdbecken-Speicher

- Speicherstoff
 - Wasser
 - Kurzzeit- bis Langzeit-Speicherung möglich
 - Deckenkonstruktionen

⁷ Kleine Kältespeicher, wie z.B. Transportkältespeicher für Spenderorgane, werden hier nicht weiter betrachtet.

- tragende Konstruktion (z.B. mit überspannenden Trägern)
- schwimmende Abdeckung
- Wandkonstruktionen
 - geböschtes Becken ohne tragende Konstruktionen
 - Beckenwände mit tragender Konstruktion
- ähnliche Maßnahmen zur Optimierung der Funktionsweise wie bei Wassertanks möglich
- Wasser-Schüttgut
 - Kurzzeit- bis Langzeit-Speicherung möglich
 - Schüttgut: Kies, Sand usw.
 - Deckenkonstruktionen: aufliegende Abdeckung
 - Wandkonstruktionen
 - geböschtes Becken ohne tragende Konstruktionen
 - Beckenwände mit tragender Konstruktion

Schnee-Speicher

- typische Langzeit-Speicherung
- Beladung
 - natürlicher Schnee (z.B. Winterräumdienst)
 - teilnatürlicher Schnee (z.B. Einsatz von Schneekanone)
- Konstruktion
 - Becken (vergleichbar mit Erdbecken-Speicher)
 - Abdeckung mit Holzschnitzeln oder ähnlichen Stoffen
 - geböschtes Becken mit oder ohne tragender Konstruktion
 - natürliche Gruben, Bergwerksstollen usw.

Speicher basierend auf geologischen Strukturen

- typische Langzeit-Speicherung
- Beladung
 - Nutzung des Winterklimas
 - geeignet für kombinierte Nutzung (Wärme- und Kältespeicher), Einsatz von Wärmepumpen mit reversibler Betriebsweise
- Speichertypen
 - Aquifer-Speicher
 - Erdsonden-Speicher
 - Kavernen-Speicher

Eisspeicher

- typische Kurzzeit-Speicherung
- Beladung: Kompressionskältemaschinen
- Speichertypen, -konzepte⁸
 - Ice-on-coil (vereiste Rohrschlange)
 - external melt, externe Schmelze, direkte Eisspeicher-Systeme
 - internal melt, interne Schmelze, indirekte Eisspeicher-Systeme

⁸ Bei den Eisspeichertechniken sind verschiedene Begriffe gebräuchlich. Die Einteilung im englischen und deutschen Sprachraum ist z.T. unterschiedlich und nicht systematisch. Die Begriffe in Klammern sind übersetzte Begriffe und nicht gebräuchlich.

- Sheet ice harvester (Schichteis-Erntemaschine), direkte Eisspeicher-Systeme, Silo-Eisspeichersysteme
- Encapsulated ice (gekapseltes Eis), Eiskugelsystem
- Ice Slurry (Eisbrei), Produktbezeichnungen: Cryosol[®], Binäreis[®], FLO-ICE[®], Maxim-ICE[®], VacuumICE[®]
- hybride Konzepte

Parafinspeicher

- Kurzzeit-Speicherung
- Konstruktionen
 - Stahlwanne mit Abdeckung und innen liegendem Wärmeübertrager (Rippe-Rohr), nach Beckert
 - makroverkapseltes Parafin in Tankspeichern

