

**NUTZUNG
REGENERATIVER
ENERGIEQUELLEN
UND
WASSERSTOFF-
TECHNIK
2006**

Jochen Lehmann und Thomas Luschtinetz (Hrsg.)

13. Symposium
Nutzung Regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik
Stralsund, 2.-4. November 2006

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

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

© 2006 by: Fachhochschule Stralsund
Alle Rechte vorbehalten

Printed in Germany by:
Zentrale Druckerei IM M-V

ISBN 3-9809953-2-1

Komitee der Konferenz:

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

Kontakt:

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

| Inhaltsverzeichnis | Seite |
|---|--------------|
| <i>Ulrich Bemann, Bodo Groß</i> Monitoring des Feldtests zweier Scheitholzkessel/Stirlingmotor Kombinationen | 7 |
| <i>Volker Brüser, Andreas Schmuhl, Henrik Junge, Karsten Schröder</i> Plasmamodifizierung von Katalysatoren für die kathodische Reduktion von Wasserstoffperoxid in Brennstoffzellen | 11 |
| <i>André Deibel, Thomas Luschtinetz, Andreas Mieke, Christian Sponholz, Birgit Steffenhagen</i> Optimierung der fluidischen Systeme bei einem PEM-Brennstoffzellensystem | 16 |
| <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 | 22 |
| <i>Andreas Dengel, Markus Stemann</i> BioHPR Demonstrationsanlage Neufahrn | 30 |
| <i>Jacek Elias, Artur Biwan</i> Vergleichende Analyse eines Kernkraftwerkes und einer Windenergieanlage | 31 |
| <i>Roland Hamelmann</i> Stromspeicher Wasserstoff | 36 |
| <i>Matthias Hinz</i> Das Wasserstoff-Sauerstoff-Projekt in der Kläranlage der Stadt Barth | 41 |
| <i>Tomasz Kujawa, Radomir Kaczmarek</i> Heat flow characteristics of underground closed geothermal heat exchanger | 45 |
| <i>Andreas Mieke, Christian Sponholz, Jochen Lehmann, Ortrud Luschtinetz, Hans Sandlaß</i> Wasserstoff für Regelleistung | 52 |
| <i>Reinhard Müller, Axel Rackwitz, Matthias Schreiber</i> Erfahrungsbericht zur Betriebsführung einer dem Sonnenstand zweiachsig nachgeführten Photovoltaik-Anlage | 58 |
| <i>Władysław Nowak, Aleksander A. Stachel, Aleksandra Borsukiewicz-Gozdur</i> Assessment of the influence of organic fluid on the effectiveness of binary power plant operation | 64 |

| | |
|--|-----|
| <i>Władysław Nowak, Aleksander A. Stachel, Aleksandra Borsukiewicz-Gozdur</i> Assessment of effectiveness of operation of geothermal power plant with evaporators supplied in series | 70 |
| <i>Władysław Nowak, Maciej Wos</i> Small geothermic heat and power station with power plants on organic fluid | 77 |
| <i>Maik Orth, Gerhard Buttkewitz</i> Wasserstoff und Brennstoffzelle für den Einsatz in einem Wasserstoff-Hybridmobil | 83 |
| <i>Sebastian Reuber, Mareike Schneider</i> Gekoppelte Systeme aus Festoxid- und Polymerelektrolyt-Brennstoffzellen – Konzeptionen für den Einsatz im Schwerlastverkehr | 87 |
| <i>Karsten Roterberg</i> Technische und betriebswirtschaftliche Untersuchungen der Einsatzmöglichkeiten von Wasserstofftechnologien im maritimen Sektor | 94 |
| <i>Erico Spinadel</i> Martín Garcia Island Project “Current project status” | 99 |
| <i>Klaus Stolzenburg</i> Results and Learnings from Infrastructure Operation in the CUTE Project | 105 |
| <i>Karl-Heinz Tetzlaff</i> Wie revolutionär ist die solare Wasserstoffwirtschaft? | 113 |
| <i>Wolfram Thiele, Axel Bäcker, Jacek Eliaz</i> Aspekte der Umweltverträglichkeit beim Rückbau von Kernkraftwerken | 119 |
| <i>Valdur Tiit, Henry Uljas, Matti Lüsi</i> Hiiumaa Island – towards renewable energetics | 123 |
| <i>Michał Zeńczak</i> Some technical problems connected with distributed generation in power system | 127 |
| <i>Wojciech Zeńczak</i> Berechnungsmodell zur Identifikation von Parametern einer Brennstoffzelle | 133 |

V o r w o r t

Zum 13. Male organisieren die Fachhochschule Stralsund und die Wasserstofftechnologie – Initiative Mecklenburg-Vorpommern e.V. das Symposium „Nutzung Regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik“ diesmal zeitlich überlappend mit der 2nd International Baltic Bioenergy Conference, auch um Synergien zu ermöglichen.

Hinsichtlich der nachdrücklichen Förderung von Energiewasserstoff und Brennstoffzellen hat sich in Deutschland endlich etwas getan:

Die im „Strategierat Wasserstoff/Brennstoffzellen“ beteiligten Ministerien haben im Frühjahr ein Nationales Innovationsprogramm, langfristig angelegt und finanziell vernünftig ausgestattet, auf den Weg gebracht. Umseitig ist dazu ein Artikel aus dem Mitteilungsblatt des Deutschen Wasserstoff- und Brennstoffzellenverbandes (DWV-Mitteilungen 4/06, S. 2) abgedruckt. Auch wird Frau Nilgün Parker vom Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung dazu am Vormittag des ersten Konferenztages einen Vortrag halten.

- Machen wir etwas daraus!

Wie immer hoffen wir, mit der Veranstaltung des Symposiums die regenerativen Energien weiter voranzubringen und im Zusammenhang mit der energetischen Nutzung des Wasserstoffs auf die umweltfreundliche Energiewirtschaft der Zukunft hinzuarbeiten. Mögen die Präsentationen und die Diskussionen zu neuen Projektideen und –partnerschaften führen!

Gedankt sei an dieser Stelle den Sponsoren, den Vortragenden und den Teilnehmern, die teilweise seit Jahren dem Stralsunder Symposium die Treue halten!

Jochen Lehmann und Thomas Luschtinetz

Nationales Innovationsprogramm auf den Weg gebracht

„Die Engländer haben das Öl, die Franzosen die Kernkraft und die Deutschen die Diskussion.“ Dieses Zitat von Lothar Späth, dem ehemaligen Ministerpräsidenten von Baden-Württemberg, lässt einen schmunzeln. Gerade was das Thema neue Energietechnologien betrifft wurde bislang schon sehr viel Zeit in Diskussionen investiert. Und es ist wichtig, sich bewusst zu machen, dass die Kommerzialisierung neuer Energietechnologien seit jeher sehr stark von der Politik beeinflusst wird. Beim Thema Brennstoffzellen und Wasserstoff ist das auch der Fall.

Seit ungefähr zwei Jahren ist es augenscheinlich, dass sich die Regierungen weltweit intensiver mit dem Thema Brennstoffzellen und Wasserstoff auseinandersetzen und nationale Strategien entwickelt haben. Die steigenden Energiekosten, Versorgungssicherheit und Klimawandel erhöhen den Druck auf die Politik. Vorbildlich agieren diesbezüglich die Länder Japan, China, Korea, Taiwan und auch Brüssel für Europa mit dem HFP-Programm oder die USA. In Japan wurden zum Beispiel im vergangenen Jahr 500 Brennstoffzellen-Heizanlagen, die 90 % der Primärenergie nutzen, in Wohnhäusern installiert. Dieses Jahr sollen es 1000 Stück sein und im kommenden Jahr gar 2000 Anlagen. Im Keller des Ministerpräsidenten steht übrigens auch eine Anlage. Bei derzeitigen Kosten von rund 70000 € pro Exemplar zahlt der japanische Staat dem Käufer Subventionen in Höhe von 45000 € im ersten Jahr; in den Folgejahren wird es immer weniger. So wird versucht den Markt in Gang zu bringen – mit dem Ziel, möglichst bald auf Kosten von weniger als 10000 € pro Heizgerät zu kommen. Die Japaner machen es uns vor; sie zeigen: wenn Industrie, Wissenschaft und Politik an einem Strang ziehen und sich an die verabschiedeten Pläne halten, kann es gelingen, dieser sinnvollen und nachhaltigen Technologie aus den Kinderschuhen zu helfen.

Konsequent soll diese Vorgehensweise nun auch in Deutschland durchgeführt werden. Aus diesem Grund wurde im letzten Jahr der Strategierat Wasserstoff Brennstoffzellen gegründet. Was ist dieser Strategierat, und was leistet er? Welche Gruppen stecken dahinter? Wie ist er organisiert? Der Strategierat Wasserstoff Brennstoffzellen besteht aus einer Vollversammlung, einer Koordinierungsgruppe, aus Arbeitskreisen und dem Sekretariat. Die Vollversammlung setzt sich aus den Experten aller Bereiche der Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie zusammen und ist offen für neue Mitglieder. Die Koordinierungsgruppe ist ein Gremium bestehend aus derzeit zwölf Vertretern von Politik, Industrie und Wissenschaft. Seitens der Politik sind vier Ministerien vertreten: Das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), das Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS), das Bundesministerium für Forschung und Technik (BMFT) und das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU). Die Industrie hat über Organisationen wie z. B. die Verkehrswirtschaftliche Energiestrategie (VES), die Initiative Brennstoffzelle (IBZ), den Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau e.V. (VDMA) oder den DWV Vertreter aus den Bereichen Verkehr und Wasserstoff-Infrastruktur, Industrieanwendungen, Hausenergieversorgung und Spezielle Märkte in das Gremium delegiert. Der DWV ist durch den ehemaligen Vorstand Prof. Jürgen Garche und die amtierenden Vorstandsmitglieder Dr. Joachim Wolf und Prof. Werner Tillmetz vertreten. Dieser Kreis trifft sich alle vier bis sechs Wochen, um die nationale Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Strategie auszuarbeiten und voranzutreiben sowie um einen vertrauensvollen Informationsaustausch zwischen allen Interessensgruppen zu ermöglichen. Vertreter der Vollversammlung und der Koordinierungsgruppe bilden temporäre Arbeitsgruppen, die spezifische Aufgaben lösen. Ein wesentliches Element der Koordinierungsgruppe ist die Abstimmung der Vorgehensweise mit den Bundesländern und den europäischen Aktivitäten. Sowohl einige der Länder als auch die Europäische Kommission haben seit Jahren umfangreiche Projekte zu Wasserstoff und Brennstoffzellen und wollen diese intensivieren. Im Sinne der Lissabon-Strategie, die einen innovativen und wettbewerbsfähigen europäischen Wirtschaftsraum fordert und eine effiziente Nutzung der begrenzten finanziellen Ressourcen verlangt, ist eine gute Koordination der Schlüssel zum Erfolg. Eine weitere Aufgabe stellt natürlich die Kommunikation der Ergebnisse des Strategierates in den parlamentarischen Raum und in die Öffentlichkeit dar.

Die bisherige Arbeit des Strategierates kann sich sehen lassen: Die beteiligten Ministerien haben gemeinsam ein nationales Innovationsprogramm, das langfristig angelegt und finanziell vernünftig ausgestattet ist, auf den Weg gebracht. Der zugehörige nationale Entwicklungsplan wurde erarbeitet und wird in den kommenden Monaten weiter detailliert. Jetzt liegt es an allen Beteiligten diese Strategie zügig umzusetzen – und zwar bevor Energieversorgung und Klimawandel uns richtige Probleme bereiten.

Aktuelle Dokumente können Sie auf der Homepage www.nkj-ptj.de der Nationalen Koordinierungsstelle Jülich für Wasserstoff und Brennstoffzellen (NKJ) finden. Die NKJ ist das Sekretariat des Strategierates Wasserstoff Brennstoffzellen.

MONITORING DES FELDTESTS ZWEIER SCHEITHOLZKESSEL/STIRLINGMOTOR KOMBINATIONEN

Ulrich Bemann, Bodo Groß

IZES gGmbH, Institut für ZukunftsEnergieSysteme, Altenkesseler Straße 17 D-66115 Saarbrücken

Schlüsselwörter: Scheitholzkessel, Stirlingmotor, Hybridanlage, Feldtest, Monitoring

1. Einleitung

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

Die energetische Nutzung von Holz beschränkt sich auf Anlagen kleiner Leistungsgrößen und auf die Erzeugung von thermischer Energie für Heizzwecke. Grundsätzlich ist es aber möglich, mit Hilfe eines Stirlingmotors Teile der Verbrennungswärme in elektrische Energie umzuwandeln. Diese Art der dezentral gekoppelten Wärme- und Stromerzeugung ist insbesondere wegen ihrer besseren Effizienz sowie der CO_2 – Neutralität gegenüber herkömmlichen Systemen für die Zukunft sehr interessant.

Die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) ist die effizienteste Möglichkeit, die beschränkt verfügbaren Biomassen zu nutzen. Während es im Bereich oberhalb von $500 \text{ kW}_{\text{el}}$ bereits technisch ausgereifte Anlagenkonzepte gibt, fehlt im Kleinanwendungsbereich noch der Durchbruch. Die Firma HOVAL hat in den vergangenen Jahren die Entwicklung einer KWK- Anlage, ausgeführt als Holzscheitholzkessel- Stirling- Kombination, für den Leistungsbereich 1 kW_{el} und bis zu $50 \text{ kW}_{\text{th}}$ erfolgreich vorangetrieben.

Die Nutzenergieerzeugung in kleinen KWK-Anlagen, insbesondere beim Einsatz von Stirlingmotoren, erreicht Gesamtwirkungsgrade von $> 90\%$. Dies entspricht einem Verlust von nur etwa 10% bezogen auf den Primärenergieeinsatz. Daraus ergibt sich eine durchschnittliche Verminderung des Primärenergieverbrauchs von etwa 25% beim Einsatz von KWK-Aggregaten gegenüber der konventionellen Energieversorgungs-lösungen.



Der beginnende Feldtest, mit Monitoring und wissenschaftlicher Begleitung, hat einerseits das Ziel die Alltagstauglichkeit der Scheitholzkessel/Stirlingmotor Kombination zu belegen und andererseits Optimierungspotenziale des Hybridsystems aufzuzeigen. Im Forsthaus Sulzbach, Saarland (siehe

Abb.), ist eine der Demonstrationsanlagen installiert. Betreiber der Anlage ist der SaarForst, deren Interesse in erster Linie darin liegt mit der Demonstration innovativer Hybridtechnologie die Holz-scheitvermarktung gekoppelt mit effizienter energetischer Holznutzung im Saarland zu beleben. Mit der eigenen Anlage möchte der SaarForst konkrete Erfahrungen mit der Technologie gewinnen. Die gewonnene Kompetenz soll zur Vertrauensbildung beitragen sowie zur kompetenten Beratung eingesetzt werden.

2. Stand der Technik, Konzept und bisherige Entwicklung von Holz-scheitkessel Stirling Kombinationen bei HOVAL

Stirlingmotoren werden seit Jahren als „Die Technologie“ für dezentrale, mit biogenen Brennstoffen befeuerte KWK- Anlagen, diskutiert. Bisher ist die breite Markteinführung u. a. aufgrund der (noch) nicht gelösten Aufgabe der Verschmutzung des Erhitzerkopfs, und dem damit verbundenen hohen Wartungsaufwand, der eingesetzten Stirlingmotoren ausgeblieben.

Als mögliche Brennstoffe wurden bisher vorrangig Holzhackschnitzel und Holzpellets näher untersucht. Die Kombination mit Scheitholz wurde bisher in größerem Umfang nur durch HOVAL mit Erfolg entwickelt. Auf dem Prüfstand konnte mit verschiedenen Tests die gewünschte technische Umsetzungsreife mit Aussicht auf die notwendige Verlässlichkeit des Gesamtsystems gezeigt werden. Dabei konnte auch die dauerhafte Verfügbarkeit, bei einem für Holz-scheitkessel üblichen Wartungsaufwand, nachgewiesen werden.



Bei der Konzeption des Motors wurde im Wesentlichen Wert auf lange Lebensdauer und geringsten Wartungsaufwand gelegt.

Die Anlage ist als eine so genannte „ADD-ON“- Lösung konzipiert. Das bedeutet, dass der Stirlingmotor und der Heizkessel zwei voneinander unabhängige Module sind. Bei der Konzeptionierung wurde die maximale elektrische Leistung des Stirlingmotors so ausgelegt, dass dieser während des Heizbetriebs über einen großen (Teil-)Lastbereich konstant seine elektrische Nennleistung von rund 1.000 Watt liefern kann.

Die „ADD-ON“- Lösung“ ermöglicht außerdem, den Kessel jederzeit ohne eingebauten Motor zu betreiben. Dafür muss lediglich die runde Öffnung für den Primärwärmetauscher des Stirlingmotors in der Brennkammertür mit einem entsprechenden Deckel verschlossen werden.

In einem ersten Test wurde die grundsätzliche Funktion dieser Technik auf dem Prüfstand im Labor der Firma HOVAL in Vaduz untersucht. Hierzu wurde ein Stirlingmotor mit einem angekoppelten, netzparallel betriebenen Drehstromgenerator (Leistung 1 kW_{el}) in einen Stückholzvergaserkessel vom Typ HOVAL „PuroLyt“ eingebaut. Bei dem eingesetzten Stirlingmotor handelte es sich um die von Dr. B. Kammerich aus Dortmund entwickelten Motor.

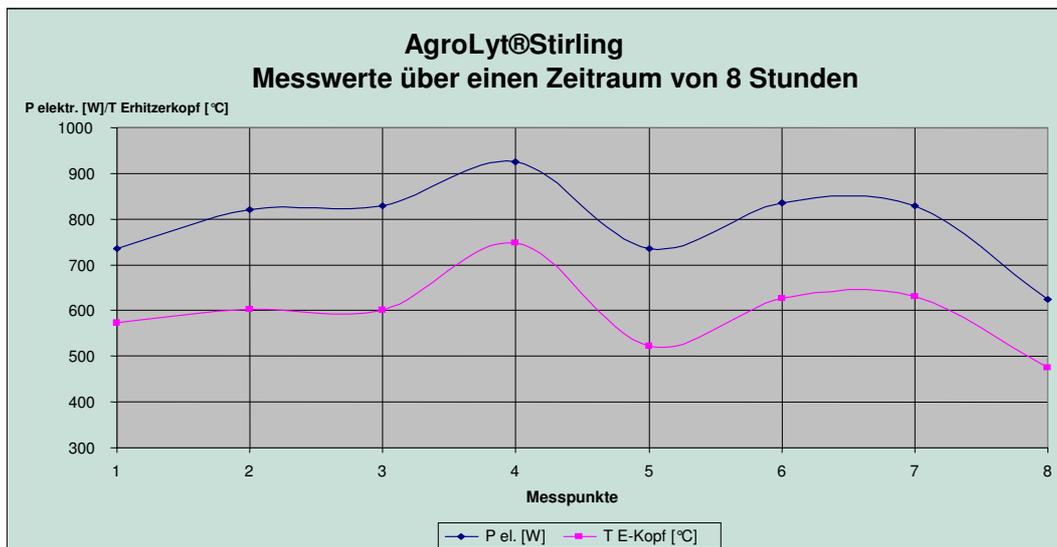




~ 2.500 Betriebsstunden getestet.

Insgesamt lief die Anlage in diesem ersten Test ~ 1.300 Betriebsstunden. Danach wurde der Motor komplett zerlegt und von Motoren-Spezialisten auf möglichen Verschleiß untersucht. Das Ergebnis war sehr erfreulich, denn ohne irgendwelche Teile zu tauschen, wurde der Motor wieder zusammgebaut und erneut auf dem Prüfstand weiter betrieben. In dieser zweiten Testphase wurde der Motor in Kombination mit dem neuen Hoval-Stückholzvergaserkessel „AgroLyt“ mit Lambda Verbrennungsluftregelung weitere ~ 1.200 Stunden betrieben. Insgesamt wurde der Motor von Mai 2001 bis November 2003 im Testbetrieb über

Die in der folgenden Abbildung dargestellten Messwerte zeigen den unmittelbaren Zusammenhang zwischen Erhitzerkopftemperatur und abgegebener elektrischer Leistung des Stirlingmotors gemessen über einen Zeitraum von acht Stunden.



Nach dieser Orientierungsphase ist nun ein Feldtest vorbereitet worden, in dem Demonstrationsanlagen aufgebaut, und in verschiedenen Einsatzfällen getestet werden. Zu diesem Zweck wurden für zwei Anlagen, bestehend aus AgroLyt- Scheitholzessel und Stirlingmotor, im Rahmen des Feldtests, ein umfangreiches Monitoringprogramm entwickelt. Besonderes Augenmerk wird dabei auf die generelle Funktionsfähigkeit, die Alltagstauglichkeit, die verschiedenen hydraulischen Einbindungsmöglichkeiten, Notkühlung und -abschaltung, Optimierung der mechanischen Fixierung des Motors sowie der Kesselregelung auf die motorspezifischen Anforderungen gelegt.

3. Projektbeschreibung

Anlagenbetreiber SaarForst, Industriepartner HOVAL und IZES als Projektinitiator und wissenschaftlicher Begleiter werden die Anlage in Sulzbach, siehe Abbildung unten, sowie an einen weiteren Standort bezüglich folgender Punkte näher untersuchen:

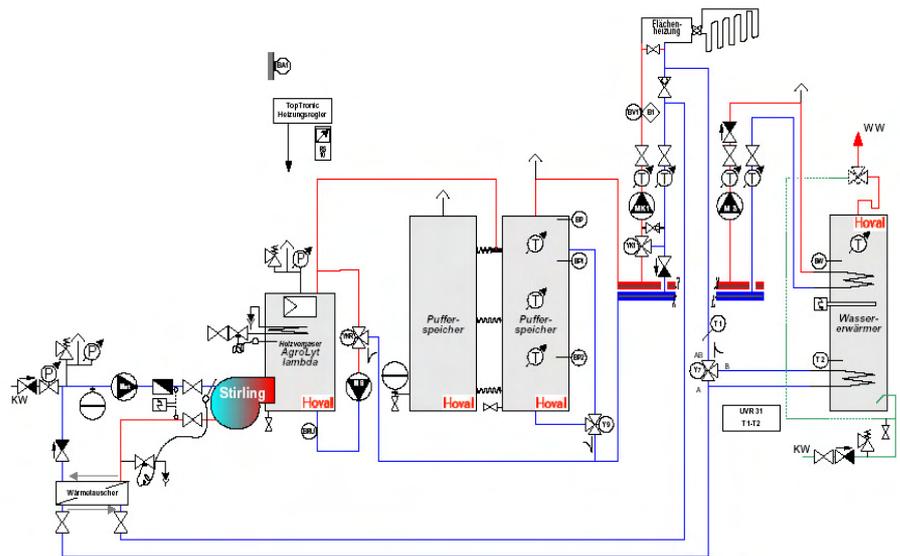


- Verfügbarkeit & Verlässlichkeit der Anlagenkomponenten
- Betreuungsaufwand bzgl. Reinigung, Beschickung etc.
- Einfluss der Brennstoffqualität
- Emissionsverhalten
- technische Daten bzgl. Leistungen Stirling/Kessel, Betriebsstunden, Bilanzen, Temperaturen, Lastschwankungen etc.
- hydraulische Einbindung

Hierzu werden die Anlagen mit umfangreicher Messtechnik ausgestattet und über mindestens zwei Heizperioden begleitet. Die Daten werden aufbereitet, analysiert und bewertet. Die Ergebnisse des Monitorings dienen zur weiteren Optimierung der Technologiekombination bestehend aus Scheitholzkessel und Stirlingmotor. Nebenstehende Abbildung zeigt beispielhaft eine Möglichkeit zur hydraulischen Einbindung des Stirlingmotors in ein bestehendes System, inklusive des Motorkühlkreislaufs. Der Primärkühlkreislauf des Stirlingmotors ist aus technischen Gründen mittels eines Wärmetauschers vom restlichen System hydraulisch entkoppelt. Der Sekundärkühlkreislauf des Stirlingmotors ist im gezeigten Beispiel, zur Sicherstellung einer permanenten Wärmeabnahme, in den Rücklauf des Komplettsystems eingebunden.

Der Primärkühlkreislauf des Stirlingmotors ist aus technischen Gründen mittels eines Wärmetauschers vom restlichen System hydraulisch entkoppelt. Der Sekundärkühlkreislauf des Stirlingmotors ist im gezeigten Beispiel, zur Sicherstellung einer permanenten Wärmeabnahme, in den Rücklauf des Komplettsystems eingebunden.

Mit Hilfe der Ergebnisse des Monitorings der Feldtestphase wird der Grundstein für eine breite Markteinführung der Technik gelegt. Gleichzeitig werden mögliche „Schwachstellen“ der Gesamtanlage im Alltagsbetrieb und damit die entsprechenden Optimierungspotenziale hinsichtlich Verfügbarkeit und Handhabbarkeit der Anlage identifiziert. Durch eine anschließende erneute Überarbeitung der Motorkonstruktion werden die gewonnenen Erkenntnisse, vor allem im Hinblick auf eine erste kleine Serienproduktion, umgesetzt. Weiterhin ermöglicht der Feldtest eine technische und wirtschaftliche Bewertung der Erfolgsaussichten, die als sichere Kalkulationsbasis dienen kann und somit den Nutzen für den Endkunden transparenter werden lässt.



4. Danksagung

Das diesem Bericht zugrunde liegende Vorhaben wird durch Mittel des Bundesministeriums für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz unter dem Förderkennzeichen FKZ 22017605 gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren. Weiterhin danken die Autoren Daniel Hegele (Hovalwerk AG) und Dr. Bernd Kammerich für die freundliche Unterstützung

PLASAMODIFIZIERUNG VON KATALYSATOREN FÜR DIE KATHODISCHE REDUKTION VON WASSERSTOFFPEROXID IN BRENNSTOFFZELLEN

V. Brüser¹, A. Schmuhl², H. Junge³, K. Schröder¹

¹Institut für Niedertemperatur-Plasmaphysik e. V., F—L.-Jahn Str. 19, 17489 Greifswald, brueser@inp-greifswald.de

²AMT Analysenmesstechnik GmbH, , Joachim-Jungius Str. 9, 18059 Rostock

³Leibniz-Institut für Katalyse e. V. an der Universität Rostock, A.-Einstein-Str. 29a, 18059 Rostock

Schlüsselwörter: H₂O₂/HCOOH–Brennstoffzelle, CoTMPP, Plasmabehandlung, Katalysator, Proton Exchange Membrane (PEM)

Zusammenfassung: Ein metallorganischer Katalysator, Co-Tetrakis-(*p*-methoxyphenyl)-porphyrin (CoTMPP), wurde auf einem Kohlenstoffträger mit Hilfe der Plasmatechnik fixiert und aktiviert. Dieses plasmabehandelte Katalysator-Kohlenstoff-Gemisch wurde mit Hilfe der Röntgenphotoelektronen-Spektroskopie (XPS) untersucht und als Kathodenmaterial in einer Brennstoffzelle mit Wasserstoffperoxid als Oxidanz verwendet. Die Brennstoffzelle wurde hinsichtlich der Leistungsfähigkeit getestet.

1. Einleitung

Niedertemperatur-Plasmen werden gegenwärtig vorwiegend bei der Oberflächenmodifizierung wie z.B. bei der Hydrophilierung, dem Ätzen oder dem Beschichten eingesetzt. Die Plasmatechnik kann jedoch u. a. auch zur Fixierung und Aktivierung von Brennstoffzellenkatalysatoren auf Kohlenstoffträgern angewendet werden [1, 2, 3]. Gegenüber bisher eingesetzten Verfahren, wie der Pyrolyse, können damit verschiedene Nachteile wie das Absublimieren von Katalysatormaterial oder Kristallwachstum vermieden werden. Trotzdem sind plasmabehandelte Katalysatoren bisher kaum in der Brennstoffzellentechnik zu finden.

Viele Entwicklungen von Brennstoffzellen des Typs PEMFC favorisieren das System Wasserstoff/Sauerstoff. Dabei treten Probleme wie partielle Überhitzungen auf der Membran infolge inhomogener Temperaturverteilung, aufwendiges Wassermanagement oder die Gefahr von Knallgasexplosionen immer wieder auf. Durch den Einsatz einer Wasserstoffperoxidlösung als Oxidanz können diese Nachteile überwunden werden. So ist zumindest auf der Kathodenseite keine zusätzliche Befeuchtung erforderlich. Die Wärmeabfuhr und die Vermeidung von Hotspots werden ebenfalls über die H₂O₂-Lösung geregelt. Weiterhin ist die innere Sicherheit der Brennstoffzelle höher, da sich kein Knallgasgemisch bilden kann. Andere Vorteile sind: preiswerte Herstellung, lange Lebensdauer und geringe Wartung. Dadurch eignen sich Brennstoffzellensysteme mit flüssigen Reaktanten besonders für den Einsatz als Stromversorgungssysteme für autarke Messstationen (im Gebirge, auf hoher See) oder für von der Außenluft unabhängige Versorgungsstationen, wie Unterwasserenergieversorgung für stationäre Messsonden, Antrieb für unbemannte oder bemannte Unterwasserfahrzeuge, Raumfahrtanwendungen.

In diesem Beitrag wird die Fixierung und Aktivierung eines Katalysators, Co-Tetrakis-(*p*-methoxyphenyl)-porphyrin (CoTMPP), auf einem Kohlenstoffträger durch eine Oberflächenbehandlung mit einem Niedertemperaturplasma beschrieben. Dieses erhaltene Katalysator-Kohlenstoff-Gemisch wurde mit Hilfe der Röntgenphotoelektronen-Spektroskopie (XPS) auf dessen Oberflächenzusammensetzung hin untersucht und in einer HCOOH/H₂O₂-Brennstoffzelle getestet.

2. Fixierung und Aktivierung von Katalysatoren auf dem Katodenmaterial

Der Kohlenstoffträger (Vulcan XC 72 – Cabot Corporation) wurde in einem Niedertemperaturplasma behandelt. Hierbei werden auf der Kohlenstoffoberfläche sauerstoffhaltige funktionelle Gruppen erzeugt. Anschließend wurde der Kohlenstoffträger mit dem Katalysator CoTMPP (Strem Chemicals, Inc., Abb. 1) imprägniert. Die im oben erwähnten Plasmaprozess aufgetragenen funktionellen Gruppen sollen auf der Kohlenstoffoberfläche eine optimale Verteilung und Anhaftung des Katalysators gewährleisten.

Das erhaltene Gemisch wurde danach in einem nun nachfolgenden zweiten Plasmaprozess behandelt. Hierbei soll das CoTMPP auf dem Kohlenstoffträger fixiert und dessen katalytische Wirkung bezüglich der H_2O_2 -Reduktion erhöht werden.

Das so behandelte Pulvergemisch wird dann in einer Nafionlösung suspendiert und auf eine MEA (Nafion) aufgesprüht und in einer Brennstoffzelle getestet. Nachfolgend seien die Prozessschritte Imprägnierung und Plasmabehandlung näher erläutert.