5 Quellen

- [1] Ahrens, W.: Latente Speicherung im Bereich der Kältetechnik. Fördergesellschaft Erneuerbare Energien e.V.: Energiespeicher, Glaubitz, 1998, Tagungsband, S. 14-37
- [2] Ahrens, W.: Latentkältespeicher. In: ki Luft- und Kältetechnik 9/1996, S. 398-402. - ISSN 0945-0459
- [3] Ahrens, W.; Eildermann, C.: Latentwärme-Speicherverfahren GALISOL*. ki Klima-Kälte-Heizung 11/1991, S. 472-476
- [4] Bakema, G.; Snijder, A. L.; Nordell, B.: Underground Thermal Energy Storage, State of the art 1994. IF Technology bv Arnhem (Netherlands), 1995. - ISBN 90-802769-1-x
- [5] Beckert, K.; Rosenfeld, K.: Kühlenergiespeicherung aus der Umgebungsluft mittels Phasenwechselmaterial (PCM) in Rippenrohrblöcken
- [6] Benner, M.; Hahne, E. (Editors): Terrastock 2000, 8th International Conference on Thermal Energy Storage. Stuttgart, 2000, Proceedings Vol. 1 and 2. - ISBN 3-9805274-1-7
- [7] Bitterlich, Walter: Speicher für thermische Energie. Düsseldorf: VDI-Verl., 1987. - ISBN 3-18-141006-3
- [8] Bühl, J.: Langzeitwärmespeicherung mit einem neuartigen Speicherkonzept für solargestützte Nahwärmesysteme. Technische Universität Ilmenau, Fachgebiet Thermo- und Fluidodynamik, 2000.
- [9] Cube, H. L. von (Hrsg.); u.a.: Lehrbuch der Kältetechnik. Karlsruhe: C. F. Mueller, 3. Aufl. Bd. 1,2 1981. - ISBN 3-7880-7136-2
- [10] Domański, R.; Jaworski, M.; Rebow, M. (Editors): „Futurestock 2003“ 9th International Conference on Thermal Energy Storage. Warschau (Polen), 2003, Proceedings. - ISBN 83-7207-435-6
- [11] Dress, H.; Zwicker, A.; Neumann: Kühlanlagen. Berlin: Verlag Technik, 1992. - ISBN 3-341-00935-3
- [12] Egolf, P. W.; u.a.: Stoffwerte von Flo-Ice. In: ki Luft- und Kältetechnik, 7/1996, S. 298-301. - ISSN 0945-0459
- [13] Egolf, P. W.; u.a.: Strömungsdynamik von Flo-Ice. In: ki Luft- und Kältetechnik, 9/1996, S. 389-392. - ISSN 0945-0459
- [14] Eichengrün, S.; Winter, E.: Zeolith/Wasser-Adsorptionskälteaggregate. ki Luft- und Kältetechnik 3/1994, S. 112-116. - ISSN 0945-0459
- [15] Energiespeicher: Fortschritte und Betriebserfahrungen; Tagung Veitshöchheim, 5. und 6. November 2002 / VDI-Gesellschaft Energietechnik. - ISBN 3-18-091734-2
- [16] Feuerhack, A.: Analyse von Stoffen in Verbindung mit physikalischen Vorgängen und chemischen Reaktionen zur Kältespeicherung. Technische Universität Chemnitz, Fakultät für Maschinenbau, Professur Technische Thermodynamik: Urbaneck, T.; Schirmer, U.: Studienarbeit, 2005
- [17] Fieback, K.; Gutberlet, H.: Ein universelles Latentspeichermaterial - Paraffine in der Wärmetechnik. Wärmetechnik 7/1997
- [18] Fisch, N.; Bodmann, M.; Kühl, L.; Saße, C. Schnürer, H.: BINE-Informationspaket Wärmespeicher. Fachinformationszentrum Karlsruhe, Gesellschaft für Wissenschaftlich-Technische Information mbH (Hrsg.), 4., erw. u. völlig überarb. Aufl. Köln: TÜV-Verlag, Köln 2005. - ISBN 3-8249-0853-0
- [19] Fraunhofer Institut Umwelt-, Sicherheit- und Energietechnik UMSICHT: <http://www.umsicht.fraunhofer.de/>. 2005.
- [20] Freitag, T.: Entwicklung eines Natriumacetat-Trihydrat-Latentwärmespeichers mit einem Wärmeübertrager aus Kunststoffmetallverbund-Kapillarrohr. Chemnitz, Techn. Univ., Diss., 2005
- [21] Friedrich, U.: Aquiferspeicher für das Reichtagsgebäude. Projektinfo 13/03, BINE-Informationdienst, Fachinformationszentrum Karlsruhe, 2003. - ISSN 0937-8367
- [22] Friedrich, U.: Glasfaserverstärkte Kunststoffe für den Wärmespeicherbau. Projektinfo 02/03, BINE-Informationdienst, Fachinformationszentrum Karlsruhe, 2003. - ISSN 0937-8367
- [23] Fukai, J.; Hamada, Y.; Morozumi, Y.; Miyatake, O.: Effect of carbon-fiber brushes on conductive heat transfer in phase change materials. In: International Journal of Heat and Mass Transfer 45 (2002) S. 4781-4792.
- [24] Fukai, J.; Hamada, Y.; Morozumi, Y.; Miyatake, O.: Improvement of thermal characteristics of latent heat energy storage using carbon-fiber brushes: experiments and modeling. In: International Journal of Heat and Mass Transfer 46 (2003) S. 4513-4525.
- [25] Ganter, E.: Der Eisturm - maximale Kapazität auf kleinster Fläche. ki Luft- und Kältetechnik 04/1995. - ISSN 0945-0459
- [26] Giebe, R.: Ein Kies/Wasser-Wärmespeicher in Praxis und Theorie. Fakultät Energietechnik, Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik, Universität Stuttgart, Diss., 1989.
- [27] Glausch, R.: Neue PCM-Materialien und Keimbildner. In: Tagungsunterlagen ZAE-Symposium 2004, Garching, März 2004.