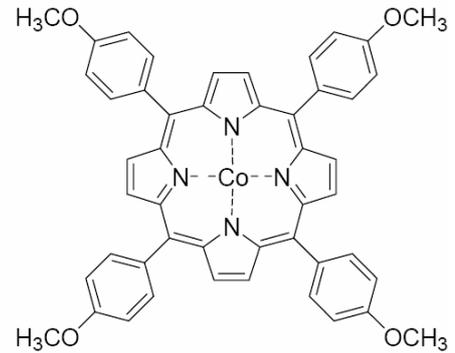


Abb 1. CoTMPP

Summenformel: $(C_{48}H_{36}N_4O_4)Co$

2.1 Imprägnierung der Kohlenstoffträgers mit CoTMPP

Das CoTMPP wurde zunächst in Chloroform gelöst. In diese Lösung wurde dann bereits plasmabehandeltes Kohlenstoffpulver (siehe folgendes Kapitel) suspendiert. Die Suspension wurde im Rotationsverdampfer 2 h gekocht und anschließend langsam eingedampft. Das Lösungsmittel wurde bei 500 bis 800 mbar und 50 °C entfernt. Die eingetrocknete Pulvermischung wurde in einem Mörser vorsichtig pulverisiert und der Plasmabehandlung zugeführt. Der Anteil des Katalysators am Gesamtgemisch betrug 20 Masse-%.

2.2 Plasmabehandlung

Die Plasmabehandlung des reinen Kohlenstoffpulver sowie der Mischungen aus Kohlenstoffpulver und Katalysator wurde in einem Rüttelreaktor durchgeführt (Abb.2 u. 3). Der Rüttelreaktor besteht aus einer Reaktorkammer, in der sich ein Probenhalter befindet, der von außen durch einen Elektromagneten in mechanische Schwingungen versetzt wird. Dadurch wurde während der Behandlung die Probe ständig in Bewegung gehalten und damit gleichmäßig dem Plasma ausgesetzt. Oberhalb der Reaktorkammer befindet sich das Anpassnetzwerk. Das Plasma wurde über eine Glasscheibe und eine Windung aus Kupferband an der Decke der Reaktorkammer induktiv eingekoppelt. Die obere Seite des Anpassnetzwerkes ist aus einem Lochblech gefertigt, wodurch es möglich ist, die Probe während der Behandlung zu beobachten.

Es handelt sich hierbei um eine HF-Entladung (HF – Hochfrequenz) mit einer Anregungsfrequenz von 27,12 MHz. In einem solchen Plasma werden unter Vakuumbedingungen elektrische Ladungsträger wie Elektronen und Ionen aber auch Atome und Moleküle in angeregten Energiezuständen sowie Radikale erzeugt. Die Teilchen wirken auf der Oberfläche des Pulvergemisches ein und führen zu einer Reihe unterschiedlicher Reaktionen wie Aufbrechen von Bindungen, Vernetzung, Bildung von Oberflächen, Radikalen, Ätzen, Bildung von funktionellen Gruppen usw.

Die Plasmabehandlungen der Proben wurden bei einem Druck von 0,1 mbar, 80 W Plasmaleistung, in reinem Ar oder Ar- O_2 -Gasgemisch und bei einer Behandlungszeit von 5 bis 10 min durchgeführt.



Abb. 2 Rüttelreaktor

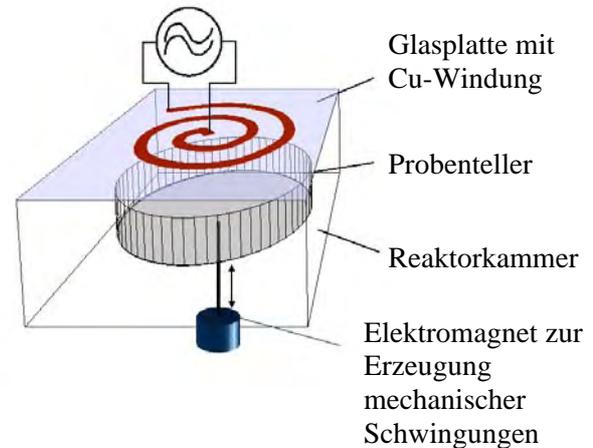


Abb. 3 Prinzipskizze des Rüttelreaktors

2.3 Untersuchungsmethoden

Die plasmabehandelten Pulver wurden mit Hilfe der Röntgenphotoelektronen-Spektroskopie untersucht (XPS - X-ray Photoelectron Spectroscopy; Axis Ultra, Kratos, Manchester, UK). Diese Untersuchungsmethode ist ein Standardverfahren zur Untersuchung der chemischen Zusammensetzung von Oberflächen.

Zur Untersuchung der elektrochemischen Aktivität wurden Leistungsmessungen an Brennstoffzellen durchgeführt. In der Brennstoffzelle wurde eine 15 %ige wässrige H_2O_2 -Lösung als Oxidanz auf der Kathodenseite und als Brennstoff eine 10 %ige wässrige Ameisensäurelösung auf der Anodenseite eingesetzt.

3. Ergebnisse

3.1 Untersuchung des plasmabehandelten Katalysator-Kohlenstoffgemisches

Zur Untersuchung des Einflusses der Plasmabehandlungen auf die Oberflächenzusammensetzung wurden an den Vulcan-CoTMPP-Mischungen XPS-Untersuchungen durchgeführt. Zunächst wurde das Substratmaterial Vulcan XC 72 R untersucht. Durch die Plasmabehandlung in Ar/O_2 wird der Sauerstoffanteil auf der Kohlenstoffoberfläche deutlich erhöht (Abb. 4). Aus den Untersuchungen an plasmabehandelten Kohlenstoff-Nano-Fasern ist bekannt, dass der Sauerstoff in funktionellen Gruppen wie z.B. C-OH-, C=O- oder COOH-Gruppen gebunden ist. Diese polaren funktionellen Gruppen führen zu einer besseren Benetzbarkeit des Kohlenstoffpulvers. Die anschließende Beladung mit CoTMPP in $CHCl_3$ verringert wieder den Sauerstoffanteil (unbehandeltes Kohlenstoffträger-Katalysatorgemisch). Ein Teil der polaren Gruppen wird offenbar durch das Chloroform wieder abgewaschen. Durch den Zusatz von CoTMPP können nun deutliche Mengen Kobalt und Stickstoff detektiert werden. Während der zweiten Plasmabehandlung in Ar/O_2 (Kohlenstoffträger-Katalysatorgemisch) wird der Sauerstoffanteil wieder erhöht. Der Kobaltanteil ändert sich nur unwesentlich (die geringen Änderungen sind in der XPS-Analyse nicht signifikant), der Stickstoffanteil wird leicht reduziert. Die Argon-Plasmabehandlung zeigt ein etwas anderes

Bild. Hier wird zwar ebenfalls der Sauerstoffanteil erhöht und der Kobaltanteil bleibt etwa konstant der Stickstoffanteil ändert sich jedoch nicht.

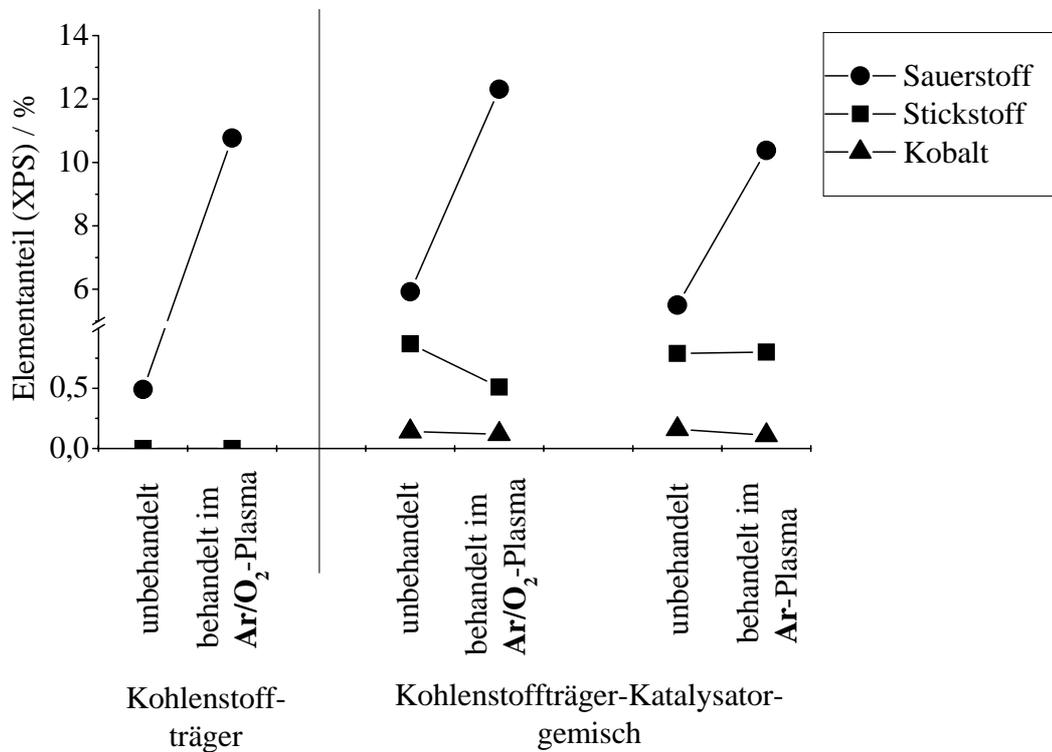


Abb. 4 XPS- Messungen an unbehandelten und plasmabehandelten Proben

3.2 Brennstoffzellentests

Bei vergleichenden Leistungsmessungen an Brennstoffzellen wurde festgestellt, dass die Plasmabehandlung des CoTMPP-Kohlenstoffgemisches zu einer deutlichen Erhöhung der Leistungsfähigkeit der Brennstoffzellen führt. Als Beispiele werden in Abb. 5 Messungen der

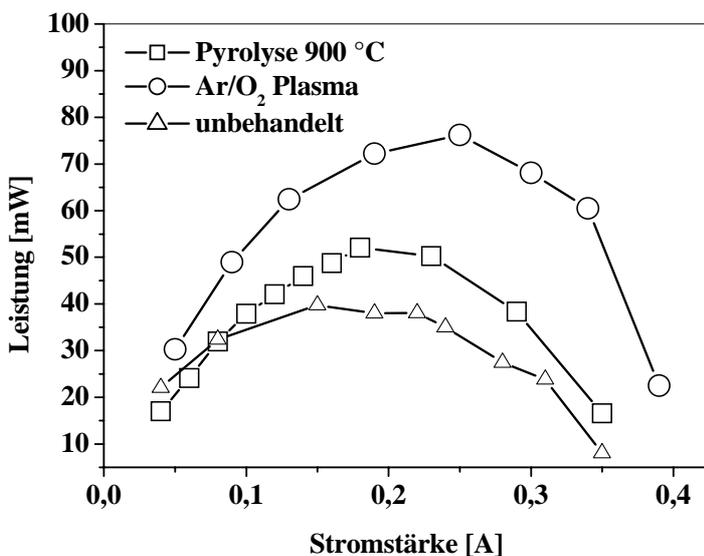


Abb. 5 Vergleich der Leistungsfähigkeit von Brennstoffzellen des Typs HCOOH/H₂O₂ mit unbehandelten, pyrolytisch- und plasmabehandelten CoTMPP als Katalysator auf der Kathodenseite

Leistungsparameter von H₂O₂/HCOOH Brennstoffzellen mit unbehandelten, pyrolytisch- und plasmabehandelten CoTMPP als Katalysator auf der Kathodenseite angeführt. Zellen mit pyrolytisch sowie plasmabehandelten Kathodenmaterialien zeigen nicht nur eine Erhöhung der Leistungen sondern auch eine Verschiebung des Leistungsmaximums zu höheren Stromstärken.

5. Schlußfolgerung

Es konnte gezeigt werden, dass für die Fixierung und Aktivierung von metallorganischen Katalysatoren wie CoTMPP auf kohlenstoffhaltigen Substraten Niedertemperatur-Plasmen eingesetzt werden können. Die auf diese Weise behandelten Katalysatoren führen zu einer Leistungssteigerung von Brennstoffzellen.

6. Referenzen

- [1] I. Herrmann, V. Brueser, S. Fiechter, H. Kersten, P. Bogdanoff, J. Electrochem. Soc. 152 (2005), A2179-A2185
- [2] Patent DE 102005015572 A1
- [3] Patent DE 102005033938 A1

Optimierung der fluidischen Systeme bei einem PEM-Brennstoffzellensystem

A. Deibel, T. Luschtinetz, A. Mieke, C. Sponholz, B. Steffenhagen.

Fachhochschule Stralsund – University of Applied Sciences

Komplexlabor Alternative Energien / www.komplexlabor.de

Zur Schwedenschanze 15, D-18435 Stralsund

e-mail: thomas.luschtinetz@fh-stralsund.de

Schlüsselwörter

PEMFC, fluidische Systeme, Regelung, studentische Ausbildung

Zusammenfassung

In dem Beitrag werden ausgehend von einer Betrachtung zur Nutzung von BZ in der Ausbildung die Auslegung und Optimierung eines PEMFC-Systems mit Staxon Stacks für die Realisierung modularer Stromversorgungssysteme beschrieben. Das Hauptaugenmerk liegt dabei auf der Umsetzung der fluidischen Systeme. Dabei werden verschiedene Konfigurationen des Kühlsystems bis zur Parameterermittlung der Regelkreise als auch die implementierten Sicherheitsfunktionen beschrieben. Abschließend werden mögliche Einsatzgebiete benannt, wobei neben der Energieversorgung abgelegener und umweltsensitiver Gebiete auch die Erhöhung der Spitzenleistung bei Hybridsystemen interessante Anwendungsfelder ergibt.

1 Einführung

Die Leistungsfähigkeit von PEMFC-Systemen wird durch eine Vielzahl sich gegenseitig beeinflussender und z.T. in ihrer Zielstellung widersprechender Problemkreise bestimmt. Angestrebt werden eine hohe Leistung bei langer Lebensdauer und niedrigen Kosten.

Diese partiell gegensätzlichen Forderungen erfordern seitens der Beteiligten die stete Hinterfragung der Entwicklungs- und Applikationsziele. Dabei sind die zur Verfügung stehenden Ressourcen und Personalkapazitäten zu berücksichtigen.

Dieses grundlegende Problem steht auch in der Ingenieurausbildung: Die Fähigkeit zur Systementwicklung muss an aktuellen Problemstellungen unter Einsatz moderner Entwicklungswerkzeuge vermittelt werden, vorauszugehen hat die Grundlagenvermittlung.

In diesem Sinne sind Brennstoffzellensysteme aufgrund der dynamischen Entwicklung dieses Gebietes sehr gut zur Vermittlung eines ingenieurmäßigen Herangehens an Probleme geeignet – Ausbildungseinrichtungen haben hier jedoch das Problem der notwendigen Infrastruktur und der hohen Komponentenkosten.

Einen Ausweg bietet die enge Zusammenarbeit mit Unternehmen und Forschungseinrichtungen, indem prototypische Systeme eine zweite „Nutzungsphase“ in der Ausbildung angehender Ingenieure für den kommenden BZ-Massenmarkt erhalten.

Dieser Weg wurde bei dem im folgenden beschriebenen System beschritten. Durch die Webasto AG, Neubrandenburg, wurde ein prototypisches PEM-Brennstoffzellensystem für studentische Arbeiten und Ausbildungszwecke im Komplexlabor Alternative Energien der FH Stralsund zur Verfügung gestellt.

2 Anforderungen an Brennstoffzellensysteme und Statusaspekte

Die Detailanforderungen werden ersichtlich, teilt man die Systeme in Entwicklungs-, prototypische und Massenmarktsysteme ein. Erhältliche Stacks von Staxon oder Heliocentris bis zu den Ballard Nexa Systemen zeigen bereits den Weg zum Massenmarkt und erlauben das Sammeln von Grunderfahrungen.

Aufgrund der hohen Stackkosten liegt der erste Schwerpunkt zunächst auf dem Erhalt der Grundfunktionalität, ein zuverlässiges Sicherheitssystem ermöglicht damit wiederholbare Testsequenzen – im studentischen Laborbetrieb unverzichtbar – und führt zwangsläufig auf die gegenwärtigen Lebensdauer- und Degenerationsprobleme.

Nach Lösung der Sicherheitsprobleme liegt der Fokus auf der Verbesserung von Komponenten und Systemstruktur, um eine optimale Anpassung an die Nutzerforderungen hinsichtlich der Bereitstellung der elektrischen Energie zu erreichen. Auf dieser Stufe ist es naheliegend, Brennstoffzellen zum Betrieb kostengünstiger Alltagsgeräte, von der Heimelektronik bis zu Spielzeug und Haushaltsgeräten zu nutzen. Unsere Erfahrung zeigt, dass die Studenten sehr an diesen komplexen Systemen interessiert sind, da sie eine Vorstellung von der Gesamtapplikation erhalten und die Haupteinsatzbedingungen relativ problemlos verstehen. Beschaffung und Ersatz als auch (ggf. zerstörende) Demontage verursachen geringe Kosten. Vorteilhaft ist der dadurch oft mögliche Zugriff sowohl auf die Komponentenparameter als auch die Struktur. Bei BZ-Massenprodukten ist dies dann üblicherweise nicht mehr möglich.

3 Modellierung und Optimierung

Im Regelfall geht man von der bekannten statischen Kennlinie der Brennstoffzelle mit den drei charakteristischen Abschnitten aus, die messtechnisch gut zugänglich ist [1].

Diese Kennlinie bildet damit auch den Ausgangspunkt für ein wirksames Sicherheitsmanagement, das den Betrieb in kritischen Bereichen zuverlässig verhindert. Der Lastbetrieb wird nur freigegeben, wenn eine Mindestleerlaufspannung erreicht wird. Das Purgen erfolgt beim deutlichen Unterschreiten der sich aus dem internen Widerstandsverhalten ergebenden Geraden. Überlast führt zum Abschalten des Lastzweiges (vgl. Abb. 1). Leider korreliert der Befeuchtungsstatus nicht uneindeutig mit dieser Kennlinie, im Regelfall hilft jedoch der angegebene Spülvorgang. Fortgeschrittenere Sicherheitskonzepte führen diese Grenzwerte über die Nutzungsdauer den Degenerationseffekten nach. Des Weiteren ist bei Verfügbarkeit zumindest der letzten Zellenspannung deren Absinken eine weitere Bedingung für einen Spülvorgang.

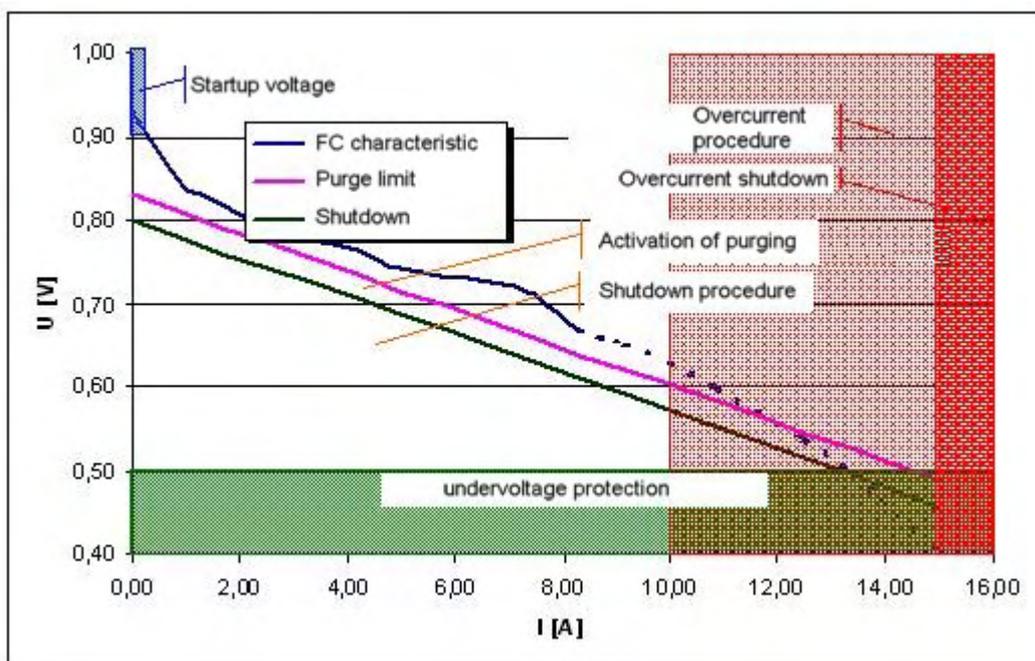


Abb. 1 Aus der Kennlinie abzuleitende Sicherheitsgrenzwerte für den Stackbetrieb

Das von der Webasto AG zur Verfügung gestellte Brennstoffzellensystem nutzt sechs parallel geschaltete Staxon Stacks mit jeweils 40 Zellen / 360 W. Es lieferte anfänglich nur ca. 20% der projektierten Leistung und wurde daher im Rahmen einer Bachelor-Abschlussarbeit einem grundlegenden Reengineering unterzogen. Im Ergebnis wurde die durch den DC/DC-Wandler limitierte max. Ausgangsleistung von 1,2 kW erreicht, für die Brennstoffzelle selbst sogar deutlich überschritten.

Ein ISLE-Wandler liefert dabei eine konstante Ausgangsspannung von 24 V. Entkopplungsdioden für die Stacks und die Leistungsbegrenzung dieses Buck-Konverters von 1.2 kW vermeiden jedoch vorteilhaft Weise die Überlastung einzelner Stacks und dadurch deren fortschreitende Schädigung im Sinne eines robusten Betriebes.

Das Brennstoffzellensystem umfasst drei fluide Systeme, den Kühlkreislauf, die Wasserstoff- und Luftversorgung.

Während die Wasserstoffversorgung die gewünschte Einfachheit mit dem Druckminderer und dem Spülventil besitzt, ist die Luftversorgung durch den Verdichter und die notwendige Befeuchtung aufwendiger. Der notwendige Luftdurchsatz wird durch einen Kompressor erreicht, wobei bei einem zu geringen Luftüberschuss ($\lambda < 3$) die Stackleistung einbricht (Abb. 2).

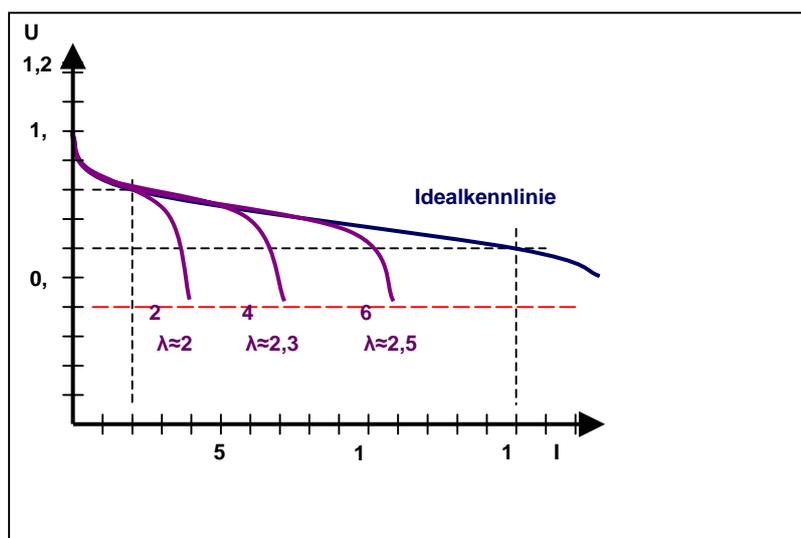


Abb. 2 Stackverhalten in Abhängigkeit von der Luftversorgung

Daher wird der Verdichter lastabhängig gefahren, um die dafür erforderliche Leistung zu minimieren. Einfachere Systeme arbeiten hier mit konstant hoher Verdichterleistung und setzen dabei vor allem auch auf den Spüleffekt auf der Kathodenseite. Das Steuersignal für den Luftverdichter wird durch eine kubische Regressionsgleichung aus dem Brennstoffzellenstrom abgeleitet, wodurch für Stackleistungen ab 50 W konstante λ -Werte erreicht werden.

Das temperierte Kühlwasser wird für die Befeuchtung der Luft über Membranbefeuchter genutzt, wobei kondensiertes Reaktionswasser den Wasserverbrauch im Kühl- und Befeuchtungskreis ersetzt.

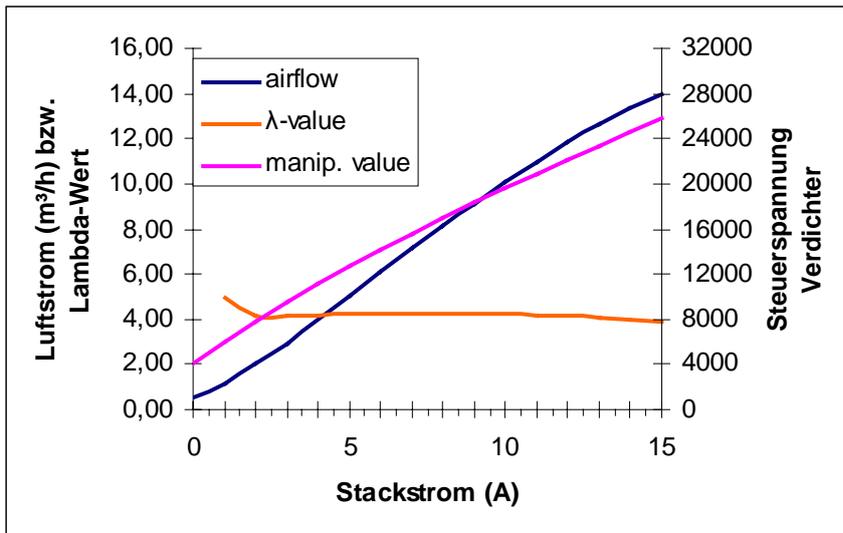


Abb. 3 Eigenschaften der lastabhängigen Kompressorsteuerung

Bei Minimalsystemen kleiner Leistung wird auf eine Wasserkühlung gänzlich verzichtet, der Luftstrom auf der Kathodenseite ist dann bei entsprechender Auslegung für die Wärmeabfuhr ausreichend und wird oft durch eine Befeuchtung auf der Anodenseite ergänzt. Bei größeren Leistungen führt die effizientere Wasserkühlung zu kleineren Stackbaugrößen, wobei Ein- und Zweipumpensysteme üblich sind. Zweipumpensysteme erlauben dabei die Aufteilung in zwei durch einen Wärmetauscher voneinander getrennte Kühlkreisläufe.

Die ursprünglich rein serielle Anordnung von Brennstoffzelle, Kühler und Befeuchter wurde durch einen einstellbaren Bypass über der Brennstoffzelle ergänzt (Abb. 4), wodurch zwei gekoppelte Regelkreise erhalten wurden. Die Temperaturdifferenz über den Stacks wird durch die Pumpe auf max. 2 Grad gehalten. Die Stacktemperatur wird über die Kühlerleistung geregelt.

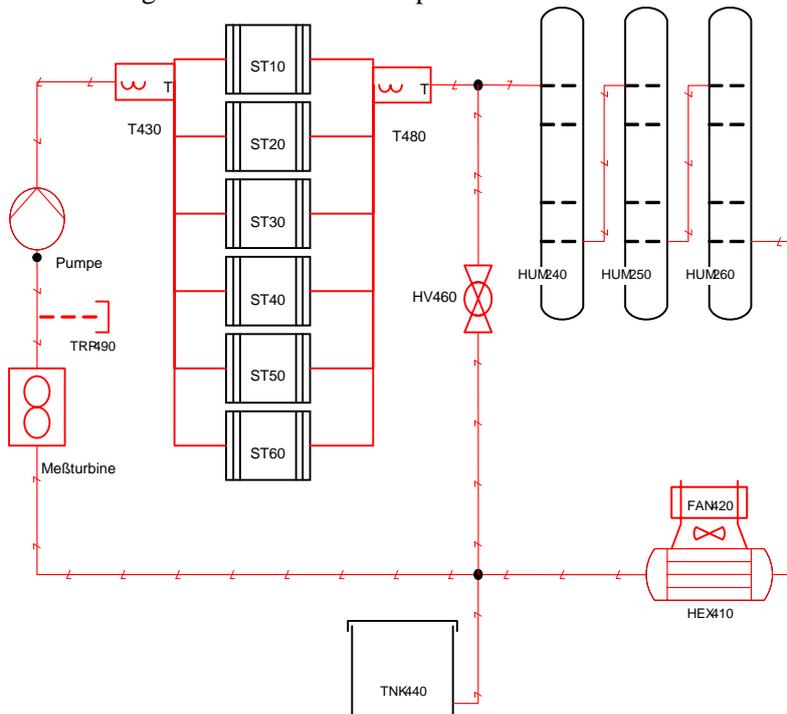


Abb. 4 Kühlkreislauf

Um die Stacktemperatur möglichst exakt zu erfassen, wird die geschätzte interne Temperaturdifferenz (von der Membran zur Kühlflüssigkeit) zur Austrittstemperatur addiert und dazu aus einem Wärmeübergangswiderstand von 50 W/K lastabhängig berechnet. Das nicht deutlich ausgeprägte Leistungsmaximum des Systems wird bei einer Membrantemperatur von 48°C erreicht.

Aufgrund der unterschiedlichen Zeitkonstanten der Streckenparameter von 50 s und 550+/-200 s sind beide Regelkreise recht gut entkoppelt. Die Reglerdimensionierung erfolgte dann problemlos nach Standardparametrierungsverfahren, wobei eine Adaption des Verstärkungsfaktors der Kühlerlüfterregelung implementiert wurde.

Im Sinne eines Minimalsystems erfolgt die Bypassstellung mechanisch ohne Erfassung des resultierenden Volumenstromes durch die Stacks. Dadurch ist die Kreisverstärkung im Pumpenregelkreis relativ gering mit entsprechenden Nachteilen für die Reaktion auf eine Stellung des Bypassventils. Daher werden in die überarbeitete Regelung eine Volumenstrommessung und die Aufschaltung der Lastsituation anhand der aktuellen Leistung implementiert.

Der Wirkungsgrad des Gesamtsystems wird wesentlich durch den Leistungsbedarf der Hilfsaggregate bestimmt. Kühlmittelpumpe, Kühler und Verdichter benötigen maximal 160 W, reduzieren also bei Vollast den Wirkungsgrad bereits deutlich. Bei Teillast wird ein akzeptabler Wirkungsgrad daher nur durch einen lastabhängigen Betrieb dieser Komponenten erreicht, wobei der geringere Wirkungsgrad des DC/DC-Wandlers bei Teillast ebenfalls zu kompensieren ist.

Praktisch wurde mit dem realisierten System im Leistungsbereich von 250 W bis 1 kW ein Wirkungsgrad von 50 % erreicht, während für die Brennstoffzelle selbst 70% bis 60% ermittelt wurden (Abb. 5).