- [28] He, B.: High-Capacity Cool Thermal Energy Storage for Peak Saving. Diss. Department of Chemical Engineering and Technology, KTH Stockholm, 2004. - ISBN 91-7283-751-9
- [29] Hilligweg, A.; Hofmann, P.: Kennzahlgestützte Dimensionierung von Eisspeicheranlagen. In: *ki Luft- und Kältetechnik* 9/1999, S. 450-453. - ISSN 0945-0459
- [30] Hornberger, M.: Solar unterstützte Heizung und Kühlung von Gebäuden. Forschungsberichte des Deutschen Kälte- und Klimatechnischen Vereins Nr. 47, Fakultät Energietechnik, Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik, Universität Stuttgart, Diss., 1989.
- [31] Jahns, E.: Mikroverkapselte PCM: Herstellung, Eigenschaften, Anwendungsgebiete. BASF AG Forschung Dispersionen, In: Tagungsunterlagen ZAE-Symposium 2004, Garching, März 2004.
- [32] Jungnickel, H.; Agsten, R.; Kraus, W. E.: Grundlagen der Kältetechnik. 3., stark bearb. Aufl. Berlin: Verl. Technik, 1990. - ISBN 3-341-00806-3
- [33] Knoblich, K.; Sanner, B. (Hrsg.): High Temperature Underground Thermal Energy Storage, State-of-the-art and Prospects. Sanner, B. (Editor), Giessener geologische Schriften Nr. 67. - ISSN 0340-0654
- [34] Knoblich, K.; Sanner, B. (Hrsg.): High Temperature Underground Thermal Energy Storage, State-of-the-art and Prospects. Sanner, B. (Editor): Giessener geologische Schriften Nr. 67, 1999. - ISSN 0340-0654
- [35] Kübler, Rainer: Wärmespeicher: ein Informationspaket. Rainer Kübler; Norbert Fisch. Hrsg.: Fachinformationszentrum Karlsruhe, Gesellschaft für Wissenschaftlich-Technische Information mbH. - 3., erw. u. völlig überarb. Aufl. Köln : Verl. TÜV Rheinland, 1998. - ISBN 3-8249-0442-X
- [36] Lindner, F.: Latentwärmespeicher Teil I: Physikalisch-technische Grundlagen. BWK 36 (1984), S. 323-326.
- [37] Maier-Laxhuber, P.; Schmidt, R.; Becky, A.; Wörz, R.: Die Anwendung der Zeolith/Wasser-Technologie zur Bierkühlung. *ki Luft- und Kältetechnik* 8/2002. - ISSN 0945-0459
- [38] Mangold, D.; Benner, M.; Schmidt, T.: Langzeit-Wärmespeicher und solare Nahwärme, Profiinfo I/01, BINE Informationsdienst. Fachinformationszentrum Karlsruhe (Hrsg.), 2000. - ISSN 1436-2066
- [39] Mehling, H.: Latentwärmespeicher. Fachinformationszentrum Karlsruhe (Hrsg.), 2002. - ISSN 1610-8302
- [40] Mehling, H.: Latentwärmespeicherung: „Neue Materialien und Materialkonzepte“. In: Milow, B.; Stadermann, G. (Hrsg.): Workshop Wärmespeicherung. Tagungsunterlagen Köln, 2001.
- [41] Nilius, A.: GFK-Langzeitwärmespeicherkonzept; Weiterentwicklung zum GFK-Speicher „Neuer Technologie“. Technische Universität Ilmenau, Fachgebiet Thermo- und Fluidodynamik, 2001.
- [42] Novem (Hrsg.): Optimization of Cool Thermal Storage and Distribution. Netherlands Agency for Energy and the Environment, Sittard (Netherlands), 2002. - ISBN 90 5748 025 5
- [43] Öttinger, O.: PCM/Graphitverbund-Produkte für Hochleistungswärmespeicher. SGL TECHNOLOGIES GmbH Meitingen, In: Tagungsunterlagen ZAE-Symposium 2004, Garching, März 2004.
- [44] Paksoy, H. Ö. (Ed.): Annex 14 Cooling in All Climates with Thermal Energy Storage, General State-of-The-Art Report, Subtask 1. Cukurova University Adana (Turkey), 2003
- [45] Paul, J.: Binäreis - Anwendungserfahrungen in der Supermarktkälte. In: *ki Luft- und Kältetechnik*, 5/1997, S. 209-213. - ISSN 0945-0459
- [46] Paul, J.: Wasser als Kältemittel. In: *ki Luft- und Kältetechnik* 5/1994, S. 223-227. - ISSN 0945-0459
- [47] Paul, J.: Auslegung von Kälteanlagen mit Binäreis (FLO-ICE) als Kühlmittel. In: *ki Luft- und Kältetechnik*, 2/1996, S. 63-68. - ISSN 0945-0459
- [48] Reineck, K.-H., Lichtenfels, A.: High performance concrete hot-water tanks for the seasonal storage of solar energy. In: Benner, M.; Hahne, E. (Editors): Terrastock 2000, 8th International Conference on Thermal Energy Storage. Stuttgart, 2000, Proceedings Vol. 1, S. 263-266. - ISBN 3-9805274-1-7
- [49] Reineck, K.-H., Lichtenfels, A.; Greiner, S.: Hochfester und ultrahochfester Beton für Heißwasser-Wärmespeicher. *BetonWerk International*, Heft 2, April 2004, S. 66-80.
- [50] Saisonale Wärmespeicher im Aquifer: Chancen und Risiken für die Umwelt; Symposium am 19.10.1993, Stuttgart / Forschungs- und Entwicklungsinstitut für Industrie- und Siedlungswasserwirtschaft sowie Abfallwirtschaft e.V. Stuttgart, München: Oldenbourg, 1994. - ISBN 3-486-26119-3
- [51] Sanner, B.; u.a.: Saisonale Kältespeicherung im Erdreich. Abschlußbericht zum BMBF-Projekt 0329297A Giessener Geologische Schriften Nr. 59. Lenz-Verlag, Gießen, 1996
- [52] Satzger, P.; Eska, B.; Ziegler, F.: Matrix-Heat-Exchanger for a Latent-Heat Cold-Store. In: Megastock 7th International Conference on Thermal Energy Storage, Proc. Vol. 1, Sapporo (Japan), 1997
- [53] Schmid, W.: Hybrid-Eisspeicher für Prozeßkühlverfahren und Fernkälteanlagen. In: *ki Luft- und Kältetechnik*, 9/1998, S. 428-431
- [54] Schroffs, S.: Eisspeicher zur Gebäudeklimatisierung. Fachinformationszentrum Karlsruhe, 1995. - ISSN 093767
- [55] Schwarz, J.: Sorptionstechnik - Alternative zu den Alternativen. *Luft- und Kältetechnik* 3/1993. S.128-132.
- [56] Schwarz, J.: Transportkühlung von Lebensmitteln mit Wasser/Zeolith-Adsorptionssystemen. *ki Luft- und Kältetechnik* 11/1994, S. 536-540. - ISSN 0945-0459
- [57] Skogsberg, K.: Seasonal Snow Storage for Cooling Application. Lulea University of Technology (Sweden), Diss. 2001. - ISSN 1402-1757
- [58] Tamme, R.: Latentwärmespeicher, Teil II: Verfahrenstechnik und Speichermedien. BWK 36 (1984), S. 463-465.
- [59] Taschenbuch für Heizung und Klimatechnik: einschließlich Warmwasser- und Kältetechnik / hrsg. von Ernst-Rudolf Schramek München; Wien: Oldenbourg, 1972. - ISSN 0936-4080