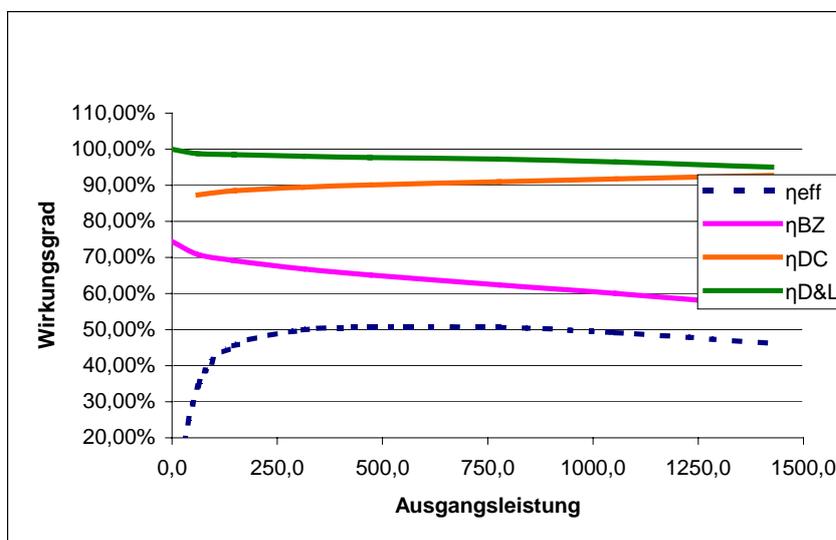


Abb. 5 Wirkungsgrade von BZ-System und Systemkomponenten

Ein wichtiger Aspekt der Brennstoffzellennutzung sind Degenerationseffekte. Wir arbeiteten mit Stacks, die zwischenzeitlich mehr als ein Jahr nicht betrieben wurden und eine grundlegende Schädigung erwarten ließen.

Eine (leistungslöse) Membrantrocknung und nachfolgender ausschließlicher Betrieb bei Befeuchtung mit dem oben beschriebenen Sicherheitssystem führten zu den beschriebenen Leistungswerten. Insbesondere konnten durch die Diodenentkopplung auch die beiden Stacks, die nur noch 60% bzw. 80% der nominellen Leistung liefern, im System verbleiben.

4 Integration der Brennstoffzelle in Stromversorgungssysteme

Abschließend sollen zwei Gesichtspunkte der Integration von Brennstoffzellen in Stromversorgungssysteme diskutiert werden:

Beim Blick auf die gewünschten kostengünstigen Systeme ist gegenwärtig aufgrund der hohen Stackkosten deren Anzahl zu minimieren. Daher wird der Stack für die durchschnittliche Leistung ausgelegt, Batterien bzw. SuperCaps übernehmen dann die Spitzenlasten. Beispiele hierfür sind die DMFC-Stromversorgungen für Yachten mit ca. 10facher Spitzenlast und Hybridbusantriebe mit dem Spitzenlastfaktor 2 [4].

Des Weiteren sind gerade bei Stromversorgungen für netzferne Anwendungen eine Fernüberwachung und ggf. –steuerung notwendig. Dies wird deutlich, wenn komplexe Gesamtsysteme mit Wasserstofferzeugung durch Elektrolyse aus Fotovoltaik- / Windstrom zu betreiben sind. Hier erfolgt z.Z. die Integration unserer FC-Systeme in die WINCC-Leitebene des Komplexlabors Alternative Energien an der FH Stralsund, so dass für entsprechende Pilotprojekte auf Inseln mit geringer Bewohnerzahl die notwendigen Betriebserfahrungen gesammelt werden können.

Danksagung

Ein herzlicher Dank gilt der Webasto AG, Neubrandenburg, die das vorgestellte PEMFC-System der Fachhochschule Stralsund für ein Reengineering im Rahmen der Arbeiten im Komplexlabor Alternative Energien zur Verfügung stellte.

Quellenangaben

- [1] Fischer, R.: Development of a Matlab/Simulink simulation for a renewable energy system. Final project, Adger University College, Grimstad 2006.
- [2] Deibel, A.: Steuerung für eine 1,2 kE-PEM-FC-Stromversorgung. Bachelorarbeit, FH Stralsund, März 2006.
- [3] Sponholz, C., Miede, A., Luschtinetz, T., Lehmann, J.: Operating Behaviour of Connected NEXATM-Modules for Power Supply. Hypothesis VI, Cuba 2005.
- [3] Datenblatt SFC A25, SFC Smart Fuel Cell AG 2004, www.smartfuelcell.de.
- [4] Hinz, M.; Lehmann, J.; Luschtinetz, O., Scheffler, R.: Progresses of the Hydrogen-Oxygen-Project in the City of Barth. 16th World Hydrogen Energy Conf., Lyon, France, 2006.

ERGEBNISSE DES PILOTBETRIEBS EINER SOFC MIT GRUBENGAS

A. Dengel¹, B. Groß², L. Blum³, H. K. Dörr², L. G. J. de Haart³, K. Kimmerle²

¹STEAG Saar Energie AG, St. Johannerstr. 103 D-66115 Saarbrücken

²IZES gGmbH, Altenkesseler Straße 17 D-66115 Saarbrücken

³Forschungszentrum Jülich GmbH, D-52425 Jülich

Schlüsselwörter: Grubengas, Reformer, SOFC- Brennstoffzelle, dezentrale Nutzenergieerzeugung

Im November 2003 wurde die öffentliche Förderung des Projektes „Pilotbetrieb einer Hochtemperaturbrennstoffzelle (SOFC) mit Grubengas“ der Partner STEAG Saar Energie AG, Forschungszentrum Jülich und IZES gGmbH vom BMWA genehmigt. Nach Vorversuchen am FZ Jülich sowie am saarländischen Standort Luisenthal befindet sich das Vorhaben derzeit in der praktischen Umsetzung. Nachdem hier bereits in 2005 über die Testergebnisse mit synthetischem Grubengas berichtet wurde, sollen in 2006 die Betriebsergebnisse des Vorreformers sowie der Brennstoffzelle im realen Betrieb mit Grubengas vorgestellt werden.

Einführend werden kurz das Vorhaben und die bereits ausführlich vorgestellten Erkenntnisse zusammengefasst.

Im Hauptteil werden dann die Betriebsergebnisse des vorgeschalteten Reformers, die Integration der Brennstoffzelle – sowohl anlagen- als auch messtechnisch –, sowie erste Ergebnisse des Brennstoffzellenbetriebs mit der SOFC ausführlich dargestellt. Es werden die Ergebnisse der Gasanalysen, ausgeführt jeweils vor dem Vorreformer und der Brennstoffzelle sowie die Abluftuntersuchungen nach der Brennstoffzelle, sowie die sich daraus ergebenden Betriebsdaten der Aggregate vorgestellt. Weiterhin werden die entsprechenden Leistungsdaten der beiden Aggregate hinsichtlich des Betriebes mit Grubengas dargestellt und mit den Vorversuchen mit synthetischem Grubengas verglichen.

1. Einleitung

Die STEAG Saar Energie AG (SE) führt gemeinsam mit den Partnern FZ Jülich und der IZES gGmbH das Forschungsvorhaben „Pilotbetrieb einer SOFC mit Grubengas“ durch [1]. Die strategischen, technischen sowie wissenschaftlichen Ziele des Vorhabens sowie die Veranlassung der Partner, dieses Projekt durchzuführen sind in [2], [3] und [4] beschrieben. Vorgestellt wird dort das Grubengasverbundnetz der SE, das Medium Grubengas, die Technologie der SOFC-Zelle nach dem Jülicher Substrat-Konzept sowie erste Untersuchungen des eingesetzten Reformers.

2. Ergebnisse der Reformerversuche

Zur Auslegung von Vorreformer und für prinzipielle Untersuchungen zur Eignung von Grubengas für den Einsatz in der SOFC- Brennstoffzelle wurden in Jülich umfangreiche Untersuchungen mit einem synthetisch komponierten Grubengas durchgeführt.

Die folgende Abbildung 1 zeigt den Temperaturverlauf im Vorreformer bei Betrieb mit unterschiedlichen Gaszusammensetzungen.

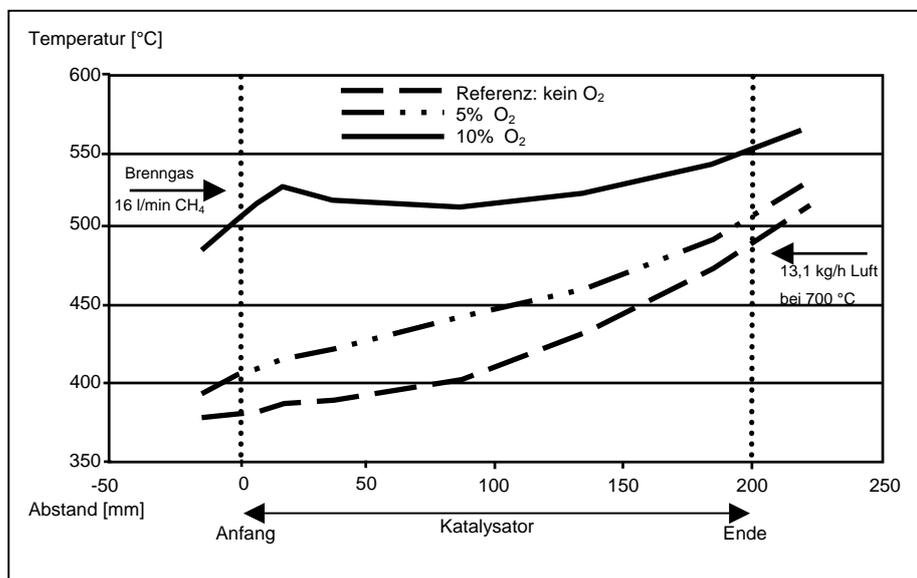


Abb.1: Verlauf der Temperatur im Reformier bei Betrieb mit unterschiedlichem Grubengas

Sobald das Brenngas den Katalysator erreicht, beginnt die Dampfreformierung und es entsteht Wasserstoff und CO₂. Durch die Gegenstromführung im Reformier wird das Brenngasgemisch weiter aufgeheizt und die Reformierungsreaktion schreitet schneller voran, was gleichzeitig einen Kühleffekt hat, wodurch der Temperaturanstieg verlangsamt wird. Durch den im Grubengas enthaltenen Sauerstoff findet überlagert eine partielle Oxidation von Methan und Wasserstoff statt. Bei dieser exothermen Reaktion heizt sich das Brenngasgemisch vor allem im Anfangsbereich des Katalysators deutlich stärker auf als beim Betrieb mit reinem Methan. Die Analyse der Produkte, basierend auf den Messungen im Reformerteststand im IWV-3 des Forschungszentrums Jülich sowie erste Messungen am Teststand in Luisenthal zeigen, dass der Sauerstoff unter den gegebenen Bedingungen restlos mit dem Brenngas, in diesem Fall Methan und Wasserstoff, im Vorreformer bis unterhalb der Nachweisgrenze umgesetzt wird. Die Gaszusammensetzung vor und hinter dem Reformier ist in Abbildung 2 dargestellt. Es zeigt sich, dass die Ergebnisse der Messungen mit synthetischem Gas gut vergleichbar mit den Messungen mit realem Grubengas sind [5].

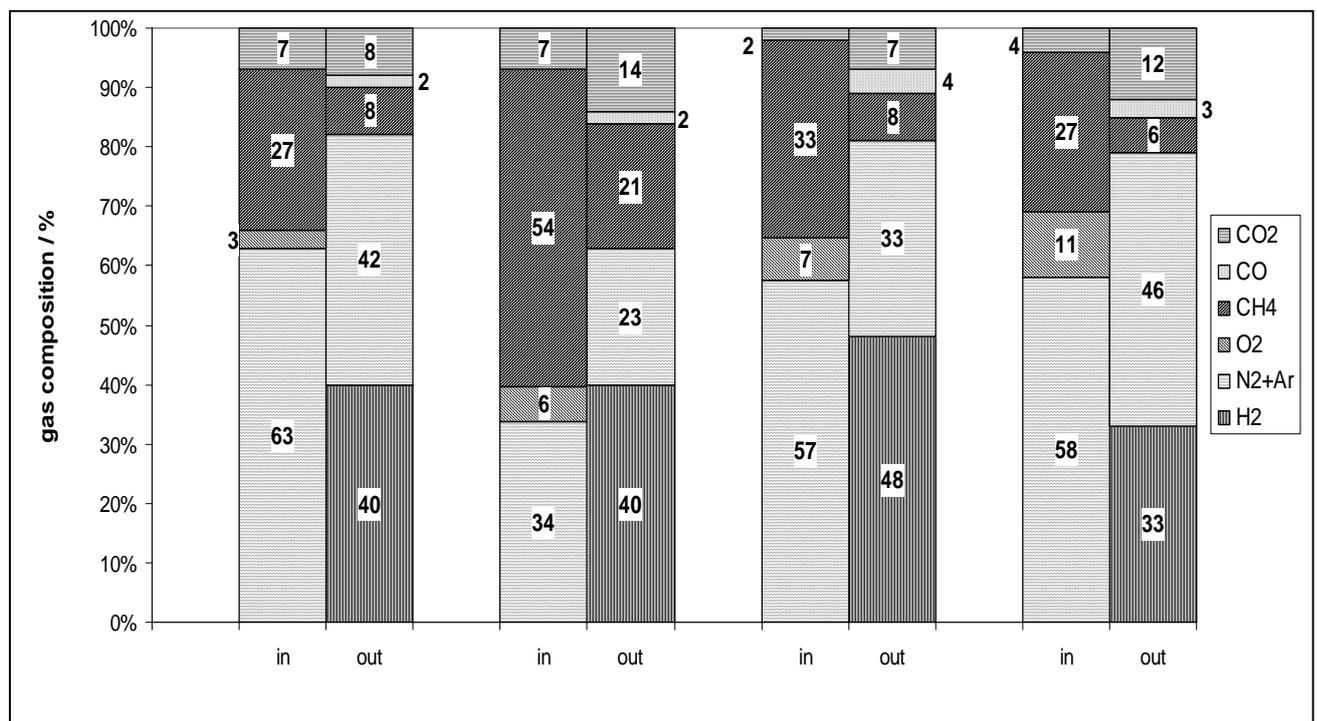


Abb. 2: Ergebnisse der gaschromatographischen Analyse vor und hinter dem Reformier mit Grubengas (CMG) und synthetischem Gas (SG).

In Abbildung 3 wird deutlich, dass die Temperaturprofile beim Einsatz von realem Grubengas einen vergleichbaren Verlauf wie bei synthetischem Grubengas (SG#1 und #2) zeigen [5]. Die

Unterschiede erklären sich durch die unterschiedlichen Methankonzentrationen und die Verwendung eines höheren Luftmassenstroms bei der Reformierung des realen Grubengases.

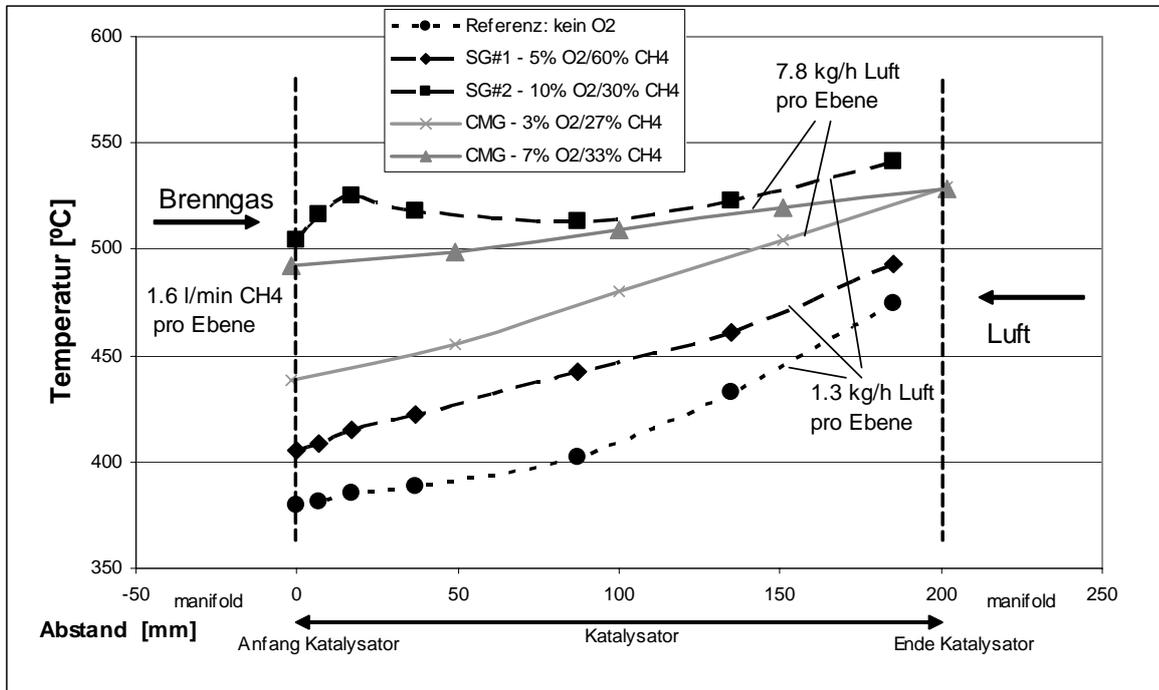


Abb. 3: Temperaturprofile innerhalb des Vorreformers bei Nutzung verschiedener synthetischer und realer Grubengase

In Abbildung 4 ist der Temperaturverlauf über den Reformier zu Beginn einer Messreihe und nach drei Wochen Dauerbetrieb dargestellt [6].

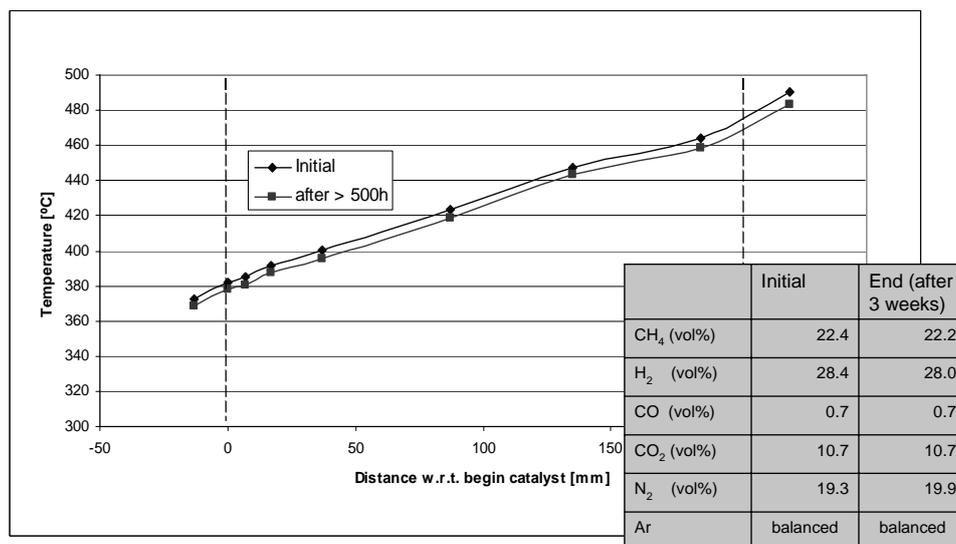


Abb. 4: Temperaturverlauf im Reformier vor und nach einem Langzeittest

Die Temperaturen nach Ablauf der Messzeit sind nur wenig niedriger als zu Beginn. Die Leistungsfähigkeit ist dementsprechend nur geringfügig gesunken.

3. Laborversuche Brennstoffzelle

Für den Test in Luisenthal wurde ein SOFC Stack im FZJ 'Standard' F-Design aufgebaut. Die Abbildung 5 zeigt den schematischen Aufbau des F-Design Stacks. Brenngas und Luft durchströmen in Gegenrichtung die Zellebenen des Stacks. Diese Anordnung wird bevorzugt, wenn im Brenngas, das in den Stack eingespeist wird, (noch) eine hohe Konzentration Methan vorhanden ist.

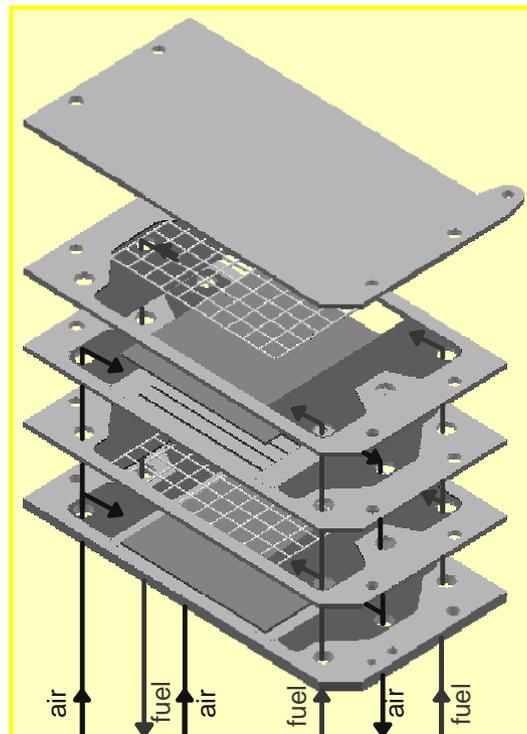


Abb. 5: Schematische Darstellung des F-Designs für Stacks mit planaren Anodensubstratzellen

Der Stack mit Kennzeichnung F'2010-05 wurde assembliert mit zehn planaren Anodensubstratzellen der Größe 20x20 cm² mit elektrisch leitenden Kathoden aus dem System (La,Sr)(Co,Fe)O₃, die eine elektrochemisch aktive Fläche von 360 cm² haben. Die

Interkonnektoren und Zellrahmen wurden aus dem Stahl CroFer22APU gefertigt. Auf der Brenngasseite wurde zwischen Interkonnektor und Anode ein Ni-Netz zur elektrischen Kontaktierung eingebracht. Auf der Luftseite wurden zur Kontaktierung der Kathode über Nasspulverspritzen elektrisch leitende keramische Schichten auf den Interkonnektor gespritzt. Der Stack wurde mit dem Glas #84 gefügt.

In den Laboratorien am FZJ wurde an dem Stack F'2010-05 ein Abnahmetest durchgeführt. Die Abbildung 6 zeigt den Stack vor Betrieb im Prüfstand. An allen Ebenen sind zur Potentialmessung Pt-Drähte angepunktet. In der Mitte des Stacks ist eine Interkonnektorplatte in dickerer Ausführung eingebaut worden, um in Bohrungen Thermoelemente einbringen zu können zur Messung der Temperaturverteilung in der Ebene.

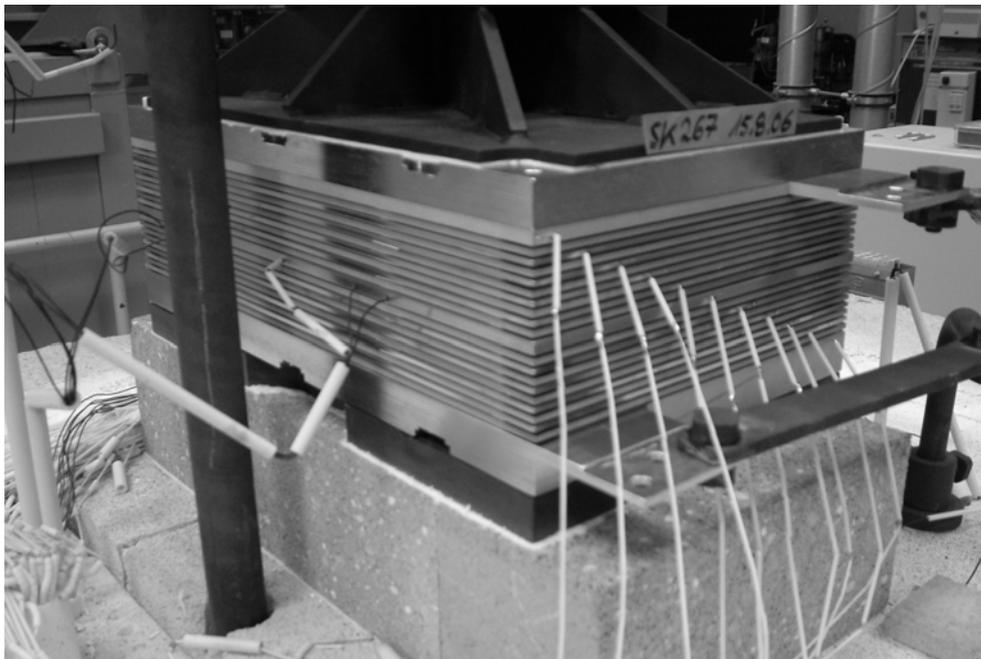


Abb. 6: SOFC Stack F'2010-05 im Prüfstand vor Betrieb

Der Stack wurde nach den Standardprozeduren für Fügen und Reduzieren angefahren. Die erste Kennlinienmessung wurde bei Standardbedingungen (800 °C, H₂ + 10 Vol-% H₂O, Luft) aufgenommen. Eine zweite Kennlinie wurde mit einem simulierten partiell vorreformierten Grubengas aufgenommen. Dieses Brenngas hat die Zusammensetzung: 29,0% H₂, 19,5% CH₄, 44,8% H₂O und 6,7% Ar. Die Abbildung 7 zeigt die beiden Kennlinien für den Stack. Die offenen Stackspannungen unter beiden Brenngasen entsprechen jeweils den theoretischen Werten. Bei

einer Stromdichte von $0,5 \text{ A/cm}^2$ wird mit Wasserstoff eine Leistung von deutlich über $1,4 \text{ kW}$ erreicht, mit simuliertem Grubengas liegt die Leistung ein wenig niedriger.

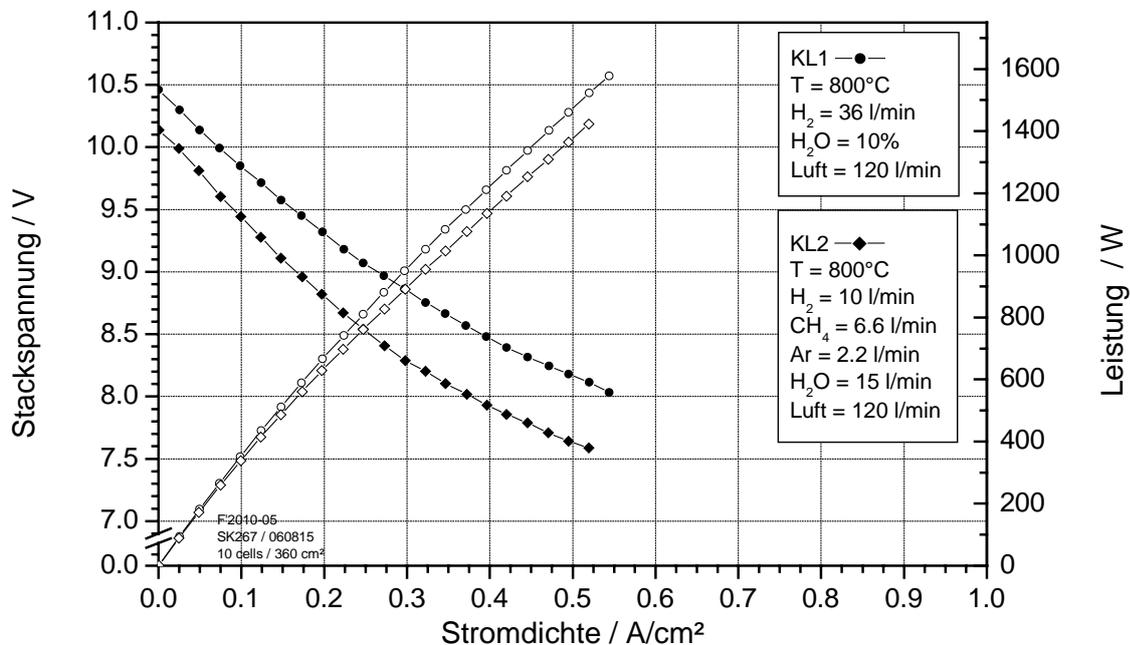


Abb. 7: Kennlinien für den Stack F'2010-05 mit Wasserstoff bzw. simuliertem Grubengas

Im Anschluss an die Kennlinienmessungen wurde der Stack für eine Periode von ca. 100 Stunden mit einem Konstantstrom von $0,5 \text{ A/cm}^2$ belastet. Brenngas war das simulierte Grubengas, die Brenngasnutzung war eingestellt auf 35%. Nach Stabilisierung der Temperaturen, die in den ersten Stunden erfolgte, ergab sich eine Stackspannung von fast genau $8,0 \text{ V}$, d.h. eine Leistung von $1,44 \text{ kW}$.

4. Ausblick

Im 3. Quartal 2006 wird die Brennstoffzelle in den Versuchsaufbau integriert. Nach einer erneuten Überprüfung des Regel- und Messstellenkonzeptes wird die Brennstoffzelle mit natürlichem Grubengas beaufschlagt und das vorgesehene Mess- und Untersuchungsprogramm durchgeführt.

5. Referenzen

- [1] A. Dengel: Pilotbetrieb einer SOFC-Hochtemperatur-Brennstoffzelle mit Grubengas, Vortrag am 05.07.2004 im Rahmen der Einweihung des Innovationszentrums der STEAG Saar Energie AG.
- [2] L. Blum, A. Dengel, H. Dörr, B. Groß, L.G.J. de Haart, K. Kimmerle: Ergebnisse des Pilotbetriebs einer SOFC mit Grubengas, Tagungsband zum 12. Symposium REGWA, 3. – 5. November 2005 in Stralsund.
- [3] 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, **145** (2005) 582-587
- [4] L. Blum, A. Dengel, H. K. Dörr, B. Groß, L.G.J. de Haart, K. Kimmerle: Betrieb einer Hochtemperaturbrennstoffzelle mit Grubengas, VDI-Berichte 1874 (2005) 267 – 270
- [5] Ludger Blum, Roland Peters, Robert Deja, L.G.J. (Bert) de Haart, Andreas Dengel, Heinz Dörr and Bodo Groß: Reformer and Stack Development for Use with Coal Mine-Gas, Lucerne Fuel Cell Forum, Juli 2006 in Luzern
- [6] Andreas Dengel, Heinz K. Dörr, Ludger Blum, L.G.J. (Bert) de Haart, Bodo Groß, Klaus Kimmerle: Untersuchungen zum Betrieb einer 2 kW_{el} SOFC mit Grubengas, VDI-Berichte 1924 (2006) 175 – 184

BioHPR Demonstrationsanlage Neufahrn

Biomass Heat Pipe Reformer

dezentrale Wärme- und Stromerzeugung durch innovative Vergasung von Biomasse

Auf dem Gelände des HKW Neufahrn errichtet die h s energieanlagen gmbh im Auftrag der Steag Saar Energie einen 500kW Heatpipe-Reformer. Die Vergasungstechnologie wurde an der Technischen Universität München entwickelt und erprobt.

Im patentrechtlich geschützten Heatpipe-Reformer wird aus kohlenstoffhaltigen Brennstoffen durch eine allotherme Reformierung (Vergasung) mit Wasserdampf ein wasserstoffreiches Gas erzeugt (reformiert). Die Reformierung (Vergasung) erfolgt in einer stationären Wirbelschicht. Die allotherme Reformierung ist endotherm, so dass das erzeugte Brenngas einen höheren Heizwert besitzt als der Einsatzstoff.

Die für die allotherme Vergasung erforderliche Wärme wird in einer stationären, oxidierenden (exothermen) Wirbelschicht freigesetzt und mittels Heatpipes (Wärmeleitrohren) in die endotherme Wirbelschicht übertragen. Die Heatpipes sind hierzu mit Natrium gefüllt, das im Bereich der exothermen Wirbelschicht innerhalb des Rohres verdampft und dabei Energie aufnimmt, die es in der endothermen Wirbelschicht durch eine Kondensation an der Wand der Wärmeleitrohre wieder abgibt.

Leistung

Elektrische Leistung 100 kW
Wärmeleistung bis 350 kW
Brennstoffeinsatz 500 kW

Größe

Gesamtanlage in Turmbauweise
Durchmesser 4 m
Höhe 10 m

Produktgas

400 °C - 5 bar

ca. 45 % H₂
ca. 40 % CO / CO₂
ca. 8 % CH₄
ca. 3 % C₂H₄ + höhere Kohlenwasserstoffe

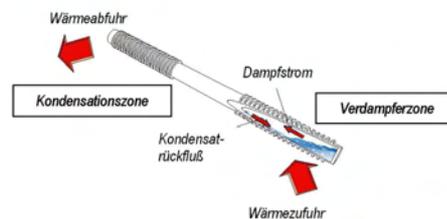


Abb. 2: Funktionsprinzip eines Wärmeleitrohres

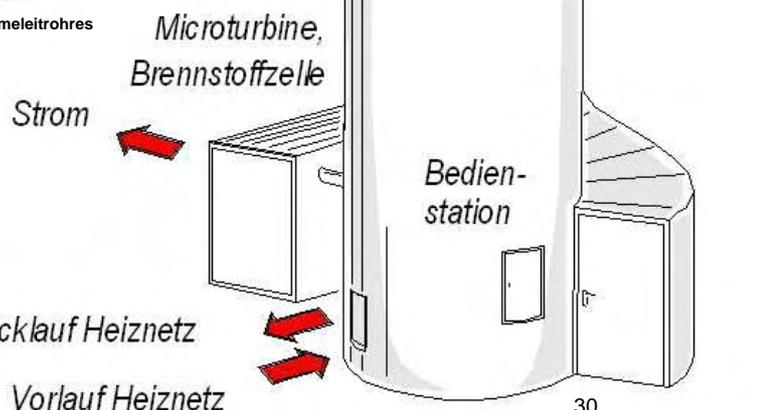


Abb. 2: Kompakt-Bausweise in einem Turm

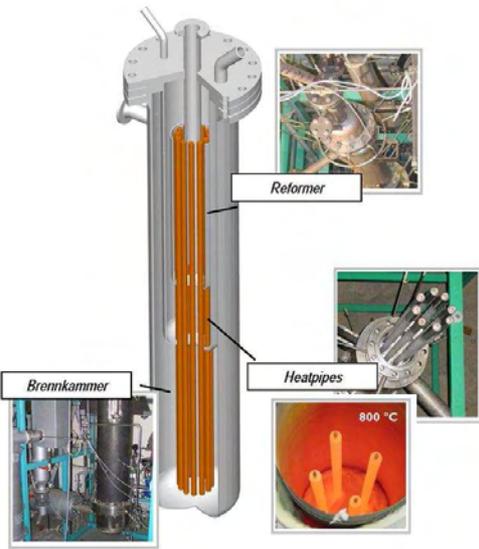


Abb. 1: Kompakt- Bauweise von Brennkammer und Reformer

Als Brennstoffe sind einsetzbar:

- Holzpellets
- Holzhackschnitzel - G30 - W 10 bis W 50
- andere Biomassen wie z.B. Rapspresskuchen auf Anfrage .

Das in der Anlage erzeugte, wasserstoffreiche Gas kann auf vielfältige Weise genutzt werden:

- zur Erzeugung von Heizwärme
- zur gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme mittels einer Mikrogasturbine
- zur direkten Auskopplung von hochreinem Wasserstoff (in Entwicklung)
- zur gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme mittels einer Brennstoffzelle (in Entwicklung)
- zur Synthetisierung von Kohlenwasserstoffen wie z.B. Methanol (- Zukunft -)

Kontakt h s energieanlagen gmbh Kontakt STEAG Saar Energie:

Dipl.-Ing. Markus Stemann

Dr.- Ing. Andreas Dengel

h s energieanlagen gmbh

STEAG Saar Energie AG

Am Lohmühlbach 21
85354 Freising
www.hsenergie.eu

St. Johanner Strasse 103
66115 Saarbruecken

Rücklauf Heiznetz

Vorlauf Heiznetz

VERGLEICHENDE ANALYSE EINES KERNKRAFTWERKES UND EINER WINDENERGIEANLAGE

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, Life Cycle Assessment.

Zusammenfassung: In dem vorgeschlagenen Referat wurden die praktischen Aspekte der Durchführung einer Vergleichsanalyse verschiedener Energietechnologien, am Beispiel des Vergleichs eines Kernkraftwerkes und einer Integration von mehreren Windparks (mit der dem Kernkraftwerk äquivalenten, installierten Leistung) dargestellt. Die Gesamtheit der Betrachtungen und Berechnungen bezieht sich einerseits auf ein Kernkraftwerk mit einer installierten Leistung von 1410 MW_{el} [1], die in einem Druckwasserreaktor (PWR) erzeugt wird, und andererseits auf eine hypothetische Integration von 564 Windkraftanlagen mit einer Einheitsleistung von 2,5 MW_{el} [2], in Form von 10 Windfarmen je 50 Windkraftanlagen und einer zusätzlichen Windfarm mit 64 Windkraftanlagen.

1. Grunddaten der Referenzkraftwerke und die getroffenen Voraussetzungen.

Die vorliegende Veröffentlichung stellt die Weiterführung der in [3] enthaltenen Betrachtungen dar, und bezieht sich in seinem grundlegenden Teil auf dem in [4] beschriebenen Modell der ganzheitlichen, energie- und umwelttechnischen Bewertung von Energietechnologien. Die in diesem Referat dargestellten, praktischen Aspekte der Durchführung der vergleichenden Analyse eines Kernkraftwerkes und einer hypothetischen Windenergieanlage beruhen auf dem Prinzip der Äquivalenz der installierten Leistung, d.h. dem in [1] beschriebenen Kernkraftwerk (**KKW**) mit einer installierten Leistung von 1410 MW_{el} wird eine hypothetische Integration von 564 in [2] analysierten Windkraftanlagen (**WKA**) mit einer Einheitsleistung von 2,5 MW_{el} gegenüber gestellt. In der Tabelle 1 wurden die wichtigsten technischen Daten des betrachteten KKWs und der Integration der WKA zusammengestellt.

| Technische Parameter | KKW | Integration der 564 WKA je 2,5 MW |
|---|--------|-----------------------------------|
| Elektrische Bruttoleistung in MW | 1410 | 1410 (564 x 2,5 MW) |
| Vollaststundenzahl in h/a | 7700 | 3000 |
| Jährlich erzeugte Nettoenergiemenge in GWh | 10250 | 4060,8 |
| Im Lebenszyklus erzeugte Nettoenergiemenge in GWh | 410000 | 162432 |
| Flächenbedarf in m ² | 250000 | 2834664 |
| Anzahl der Brennelemente in Stück | 193 | - |
| Gesamturangewicht im Erstkern in t | 103 | - |
| Thermische Reaktorleistung in MW | 3850 | - |
| Rottordurchmesser (inkl. Rottorblattlänge) in m | - | 80 |
| Turmhöhe in m | - | 60 |
| Turmart | - | Rohrturm |

Tabelle 1: Zusammenstellung der wichtigsten technischen Daten des Referenz-KKWs [1] und der Referenzintegration der 564 WKA mit der Einheitsleistung von 2,5 MW [2].

Auf Grund der Tatsache, dass die in [1] angegebene Länge des Lebenszyklus des KKWs mit 40 Jahren definiert wurde, wurde im Fall der WKA eine Verdoppelung ihres in [2] definierten Lebenszyklus von 20 Jahren vorausgesetzt. Das heißt jedoch nicht, dass bei der WKA ein vollständiger Austausch der Anlage stattfinden wird. Es wird hier vorausgesetzt, dass nach den ersten 20 Jahren im Rahmen der geplanten Überholreparatur nur die Bereiche Maschinen- (u.a. Gondel, Turbine, Rotor mit Blätter) und Elektrotechnik (u.a. Generator, Netzanbindung, Steuerungstechnik) ausgetauscht werden (s. Tabelle 2 und Tabelle 3). Das Fundament und das Turm bleiben dabei bestehen. Es wird lediglich nur die Antikorrosionsschicht erneuert.

Die allen bei der Entstehung, dem Betrieb und der Entsorgung der untersuchten Energietechnologien auftretenden Massen von verschiedenen Komponenten, Materialien, Roh- und Brennstoffen, sowie weiteren, genutzten Energieträgern, wurden entsprechend den Literaturstellen [1] und [2] entnommen. Die mit den einzelnen Arten von Materialien, Rohstoffen, Energieträgern (u.s.w.) verbundenen Werte der kumulierten Energieaufwendungen (**KEA**) und kumulierten Emissionen wurden aus der Literaturstelle [5] entnommen.

Für den Fall der hypothetischen Integration von 11 Windfarmen bleiben die mit der Ausführung der notwendigen Hochspannungsnetze (110 kV und 220 kV), Trafostationen und Umspannwerke verbundenen Material- und Energieaufwendungen, sowie Emissionswerte zuerst unberücksichtigt.

2. Kurzbeschreibung der im Referat betrachteten Bewertungsparameter.

Neben dem Vergleich der gesamten Energie- und Materialaufwendungen (Tabelle 2), sowie der CO₂-Gesamtemissionen (Tabelle 3) im Bezug auf die Lebenszyklusphase (Errichtung, Nutzung und Entsorgung) und die Technikbereiche (Bau-, Maschinen- und Elektrotechnik, sowie andere Komponente) wurden im Rahmen des Forschungsprojektes u.a. folgende spezifischen Kennziffern bestimmt, die den in [5] definierten Kennzahlen analog sind:

- **Erntefaktor für die Herstellungsphase (EF_H) in [TWh/TJ]**, als Verhältnis der innerhalb der Lebensdauer eines Kraftwerkes erzeugten Nettoenergiemenge W_{netto} zum kumulierten Energieverbrauch KEA_H für die Herstellung der Anlage (d.h. des KKW bzw. der hypothetischen Integration der WKA);
- **Gesamterntefaktor (EF_{KW}) in [TWh/TJ]**, als Verhältnis der innerhalb der Lebensdauer eines Kraftwerkes erzeugten Nettoenergiemenge W_{netto} zu den gesamten kumulierten Energieaufwendungen KEA_{KW} für alle Lebensphasen (Errichtung, Nutzung und Entsorgung) der Energietechnologie;
- **Leistungsspezifischer Flächenbedarf (a_p) in [m²/MW_{el}]**, als Verhältnis des gesamten Flächenbedarfs A_{KW} des Kraftwerkes bezogen auf dessen installierte Gesamtleistung P_{el} (in diesem Fall 1410 MW_{el});
- **Erzeugungsspezifischer Flächenbedarf (a_w) in [m²/GWh]**, als Verhältnis der beanspruchten Gesamtfläche der Energietechnologie A_{KW} zu der während ihres des Lebenszyklus erzeugten Nettoenergiemenge W_{netto} ;
- **Leistungsspezifischer Energiebedarf (e_p) in [TJ/MW_{el}]**, als Verhältnis des gesamten Energiebedarfs KEA_{KW} des Kraftwerkes bezogen auf dessen installierte Gesamtleistung P_{el} ;
- **Erzeugungsspezifischer Energiebedarf (e_w) in [TJ/GWh]**, als Verhältnis des gesamten Energiebedarfs KEA_{KW} zu der gesamten, erzeugten Nettoenergiemenge W_{netto} ;
- **Leistungsspezifischer Materialbedarf (m_p) in [Mg/MW_{el}]**, definiert als Verhältnis des Gesamtmassebedarfs m_{KW} der Energietechnologie zu der installierten Gesamtleistung P_{el} ;
- **Erzeugungsspezifischer Materialbedarf (m_w) in [Mg/GWh]**, definiert als Verhältnis des Gesamtmassebedarfs des Kraftwerkes m_{KW} der Energietechnologie zu der innerhalb der Lebensdauer eines Kraftwerkes erzeugten Nettoenergiemenge W_{netto} ;

- **Materialspezifischer Bedarf ($m_{P,mat}$) in $[Mg_{mat}/MW_{el}]$** , definiert als Verhältnis des Gesamtbedarfs (über das gesamte Lebenszyklus der Energietechnologie) an bestimmten Material, Rohstoff oder Energieträger zu der installierten Gesamtleistung P_{el} ;
- **Leistungsspezifische CO₂-Emissionen (EM_{P,CO_2}) in $[Mg_{CO_2}/MW_{el}]$** , definiert als Verhältnis der gesamten (über das gesamte Lebenszyklus der Energietechnologie) CO₂-Emissionen des Kraftwerkes $m_{CO_2,KW}$ zu der installierten Gesamtleistung P_{el} ;
- **Erzeugungsspezifische CO₂-Emissionen (EM_{W,CO_2}) in $[Mg_{CO_2}/GWh]$** , definiert als Verhältnis der gesamten (über das gesamte Lebenszyklus der Energietechnologie) CO₂-Emissionen des Kraftwerkes $m_{CO_2,KW}$ zu der innerhalb der Lebensdauer eines Kraftwerkes erzeugten Nettoenergiemenge W_{netto} .

3. Berechnungsergebnisse.

Auf der Grundlage des in [4] beschriebenen Modell der Bewertung von Energietechnologien und der getroffenen Voraussetzungen hatten die Autoren dieses Referates das Berechnungsprogramm „EN_TECHNOLOGY“ in der Programmiersprache JAVA entwickelt, mit dessen Hilfe eine ganzheitliche, energie- und umwelttechnische Bewertung von jeder Art des Kraftwerkes (das Vorhandensein der materialspezifischen Massen vorausgesetzt) möglich ist. Die mit dem „EN_TECHNOLOGY“-Programm berechneten Absolutwerte an Materialaufwendungen (**MA** in [Mg]), Energieaufwendungen (**EA** in [TJ]) und CO₂-Emissionen (in [Mg_{CO2}]) wurden in den Tabellen 2 und 3 - im Bezug auf die Art der Lebensphase und die vorkommenden Technikbereiche der beiden untersuchten Energietechnologien - kurz zusammengefasst.

| Lebenszyklusphase Technikbereich | | | Bau inkl. | Betrieb inkl. | Außerbetrieb- | Σ |
|--------------------------------------|-----------------------|----|-----------|----------------|-----------------------------|----------------|
| | | | Montage | Instandhaltung | Setzung inkl. Entsorgung | |
| KKW | Bautechnik | MA | 813182 | - | - | 813182 |
| | | EA | 3283 | - | - | 3283 |
| | Maschinen- technik | MA | 39325 | 11798 | - | 51123 |
| | | EA | 1017 | 285 | - | 1302 |
| | Elektro- technik | MA | 6348 | 3174 | - | 9522 |
| | | EA | 250 | 124 | - | 374 |
| | Andere Technik | MA | 5785 | 282729 | 13657 | 302171 |
| | | EA | 3646 | 7982 | 2054 | 13682 |
| | Gesamt | MA | 864640 | 297701 | 13657 | 1175998 |
| | | EA | 8195 | 8391 | 2054 | 18640 |
| Integration von 564 WKA je 2,5 MW | Bautechnik | MA | 577827 | - | - | 577827 |
| | | EA | 1058 | - | - | 1058 |
| | Maschinen- technik | MA | 319975 | 31924 | - | 351899 |
| | | EA | 11143 | 1788 | - | 12931 |
| | Elektro- technik | MA | 52142 | - | - | 52142 |
| | | EA | 1576 | - | - | 1576 |
| | Andere Technik | MA | 3339 | 2840 | 4225 | 10404 |
| | | EA | 567 | 182 | 472 | 1221 |
| | Gesamt | MA | 953283 | 34764 | 4225 | 992272 |
| | | EA | 14345 | 1970 | 472 | 16786 |

Tabelle 2: Absolutwerte an Materialaufwendungen (**MA** in [Mg]) und der Energieaufwendungen (**EA** in [TJ]) im Bezug auf die Art der Lebensphase und die vorkommenden Technikbereiche der beiden untersuchten Energietechnologien.

| Lebenszyklusphase Technikbereich | | Bau inkl. Montage | Betrieb inkl. Instandhaltung | Außerbetrieb- setzung inkl. Entsorgung | Σ |
|--------------------------------------|-----------------|----------------------|---------------------------------|--|----------------|
| | | KKW | Bautechnik | 279895 | - |
| Maschinenteknik | 85598 | | 25679 | - | 111277 |
| Elektrotechnik | 16722 | | 8361 | - | 25083 |
| Andere Technik | 625111 | | 69682 | 300786 | 995579 |
| Gesamt | 1007326 | | 103722 | 300786 | 1411834 |
| Integration von 564 WKA je 2,5 MW | Bautechnik | 130284 | - | - | 130284 |
| | Maschinenteknik | 826824 | 102648 | - | 929472 |
| | Elektrotechnik | 87984 | - | - | 87984 |
| | Andere Technik | 50760 | 18048 | 62604 | 131412 |
| | Gesamt | 1095852 | 120696 | 62604 | 1279152 |

Tabelle 3: Absolutwerte an CO₂-Emissionen (in [MgCO₂]) im Bezug auf die Art der Lebensphase und die vorkommenden Technikbereiche der beiden untersuchten Energietechnologien.

Die in den Tabellen 1 bis 3 zusammengefassten Daten und Berechnungsergebnisse geben die Möglichkeit die im Kapitel 2 definierten spezifischen Kennziffern - für die beiden, untersuchten Energietechnologien - zu bestimmen. In der Tabelle 4 wurden sie zusammengestellt und einem direkten Vergleich unterzogen.

| Parameter | EF _H | EF _{KW} | a _p | a _w |
|-------------|------------------------|------------------------|-------------------------|--------------------------|
| Messeinheit | [TWh/TJ] | [TWh/TJ] | [m ² /MW] | [m ² /GWh] |
| KKW | 180,11 | 79,18 | 177,3 | 0,61 |
| WKA | 40,76 | 34,84 | 2010,4 | 17,45 |
| Parameter | e _p | e _w | m _p | m _w |
| Messeinheit | [TJ/MW _{el}] | [TJ/GWh] | [Mg/MW] | [Mg/GWh] |
| KKW | 13,22 | 0,045 | 834 | 2,87 |
| WKA | 11,90 | 0,103 | 704 | 6,11 |
| Parameter | m _{p,Cu} | m _{p,Al} | EM _{p,CO2} | EM _{w,CO2} |
| Messeinheit | [Mg _{Cu} /MW] | [Mg _{Al} /MW] | [Mg _{CO2} /MW] | [Mg _{CO2} /GWh] |
| KKW | 2,129 | 0,091 | 1001 | 3,44 |
| WKA | 15,234 | 7,345 | 907 | 7,88 |

Tabelle 4: Eine vergleichende Zusammenstellung der spezifischen Kennziffern für den untersuchten KKW und die vorausgesetzte Integration von 564 WKA mit einer Einheitsleistung von 2,5 MW.

4. Kurzdiskussion der Ergebnisse und abschließende Bemerkungen.

Betrachtet man die in den Tabellen 2 und 3 enthaltenen Werte (MA, EA und CO₂-Emissionen), so ist die betrachtete Referenzintegration der WKA dem Referenz-KKW leicht überlegen. Man muss jedoch hier darauf hinweisen, dass diese Bilanz die mit der Errichtung der notwendigen Hochspannungsnetze (s. auch Kapitel 1) materiellen und energetischen Aufwendungen, sowie die damit verbundenen, zusätzlichen CO₂-Emissionen nicht berücksichtigt. Die Ausführung der für die Integration der so großen 11 Windfarmen notwendigen elektroenergetischen Netzinfrastruktur wird

- u.a. auf Grund des intensiven Kupfer-, Stahl- und Aluminiumseinsatzes – die Gesamtbilanz der WKA weitestgehend negativ beeinflussen.

Betrachtet man die auf die installierte Gesamtleistung von 1410 MW_{el} bezogen Kennziffern (Tabelle 4), so ist mit Ausnahme auf e_P , m_P und EM_{P,CO_2} eine deutliche Überlegenheit des KKW's gegenüber der WKA ersichtlich.

Zieht man wiederum die erzeugungsspezifischen (d.h. auf die während des Lebenszyklus erzeugten Nettoenergiemenge W_{netto} der Energietechnologie bezogenen) Kennzahlen in Betracht, so ist eine noch größere Überlegenheit des KKW's gegenüber der WKA sichtbar. Das gleiche gilt auch für die beiden Arten des Erntefaktors (EF_H und EF_{KW}).

Der mehrfach höhere spezifische Kupfer- bzw. Aluminiumbedarf ($m_{P,Cu}$ und $m_{P,Al}$) der WKA gegenüber dem KKW ist u.a. darauf zurückzuführen, dass jede WKA mit einem an die Windturbine angeschlossenen Elektro-Generator ausgestattet werden muss.

Auf Grund der begrenzten Umfang des Referates werden die Autoren den Vortrag im Rahmen des 13. REGWA-Symposiums v.a. für die weitere Diskussion der erreichten Ergebnisse nutzen. Eine umfangreiche, detaillierte Datenzusammenstellung, sowie eine komplexe, energie- und umwelttechnische Vergleichsanalyse der Elektroenergieerzeugung auf der Basis eines KKW's und einer äquivalenten Integration von WKA wird in dem **Abschlussbericht zum Forschungsprojekt Nr. 4T10B 006 25 – das von dem polnischen Ministerium für Wissenschaft und Informatisierung finanziert wird** - enthalten. Dieses Abschlußbericht wird bis Ende 2006 in der polnischen Sprache und voraussichtlich bis Mitte 2006 in der deutschen Sprache zur Verfügung gestellt.

Literatur

- [1] Hoffmeyer M., Köhler D., Schwaiger K., Fleißner T.: *GaBiE – Teil II: „Energetische Untersuchung eines Kernkraftwerkes“* ; Forschungsbericht; Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. München; München, Juli 1996;
- [2] Chataignere A., Le Bolch D.: *“Environmental and ecological Life Cycle Inventories for present and future Power Systems in Europe; Part (WT): Wind turbine systems – Final report”*, November 2003 (inkl. Korrektur-Anhang von 2005);
- [3] Eliaz J., Biwan A.: *“Ist eine ganzheitliche Vergleichsanalyse eines Kernkraftwerkes und einer Windkraftanlage überhaupt möglich?”*; 12. Symposium: *“Nutzung Regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik“*, Tagungsband Seiten: 48-52; Fachhochschule Stralsund, Stralsund November 2005;
- [4] Eliaz 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;
- [5] Mehrere Autoren: *Forschungsberichte im Rahmen des Projektes: Ganzheitliche energetische Bilanzierung der Energiebereitstellung (GaBiE)* ; Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. München; München, Juli 1996 bis Juli 1999.

Stromspeicher Wasserstoff

R. Hamelmann

Kompetenzzentrum Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie, IAO, Fachhochschule Lübeck
Mönkhofer Weg 239, D-23562 Lübeck, hamelmann@fh-luebeck.de

www.kwb-sh.de

Schlüsselwörter: Wasserstoff, Elektrolyse, Brennstoffzelle, Stromspeicher, Energiespeicher, Windkraft, Windstromglättung, Netzstützung

Zusammenfassung: Regenerative Energien, speziell Windkraft und Fotovoltaik, bringen mit Ihrer zeitlich schwankenden Stromgeneration Probleme hinsichtlich Aufnahme, Übertragung, Kapazität und Regelung in das konventionelle Stromnetz mit seiner konventionellen Aufnahmecharakteristik. Ein verstärkter Ausbau dieser regenerativen Energien in das vorhandene Netz geht einher mit einer Integration Stromspeichern in volkswirtschaftlicher Dimension. Die in Frage kommenden technischen Varianten werden im Vortrag hinsichtlich ihrer Kapazität und ihrer stofflichen und geologischen Anforderung diskutiert, wobei ein Hauptaugenmerk auf dem Stromspeicher Wasserstoff liegt.

Stromspeicher

Kompetenzzentrum Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie

 FACH
HOCHSCHULE
LÜBECK
University of Applied Sciences

- Notwendigkeit bei weiterer Integration fluktuierender RE ins Netz (Lastschwankung \Rightarrow Erzeuger- und Lastschwankung)
- Doppelter Nutzen: aufschaltbare Senke und Quelle
- Speicherung in Schwungmassen, Kondensatoren, Batterien und supraleitenden Spulen für Groß-Stromspeicher irrelevant
- Volkswirtschaftlich relevante Strommengen sind nach heutigem Stand der Technik nur in Pumpspeichern, Druckluftspeichern und Wasserstoffanlagen speicherbar

Stromspeicher Wasserstoff

Kompetenzzentrum Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie

Elektrolyse

Alkalisch

- 80 Jahre
- P = 100W ... 120MW
- 4.000 €/kW
- PEMFC: Reinigung

Sauer (PEM)

- 15 Jahre
- P = 100W ... 400 kW
- 6.000 €/kW
- Potenzial HD

Speicherung

Druckflaschen

- 50 Liter @ 200 bar
- Komposit @ 700 bar

Speichertanks

- MD-Tanks @ 50 bar
- HD-Tanks @ 400 bar

Flüssigspeicher

- 100 Liter (PKW)
- 3800 m³ (Raumfahrt)

Kavernenspeicher

- ICI: Salz, 50 bar

MH-Speicher

- Frei konfigurierbar

Verstromung

Brennstoffzelle

- P = 300W ... 250 kW
- NT-Abwärme
- Flexibel
- Virtuelles Kraftwerk
- Hoher Wirkungsgrad

Gasmotoren

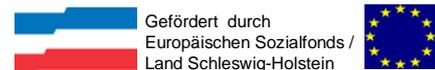
- P = 50 kW ... 20 MW
- Machbar (Jenbacher)

Gasturbine

- P = 1MW ... 100 MW
- F&E

O₂-Nutzung?

- 13. REGWA 061103

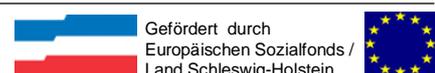


Große Stromspeicher

Kompetenzzentrum Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie

| | | Pumpspeicher | Druckluftspeicher | Wasserstoff |
|--------------------------------|----------------------------|--------------|-------------------|--------------|
| Speicherhöhe | [m] | 100 | - | - |
| Speicherdruck | [bar] | - | 80 | 80 |
| Speichertemperatur | [°C] | 20 | 20 | 20 |
| $\eta_{\text{Erzeugung}}$ | [%] | - | ? | 75 |
| $\eta_{\text{Einspeicherung}}$ | [%] | 90 | 85 | 85 |
| $\eta_{\text{Auspeicherung}}$ | [%] | 90 | 85 | 85 |
| $\eta_{\text{Verstromung}}$ | [%] | - | ? | 50 |
| Heizwert | [kWh/Nm ³] | - | ? | 2,8 |
| Mech. Speicherdichte | [kWh/m ³] | 0,22 | 1,59 | 1,82 |
| Chem. Speicherdichte | [kWh/m ³] | 0,00 | 0,00 | 69,72 |
| Gesamt Speicherdichte | [kWh/m³] | 0,22 | 1,59 | 71,54 |
| η_{Zyklus} | [%] | 81 | ? | 27 |
| Nachhaltigkeit | [☺/☹/☹] | ☺/☹ | ☺/☹ | ☺ |

- 13. REGWA 061103



Geesthacht – Huntorf - H₂

Kompetenzzentrum Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie

Pumpspeicher Geesthacht



Quelle: www.elbetreff.de

$$V = 3,3 \text{ Mio m}^3$$

$$H = 83 \text{ m}$$

$$E_{\text{Nutz}} = 600 \text{ MWh}$$

Druckluftspeicher Huntorf



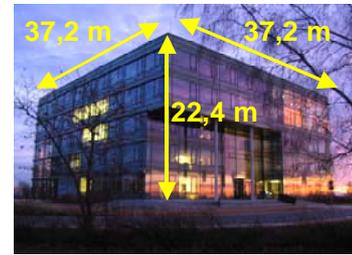
Quelle: www.thema-energie.de

$$V = 0,3 \text{ Mio m}^3$$

$$p = 50\text{-}70 \text{ bar}$$

$$E_{\text{Nutz}} = 580 \text{ MWh}$$

„H₂-Speicher MFC“ (Dimension)



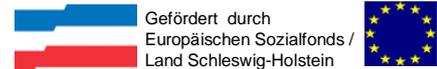
$$V = 0,43 \text{ Mio Nm}^3 \text{ H}_2$$

$$= 10.361 \text{ m}^3 \text{ H}_2 @$$

$$p = 50 \text{ bar}$$

$$E_{\text{Nutz}} = 600 \text{ MWh}$$

- 13. REGWA 061103



Vergleich Goldisthal

Kompetenzzentrum Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie



Quelle: www.uni-weimar.de



Quelle: www.zueblin.de

$$E_{\text{Nutz}} = 8.480 \text{ MWh}$$

Zylinder-Speicher

1350 Stück

$$\Phi = 2,8 \text{ m}$$

$$H = 19 \text{ m}$$

$$p = 50 \text{ bar}$$

Halle

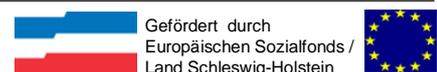
$$L = 140 \text{ m}$$

$$B = 76 \text{ m}$$

$$H = 20 \text{ m}$$



- 13. REGWA 061103



Vergleich Huntorf

Kompetenzzentrum Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie



Quelle: www.thema-energie.de

Speichervolumen Huntorf

⇒ Wasserstoffspeicherung

- $V_{\text{geo.}} = 2 \times 150.000 \text{ m}^3$
- $p = 60 \text{ bar}$
- $V_N = 14,94 \text{ Mio Nm}^3$
- $E_{\text{therm.}} = 41.832 \text{ MWh}$
- $\eta_{\text{Verstromung}} = 40\%$

$$E_{\text{elektr.}} = 16.733 \text{ MWh}$$

- 13. REGWA 061103



Skaleneffekte Elektrolyse

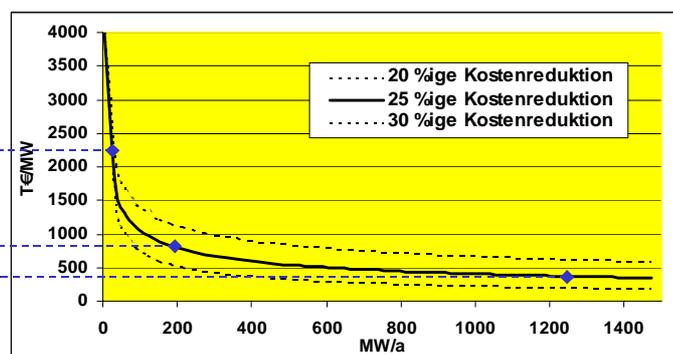
Kompetenzzentrum Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie

- ⇒ Status: 10 Anlagen a 400 kW pro Jahr
- ⇒ Systemkosten z. Zt. 4.000 €/kW
- ⇒ Kostendegression 20-30% bei Produktionsverdopplung

Szenario 1: 2.311 T€/MW

Szenario 2: 789 T€/MW

Szenario 3: 370 T€/MW



- 13. REGWA 061103



Co-Generation

Kompetenzzentrum Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie



Quelle: www.grosslengden.de

Kraft-Wärme-Kopplung in Siedlungsgebieten

⇒ Bsp. PEMFC, n x 10kW

⇒ H₂ über Rohrnetz



• 13. REGWA 061103

Gefördert durch
Europäischen Sozialfonds /
Land Schleswig-Holstein



Kraftstoff H₂

Kompetenzzentrum Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie



Quelle: www.daimlerchrysler.com



Quelle: www.daimlerchrysler.com



Conceptual design of fuelcell road-switcher employing 12 MW PEM fuelcells (blue) and storage of 250 kg of hydrogen in a revised steel metal hydride (orange)

Quelle: www.fuelcelltoday.de

• 13. REGWA 061103

Gefördert durch
Europäischen Sozialfonds /
Land Schleswig-Holstein



„Das Wasserstoff-Sauerstoff-Projekt in der Kläranlage der Stadt Barth“

Dipl.-Ing. (FH) Matthias Hinz

Institut für Energie und Umwelt e.V. (IFEU e.V.), Zur Schwedenschanze 15, 18435 Stralsund

Schlüsselwörter: Sauerstoff, Wasserstoff, Brennstoffzelle

Zusammenfassung: Dieser Vortrag informiert über den aktuellen Stand des Sauerstoff-Wasserstoff-Projektes im Klärwerk in Barth. Dabei soll besonderer Augenmerk auf das momentan umzusetzende Powermanagement des Busses gelegt werden, welches den größten Einfluss auf die Lebensdauer der Brennstoffzelle hat. (Vergleich dazu [1])

1. Stand des Projektes

Am 4. September 2006 wurde das Projekt entgeltlich komplettiert. Im Beisein von Herrn Prof. Dr. Wolfgang Methling, Umweltminister von Mecklenburg-Vorpommern (links in Abb. 1), wurde der Bus an die Stadt Barth übergeben. Betreiber ist nun die Ostseebus GmbH, ein Verkehrsbetrieb der Region. Die Tankstelle für den Bus befindet sich in der Kläranlage der Stadt Barth. Dort erzeugt man durch Solarzellen die notwendige Energie für die Spaltung von Wasser. Der Sauerstoff wird für die Belebung des Klärbeckens zu Spitzenzeiten genutzt und erspart so ein zweites Klärbecken.