Electricity, Hydrogen - Competitors, Partners?¹

By

Carl-Jochen Winter, Ueberlingen, Germany²

Visions are more important than knowledge, because knowledge is finite (Albert Einstein)

Abstract

Electricity, Hydrogen - What they have in common, where they are unique

Electricity and hydrogen have in common that they are secondary energies which can be generated from any primary energy (raw materials). Once generated they are environmentally and climatically clean along the entire length of their respective energy conversion chains. Both electricity and hydrogen are grid delivered (with exceptions); they are interchangeable via electrolysis and fuel cell. Both are operational worldwide, although in absolutely dissimilar capacities.

*And their peculiarities? Electricity stores and transports information, hydrogen does not. Hydrogen stores and transports energy, electricity transports energy but doesn't store it (in large quantities). For long (i.e., continental) transport routes hydrogen has advantages. The electricity sector is part of the established energy economy. Hydrogen, on the other hand, takes two pathways: one where it has been in use materially in the **hydrogen economy** almost since its discovery in the later 18th century; today, it is traded worldwide as a commodity up to an amount of some 50 million tonnes p.a., e.g., in methanol or ammonia syntheses, for fat hardening in the food industry, as a cleansing agent in glass or electronics manufacturing, and the like. - And along the other pathway it serves as an energy carrier in the up and coming **hydrogen energy economy** which started with the advent of the space launching business after WW II. Essentially, the hydrogen energy economy deals with the introduction of the, after electricity, now second major secondary energy carrier, hydrogen, together with its conversion technologies, e.g., fuel cells, into portable electronic equipment such as television cameras, laptops, cellular phones, etc., into the distributed stationary electricity and heat supply in the capacity range of kilowatts to megawatts, and into transport vehicles on earth, at sea, in the air, or space-borne. It is never a question of the energy carrier alone, hydrogen or hydrogen reformat. On the contrary, environmentally and climatically clean hydrogen energy technologies along the entire length of the energy conversion chain, from production via storage, transport and distribution to, finally, end use, are what is of overarching importance. Of course, technologies are not energies, but they are as good as energies. Efficient energy technologies provide more energy services from less primary energy (raw materials). Energy efficiency gains are energies! Especially for energy poor, but technology rich countries, efficiency gains compare well to indigenous energy sources!*

The trend is clearly visible: increasingly, the world is moving from national fuels to global fuels, and energy technologies serve as their opening valves. – CO₂ capture and sequestration technologies bring hydrogen-dependent clean fossil fuels to life, and hydrogen supported fuel cell technology activates dormant virtual distributed power. Both technologies are key for the hydrogen energy economy which, thus, becomes the linchpin of future world energy.

¹ Paper given at the XII. Symposium "Nutzung erneuerbarer Energien und Wasserstofftechnik", 3 – 5 November, 2005, University of Applied Science, Stralsund, Germany

² Prof. Dr.-Ing. Carl-Jochen Winter, Vice President, The International Association for Hydrogen Energy (IAHE), author's address: Obere St.-Leonhardstr. 9, 88662 Ueberlingen, Germany

Mechanization, Electrification, Hydrogenation

The electricity industry began some 100 years ago with Siemens' electrical generator and Edison's light bulb. Electricity is a success story which, truly, is not yet at its end. In industrialized regions, electricity is almost ubiquitous, locally and timely appropriate, environmentally and climatically clean, and more or less affordable.