Der Bus startet nun in seine wenigstens zweijährige Erprobungsphase. In dieser Zeit soll gezeigt werden, dass die Brennstoffzelle die erwarteten Anforderungen erfüllt und der Bus sich besonders durch den avisierten geringen Verbrauch deutlich von der Konkurrenz abhebt.



Abb. 1: Übergabe des Busses in Barth

Da die einzelnen Komponenten aufeinander angewiesen sind, müssen alle ihre Standfestigkeit unter Beweis stellen. Ein Ausfall einer Komponente bringt den gesamten Kreislauf zum Stehen.

Im weiteren Verlauf werden die Daten des gesamten Projektes gesammelt und ausgewertet. Daraus werden Rückschlüsse auf die Eigenständigkeit solcher Projekte gezogen und bei positiver Bewertung können weitere, ähnlich gelagerte Projekte durchgeführt werden.

2. Schwerpunkt Brennstoffzelle

Wie in Fachkreisen allgemein bekannt, ist besonders die Brennstoffzelle bei all ihren momentanen Einsätzen die am wenigsten entwickelte Komponente. An ihr wird allerdings auch erst seit gut zehn Jahren gearbeitet.

Ein erklärtes Ziel der Erprobungsphase, und somit ein wichtiger Schwerpunkt bei der wissenschaftlichen Betreuung seitens der Fachhochschule Stralsund, ist es die Brennstoffzelle so zu betreiben, dass sie möglichst optimal und lange funktioniert. Hierzu müssen alle auflaufenden Daten gesichtet und ausgewertet werden. So können schon frühzeitig eventuell auftretende Störungen erkannt und rechtzeitig Gegenmaßnahmen ergriffen werden.

Zusätzlich werden an der Fachhochschule projektbegleitende Messungen an baugleichen Brennstoffzellenmembranen durchgeführt. Hier wird besonderer Augenmerk auf das Verhalten der Brennstoffzelle bei widrigen Bedingungen gelegt um Aufschluss darüber zu erhalten, wie lange man das Aggregat unter solchen Bedingungen betreiben kann.

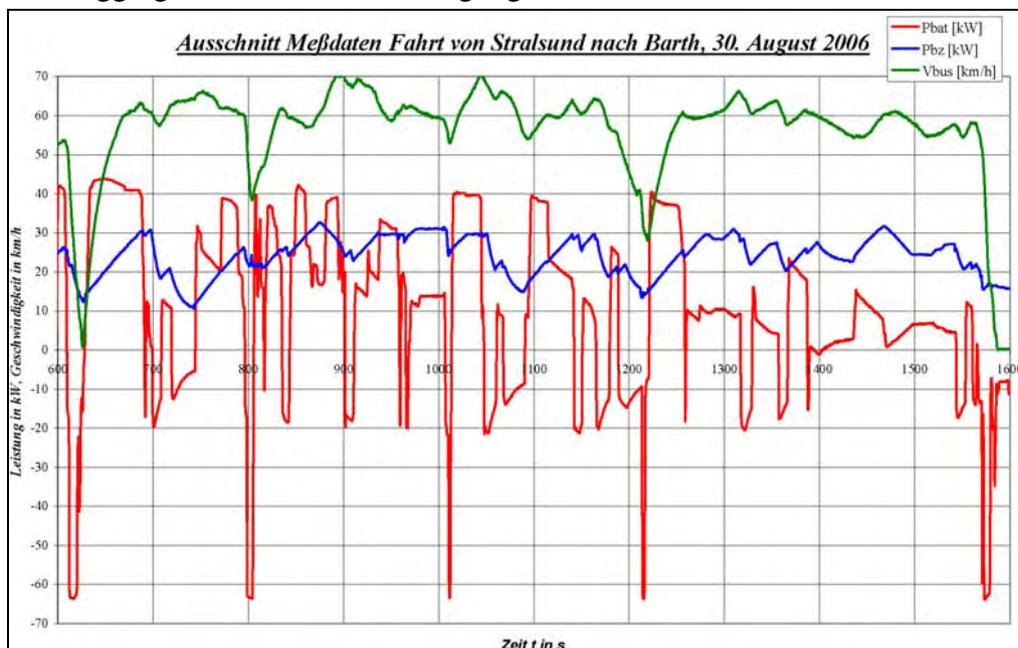


Abb. 2: Leistungsverlauf einer Fahrt

Die Grafik zeigt den aktuellen Verlauf der Batterie- sowie Brennstoffzellenleistung in Verbindung mit der Geschwindigkeit über einen Zeitraum von ca. 17 Minuten bei einer Fahrt auf der B105 von Stralsund in Richtung Rostock. Die Brennstoffzelle (blau) liefert ihre Leistung dabei sehr kontinuierlich. Die Batterie (rot) speist sämtliche Leistungsspitzen des Systems. Während die Brennstoffzelle langsam zwischen 11 und 32 kW Leistung hoch und runter gefahren wird, wechselt die Batterie innerhalb von nur vier Sekunden von 63 kW (-220 A) Ladeleistung auf 40 kW (+175 A) Leistungsentnahme, ein Sprung von 104 kW (395 A) mit 26 kW/s (100 A/s) !

Dieses Systemverhalten bedingt hier ein Hybrid-System:

Die Brennstoffzelle alleine wäre solchen Anforderungen nicht gewachsen, die Batterie ihrerseits wurde für eben diese Art der Nutzung entwickelt !

Aber auch wenn das gesamte Erscheinungsbild schon recht gut aussieht, gibt es noch genügend Potential für Optimierungen. Werfen wir also einmal einen genaueren Blick auf dieses Diagramm und nehmen uns einen kleineren Bereich vor.

3. Datenanalyse

Hier also ein kleinerer Ausschnitt aus Abb. 2:

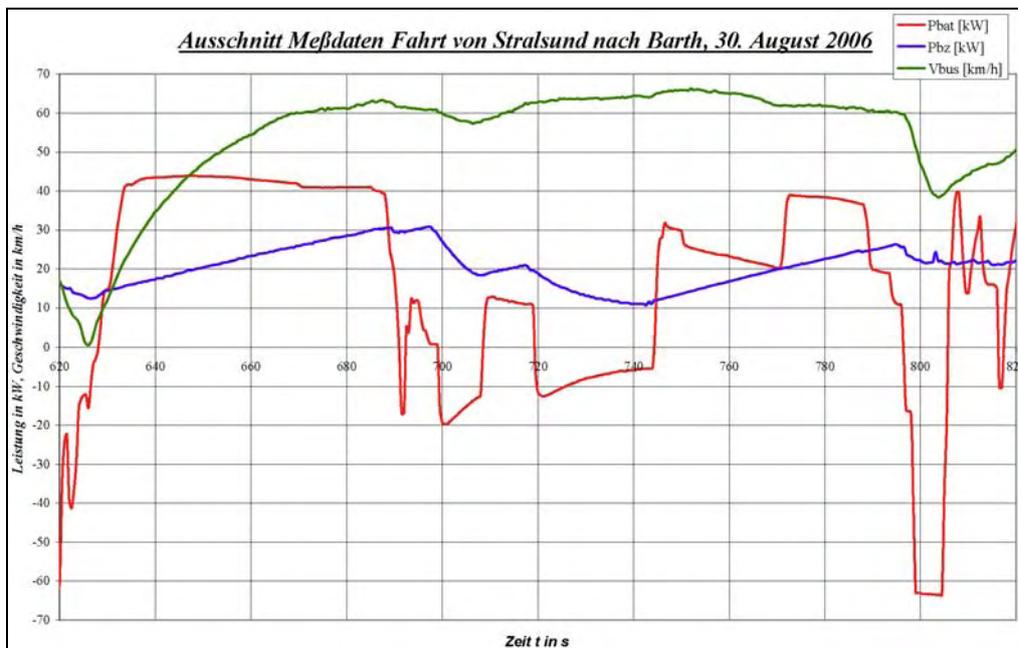


Abb. 3: Ausschnitt zur Analyse

Man erkennt, dass der Bus von Null auf 60 Stundenkilometer in ca. 45 s beschleunigt, nicht gerade sehr schnell. Weiterhin ist der Leistungsanstieg der Brennstoffzelle nicht sehr groß, von 14 kW auf 30 kW innerhalb 60 s. Genau hier kann man optimieren.

Zwischen 720 s und 745 s rollt der Bus einen Berg herunter (Geschwindigkeit steigt langsam). Der Fahrer hat den Fuß vom Gaspedal genommen, es wird noch keine Bremsenergie gewonnen. In diesem Fall lädt die Brennstoffzelle die Batterie, entsprechend sehen die Kurven der Leistungsverläufe ähnlich aus. Die Differenz zwischen erzeugter und in die Batterie geladener Leistung, ca. 5 kW, geht im Bus „verloren“. Das ist die Grundlast des Busses.

Man erkennt aber auch, dass das Management schon funktioniert. Um den Zeitpunkt 760 s herum fährt der Bus mit relativ konstanter Geschwindigkeit. Benötigt werden für die 60 km/h hier ca. 40 kW. Durch die steigende Leistung der Brennstoffzelle wird weniger Leistung aus der Batterie benötigt. Entsprechend sinkt diese, wie man in der Grafik gut erkennen kann.

Entsprechend der zuerst in diesem Absatz genannten Anmerkungen möchte ich hier auch die mögliche Optimierung vorstellen. Auf diese Art und Weise werden während des weiteren Projektverlaufes alle Komponenten untersucht und optimiert werden.

4. Optimierung

Folgende Grafik soll die Optimierung kurz zusammenfassen:

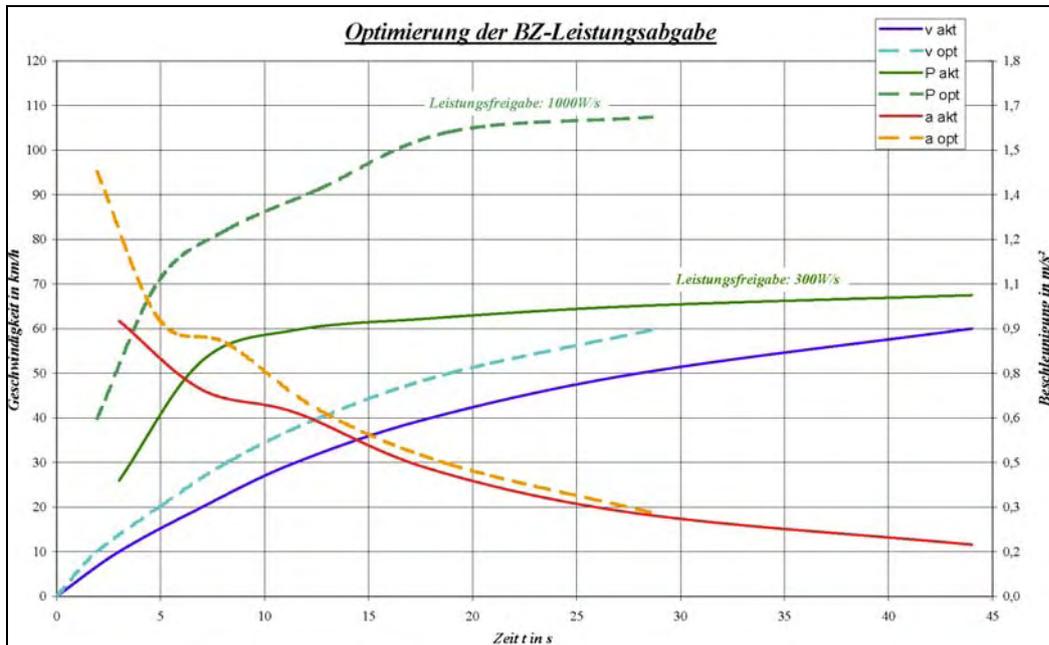


Abb. 4: Optimierung der BZ-Leistungsabgabe

Die bereits angesprochene Steigerung der Leistungsabgabe der Brennstoffzelle beträgt also etwa 300 W/s. Da die Batterie die gesamte Zeit kontinuierlich ihre Leistung von ca. 40 kW dazugibt, ergibt sich die Leistungskurve „P akt“ (grüne durchgehende Linie). Entsprechend der vorhandenen Leistung ergeben sich die Beschleunigung „a akt“ (rot), sowie die Geschwindigkeit „v akt“ (blau).

Optimieren würde man hier, indem man die Leistungsfreigabe der Brennstoffzelle höher ansetzt. Bei 1000 W/s, also dem dreifachen des bisherigen Wertes, ergeben sich (rechnerisch) die gestrichelt gezeichneten Kurven für Leistung, Beschleunigung und Geschwindigkeit.

Resultat 1: Der Bus beschleunigt wesentlich zügiger !

Er erreicht nach ca. 30 s die 60er Marke (was einem normalen Dieselbus entspricht).

Resultat 2: Die Batterie wird entlastet !

Die Brennstoffzelle erreicht bereits nach 30 s ihre Leistung von 40 kW, welche zum Weiterfahren mit 60 km/h notwendig ist. Die Batterie wird also nicht mehr weiter gebraucht.

Wir würden uns sehr freuen, wenn sie sich das gesamte Projekt direkt vor Ort in Barth einmal anschauen und erläutern lassen würden.

Entsprechende Angebote werden ab dem Frühjahr 2007 zur Verfügung stehen.

5. Quellenangaben

[1] M. Hinz, Tagungsband 11. Symposium, Stralsund 2004

HEAT FLOW CHARACTERISTICS OF UNDERGROUND CLOSED GEOTHERMAL HEAT EXCHANGER

T. Kujawa, R. Kaczmarek

Szczecin University of Technology, Department of Heat Engineering, al. Piastow 17, PL 70-310 Szczecin, Poland,
e-mail: Tomasz.Kujawa@ps.pl

Key words: geothermal energy, geothermal heat exchanger, heat flow characteristics

Abstract: In the paper there are presented the heat flow characteristics of an underground closed geothermal heat exchanger (UCGHE). The calculations were performed with the model described in the paper [2]. These characteristics determine how the possible to extract heat flow changes in a function of temperature difference on the input and output of the exchanger.

Nomenclature

| | | |
|-----------------------|---|--|
| a, b – constants | T – temperature | Subscripts |
| A – surface | \dot{W} – fluid heat capacity | i – i -th heat exchanger element ($i = 1, 2, 3$) |
| C – constant | \dot{V} – volumetric flowrate | H – depth |
| D – diameter | α, β – constants | L – length |
| h, H – depth | k_z – overall heat transfer coefficient | p – fluid |
| \dot{Q} – heat flux | L – length | s – rock |
| r – radius | \dot{m} – mass flowrate | |

1. Introduction

Two basic design concepts can be used in practice in acquisition of geothermal energy: closed or open systems. In the latter case there is a related research programme conducted by the group from the Technical University of Berlin [3,4], regarding manufacturability of the Underground Closed Geothermal Heat Exchanger (UCGHE). UCGHE consists of a set of underground pipelines, where liquid is pumped as a heat carrier for acquisition of geothermal energy from the rock massif, which is supplied subsequently to the binary power station presented in Fig. 1. The extent of that energy is dependent on the heat exchanger's heat transfer surface, liquid flow rate and the depth, which influences, to a significant extent, the temperature of surrounding rocks. UCGHE are characterised by a strong localisation independence as well as a long term exploitation at relatively small power of liquid circulation pumps transported through a hermetic assembly of the underground heat exchanger. Such heat exchangers enable acquisition of geothermal energy in all such places where due to geological reasons the open systems cannot be applied. However, the disadvantage of UCGHE is its relatively high investment cost as well as the necessity to handle the technological processes associated with drilling as well as installation of hermetic assemblies of pipelines at significant depths. In drilling of the wells there can be incorporated technologies enabling extraction of hydrocarbons resources from the remote distances from the platform. That is connected with utilisation of drilling robots as well as application of relevant control under temperatures not exceeding 175°C. There are practical possibilities of utilisation of wells at significant heights up to 5000 metres and horizontal lengths up to 15 000 m [3]. In the latter paper presented are the results of selected numerical calculations of UCGHE and in [HTRSE-2004] presented are the results of calculations obtained using the analytical model for calculations of UCGHE [1], where utilised have been known relations enabling calculations, variable in time, of overall thermal resistance or the

overall heat transfer coefficient from the rock massif to the heat carrier. In this paper the heat-flow characteristics of UCGHE for chosen variants of the exchanger's operating are discussed.

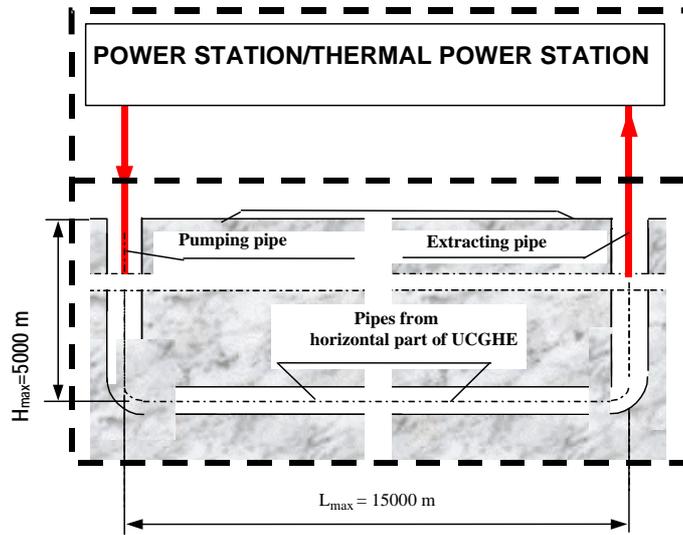


Fig. 1. Schematic diagram of underground closed geothermal heat exchanger cooperating with the power station/thermal power station [2]

2. Simplifying assumptions and temperature field in Underground Closed Geothermal Heat Exchanger

In the paper there are simplifying assumption to derive the dependence on the temperature field in an underground closed geothermal heat exchanger. In order to determine the temperature field for transient heat conduction in surrounding rock massif we can apply the known solutions for the heat conduction equation for adequate limiting conditions available from the literature. Some of the solutions, for averaged thermophysical properties of the rock massif, enable determination of the variable in time overall linear thermal resistance in the rock massif.

Utilising described that relations developed has been a theory of underground closed geothermal heat exchanger (UCGHE), which enables analytical determination of the temperature field of the fluid, which removes heat from the bed [1, 2]. Such model has been developed using the following simplifying assumptions:

- Bed temperature varies linearly with the depth

$$T_s(h) = a + bh, \quad (1)$$

- Mean temperature of rock massif surrounding a horizontal part of the heat exchanger depends on the depth of its location H and can be determined from the relation (1)

$$T_s(H) = T_{sH} = a + bH, \quad (1a)$$

- Elementary rate of heat transferred from the bed to the fluid in the heat exchanger can be determined on the basis of knowledge of overall heat transfer coefficient from the relation

$$d\dot{Q} = k_z(\tau)[T_s(h) - T_p(h)]dA. \quad (2)$$

Bearing in mind different conditions for heat transfer resulting from differentiated rock massif temperature development along the path of heat carrier flow the UCGHE has been divided into three constituent elements encompassing (Fig. 2): vertical pumping tube (heat exchanger 1 – part I),

horizontal tubes located at some depth, which form the principal part of the heat exchanger (heat exchanger 2 – part II) and the vertical extracting tube (heat exchanger 3 – part III).

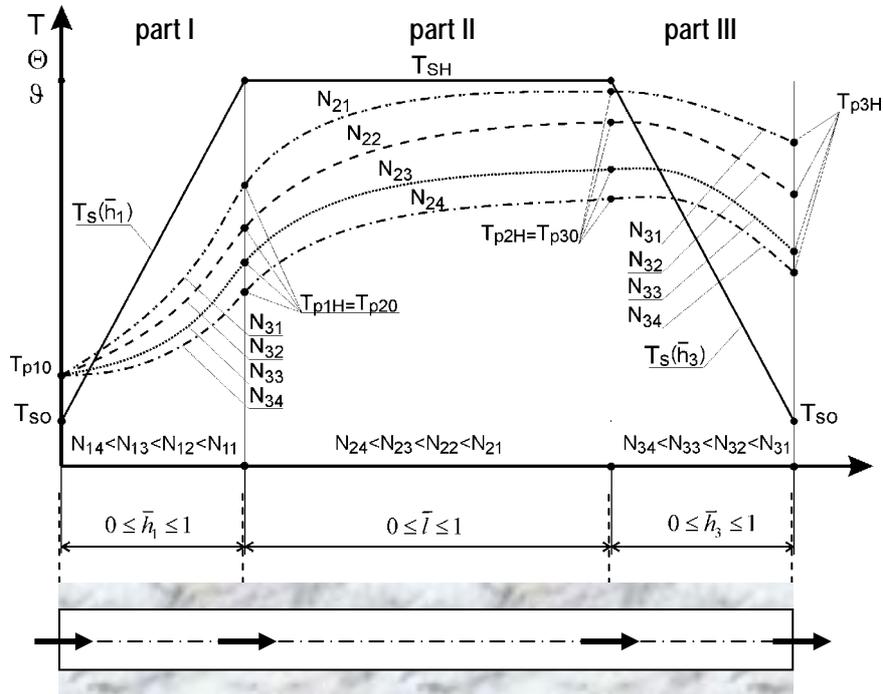


Fig. 2. Temperature field in UCGHE [2]

For each of the three elements applied has been a different calculation model of heat transfer from the rock mass to the heat carrier. A common feature is the assumption of a linear variation of the rock mass temperature at significant distance from the considered elements and knowledge of variable in time overall thermal resistance or the overall heat transfer coefficient from the rock bed to the fluid. This enables implementation of adequate relations describing the fluxes of transferred heat from the bed to the fluid, in the differential form as well as in finite form, under conditions of quasi-stationary heat transfer.

Each of these heat exchangers may be described by the linear differential equation given below [2]

$$\frac{d\vartheta_i}{d\bar{h}_i} + \alpha_i \vartheta_i + \beta_i = 0 \quad \text{for } i = 1, 2, 3, \quad (3)$$

which has the general solution

$$\vartheta_i = C_i \exp(-\alpha_i \bar{h}_i) - \frac{\beta_i}{\alpha_i} \quad \text{for } i = 1, 2, 3. \quad (4)$$

The quantities present in the differential equation (3) as well as in the general solution (4) for particular heat exchangers have been defined and presented in Table 1 [2].

3. Results of calculations and concluding remarks

Using the relationships worked out by Nowak and described in the foregoing paragraph (their more detailed description is given in the papers [1, 2]), the heat flow characteristics UCGHE for five various coefficients $\phi_L = L/H$ which are 0.5; 1; 2; 3 and 5 have been worked out (Figs. 3 – 7). The other parameters were: $r = 0,0889$ m, $k_1 = 0,1$ kW/(m²K), $\rho_s = 960$ kg/m³, $T_{s0} = 10^\circ\text{C}$, $T_{p10} = 40^\circ\text{C}$.

Table 1. Quantities present in equation (3) and solution (4) [2]

| Heat exchanger element | Vertical pumping pipe $i = 1$ | Horizontal pipes $i = 2$ | Vertical extracting pipe $i = 3$ |
|--|--|---|---|
| Name of Quantity | | | |
| Reduced height/length \bar{h}_i | $\bar{h}_1 = \frac{h_1}{H}$ | $\bar{h}_2 = \bar{l} = \frac{l}{L}$ | $\bar{h}_3 = \frac{h_3}{H}$ |
| Coefficient α_i | $\alpha_1 = \frac{2\pi r_1 H k_z}{\dot{W}_1} = N_1$ | $\alpha_2 = \frac{2\pi r_2 n L k_z}{\dot{W}_2} = N_2$ | $\alpha_3 = \frac{2\pi r_3 H k_z}{\dot{W}_3} = N_3$ |
| Coefficient β_i | $\beta_1 = -(T_{SH} - T_{SO})$ | $\beta_2 = 0$ | $\beta_3 = -(T_{SH} - T_{SO})$ |
| Boundary condition for $\bar{h}_i = 0$ | $\vartheta_1(\bar{h}_1 = 0) = T_{SO} - T_{p10}$ | $\vartheta_2(\bar{l} = 0) = T_{SH} - T_{p20} = T_{SH} - T_{p1H}$ | $\vartheta_3(\bar{h}_3 = 0) = T_{p30} - T_{SH} = T_{p2L} - T_{SH}$ |
| Constant C_i | $C_1 = -(T_{p10} - T_{SO}) - \frac{T_{SH} - T_{SO}}{N_1}$ | $C_2 = T_{SH} - T_{p20} = T_{SH} - T_{p2H}$ | $C_3 = (T_{p2L} - T_{SH}) - \frac{T_{SH} - T_{SO}}{N_3}$ |
| Temperature of surrounding bed $T_s(\bar{h}_i)$ | $T_s(\bar{h}_1) = T_{SO} + (T_{SH} - T_{SO})\bar{h}_1$ | $T_s(\bar{h}_1 = 0) = T_{SH}$ | $T_s(\bar{h}_3) = T_{SH} - (T_{SH} - T_{SO})\bar{h}_3$ |
| Temperature difference $\vartheta_i(\bar{h}_i)$ | $\vartheta_1(\bar{h}_1) = T_s(\bar{h}_1) - T_{p1}(\bar{h}_1)$ | $\vartheta_2(\bar{l}) = T_{SH} - T_{p2}(\bar{l})$ | $\vartheta_3(\bar{h}_3) = T_{p3}(\bar{h}_3) - T_s(\bar{h}_3)$ |
| Reduced temperature difference $\Theta_i(\bar{h}_i)$ | $\Theta_1(\bar{h}_1) = \frac{T_{SH} - T_{p10}(\bar{h}_1)}{T_{SH} - T_{p10}}$ | $\Theta_2(\bar{l}) = \frac{T_{SH} - T_{p2}(\bar{l})}{T_{SH} - T_{p1H}}$ | $\Theta_3(\bar{h}_3) = \frac{T_{SH} - T_{p3}(\bar{h}_3)}{T_{SH} - T_{p2L}}$ |

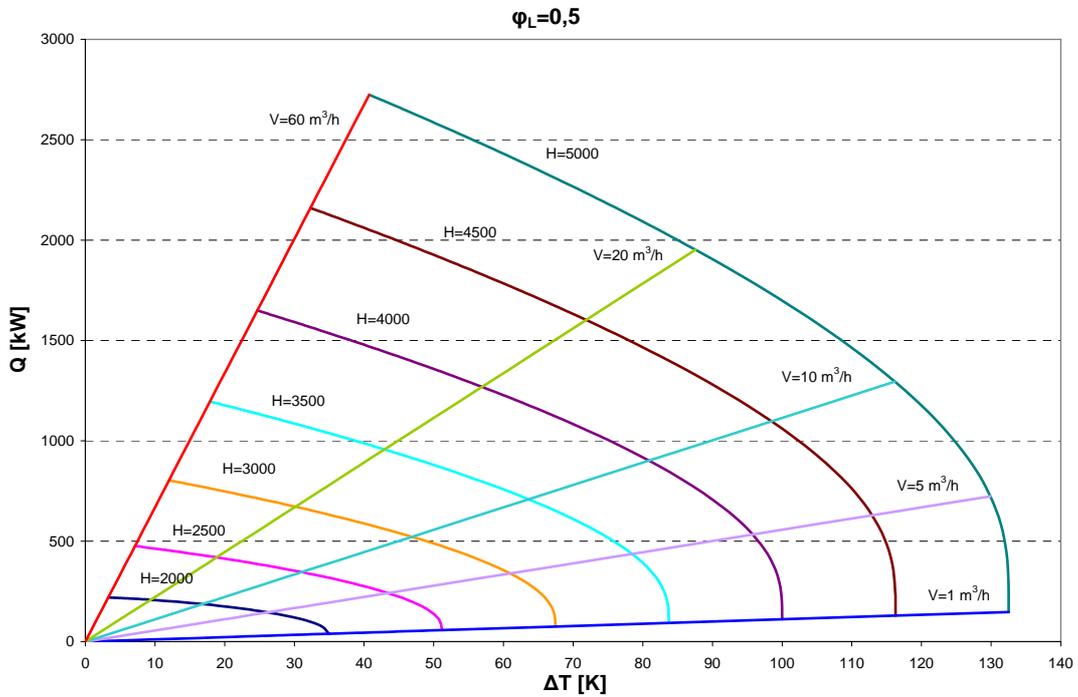


Fig. 3. The impact of a volume flow of a geothermal water \dot{V} , the length of a geothermal heat exchanger L and the difference of temperatures ΔT between extracted and injected water on a flux of gained geothermal heat \dot{Q} (variant for $\phi_L = L/H = 0.5$)