In the late 18th century, James Watt's steam engine initiated the mechanization of the industry. One century later, electrification came into use; it largely replaced mechanization and permeated into almost all energy utilization sectors such as production, households, communication, and railways. Literally and seriously: "Electricity is readily available at the socket," really never to be worried about! - However, there are weaknesses: blackouts are suffered under, seldom, but once in a while; and many developing nations are still without electricity at all. Further, with electricity you cannot operate an automobile, much less an airplane or a spacecraft. In all those regions where hydropower is not available, home heating with electricity is thermodynamically not justifiable; that is by no means sustainable (exception heat pump). -

The question is: can hydrogen be of help where relative to electricity it has certain advantages, where electricity is useless because it lacks storability, or where electricity and hydrogen together offer solutions which are inexistent for either one? Is it true that, after mechanization in the late 18th and then in the 19th century, after electrification in the 20th, we are now at the start of the 21st century on the verge of **hydrogenation** of the anthropogenic energy system? Answering this question is not too difficult, because developments give a clear signal: historically, with the switchover of the anthropogenic energy centuries from high carbon via low carbon to no carbon, i.e., from coal via oil and natural gas to hydrogen, the atomic hydrogen/carbon ratios showed for coal : oil : natural gas : hydrogen = <1 : 2 : 4 : ∞. De-carbonization and hydrogenation increase over time, and, since the atomic weights of hydrogen and carbon are 1 and 12, respectively, de-materialization of energy is growing. Already today two thirds of the atoms of fossil fuels burnt are hydrogen atoms; the trend continues.

Status

What is the status of the hydrogen energy economy? - There are only a few industrial sectors where hydrogen serves energetically undisputedly: in the space business, which would even be inexistent without the highly energetic recombination of hydrogen and oxygen in the space launchers' power plants; in submersibles, where high efficiency hydrogen/oxygen fuel cells guarantee extended underwater travel and low to zero detectability because of the contourlessness of the condensed water steam exhaust; in refineries for the production of reformulated hydrogenised gasoline and de-sulfurization of Diesel; and in the cooling of large electrical generators.

Fuel cells as replacements for short life batteries in portable electronics such as laptops, camcorders, cellular phones and the like, energized with the help of hydrogen or methanol cartridges; natural gas or hydrogen supplied fuel cells in distributed electricity and heat supply or as replacements for boilers in central heating systems in buildings; fuel cells for APUs (auxiliary power units) in vehicles or airplanes; hydrogen and internal combustion engines or fuel cells on board busses or automobiles; finally, liquefied cryogenic hydrogen instead of kerosene in aviation - one and all, these areas are still in the phase of research and development, at most in their demonstration phase. The technologically driven hydrogen energy economy is at its very beginning and has to face many decades yet before market readiness.

Domains, Partners, Competitors

Now let's come back to our question posed at the beginning: Electricity, Hydrogen - Competitors, Partners? - We distinguish three realms where hydrogen and electricity:

- a) have their respective domains
- b) are partners
- c) compete with each other.

To a) belong aircraft and spacecraft engines; they are/will become undisputable hydrogen domains, simply because you cannot fly or operate an aircraft or a spacecraft with electricity (exception: thermionic engines for deep space applications). Electricity's domain, on the other hand, lies in the communication sector, providing light, and indispensably in all sorts of production. - Under b) you'll find all the chemo-electric energy converters, the fuel cells which convert hydrogen or hydrogen reformat efficiently and environmentally and climatically clean into heat and electricity, in CHP (combined heat and power) applications in industry or in households and office buildings; here hydrogen and fuel cells are an unbeatable combination! - Finally, at c) essentially we find mobility tasks which can be performed with either electricity or hydrogen: rail transport in Europe is electrical grid delivered. For continental distances, however, as for instances in Canada or in Russia, it is questionable whether railway electrification through electrolytic hydrogen powered fuel cells is not the economically more viable solution, replacing the traditional overhead electricity contact wire which, for thousands of kilometers, might be the more costly and irksome investment. - Earlier, the situation in the individual transport realm wasn't as clear as it is today. As long as there was hope to see on the roads efficient, battery supported, marketable electric vehicles in large numbers, it was not too easy for the hydrogen vehicle to make its point. Now, after many decades of development of long range auto batteries in the drive train with only rather minor success, the route for hydrogen surface transport in buses, in limousines, later in trucks and lorries is wide open. Although, the decision is still outstanding as to whether there will be a fuel cell or a hydrogen-adapted internal combustion engine under the hood, because the "novel" fuel cell has not yet won, and the "old" combustion engine still has potential which doesn't force it to give up. The "race" between the two is highly exciting for the thermodynamicist and the mechanical or electrical engineer, but it is not yet decided. The fuel cell needs convincing cost, performance, cleanness, and efficiency advantages in order to compete successfully with the more than one hundred years of experience of the reciprocating piston engine.

One particular partnership development (b) of electricity and hydrogen is worth pointing out: the stationary fuel cell in CHP (combined heat and power) production or in central home heating systems. It is small with capacities of four orders of magnitude from kilowatt to 10 megawatts. As a decentralized energy converter it tri-generates locally and simultaneously electricity and heat/cold; consequently, the nation's electrical grid losses are nil (which for the time being sum up to some 4% in Germany, in other world regions sometimes significantly more!). The distributed fuel cell park with potentially millions of fuel cells installed compares well with a virtual IT-controlled power station whose capacity easily reaches the capacity of the central installations (e.g., for Germany c.100,000 megawatts). Competition between the traditional energy conversion's front end electricity generation and the novel fuel cell supported back end generation is foreseen. It will be interesting to see which kilowatt-hour will become the less costly one, which the environmentally and climatically cleaner, and which the more reliable!

Exergetization

If it comes true some day that the conversion chain's back end of a national energy system becomes a convincing power generator and, thus, a powerful competitor to the established traditional power plants at the front end, something thermodynamically very important will have occurred: The fuel cells supplied by hydrogen or hydrogen reformat exergetize the energy system! What does that mean? Thermodynamically each conversion step converts energy into exergy and anergy: $\text{energy} = \text{exergy} + \text{anergy}$. Exergy is per definition the availability to perform technical work, it is the maximum work to be extracted from energy. Exergy can be converted into any other energy form, anergy cannot. Historically, it so happened in 200 years of anthropogenic energy development that the national energy efficiency of the more efficient industrialized nations, for instance Germany, is some 30%, and the exergy efficiency is only slightly more than 15% - both numbers really not too impressive! The world is even worse, its energy/exergy efficiencies are around 10%/ a few percent - even less impressive! The technical potential of energy and exergy efficiency improvements with available technologies on the market in industrialized countries is a factor of 2, and in industrializing countries it is a factor of even 3 to 4! What is before us is to make those technologies economically viable; and that needs hydrogen, and time - and money!

Let us give some examples in order to see what is meant: in Germany's cellars some 15 million boilers in central heating systems are installed. They have excellent energy efficiencies of nearly 100%, almost the total chemical energy of the fuel (light oil or natural gas) is converted into heat. The exergy efficiencies, however, are miserable, it is thermodynamically simply absurd to generate a flame temperature of around 1,000 °C only in order to supply the room radiators with temperatures of 60 or 70°C. - Or another example: the 700 million vehicles on earth are operated with an exergetic efficiency of not much more than a quintile, c. 20%, 80% of the energy of the gasoline or Diesel fuel is converted into heat. Essentially, autos are stoves which provide some surface traffic, too, with 20% of the fuel's energy - bitter to say! Here, the hydrogen supplied internal combustion engine will provide a change, an exergy efficiency rise in the direction of some 50% is not an illusion. And stationary fuel cells with hydrogen or hydrogen reformat fuel generate exergetically efficiently, and simultaneously electricity and heat, and meet with their fuel cell-specific temperature regime between 70 and 900 °C the exact relative temperature demand of households, industry, and vehicles, respectively. - Let us never forget that ecological reasoning not only asks for waiving claims and avoiding materialism but also for unparalleled technology development in order to improve the rather poor efficiency of anthropogenic usage of energy, which for hundreds of years was underestimated; hydrogen supported technology is a harbinger of this development!

Traditionally, electricity is produced at the front end of a national energy conversion chain and used at its back end. Thousands of kilometers may be the distance between front and back ends. Now, with some millions of envisioned fuel cells in future distributed supply at the back end, also here electricity is produced, and that's in the vicinity of the electricity users. This is of cardinal importance, because the back end of a national energy conversion chain governs the overall efficiency of a nation: Because each kilowatt-hour of energy services, because of efficiency gains not demanded at the chain's end, results in three kilowatt-hours of primary energy (raw material) which are not necessary for the nation's economy to be introduced at the front end (e.g., Germany's national energy efficiency ~ 30%!). In the world, the relation is 1 : 10 (the world's efficiency ~ 10%). That is it what is meant by the sentence "Hydrogen and fuel cells exergetize the energy system!" They make more electrical energy services out of less primary energy. Electricity is pure exergy.

Hydrogen supply

At times one question is repeatedly asked: Where does the hydrogen come from? - There are three answers which would be answered similarly for electricity: (1) from fossil fuels via reformation or partial oxidation or gasification, preferably from natural gas, like today, or from coal, then, however, only with capture and sequestration of co-produced carbon dioxide in order to prevent its release into the atmosphere and, thus, its contribution to the anthropogenic greenhouse effect; so far, electricity and steel kept coal alive, tomorrow hydrogen will keep clean coal alive; (2) from renewable energies via electrolysis, but not before a number of further decades of development and in competition with the direct use of the renewable electricity in the power market; or (3) from nuclear fission, if societally accepted.

Thought experiments

At the end of this talk a thought experiment is given: statistically, Germany's 40 million road vehicles are operated 1 hour per day; they are parked for 23 hours. Let us imagine that they have fuel cells under their hood with a capacity of, say, 50 kilowatt each and are plugged in when parked in the home garage or on the company's employee parking lots. Consequently, only 5% of Germany's cars operated at standstill will provide some 100,000 megawatts, which is exactly the capacity on-line today in central stations. – Thought experiments seldom become real, but mostly they have a true kernel. Here we see two of these kernels. The one reads: in the long run, will it really be compatible with the energy and transport sustainability so urgently needed, to leave useless a whole fleet of “power stations on wheels” with a potential capacity 20 times more than is in traditional use today?! (The engineer knows well that a mobile highly dynamic power station with up to 6,000 rpm and sometimes more, and a service lifetime of 3,000 hours is absolutely something quite different from a stationary station with 3,000 rpm and a life of 80,000 hours before the first full maintenance standstill. However, mutatis mutandis it is not under the horizon, and climate benignity may become a more powerful parameter than we allow today forcing us to think the unthinkable!) – And the second kernel: mobile fuel cell vehicles will only be filled up with hydrogen fuel, because any hydrocarbon fuel used instead means the necessity of a millionfold mobile carbon dioxide collecting device - a technical and economical impossibility!