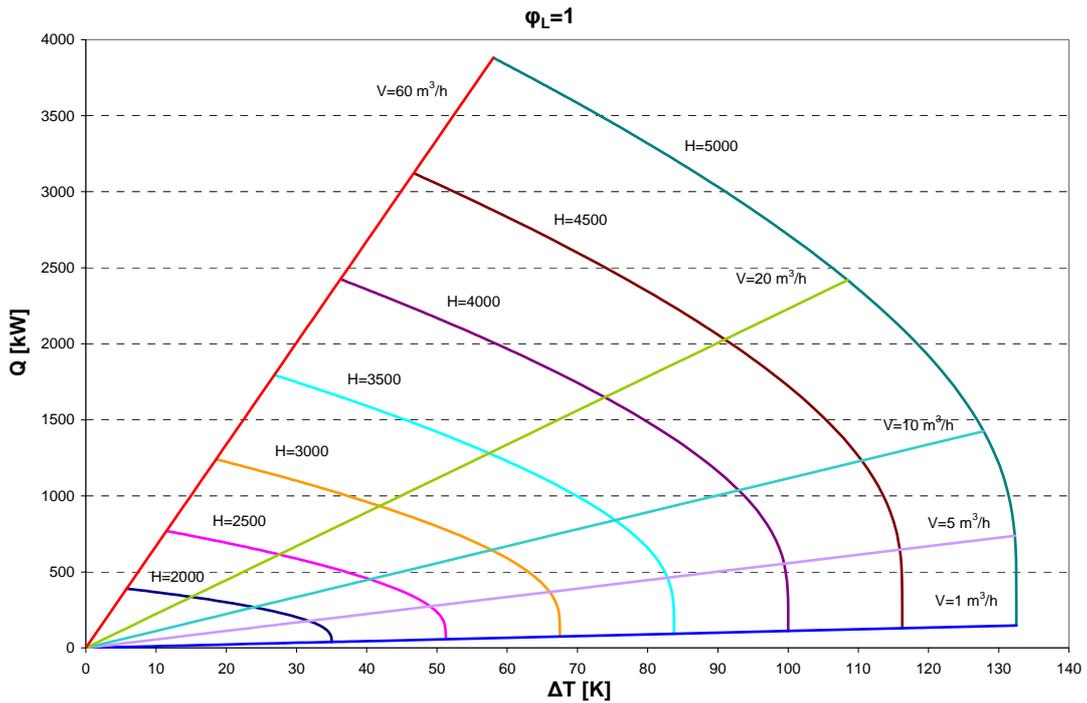


Fig. 4. The impact of a volume flow of a geothermal water \dot{V} , the length of a geothermal heat exchanger L and the difference of temperatures ΔT between extracted and injected water on a flux of gained geothermal heat \dot{Q} (variant for $\phi_L = L/H = 1$)

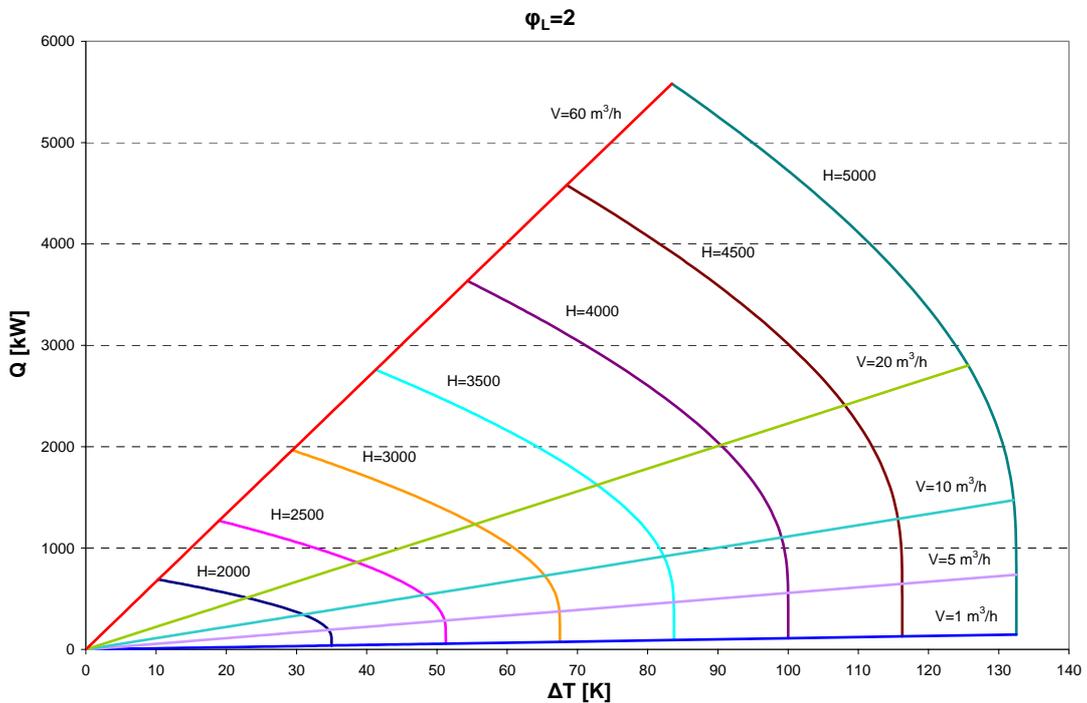


Fig. 5. The impact of a volume flow of a geothermal water \dot{V} , the length of a geothermal heat exchanger L and the difference of temperatures ΔT between extracted and injected water on a flux of gained geothermal heat \dot{Q} (variant for $\phi_L = L/H = 2$)

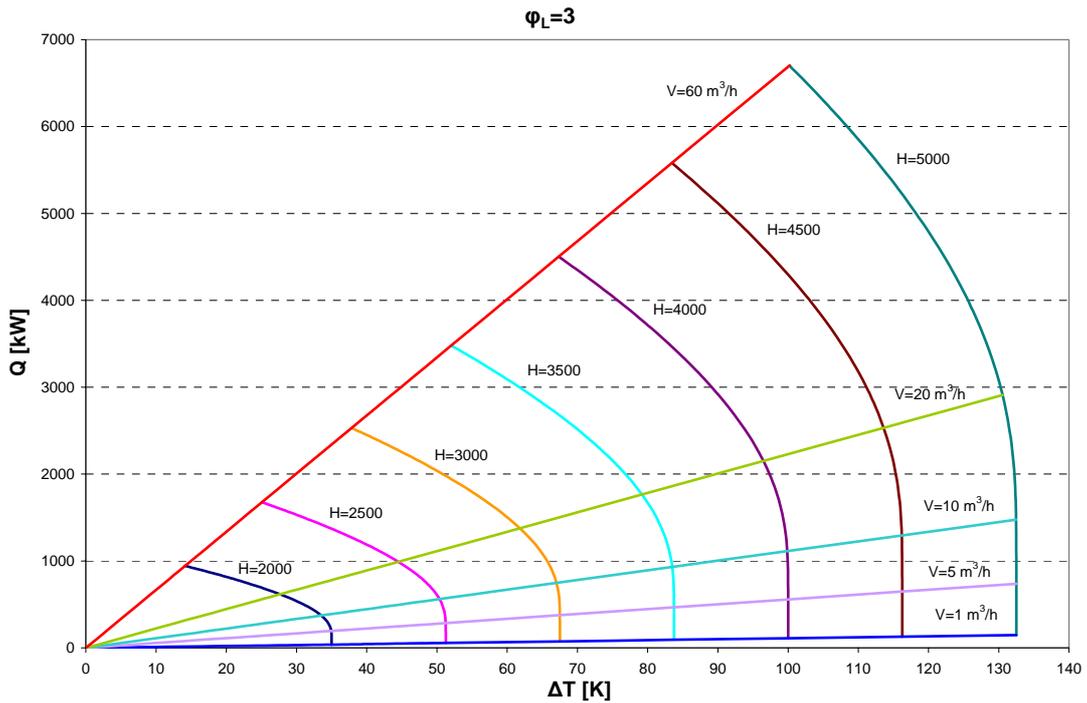


Fig. 6. The impact of a volume flow of a geothermal water \dot{V} , the length of a geothermal heat exchanger L and the difference of temperatures ΔT between extracted and injected water on a flux of gained geothermal heat \dot{Q} (variant for $\phi_L = L/H = 3$)

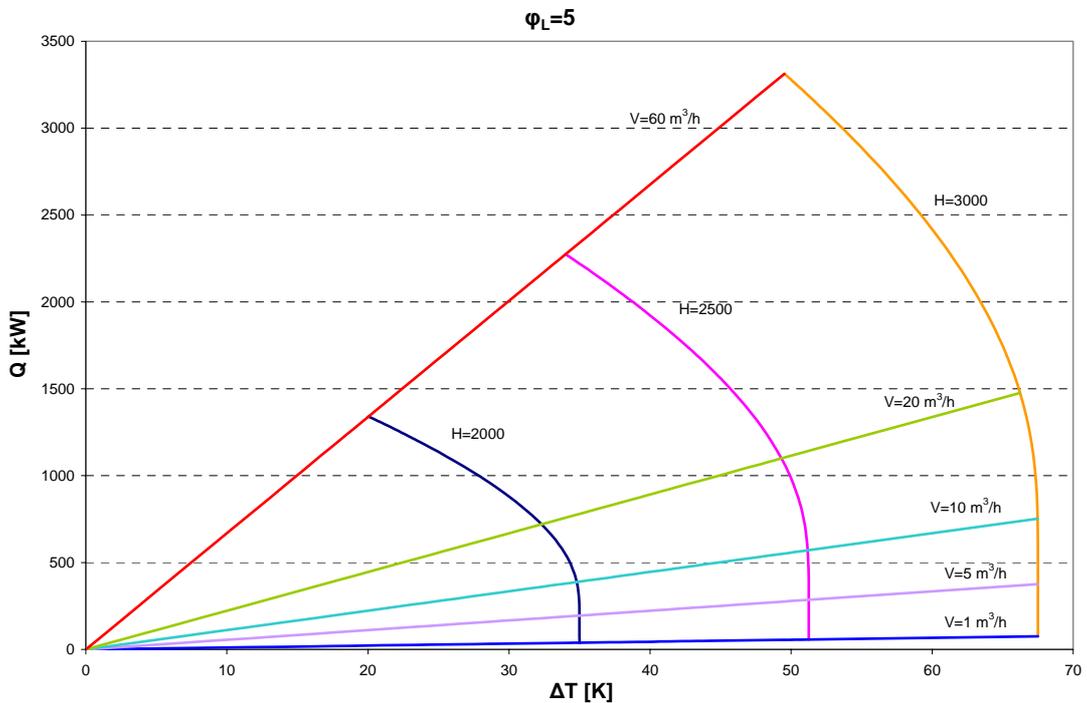


Fig. 7. The impact of a volume flow of a geothermal water \dot{V} , the length of a geothermal heat exchanger L and the difference of temperatures ΔT between extracted and injected water on a flux of gained geothermal heat \dot{Q} (variant for $\phi_L = L/H = 5$)

Analysing the diagrams it results that:

- with the increase in ϕ_L (that states for increasing in the length of the horizontal part of the exchanger), the gained heat flow \dot{Q} increases, too,
- the heat flow \dot{Q} also increases when the medium flow in the exchanger \dot{V} increases.

However, it must be taken into consideration that the increase in \dot{V} causes the decrease in the temperature of the medium in the output of UCGHE but this parameter determines a proper utilisation of the exchanger.

The work has been completed in the frame of the project 3T10B 075 27 financed by the Polish Ministry of Science and Higher Education.

Bibliography:

- [1] Nowak W.: Theory of underground closed geothermal heat exchanger, unpublished report of Department of Heat Engineering, Szczecin 2003 (in Polish)
- [2] Nowak W: Analytical calculation model of underground closed geothermal heat exchanger, Proceedings 10th Symposium Heat Transfer and Renewable Sources of Energy, Wyd. Politechniki Szczecińskiej, Szczecin 2004, pp. 227 – 239
- [3] Wolff H., Möller F., Besser T., Schmidt S., Oppelt J., Treviranus J.: Ansätze fortschrittlichen Bohr- und Komplettierungstechnik für die Errichtung eines Unterträgig Geschlossenen Geothermischen Wärmetauscher. Projekt „Untertägig Geschlossener Geothermischer Wärmetauscher“ BMU – ZIP 0327506. 20 Jahre Tiefe Geothermie in Deutschland, 7. Geothermische Fachtagung, 06-08 November 2002 in Waren (Müritz)
- [4] Wolff H., Schmidt S., Möller F., Legarth B., Oppelt J., Treviranus J.: Geothermische Stromerzeugung Projekt „Untertägig Geschlossener Geothermischer Wärmetauscher“ BMU – ZIP 0327506, Status-Quo, Juni 2002, Vortrag, Symposium „Geothermische Stromerzeugung“, Landau 20./21. Juni 2002

Wasserstoff für Regelleistung

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

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

andreas.miege@fh-stralsund.de

Schlüsselwörter: Regelleistung, Regelenergie, Windenergie, Energiezwischenspeicherung, Netzbelastung, Energiespeichermedium-Wasserstoff

Zusammenfassung: Im Land Mecklenburg Vorpommern beträgt der Anteil des Nettostromverbrauchs, der von Windenergie bereitgestellt wird bereits über 31%. Dieser relativ hohe Prozentsatz an Windenergie am Energieerzeugermix hat zu erheblich veränderten Anforderungen an Energieerzeuger und -verteiler geführt. Beide Parteien müssen die natürlichen fluktuierenden Einspeiseschwankungen der Windenergie in ihren Systemen berücksichtigen. Ein kombinierter Betrieb von Windenergieanlagen mit dem Wasserstoff-Energiezwischenspeicher könnte hier zu einer nachhaltigen Entlastung aller Beteiligten führen. Windspitzen können mit der Elektrolyse abgefahren werden und Regelleistung kann durch die Rückverstromung des zwischengespeicherten Wasserstoffs bereitgestellt werden. Daneben eröffnet der Windwasserstoff die Möglichkeit des Einstiegs auf den mobilen Kraftstoffmarkt. In Abhängigkeit von den Rahmenbedingungen wird die Energieverteilung in einem Wind-Wasserstoffsystem zum einen nach den technischen Erfordernissen und zum anderen nach den ökonomischen Gegebenheiten geregelt.

1 Entwicklung des Windenergieaufkommens

Mit Mitte des Jahres 2006 sind fast 1120 MW an Windenergieanlagenleistung in Mecklenburg Vorpommern installiert [1]. Dass die jährlichen Zuwachsraten, wie in Abbildung 1 zu sehen, in den vergangenen Jahren stark abgenommen haben, hängt primär von der zunehmenden Ausschöpfung der ausgewiesenen Aufstellflächen für Windparks zusammen. Diese degressive Entwicklung wird abgelöst durch das bereits begonnene Repowering und die geplante Installation von Offshore-Windparks in den kommenden Jahren. Insbesondere die Offshore-Windparks, deren Gesamtleistung für die Ostsee mit bis zu 4400 MW bis zum Jahr 2020 beziffert werden [2], lässt erahnen, dass damit eine neue Leistungsklasse einsetzt.

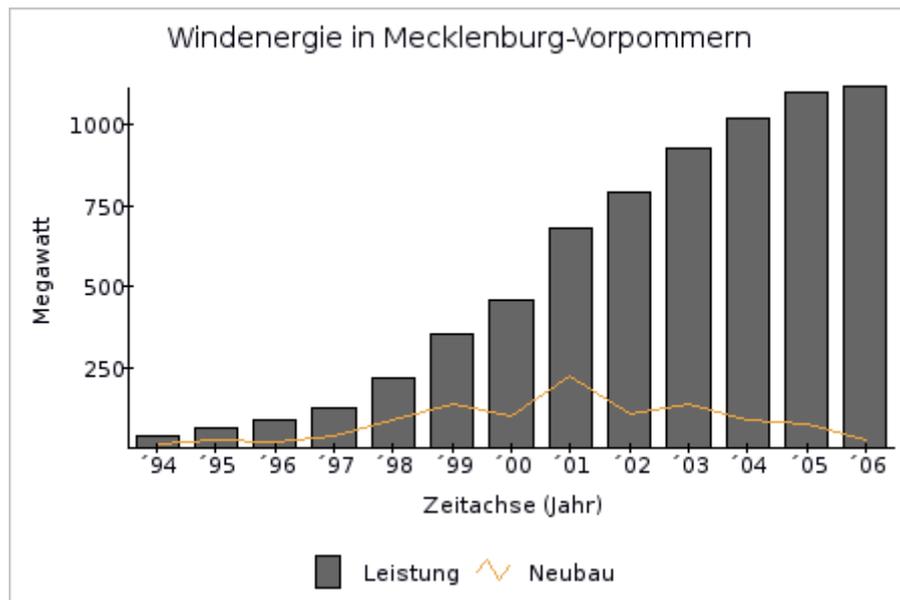


Abbildung 1: Installierte Windenergieanlagenleistung in MV [3]

Doch bereits heute hört man insbesondere Stimmen aus den Küstenländern, die auf die kritischen Situationen im elektrischen Netz, hervorgerufen durch die Windenergie, hinweisen. Warum gerade hier die Windenergie besonders große Probleme hervorruft und damit den Energieversorgern besondere Anstrengungen abverlangt, ist im Wesentlichen auf zwei Ursachen zurückzuführen.

- a) Das ist zum einen das sehr grobmaschige Netz, welches aufgrund der historischen Entwicklung des Landes mit einer relativ geringen Besiedlungsdichte und einer schwachen Infrastruktur nur in dieser kleinen Dimensionierung notwendig war. Seine vorrangige Aufgabe war es, die Energie aus den südlichen Erzeugerzentren zu den Verbrauchern im Land zu transportieren.
- b) Zum Ende des letzten Jahrhunderts hat mit dem Inkrafttreten des Gesetzes zur Förderung Erneuerbarer Energien ein starker Boom bei der Neuinstallation von Windenergieanlagen eingesetzt. Diese wurde zum einen aufgrund der relativ guten Windverhältnisse und zum anderen wegen der schon erwähnten geringen Siedlungsdichte vorrangig in den küstennahen Regionen installiert. Da dieses ein allmählicher Prozess war, wurde und konnte nie ein fester Zeitpunkt definiert werden, ab dem ein Ausbau des Netzes notwendig wurde.

Beide Ursachen haben auch in Mecklenburg Vorpommern zu der heutigen teilweise kritischen Situation im elektrischen Netz geführt.

Aufgrund von Engpässen im Bereich des Übertragungsnetzes im Nachbarland Schleswig-Holstein wurden bereits im Jahr 2005 Windräder an ca. 40 windreichen Tagen abgeschaltet um die Betriebsicherheit des Netzes zu gewährleisten. Für das Jahr 2006 rechnet man mit einem Ausfall von 15% [4]. Die zukünftige Entwicklung, wie der schon genannt Offshore-Ausbau, wird die Netze zunehmend beanspruchen und lässt eine Verschärfung der Situation erwarten.

Diese Darstellungen zeigen, dass eine Anpassung der heutigen Energieerzeugerstruktur und der elektrischen Netze an die veränderten Bedingungen der Energieversorgung unabdingbar sind. Nach Aussagen der DENA-Studie wird mit der beginnenden Umgestaltung des deutschen Kraftwerksparks das Potential geschaffen, auf der Basis konventioneller

Energieträger die zukünftige notwendige Regelleistung vorzuhalten [5]. Um die Windenergie netzverträglicher zu gestalten, wird an verbesserte Prognosegenauigkeiten und die Möglichkeit des Abschaltens von Windparks während kritischer Netzsituationen gedacht. Doch warum soll man die Windparks nicht direkt in das Regelleistungsmanagement mit einbeziehen, um diese regenerative Energieform qualitativ aufzuwerten!?

Realisierbar ist eine Aufwertung eines Windparks durch die Kombination mit einem Energiezwischenpeicher, wie zum Beispiel Pumpspeicherwerke, Druckluftkraftwerke oder dem Einsatz von Wasserstoff als Energiespeicher. Energie, die mit einem solchen Kombi-Kraftwerk bereitgestellt wird, verringert zum einen den tatsächlichen Bedarf an Regelleistung und stellt zum anderen Regelleistung bei Bedarf zur Verfügung.

Mit der Zwischenspeicherung regenerativer Energie erfährt diese eine qualitative Aufwertung und eine Vergrößerung der Einsatzmöglichkeit, was wiederum einen höheren Preis rechtfertigt.

2 Windenergie und Energiezwischenpeicherung

Auf dem XII. Symposium „Nutzung regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik“ 2005, wurde anhand von vier Szenarien die möglichen Kombinationen von Windenergieanlagen und Wasserstoffspeicherkreislauf vorgestellt [6]. Folgende Abbildung nimmt auf diese vier Szenarien Bezug und stellt die technischen und die ökonomischen Abhängigkeiten der vier Varianten dar.



Abbildung 2: Technische und ökonomische Übersicht der Wind-Wasserstoff-Szenarien

Ein wesentlicher Aspekt bei der Auslegung von Wind-Wasserstoffsystemen ist das Verhältnis der Dimensionen von Elektrolyse- und Rückverstromungsleistung. Daraus ergibt sich das Handlungspotential für diese Systeme auf dem Energiemarkt und in welchem Maße auf die dortigen Anforderungen reagiert werden kann.

3 Regelstrategien für Regelenergie

Eine entscheidende Rolle im Betrieb eines Wind-Wasserstoffsystems spielt die Regelstrategie. Die zu berücksichtigenden Parameter dazu sind in Abbildung 2 dargestellt. Generell unterscheidet man zwischen zwei Parametergruppen, den technischen und den ökonomischen Parametern. Die technischen Parameter spiegeln die Netzsituation und den aktuellen Energiehaushalt wieder. Mit den technischen Vorgabewerten des Netzes an das Wind-Wasserstoffsystem wird die Energieverteilung innerhalb des Wind-Wasserstoffsystems gesteuert. Dabei wird zusätzlich der interne Energiehaushalt berücksichtigt, d.h. welchen Füllstand der Energiespeicher hat und wie hoch das aktuelle Windenergieaufkommen ist.

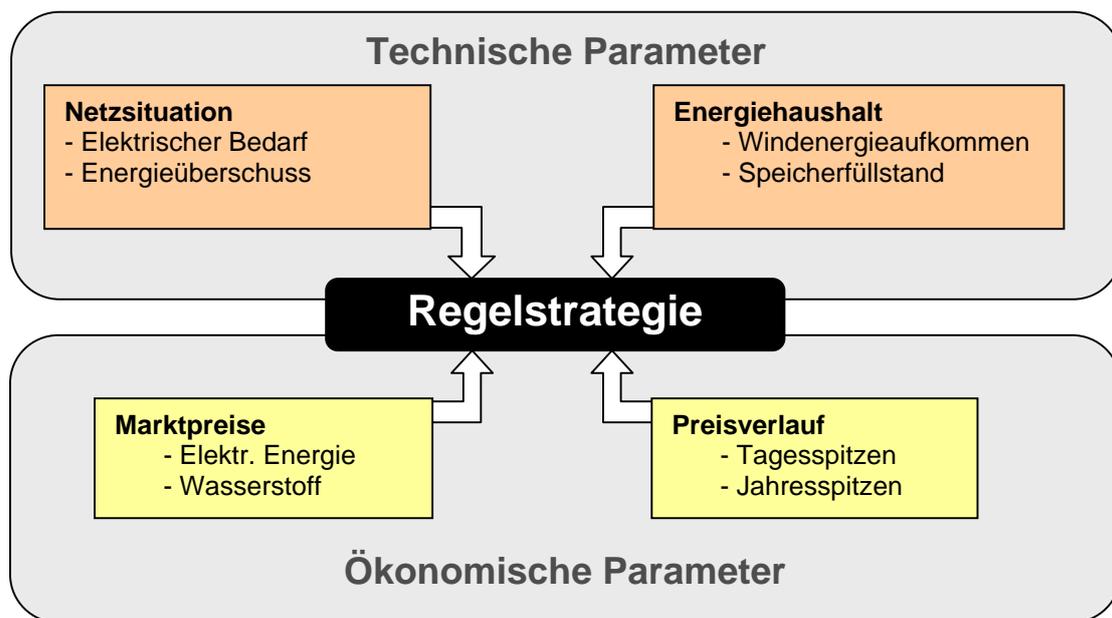


Abbildung 2: Parameter für die Regelstrategie

Als wirtschaftliche Einflussfaktoren sind die zu erzielenden Marktpreise für die elektrische Energie und für den Wasserstoff zu nennen. In Anhängigkeit von den internen Kosten können unter dem Gesichtspunkt der Marktpreise Entscheidungen getroffen werden, welchem Energieträger aus wirtschaftlicher Sicht der Vorrang gegeben wird.

Somit basiert diese Regelung auf einer Vielzahl von zu berücksichtigenden Parametern. Um auf deren Basis eine Regelung zu entwerfen, dient eine Entscheidungsmatrix als Grundlage. Dabei werden, wie in Tabelle 1, die wichtigsten Parameter bewertet. Für die Entscheidungsfindung wird im ersten Schritt die Netzsituation abgefragt, ob ein Energieüberschuss oder eine Bedarfssituation vorliegt. Im zweiten Schritt wird der interne Energiehaushalt im Wind-Wasserstoffsystem bestimmt, d.h. welche Energiemenge gespeichert ist und wie hoch der aktuelle Energiezulauf aus den Windenergieanlagen ist. Darauf kann die technische Möglichkeit des Energiemanagements bestimmt werden. Im dritten Schritt wird diese Möglichkeit mit der wirtschaftlichen Situation auf dem Energiemarkt verglichen. Aus diesem dritten Schritt heraus fällt dann die Entscheidung für eine der vier Energieverteilungsstufen.

Die vier Energieverteilungsstufen unterscheiden sich durch die Richtung und die Art des Energieaustausches zwischen dem Wind-Wasserstoffsystem und dem Netz. Energie wird

abgegeben bei einem gemeldeten Energiebedarf im Netz. In diesem Fall wird zusätzlich zur direkten Windenergieeinspeisung der gespeicherte Wasserstoff rückverstromt und dem Netz in Form von Regelleistung zur Verfügung gestellt (Stufe_2). Zusätzlich zur elektrischen Energieabgabe wird bei entsprechenden Marktbedingungen der Wasserstoff in komprimierter Form abgegeben (Stufe_3).

Tabelle 1: Entscheidungsmatrix für die Regelung

| Energieverteilungsstufe | 1 | 2 | 3 | 4 |
|--------------------------------|------------------------------------|----------------------------------|---|--------------------------|
| Regelung | Elektrische Energieaufnahme | Elektrische Energieabgabe | Wasserstoff- und Elektrische Energieabgabe | Wasserstoffabgabe |
| Netzsituation | | | | |
| Energieüberschuss | ja | nein | nein | ja |
| Energiebedarf | nein | ja | ja | unabhängig |
| | | | | |
| Energiehaushalt | | | | |
| Windenergieaufkommen | niedrig | unabhängig | unabhängig | unabhängig |
| Speicherfüllstand | niedrig | hoch | hoch | hoch |
| | | | | |
| Marktpreise | | | | |
| Strompreis | niedrig | hoch | hoch | niedrig |
| Wasserstoffpreis | hoch | niedrig | hoch | hoch |

Besteht im Netz kein Energiebedarf, wird die Energieabgabe auf Wasserstoff begrenzt (Stufe_4). Im umgekehrten Fall, dass im Netz ein Energieüberschuss vorliegt und das Wind-Wasserstoffsystem noch freie Aufnahmekapazitäten hat, wird elektrische Energie aus dem Netz aufgenommen, um dieses zu entlasten (Stufe_1).

4 Resümee

Dass Regelleistung für den Ausgleich der fluktuierenden Windenergieeinspeisung vorgehalten werden muss, ist sicher. Heute ist es noch schwer prognostizierbar, in welcher Größenordnung Regelleistung zur Verfügung stehen muss. Um diesem Problem entgegenzutreten, wurde bereits 1998 seitens der FH-Stralsund die Idee fokussiert Windenergie mit einem Wasserstoffspeicherkreislauf zu kombinieren [7].

Diese Kombination fungiert als Regelleistungskraftwerk, dass neben der Bereitstellung von Regelleistung ebenfalls Überschussenergie aufnehmen kann, um diese intern in Wasserstoff umzusetzen.

Beim Betrieb eines Wind-Wasserstoffsystems zur Bereitstellung von Regelleistung müssen sowohl technische Anforderungen als auch wirtschaftliche Erfordernisse berücksichtigt werden. Diese hohe Komplexität und Flexibilität stellt neue Anforderungen an die Steuerung. Deren Aufgabe ist es, die Vorteile von Wind-Wasserstoffsystemen so zu nutzen, dass Betreibern dieser Anlagen auch wirtschaftliche Anreize entstehen.

- [1] Deutsches Windenergieinstitut DEWI, Aufstellungszahlen der Windenergienutzung in Deutschland mit Stand 30.06.2006, www.dewi.de
- [2] IWR-Internationales Wirtschaftsforum regenerative Energien, Geplante Offshore-Windparks in Deutschland, www.iwr.de, 03.2006
- [3] Bundesverband Windenergie e.V, Windenergienutzung in den Bundesländern, <http://www.wind-energie.de/de/statistiken/bundeslaender/>, 09.2006
- [4] Jan Oliver Löffken, "Strom auf neuen Wegen", www.heise.de/tr/artikel/77222, 31.08.2006
- [5] DENA-Netzstudie: 2005 Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore, www.deutsche-energie-agentur.de
- [6] Jochen Lehmann, Ortrud Lushtinetz, u.a., Vergleichmäßigung der Windenergieeinspeisung, XII. Symposium REGWA, Proceeding, FH-Stralsund, 2005
- [7] Edgar Harzfeld u.a., Wasserstoffenergie-technik - Ansätze für eine Entwicklung in Mecklenburg-Vorpommern, Wissenschaftliche Schriftenreihe FH-Stralsund, 2000

Erfahrungsbericht zur Betriebsführung einer dem Sonnenstand zweiachsig nachgeführten Photovoltaik-Anlage

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

Schlüsselwörter nachgeführte PV-Anlage, jährliche Anlagenverfügbarkeit, Wirkungsgrad, Sonnenausrichtung, solare Einstrahlung, Modultemperatur

Einleitung

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

Um diese Techniken mit all ihren Vor- und Nachteilen auch den Ingenieuren von morgen näher bringen zu können, entstand am Fachbereich Maschinen- und Energietechnik der Hochschule für Technik, Wirtschaft und Kultur (HTWK) Leipzig der Komplexversuchsstand „Regenerative Energien“, welcher bereits auf den letzten beiden Symposien „Nutzung regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik“ in den Jahren 2004 und 2005 vorgestellt wurde. Herzstück des Versuchsstandes ist eine mit Strahlungspyranometern und einem Solar-Trak-System zweiachsig nachgeführte Photovoltaik-Anlage für den Netzparallel- und Inselbetrieb, die nicht nur für die studentische Ausbildung, sondern auch als Anschauungsobjekt für regionale mittelständische Firmen genutzt wird. Ein dabei häufig und sehr intensiv diskutiertes Thema ist das Kosten-Nutzen-Verhältnis einer dem Sonnenstand nachgeführten PV-Anlage unter betriebswirtschaftlichen und technischen Aspekten.



Bild 1 Der Komplexversuchsstand „Regenerative Energien“ der HTWK Leipzig, Fb ME

Verfügbarkeit der PV-Anlage

Ein wesentliches positives Merkmal für den Einsatz einer PV-Anlage ist deren hohe jährliche Verfügbarkeit; die durchschnittliche monatliche Betriebszeit innerhalb von 4 Betriebsjahren einschließlich der Einteilung in 6 verschiedene Leistungsbereiche zeigt das Bild 2. Erkennbar ist, dass die PV-Anlage insgesamt 3.993 Stunden bzw. 45% bezogen auf das gesamte Jahr (8.760

Stunden) in Betrieb ist. Diese Anlagenverfügbarkeit schwankt zwischen 27 % in den Winter- und 66 % in den Sommermonaten. Aber auch die Leistungsbereiche der PV-Anlage in den einzelnen Monaten sind sehr unterschiedlich. Während die PV-Anlage in den Wintermonaten vorwiegend im Leistungsbereich bis 100 W arbeitet, liegt der Arbeitsbereich in den Sommermonaten zwischen 400 und 800 Watt. Erkennbar ist ebenfalls, dass Spitzenwerte der PV-Anlage von 800 bis 1000 W nur an insgesamt 95 Stunden erreicht werden und sich damit ein Anteil dieser Leistungsklasse von 2,4 % in Bezug auf die Gesamtbetriebszeit ergibt. Letzterer Wert könnte am Markkleeberger Standort durchaus noch etwas höher sein, da die PV-Anlage zuallererst für Forschungszwecke zur Verfügung steht. Vor allem in den sonnenreichen Sommermonaten finden eine Vielzahl von studentischen Praktika und Belegarbeiten statt, in deren Rahmen die PV-Anlage teilweise nicht optimal zur Sonne ausgerichtet wird.

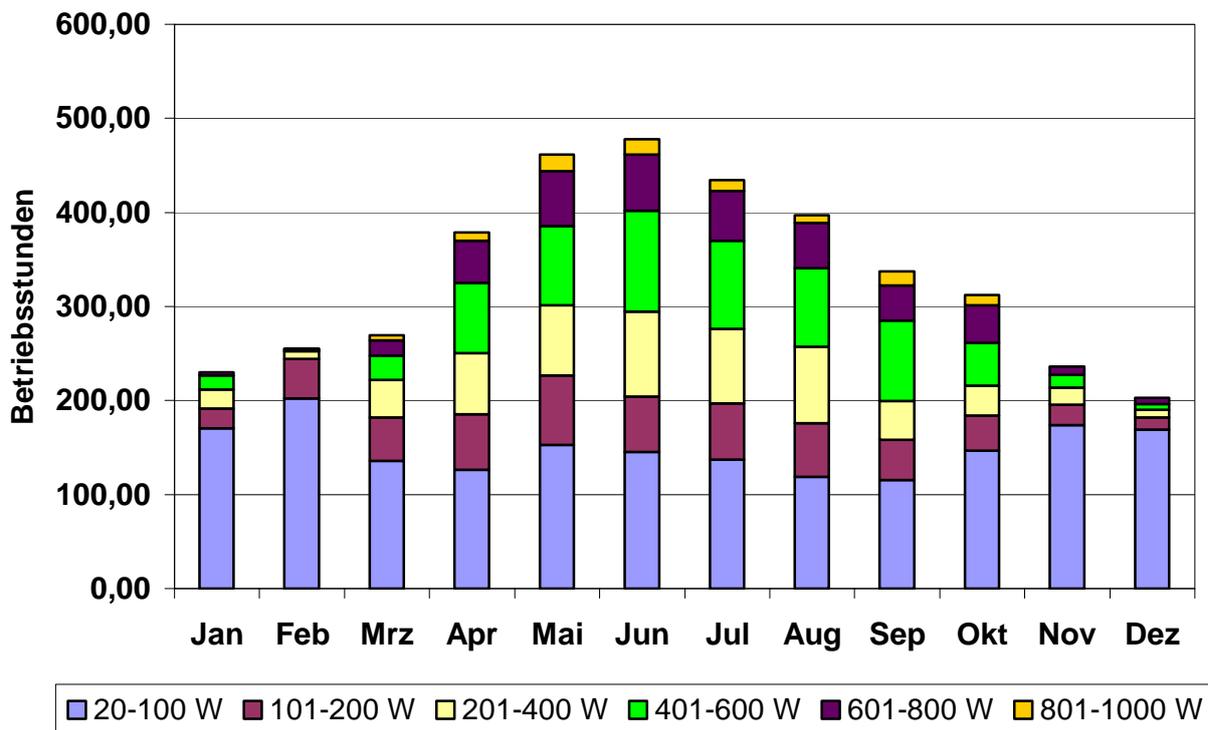


Bild 2: Verfügbarkeit der PV-Anlage in unterschiedlichen Leistungsbereichen

Anlagenleistung in Abhängigkeit der Ausrichtung der PV-Anlage

Das nachstehende Bild 3 zeigt in einer Übersicht die Monatserträge einer zweiachsig nachgeführten bzw. nach verschiedenen Richtungen fest ausgerichteten PV-Anlage mit einer Nennleistung von 1 kW_p. Es ist ersichtlich, dass mit einer nachgeführten Anlagenvariante ein deutlich erhöhter Energieertrag zu erzielen ist. Während man mit einer ungünstigen 45° - Ausrichtung nach Osten bzw. nach Westen einen Jahresertrag von maximal 580 kWh erzielen kann, liegt dieser bei einer 30° bzw. 45° - Ausrichtung nach Süden bei insgesamt 780 bzw. 760 kWh. Im Gegensatz dazu beträgt der Energieertrag mit einer nachgeführten PV-Anlage ungefähr 1.030 kWh und dies entspricht im Vergleich zu einer optimal nach Süden 30° fest ausgerichteten PV-Anlage einem Anstieg in der Elektroenergieerzeugung um ca. 31%. Diese prozentuale Steigerungsrate des Ertrages deckt sich auch mit den in zahlreichen Literaturquellen angegebenen Werten. Allerdings ist diese

Ertragssteigerung über die gesamte Anlagenlebensdauer gesehen mit einem erheblichen finanziellen Mehraufwand für die Anschaffung und die Instandhaltung einer Nachführeinrichtung verbunden. An der HTWK Leipzig kommt ein Solar-Trak-System zum Einsatz, dessen Nachführung auf zwei Strahlungspyranometern basiert und dessen etwas geringere Genauigkeit im Vergleich zu rechnergestützten Nachführsystemen als absolut ausreichend einzustufen ist. Abgesehen von kleineren kurzzeitigen witterungsbedingten Ausfällen bei äußerst extremen Wettererscheinungen, beispielsweise orkanartiger Sturm bzw. extremer Schneefall, lief das installierte Nachführsystem bis zum jetzigen Zeitpunkt über die gesamte bisherige Betriebsdauer zur vollsten Zufriedenheit des Anlagenbesitzers ohne größere Störungen.

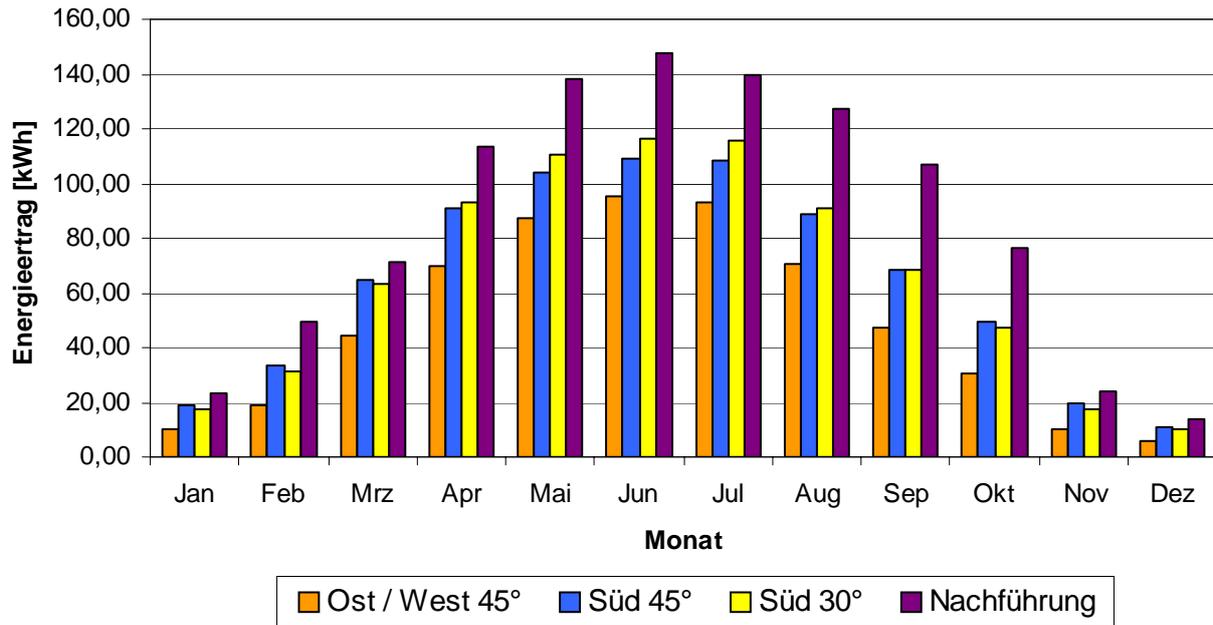


Bild 3 Monatserträge der PV-Anlage in Abhängigkeit der Ausrichtung

Im Bild 4 wird die Leistungsabgabe der PV-Anlage an einem Sommertag bei unterschiedlichen Ausrichtungen zur Sonne dargestellt. Aus Gründen einer besseren Übersichtlichkeit wurde das Zeitfenster nur auf den sinnvollen Arbeitsbereich von 4.00 Uhr bis 21.00 Uhr begrenzt. Die Zeitmessung basiert ausschließlich auf der Mitteleuropäischen Zeit (MEZ). Es ist erkennbar, dass feststehende PV-Anlagen bezüglich einer guten Strahlungsenergieaufnahme vorrangig nach Süden mit einem Neigungswinkel von 30° ausgerichtet werden sollten, mit einer 60° - Südausrichtung lassen sich diese hohen Leistungswerte nicht erzielen. Im Vergleich mit nachgeführten PV-Systemen ist es mit 30° nach Süden ausgerichteten Anlagen möglich, vorwiegend in den Mittagsstunden eine optimale Energieerzeugung zu erreichen. Die Ursache hierfür liegt in der ständig senkrecht zur Sonne ausgerichteten PV-Anlage und der daraus resultierenden sehr hohen Modultemperatur von teilweise bis zu 55 °C; in den Bildern 6 und 7 wird noch einmal auf den Einfluss der Modultemperatur näher eingegangen. Allerdings erzielen die mit einer Nachführeinrichtung ausgestatteten PV-Anlagen trotz der geringeren Anlagenleistung in den Mittagsstunden über den gesamten Tagesverlauf gesehen einen größeren Energieertrag. Durch die in den Nachmittagsstunden abnehmende Intensität der auf den PV-Generator einfallenden solaren Einstrahlung verringert sich diese hohe Modultemperatur aber wieder, so dass dann die Leistung bei nachgeführten PV-Anlagen im Vergleich zu fest nach Süden ausgerichteten Systemen bis in die Abendstunden nicht so schnell absinkt. Fest nach Ost bzw. West im 45° Neigungswinkel zur Sonne

ausgerichtete Anlagen sind für eine wirtschaftliche Betriebsweise aufgrund der nur kurzzeitigen höheren Leistungen nicht geeignet, das Kosten-Nutzen-Verhältnis wäre in diesem Fall nicht vertretbar.

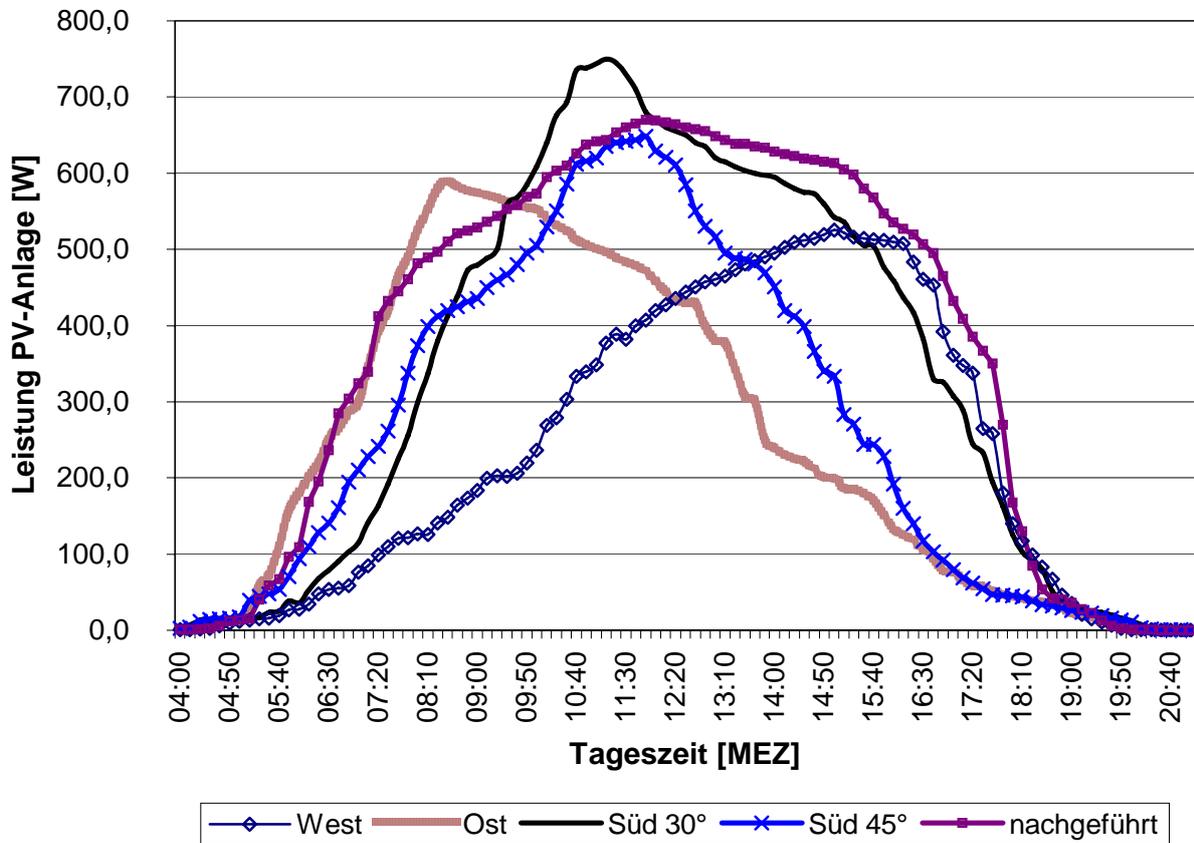


Bild 4 Leistung der PV-Anlage an einem Sommertag in Abhängigkeit der Ausrichtung

Wesentliche Einflussgrößen auf die Leistung von PV-Anlagen

Bereits bei der Planung von PV-Anlagen müssen für einen späteren betriebswirtschaftlichen Betrieb einige wesentliche Gesichtspunkte berücksichtigt werden. Hierzu zählen neben einer ordnungsgemäßen Dimensionierung der elektrischen Betriebsmittel eine optimale Ausrichtung im Azimut (Ausrichtung nach Süden) und in der Elevation (Neigungswinkel), um eine entsprechende zufrieden stellende Energieausbeute erzielen zu können. Im vorherigen Kapitel wurde darauf näher eingegangen. Ein durch eine Nachführeinrichtung gewünschter Mehrertrag führt zu einem finanziellen Mehraufwand infolge der an die Gestellkonstruktion gestellten höheren mechanischen Anforderungen. Es kommen bewegliche Teile zum Einsatz, die unter Umständen enormen Windlasten, bedingt durch den frei aufgestellten PV-Generator, ausgesetzt sind. Am Standort der HTWK Leipzig wurden bei Unwettern kurzzeitige Windgeschwindigkeiten von bis zu 35m/s aufgezeichnet, die mit voller Kraft auf eine Generatorfläche von ca. 14m² einwirkten. Das Kosten-Nutzen-Verhältnis einer Nachführung sollte aus diesem Grund sehr genau abgewogen werden.

Dennoch hat eine Freiaufstellung von PV-Anlagen auch einen ganz beträchtlichen Vorteil in Bezug auf eine gute Hinterlüftung der PV-Module, die sich letztendlich positiv auf den Gesamtsystemwirkungsgrad der PV-Anlage auswirkt. Aus dem im Bild 5 dargestellten monatlichen

Systemwirkungsgrad, der sich hauptsächlich aus den Teilwirkungsgraden des PV-Generators und des Wechselrichters ergibt, aber auch zu kleinen Anteilen durch die Verluste in den angeschlossenen Messgeräten sowie bei der Energieübertragung über die Leitungen auf der Gleich- und Wechselstrom-Seite beeinflusst wird, ist ersichtlich, dass dieser Wirkungsgrad im Bereich von 5,5 in den Wintermonaten und 7,5 Prozent im Frühjahr liegt. In den heißen und strahlungsreichen Sommermonaten erreicht der Wirkungsgrad nur durchschnittliche Werte von ca. 7%.

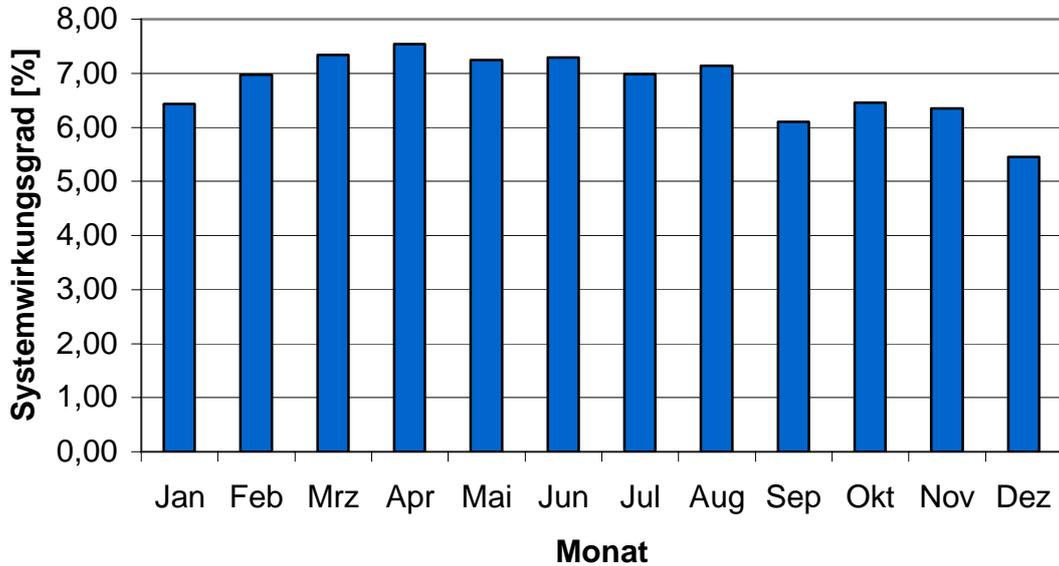


Bild 5 Monatlicher Wirkungsgrad von PV-Anlagen

Theoretisch müsste dieser Wirkungsgrad in den Sommermonaten aufgrund der höheren solaren Einstrahlung bedeutend bessere Werte als in den Wintermonaten ergeben, da die durchschnittliche Einstrahlungsenergiemenge in dieser Jahreszeit entsprechend Bild 6 wesentlich höher als in den Wintermonaten ist.

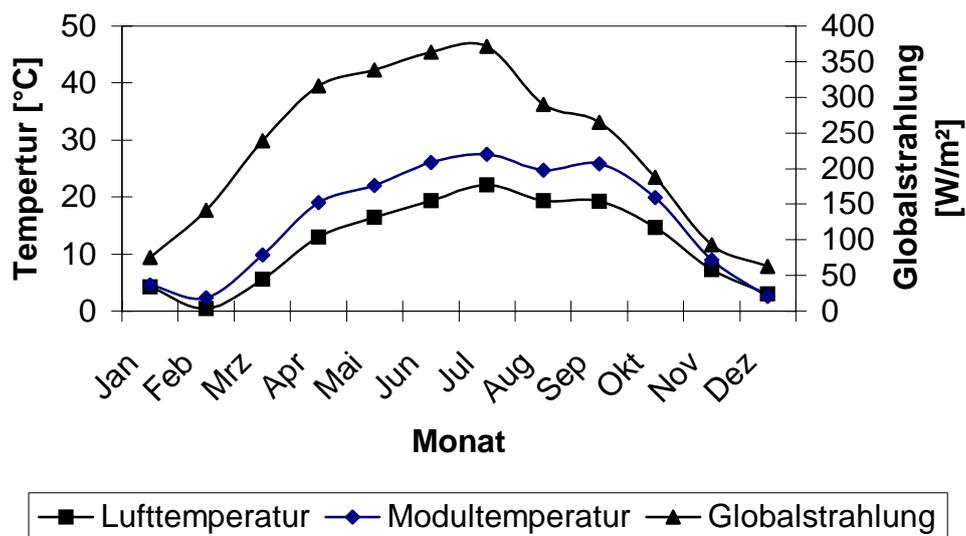


Bild 6 Monatlicher Verlauf von Luft- und Modultemperatur sowie der Globalstrahlung

Ertragsmindernd wirkt sich aber die sehr schwankende Modultemperatur, gemessen an der Rückseitenabdeckung der PV-Module, aus. Bild 6 verdeutlicht, dass die monatlichen Durchschnittstemperaturen zwischen 2,3 °C im Februar und 25,8 °C schwanken. Werden diese Temperaturen genauer betrachtet, können vor allem in den Sommermonaten extrem hohe Werte von bis zu 60 °C erreicht werden; im Bild 7 ist beispielsweise der Verlauf von Modul- und Lufttemperatur einer Juliwoche des Jahres 2005 dargestellt. Trotz einer guten Hinterlüftung, bedingt durch die Freiaufstellung der PV-Anlage, wurden bei Lufttemperaturen von tagsüber 25 bis 30 °C an den PV-Modulen Temperaturen von bis zu 51 °C gemessen. An sonnenreichen und extrem warmen Tagen im Juli 2006 wurden teilweise Modultemperaturen von knapp unter 60 °C registriert.

In Abhängigkeit des üblichen in der Literatur angegebenen negativen Temperaturkoeffizienten des Halbleiters Silizium von -0,5 % je Kelvin Temperaturdifferenz, nimmt die Leistung von PV-Modulen in Bezug auf die bei den Standardtestbedingungen (solare Einstrahlung 1000 W/m², Temperatur 25 °C und Air Mass 1,5) angegebene Nennleistung des PV-Moduls um ca. 15 bis sogar 20 Prozent ab. Dieser Aspekt muss bei einer Auslegung von PV-Anlagen unbedingt beachtet werden.

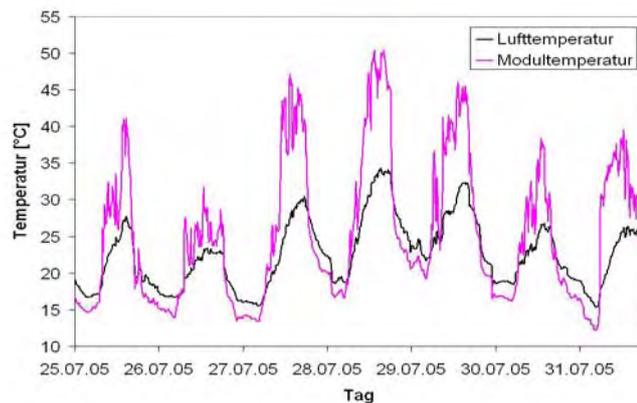


Bild 7 Vergleich von Luft- und Modultemperatur im Zeitraum vom 25.07. bis zum 31.07.2005

Zusammenfassung

Mit der am Fachbereich Maschinen- und Energietechnik der HTWK Leipzig errichteten zweiachsig nachgeführten 1 kW_p-Photovoltaik-Anlage ist es möglich geworden, sich sowohl in der studentischen Ausbildung als auch im Erfahrungsaustausch mit kleinen und mittelständischen Unternehmen aus dem mitteldeutschen Raum dem häufig diskutierten Thema Leistung und Ertrag von sonnenstandsnachgeführten PV-Anlagen zu widmen. Mit den an der HTWK Leipzig durchgeführten Langzeitmessungen konnten die in der Theorie bekannten Einflussfaktoren Ausrichtung zur Sonne, solare Einstrahlung sowie Luft- und Modultemperatur untersucht und letztendlich bestätigt werden. Es hat sich gezeigt, dass diese Größen bei der praktischen Umsetzung unbedingt mit beachtet werden müssen.

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 Energien und Wasserstoff-
technik“ Fachhochschule Stralsund, 2004
- [2] R. Müller, A. Rackwitz
Der Komplexversuchsstand „Regenerative Energien“ der HTWK Leipzig, ein
Demonstrationsobjekt für die Möglichkeiten erneuerbarer Energien
Tagungsband zum „12. Symposium „Nutzung regenerativer Energien und Wasserstoff-
technik“ Fachhochschule Stralsund, 2005

ASSESSMENT OF THE INFLUENCE OF ORGANIC FLUID ON THE EFFECTIVENESS OF BINARY POWER PLANT OPERATION

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

*Szczecin University of Technology, Department of Heat Engineering, al. Piastow 17, PL 70-310 Szczecin, Poland,
e-mail: andrzej.stachel@ps.pl*

Key words: geothermal energy, geothermal power plant, geothermal binary power plant

Abstract: The paper presents a mathematical model of three variants of a power plant: a classical steam power plant using saturated water steam (I), a water steam power plant using fossil fuel and geothermal energy (II) and a binary power plant with water and organic working media, powered with fossil fuel and co-powered with geothermal energy (III). Power and efficiency calculations for a binary power plant have been performed, and the results have been compared with power and efficiency values obtained for a conventional power plant with water as working medium.

1. Introduction

The evaluation of thermodynamic properties of organic compounds and water as working media in a steam power plant aimed at improving its efficiency through power increase has triggered the analysis of possibility to replace a single-medium steam power plant with a binary installation with two different heat-exchanging media.

In the 1930s a mercury-water binary plant was proposed and built [3,4]. Such a solution is based primarily on the properties of water and its critical temperature (374°C), which is the limit for heat input temperature in the evaporator. Steam superheating, although improving the efficiency of the plant, can be used only to a limited extent, therefore the proposal to use an additional medium in the upper cycle. Such a solution allows for significant increase of heat input temperature in the evaporator without the need to superheat the medium.

In this paper, heat transfer calculations have been made for a conventional power plant with water as working medium, power plant co-powered by geothermal energy, and for a binary power plant fired with fossil fuel and co-powered by geothermal energy. In the binary plant, water was partially replaced with an organic substance, circulating in a separate closed cycle. It has to be emphasized that usually organic media cannot replace water in the Clausius-Rankine cycle in the entire temperature range. This is caused by not too high values of critical parameters of organic substances and other operational and chemical properties (e.g. thermal decomposition temperature).

2. Calculation methodology for particular power plant types

In the first stage of the analysis, calculations have been carried out for a classical steam power plant entirely fired with fossil fuel, with water as working medium, hereinafter called "variant I". The power plant analyzed in this paper, schematic of which is presented in Figure 1, encompasses the steam boiler, turbine driving the generator, heat exchanger of condenser type and circulation pump. Afterwards the calculations have been made for a steam-water power plant presented also in Fig. 1 and marked as "variant II", which additionally includes the geothermal heat exchanger and is powered from two sources:

- heating of working medium in lower temperature range with energy from geothermal water stream, and
- evaporation and heating of working medium in higher temperature range – the source of heat is fossil fuel.

In both cases (variant I & II) the Clausius-Rankine cycle is realized with saturated steam.

Above cycles, encompassing thermodynamical processes of the power plant, have been presented in Figure 2. It results from these figures that each of the considered installations consists of two isobars (supply and removal of heat) and two isentropes (expansion and compression). Heat is supplied to the circulation fluid in order to heat it and evaporate during the isobaric process (4-1). Obtained steam is directed to the turbine blades, where it undergoes decompression from pressure p_1 to pressure p_2 (1-2s), as a result of which kinetic energy is converted to mechanical work. Turbine drives the generator producing in such way the electricity. Steam expanded in the turbine is directed to the condenser, where in the course of isobaric process it gives away heat to water cooling the condenser (2s-3), which subsequently removes heat to the surrounding. The condensate is pumped through the circulation pump (3-4) to the boiler, where it again undergoes the evaporation process. In the case of variant II of the power plant the heat from geothermal water is removed in geothermal heat exchanger to the working fluid in order to heat it (4*-4).