The Secondary Energy Sector Ever More Important

To come to an end: electricity and hydrogen - competitors, partner? – None of the aforementioned arguments negates the legitimacy of either electricity or hydrogen, each has its own domain; they compete on certain issues, and here and there they are partners. Relative to the primary energy (raw materials) sector, the secondary energy sector grows more and more in importance. It will consist in future of two secondary energy carriers, electricity and hydrogen, developed in tandem!

In general, novel energies need time! That applies to hydrogen energy and its technologies, too. Many decades up to almost half a century for first significant contributions to the mix are typical. In any case, it seems always to be almost too late to start creating consciousness and further awareness. People live and work downstream and ask for reliable, payable, and clean energy services. Since the hydrogen energy economy moves the centre-of-gravity within the energy conversion chain towards its end, exactly where these people need their energy services, professionalization of their supply is needed; professionalization not unlike that at the beginning of the chain where we are accustomed to the professional operation of power plants, refineries, coal mines and the like.

Delay is the foe of success. Consequently, let's be aware: **www.itsHYtime.de**!

SUNd Racing Group



Entwicklung eines Solar-Rennwagens durch die SUNd Racing Group der FH-Stralsund

Projektbeschreibung

Die Idee für den Bau eines Solarrennwagens entstand im Forschungssemester von Professor Roßmanek in Australien. Dort wurde er auf die World Solar Challenge aufmerksam.

Am 14. April 2005 gründeten 29 Studenten der Fachhochschule Stralsund die Solar Racing Group, auf Initiative von Professor Roßmanek unterstützt durch Professor Harzfeld und dem Leiter des Komplexlabors Herr Sponholz. In der Forschung an regenerativen Energien liegt einer der Schwerpunkte der Fachhochschule Stralsund. Dieses Projekt ist damit eine nützliche und zukunftsweisende Ergänzung in diesem Bereich.

Die Mitglieder setzen sich aus den Studiengängen Maschinenbau, Elektrotechnik, Wirtschaftsingenieurwesen und Informatik zusammen.

Zielstellung ist die Teilnahme an der 2007 in Australien stattfindenden World Solar Challenge. Das ist der bekannteste Wettbewerb für solarbetriebene Rennwagen.

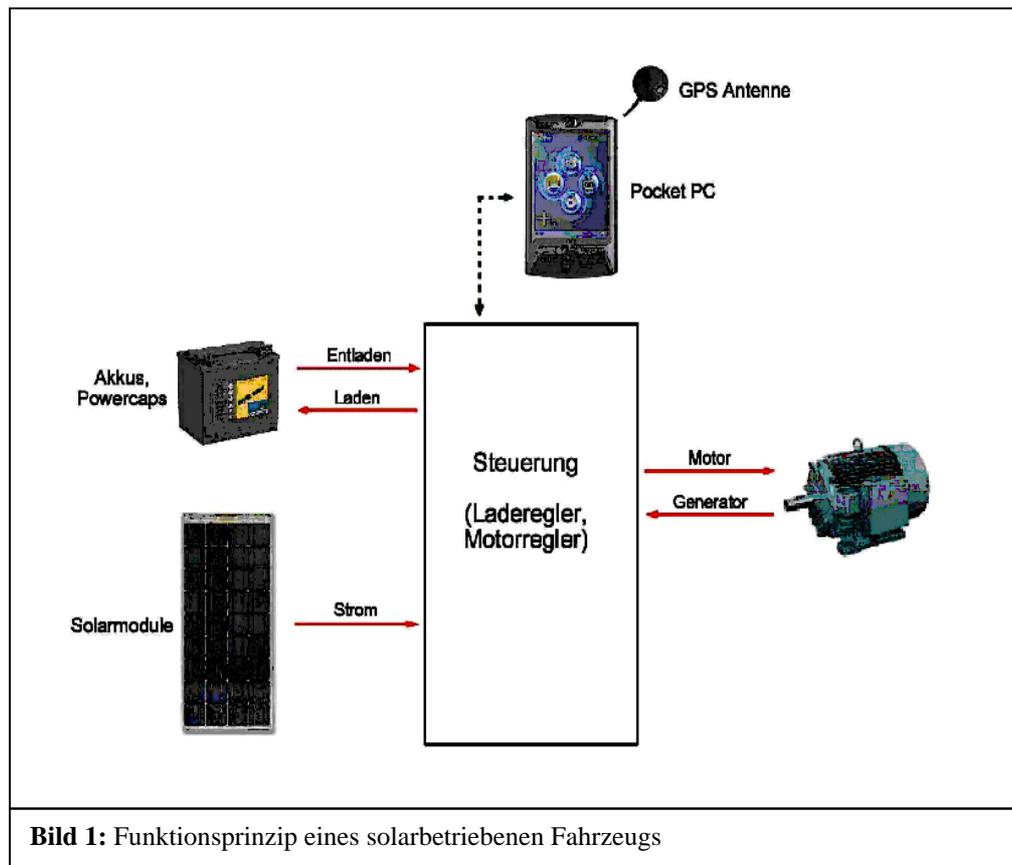
Daten zum Rennen:

- 09/2007 World Solar Challenge 2007
 - Austragungsort: australisches Outback
 - Strecke: von Darwin nach Adelaide
 - Distanz: 3000 km
 - Zeit für die Distanz: ca. 5-8 Tage

Zur Erreichung der Zielstellung, einen fahrbereiten Solarrennwagen herzustellen sind in vielen Bereichen eine große Anzahl an Aufgaben zu lösen.

Neben der Beschaffung von finanziellen Mitteln kommen auch diverse konstruktive Aspekte, sowie Versuche und Forschung, auf dem Gebiet der Elektrotechnik, auf die Mitglieder zu.

Es folgt eine Darstellung der prinzipiellen Funktionsweise zum Betrieb eines Solarfahrzeugs mit den wichtigsten Komponenten.



Wichtige Parameter, die es maschinenbaulich zu beeinflussen gilt, sind unter anderem die Stirnfläche, das Gewicht und der Luftwiderstandsbeiwert des Solarfahrzeugs. Diese Parameter bestimmen den größten Anteil an auftretenden Fahrwiderständen, was bei einem Solarmobil von ca. 5 Meter Länge eine besondere Herausforderung darstellt. Weitere anspruchsvolle Aufgaben liegen im Gebiet der Elektrotechnik. So sind die Verschaltung der Solarmodule, Erstellung der Regelung für den Motor und die Ent- / Laderegelung der Akkumulatoren besonders hervorzuheben. Natürlich werden dann auch Testfahrten, Messungen und Analysen am Fahrzeug vorgenommen, um weitere Optimierungen durchführen zu können.

Es gibt viel zu tun, packen wir es an.

Referenten: Sandro Arlt und Steffen Niemann

Kontakt

Internetpräsenz: www.sundracing.de.vu
 E-Mail: sundracing@fh-stralsund.de
 Adresse: SUNd Racing Group, FH-Stralsund
 Zur Schwedenschanze 15
 18435 Stralsund
 Ansprechpartner: Sandra Hensel
 Sandro Arlt

Verzeichnis der Autoren

<i>Ahlhaus, Matthias</i>	7	<i>Nielsen</i>	7
<i>Arlt, Sandro</i>		<i>Nowak, Władysław</i>	103, 141
<i>Baur, Frank</i>	52	<i>Olejniak, Torsten</i>	113
<i>Beckmann, Wolfgang</i>	12	<i>Platzer, Bernd</i>	161
<i>Bemmann, Ulrich</i>	52	<i>Raab, Thomas</i>	30
<i>Blum, Ludger</i>	36	<i>Rackwitz, A.</i>	97
<i>Biwan, Artur</i>	48	<i>Rostankowsk, Urszula</i>	90
<i>Böhm, Kai</i>	130		
<i>Borsukiewicz-Gozdur, Aleksandra</i>	141		
<i>Buchinger, Gerhard</i>	30		
<i>Dengel, Andreas</i>	36	<i>Sandlaß, Hans</i>	77, 117
<i>de Haart, L.G.J.</i>	36	<i>Sauer, Gerhard</i>	119, 124
<i>Dörr, Heinz-Kurt</i>	36	<i>Scherwenke, Frank</i>	
<i>Dorendorf, Stefan</i>	42	<i>Schirmer, Ulrich</i>	161
<i>Eliasz, Jacek</i>	48	<i>Schlegel, Mathias</i>	147
		<i>Schudt, Steffen</i>	119, 124
		<i>Schumacher, Henri</i>	
<i>Griesser, Stefan</i>	30	<i>Selent, Horst</i>	130
<i>Gröschel, Thomas</i>	161	<i>Seyfert, Andreas</i>	133
<i>Groß, Bodo</i>	36, 52	<i>Spinadel, Erico</i>	138
		<i>Sponholz, Christian</i>	77, 90
<i>Hinterreiter, Paul</i>	30	<i>Stachel, Aleksander A.</i>	141
<i>Hensel, Sandra</i>		<i>Steinberger-Wilckens, Robert</i>	84
		<i>Szymczak, Piotr</i>	71
<i>Jain, Ashish</i>	60		
<i>Kaminski, W.</i>	71	<i>Tack, Fritz</i>	147
<i>Kampet, Tobias</i>	66	<i>Tetzlaff, Karl-Heinz</i>	154
<i>Kanswohl, Norbert</i>	147	<i>Thiele, Wolfram</i>	158
<i>Khrisanov, Valery I.</i>	71	<i>Tiede, Jens</i>	12
<i>Kimmerle, Klaus</i>	36, 52	<i>Tobolczyk, Katarzyna</i>	90
<i>Kofoed, Henrik</i>	7		
<i>Kohnke, Hans Joachim</i>	119, 124		
<i>Kranz, Volker</i>	113	<i>Uhlig, Ulf</i>	161
<i>Krohn, Rainer</i>	133	<i>Urbanek, Thorsten</i>	161
<i>Lehmann, Jochen</i>	77		
<i>Linnemann, Jörg</i>	84	<i>Winter, Carl-Jochen</i>	169
<i>Lushtinetz, Ortrud</i>	77	<i>Wilde, Harald</i>	158
<i>Lushtinetz, Thomas</i>	90		
<i>Meissner, Dieter</i>	30	<i>Zęńczak, Wojciech</i>	90
<i>Miege, Andreas</i>	77	<i>Zimmermann, Dieter</i>	161
<i>Müller, Henning</i>	84		
<i>Müller, Reinhard</i>	97		