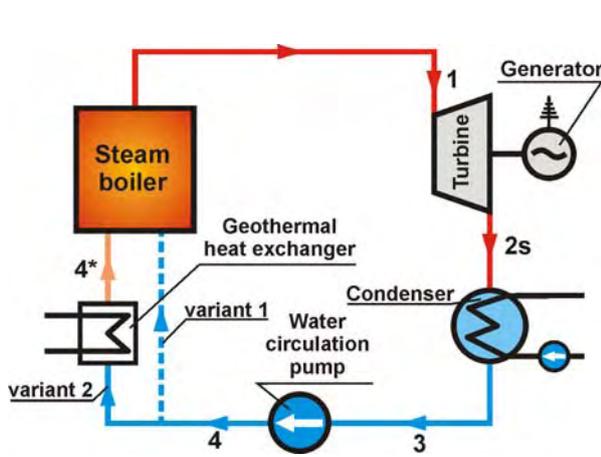


Fig. 1. Diagram of the classical steam power plant powered with fossil fuel and co-powered geothermal energy (variant I & II)

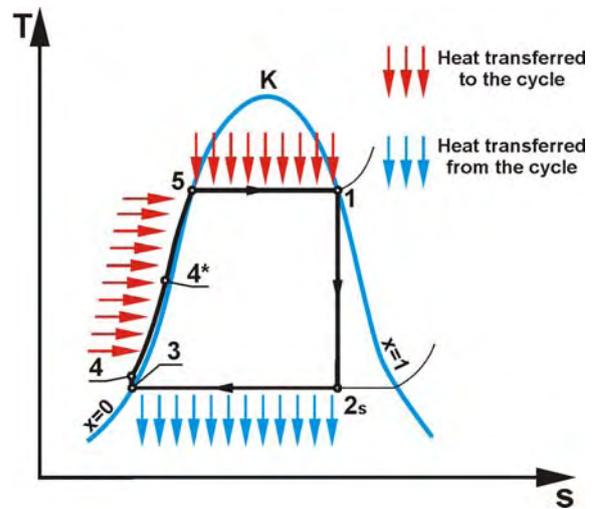


Fig. 2. Thermodynamical processes of the power plant with saturated steam (for variant I & II)

In the calculations for I and II variants of the power plant the following relations have been used:

- power plant energy balance equation:

$$N_{C-R} = \dot{Q}_d - \dot{Q}_w \quad (1)$$

where:

- heat flux carried away from the cycle (in condenser):

$$\dot{Q}_w = \dot{m}_w (h_{2s} - h_3) \quad (2)$$

- heat flux supplied to the cycle from the boiler (variant I):

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

- heat flux supplied to the cycle from the boiler and geothermal energy (variant II):

$$\dot{Q}_d^{II} = \dot{Q}_{dK}^{II} + \dot{Q}_{dgeo}^{II} \quad (4)$$

\dot{Q}_{dK}^{II} - heat flux supplied to the cycle from the boiler used for heating and evaporation of working medium:

$$\dot{Q}_{dK}^{II} = \dot{m}_w (h_1^{II} - h_{4^*}^{II}) \quad (4a)$$

\dot{Q}_{dgeo}^{II} - heat flux used for heating of working medium in the geothermal heat exchanger:

$$\dot{Q}_{dgeo}^{II} = \dot{m}_w (h_{4^*}^{II} - h_3^{II}) = \dot{m}_{geo} c_{pgeo} (T_{geo1} - T_{geo2}) \quad (4b)$$

where $h_{4^*}^{II}$ depends on T_{geo1} .

• classical steam power plant efficiency:

$$\eta_{C-R}^p = \frac{N_{C-R}}{\dot{Q}_d} = 1 - \frac{\dot{Q}_w}{\dot{Q}_d} \quad (5)$$

The calculations for variant I were based on the assumption that the temperature of saturated steam was 220°C at 23,2 bar pressure, corresponding to a pressure of 0.04 bar and steam humidity of $x = 0,728$ at the end of isentropic expansion in the turbine. The working medium flow was assumed at $\dot{m}_w = 1 \text{ kg/s}$.

For variant II, the basic assumptions for water parameters in particular specific points remain the same as in variant I. The calculations have been made for the assumed value of geothermal water temperature $T_{geo1} = 78 \text{ }^\circ\text{C}$. The geothermal heat flux and geothermal water flow required to supply the pre-heater of the power plant can be calculated from formula (4b).

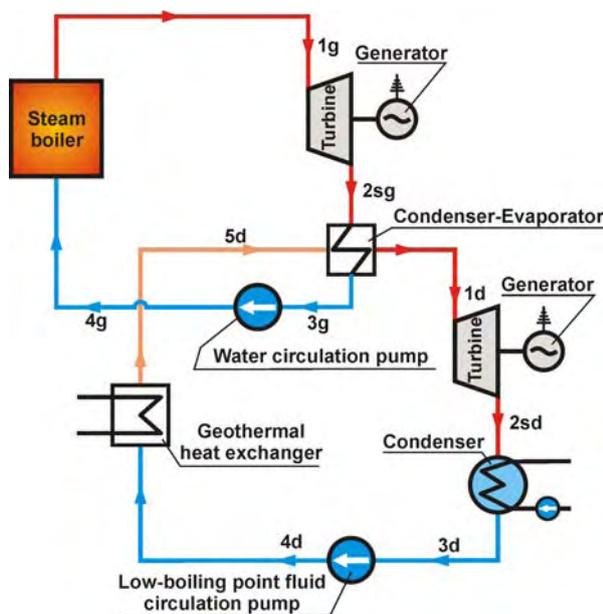


Fig. 3. Diagram of a binary power plant co-powered with fossil fuel and geothermal energy (variant III)

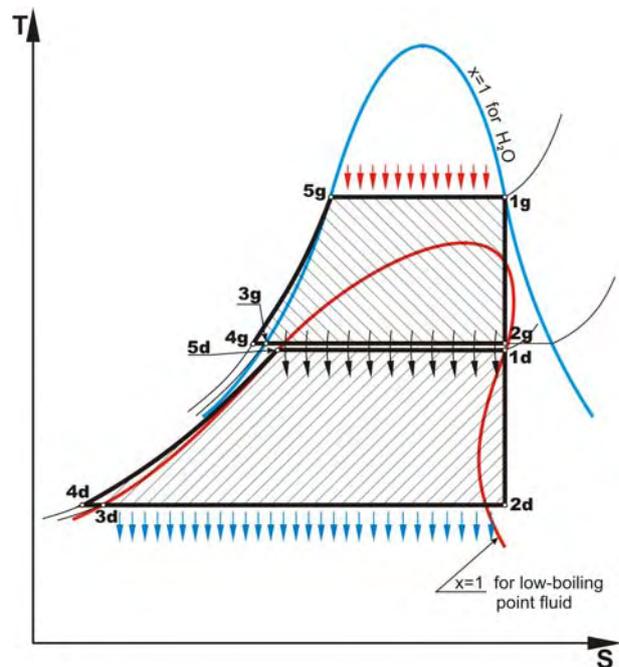


Fig. 4. Thermodynamical processes of the binary power plant with saturated steam (for variant III)

Another, final installation of the power plant, marked variant III, is presented in fig. 3. This power plant consists of an upper cycle, where water is used as working medium, and a lower cycle, where the working medium is one of organic substances. The cycles of binary power plant are coupled by a common heat exchanger of condenser-evaporator type, where heat of condensation of water in the upper cycle is transferred to the cycle featuring the organic fluid to carry out its evaporation. The water cycle is supplied with heat from external heat source (boiler), which serves for heating of water and its evaporation (production of saturated steam). The low-boiling point fluid in the lower cycle, apart from the heat supplied from condensing steam of the upper cycle, is supplied also by

energy from geothermal heat exchanger in order to heat organic fluid from condensation to evaporation temperature [1,2].

The comparison has been carried out at the assumption that both power plants operate at the same conditions of heat supply from the heat source (heating, evaporation) and same condensation temperature of circulation fluid during the process of heat removal to the lower heat source. In both cases, in the binary power plant the C-R cycle is realized. Above cycles, encompassing thermodynamical processes for the upper and lower cycles of the binary power plant, have been presented in Fig. 4. Each of the considered installations consists of two isobars (supply and removal of heat) and two isentropes (expansion and compression).

The mathematical model of the upper cycle of the power plant is described with relations (1,3,5), concerning variant I and using the suitable quantities resulting from Figure 3.

The element linking the upper and lower cycle (according to Fig. 4) is a heat exchanger (evaporator-condenser), whose energy balance can be expressed as follows:

$$\dot{Q}_s^g = \dot{Q}_p^d = \dot{m}_w^g (h_{2s}^g - h_3^g) = \dot{m}_n^d (h_1^d - h_5^d) \quad (6)$$

Using the balance equation for this exchanger one can determine the working medium flow in the lower cycle \dot{m}_n^d as a function of the flow of medium in the upper cycle \dot{m}_w^g :

$$\dot{m}_n^d = \dot{m}_w^g \frac{(h_{2s}^g - h_3^g)}{(h_1^d - h_5^d)} \quad (7)$$

Expressed below are the mathematical relations for the lower cycle, in which organic substance is the working medium:

- the energy balance for the lower cycle of the binary power plant:

$$N_{C-R}^d = \dot{Q}_d^d - \dot{Q}_w^d \quad (8)$$

where:

$$\dot{Q}_d^d = \dot{Q}_p^d + \dot{Q}_{geo}^d \quad (9)$$

\dot{Q}_p^d - heat supplied to the lower cycle in the evaporator-condenser exchanger used for evaporation of the medium,

\dot{Q}_{geo}^d - geothermal energy supplied to the lower cycle, used to heat the organic medium:

$$\dot{Q}_{geo}^d = \dot{m}_n (h_5^d - h_3^d) = \dot{m}_{geo} c_{pgeo} (T_{geo1} - T_{geo2}) \quad (10)$$

- Heat flux carried away from the cycle (condenser of organic medium):

$$\dot{Q}_w^d = \dot{m}_n^g (h_{2s}^d - h_3^d) \quad (11)$$

- Lower cycle efficiency:

$$\eta_{C-R}^d = 1 - \frac{\dot{Q}_w^d}{\dot{Q}_p^d + \dot{Q}_{geo}^d} \quad (12)$$

- The total power of the binary plant was calculated from the energy balance:

$$N_{C-R}^b = N_{C-R}^g + N_{C-R}^d = \dot{Q}_d^g + \dot{Q}_{geo}^d - \dot{Q}_w^d \quad (13)$$

- and the binary plant efficiency from relation:

$$\eta_{C-R}^b = 1 - \frac{\dot{Q}_w^d}{\dot{Q}_d^g + \dot{Q}_{geo}^d + \dot{Q}_{kk}^d} \quad (14)$$

The calculations for the upper cycle of a binary power plant were carried out based on the assumption that the condensation of steam takes place at the temperature $T_{w2} = T_{w3} = 78 \text{ }^\circ\text{C}$. The expansion process in the turbine takes place from the same value of saturated steam temperature as in the primary cycle, and to the same value of steam humidity at the turbine outlet. The working medium flow was assumed at $\dot{m}_w = 1 \text{ kg/s}$.

The lower cycle operates in the following temperature range: upper heat source with a temperature of $T_{5n} = T_{1n} = T_{2w} - \Delta T$, being the condensing steam, and the condensation point of organic medium (butane) $T_{3n} = 29 \text{ }^\circ\text{C}$, which is the water condensation point in the primary cycle. The temperature difference between the condensing steam and the evaporating organic medium was assumed at $\Delta T = 3\text{K}$. The assumptions for geothermal water temperatures were identical as for variant II, i.e. $T_{\text{geol}} = 78^\circ\text{C}$.

3. Results of calculations and theirs analysis

The calculations were carried out for the three variants of the power plant. The results of calculations for variant I are presented in Table 1, and it has to be noted that this variant plays the role of a reference power plant for the other solutions presented in variants II and III. Table 2 contains the results of calculations for variant II of the power plant, and Table 3 presents selected calculation results for variant III.

Table 1. Summary of calculation results for variant I

| t_p^I | p_p^I | t_p^I | p_p^I | \dot{m}_w^I | \dot{Q}_d^I | \dot{Q}_w^I | N_{C-R}^I | η_{C-R}^I |
|------------------|---------|------------------|---------|---------------|---------------|---------------|-------------|----------------|
| $^\circ\text{C}$ | bar | $^\circ\text{C}$ | bar | kg/s | kW | kW | kW | % |
| 220 | 23,2 | 29 | 0,04 | 1,0 | 2679,3 | 1770,9 | 908,4 | 33,90 |

Table 2. Summary of calculation results for variant II

| t_p^{II} | p_p^{II} | t_p^{II} | p_p^{II} | \dot{m}_w^{II} | $t_{4^*}^{II}$ | \dot{Q}_{dGeo}^{II} | \dot{Q}_{dK}^{II} | \dot{Q}_w^{II} | N_{C-R}^{II} | η_{C-R}^{II} |
|------------------|------------|------------------|------------|------------------|------------------|-----------------------|---------------------|------------------|----------------|-------------------|
| $^\circ\text{C}$ | bar | $^\circ\text{C}$ | bar | kg/s | $^\circ\text{C}$ | kW | kW | kW | kW | % |
| 220 | 23,2 | 29 | 0,04 | 1,0 | 78 | 205,2 | 2474,3 | 1770,9 | 908,4 | 33,90 |

Table 3. Summary of calculation results for variant III

| t_p^{III} | t_s^g/t_p^d | t_p^{III} | \dot{m}_w^g | \dot{m}_n^d | \dot{Q}_{dK}^g | $\dot{Q}_{s/p}^{g/d}$ | \dot{Q}_{dGeo}^d | \dot{Q}_w^d | N_{C-R}^g | N_{C-R}^d | N_{C-R}^b | η_{C-R}^b |
|------------------|------------------|------------------|---------------|---------------|------------------|-----------------------|--------------------|---------------|-------------|-------------|-------------|----------------|
| $^\circ\text{C}$ | $^\circ\text{C}$ | $^\circ\text{C}$ | kg/s | kg/s | kW | kW | kW | kW | kW | kW | kW | % |
| 220 | 78/75 | 29 | 1,0 | 6,12 | 2474,3 | 1837,8 | 737,5 | 2274,8 | 637 | 300,5 | 937,5 | 29,19 |

The efficiency of the power plant in variant II is identical as in variant I, whereas the efficiency of the binary plant (variant III) calculated from relation (14) is 29,19 %.

The analysis of these results shows that the additional supply of the power plant with a geothermal water stream with specified temperature allows to obtain higher power values of the power plant, however only after the introduction of binary cycle with low-boiling medium in lower cycle. This

results primarily from the fact that organic media have much lower values of evaporation enthalpy compared to water, which affects the amount of circulating medium in the cycle at the assumed constant value of supplied heat flux. The analysis shows that the use of the binary solution with low-boiling medium in the lower cycle makes it possible to make better use of the low-enthalpy geothermal energy or waste energy compared to a classical power plant with water as a working medium. This is related to the fact that the heating enthalpy of an organic medium is close and sometimes higher than the evaporation enthalpy of that medium (depending on the type of medium and proximity to the critical point).

4. Conclusions

The paper has presented a power plant model with water and organic working media (butane), powered by fossil fuel energy and co-powered with geothermal energy. Power and efficiency calculations for a binary power plant have been performed, and the results have been compared with power and efficiency values obtained for a conventional power plant with water as working medium. The primary assumption for all the variants considered was the maintenance of identical working parameters, i.e. the same temperature of the upper and lower heat source and a constant value of the working medium flux (water) circulating in the cycle.

Based on the calculations performed the following conclusions can be drawn:

- a water power plant co-power with geothermal energy (variant II) allows to obtain identical power values compared to a classical power plant (variant I);
- in case of a binary power plant with organic medium (butane, variant C) and geothermal water temperature of $T_{\text{geo1}} = 83 \text{ }^\circ\text{C}$ a 27 % turbine power increase was achieved;
- the use of organic medium in a binary power plant allows for an increase of low-temperature geothermal/waste energy share in the total energy flux supplied to the plant and for obtaining measurable benefits in the form of higher power of the power plant.

The paper was elaborated within the framework of the project R06 015 01 financed by the Polish Ministry of Science and Higher Education

Literature

- [1] Badr O., Probert S.D., O'Callaghan W.P.: Selecting a working fluid for a Rankine-cycle engine. *Applied Energy* 1985; 21: 1-42.
- [2] 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* 1997; 22 (7): 661-667.
- [3] Chmielniak T.: *Technologie energetyczne*, Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2004.
- [4] Laudyn D., Pawlik M., Strzelczyk F.: *Elektrownie*, WNT, Warszawa, 1997.

ASSESSMENT OF EFFECTIVENESS OF OPERATION OF GEOTHERMAL POWER PLANT WITH EVAPORATORS SUPPLIED IN SERIES

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

*Szczecin University of Technology, Department of Heat Engineering, al. Piastow 17, PL 70-310 Szczecin, Poland,
e-mail: andrzej.stachel@ps.pl*

Key words: geothermal energy, geothermal power plant, geothermal binary power plant

Abstract: Presented in literature results of investigations regard usually assessment of basic design of geothermal power plant consisting of a pre-heater, evaporator, superheater, turbine, driving the electricity generator, condenser and, in accordance to the properties of geothermal water, a geothermal heat exchanger. There is a lack however of analysis regarding installation where actions to improve the effectiveness of operation have been applied. In the paper presented have been results of analysis and assessment of geothermal power plant with evaporators supplied in series. Such type of power station consists of one, two or three cycles operating using low-boiling point fluids. Obtained results form basis for assessment and formulation of final conclusions with respect to suggested solutions of geothermal power plant.

1. Introduction

In the paper authors undertook the problem regarding improvement of effectiveness of operation of geothermal power plant. It stems from the analysis of effectiveness of a basic design of a geothermal power plant where geothermal energy is being utilized to a relatively small extent [1,2,4,5]. That can be related to a relatively high temperature of municipal water after the evaporator or limited possibilities of utilization of regeneration heat in the pre-heater of working fluid. Such situation is present if flowrate of working fluid is too small with respect to flowrate of municipal water. Therefore various actions are undertaken aimed at increasing effectiveness of power plant by improvement of the mentioned above quantities. One of such actions is application of two or more steam cycles, where evaporators are supplied in series by municipal water. As a result we can obtain a greater temperature drop of municipal water [6].

2. Description of power plant designs

In the paper presented have been the results of investigations regarding assessment of operation of geothermal power plant with evaporators supplied in series. Power plant consisting of, depending upon the case, one, two or three cycles operated using low-boiling point fluids. Analysed designs of power plant installation have been first described from the municipal water side, i.e. a side carrying heat in these installations.

In the case of power plant consisting of one cycle, schematic of which is presented in Figure 1, municipal water after leaving the geothermal heat exchanger with correspondingly increased temperature, dependent upon temperature of geothermal water, is directed to the power plant.

Municipal water after reduction of its temperature in evaporator is split into two flowrates. First flowrate, having a value resulting from the continuity of heat capacity, is directed to a counter-current circulation water pre-heater to increase its temperature from condensation temperature to evaporation temperature. Remaining part of municipal water from the evaporator, in order to reduce its temperature, is directed to heat receivers to cover the demand for central heating or technological purposes. Subsequently, both flowrates of municipal water following reduction of their temperature are recombined into one flowrate, which is directed to the geothermal heat exchanger in order to

reduce temperature of geothermal water and removal from there of geothermal heat before pumping back to the bed.

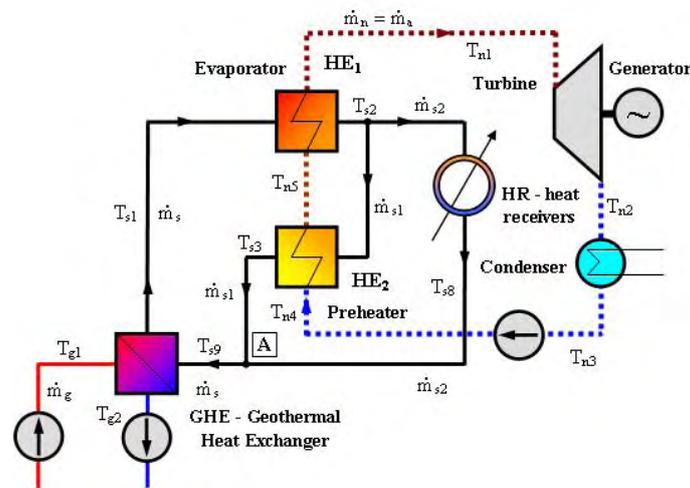


Fig. 1. Schematic of installation of power plant with one steam cycle

In the case of installation of steam power plant with two cycles, operating in accordance to schematic presented in Figure 2 municipal water from geothermal heat exchanger is directed to the evaporator of the first cycle, where it gives away heat to evaporate organic working fluid circulating in that cycle.

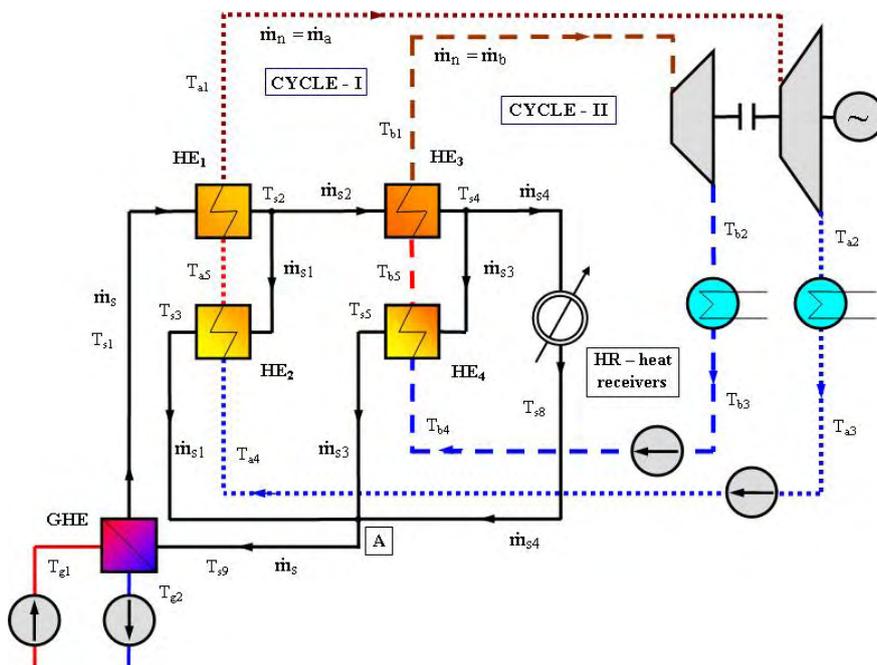


Fig. 2. Schematic of installation of power plant consisting of two cycles

Beyond the evaporator municipal water is split again into two streams. The first flowrate is directed to preheater to heat circulation fluid from condensation temperature to evaporation temperature, which is realized in counter-flow heat exchanger. Remaining part of municipal water flowrate from

the first evaporator is directed to the second cycle, to the another evaporator. Following the removal of heat in that evaporator the flowrate of municipal water after the evaporator splits again into two flowrates, namely first flowrate of municipal water with adequate quantity is directed to the circulation water preheater of the second cycle. On the other hand the second one, following the leave of evaporator of second cycle, is supplied to the heat receivers and reduces its temperature in such a way. Next, flowrates recombine and are supplied to the geothermal heat exchanger. In a similar way operates installation of power plant with three cycles, namely in accordance to schematic preented in Figure 3.

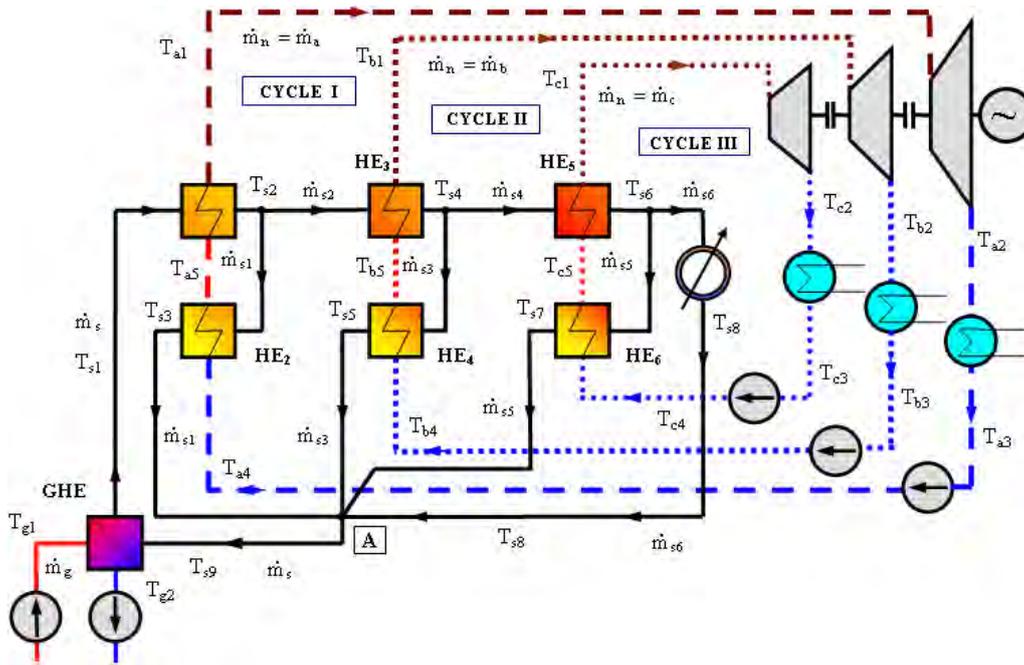


Fig. 3. Schematic of steam power plant installation with three cycles

A common feature of discussed designs of power plant is that in these installations all processes, from the low-boiling point fluid side, are realized in accordance to a reference Clausius-Rankine cycle and encompass: preheater, evaporator, turbine with generator, condenser and circulation pump (Figure 4). Produced in evaporator saturated steam is directed to the steam turbine where isentropic expansion is performed to the pressure in condenser. Next, vapour is directed to the condenser, where following the vapour cooling the condensation takes place. Condensed low-boiling point fluid is now directed by means of a circulation pump to the preheater.

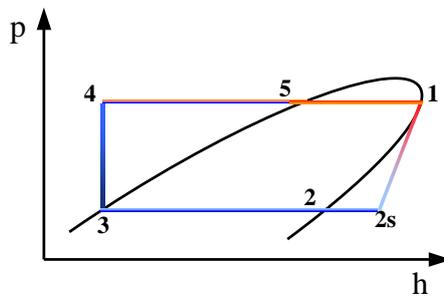


Fig. 4. Cycle of thermodynamical processes for C-R cycle realised in superheater steam region for low-boiling point fluids of first group

In the case of fluids belonging to the first group the Clausius-Rankine cycle presented in Figure 4 consists of the following thermodynamical processes, namely isobaric heat supply, which encompasses heating of fluid (4-5) and liquid evaporation (5-1), isentropic decompression of working fluid vapour in turbine (1-2s), isobaric heat removal during which steam cooling takes place (2s-2) and fluid condensation (2-3) and finally isentropic condensate compression (3-4) [2,5]. If we can assume that all processes in that installations are realized in a reversible manner then we can judge the cycle of processes realized in such a way as in the comparative Clausius-Rankine cycle for saturated steam.

3. Fundamental formulas and methodology of calculations

Basic relations, which have been used in calculations are equations of energy balance for particular heat exchangers, which have been presented in (without explanations) with respect to geothermal installation presented in Figure 1 of a plant with one cycle.

These relations are valid also for heat exchangers of remaining installations, but in these cases at all times whilst using particular relations there ought to be used appropriate quantities, which have been presented in adequate schematics regarding designs of installations of power plant with two or three cycles.

Energy balance equation for the geothermal heat exchanger:

$$\dot{Q}_g = \dot{m}_g c_g (T_{g1} - T_{g2}) = \dot{m}_s c_s (T_{s1} - T_{s9}) \quad (1)$$

Temperature T_{s9} at inlet to geothermal heat exchanger can be determined from energy balance equation for the node „A” basing on the following relation:

$$T_{s9} = \frac{\dot{m}_{s1} T_{s3} + \dot{m}_{s2} T_{s8}}{\dot{m}_s} \quad (2)$$

Energy balance equation for evaporator:

$$\dot{Q}_{par} = \dot{m}_s c_s (T_{s2} - T_{s1}) = \dot{m}_n (h_1 - h_5) \quad (3)$$

from which after transformations a mass flowrate of circulation fluid \dot{m}_n can be determined.

Energy balance equation for the preheater of circulating liquid:

$$\dot{Q}_{pod} = \dot{m}_{s1} c_s (T_{s2} - T_{s3}) = \dot{m}_n c_n (T_{n5} - T_{n4}) = \dot{m}_n (h_5 - h_4) \quad (4)$$

That is a counter-current heat exchange where preheating of circulation liquid takes place from condensation temperature to evaporation temperature assuming that rate of thermal capacity of municipal water $\dot{W}_s = \dot{m}_{s1} c_s$ and rate of thermal capacity of circulation liquid $\dot{W}_n = \dot{m}_n c_n$ are equal, i.e. that $\dot{m}_{s1} c_s = \dot{m}_n c_n$. From the flatter relation there can be determined mass flowrate of municipal water \dot{m}_{s1} .

Energy balance equation for heat receivers (for central heating or technological purposes):

$$\dot{Q}_o = \dot{m}_{s2} c_s (T_{s2} - T_{s8}) \quad (5)$$

where: T_{s8} - assumed temperature of water after the heat receivers.

Efficiency of Clausius-Rankine cycle:

$$\eta_{C-R} = \frac{l_{C-R}}{q_{4-1}} = \frac{h_1 - h_{2s}}{h_1 - h_4} \quad (6)$$

Assuming that the work of compression is very small with respect to decompression work and can be neglected, i.e. that: $l_s = l_{3-4} = h_4 - h_3 \cong 0$, and hence $h_4 = h_3$.

Power of Clausius-Rankine cycle:

$$N_{C-R} = \dot{m}_n l_{C-R} = \dot{m}_n (h_1 - h_{2s}) \quad (7)$$

The starting point for thermal hydraulic calculations of discussed installations is determination of values of evaporation temperatures and condensation of circulation fluid. The value of evaporation temperature depends on temperature of municipal water at inlet to evaporator as well as assumed temperature differences between temperature of municipal water and temperature of evaporation at inlet and outlet from evaporator. On the basis of evaporation temperature determined is a corresponding value of saturation pressure for considered fluid. Value of the second temperature, i.e. condensation temperature is determined on the basis of temperature of cooling liquid flowing to the condenser and on the basis of assumed temperature differences between condensation temperature and temperature of fluid cooling the condenser at inlet and outlet. On the basis of condensation temperature determined is corresponding value of saturation pressure for a considered circulation fluid.

Calorific parameters of state for particular nodes of Clausius-Rankine cycle have been determined using the REFPROP software where the following procedure had been adopted [3,6]:

- in state 1, the specific enthalpy h_1 and specific entropy s_1 are determined for evaporation pressure and quality of saturated steam $x = 1$,
- for state 2s, the specific enthalpy h_{2s} is determined based on s_1 and condensation pressure, considering isentropic expansion 1-2s, from which the equality $s_{2s} = s_1$,
- specific enthalpy h_{2s} , is determined from corresponding condensation pressure,
- for state 2, the specific enthalpy h_2 is determined based on condensation pressure of saturated steam with quality $x = 1$,
- for state 3, the value of specific enthalpy h_3 is determined based on the condensation pressure for liquid at saturation condition for quality $x = 0$,
- for state 5, the value of specific enthalpy h_5 is determined based on the evaporation pressure for liquid at saturation condition for quality $x = 0$.

4. Results of calculations

Results of calculations for particular cases have been presented in respective tables (tables 1 - 4). These results were the basis for conducting analysis and drawing final conclusions.

Table 1. Tabulation of results of calculations for a power plant with one cycle for the fluid I80 P20 (Cycle I)

| \dot{V}_g m^3/h | T_{g1} $^{\circ}C$ | T_{s1} $^{\circ}C$ | T_{s2} $^{\circ}C$ | T_{s3} $^{\circ}C$ | \dot{m}_a kg/s | \dot{m}_s kg/s | \dot{m}_{s1} kg/s | \dot{m}_{s2} kg/s | η_{CR} % | N_{CR} kW |
|------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|-----------------------|-----------------------|--------------------------|--------------------------|------------------|------------------|
| 50 | 100 | 98 | 88 | 35 | 2,33 | 13,60 | 1,53 | 12,08 | 13,36 | 76,13 |
| | 110 | 108 | 98 | 35 | 2,58 | 13,60 | 1,72 | 11,88 | 15,02 | 85,60 |
| | 120 | 118 | 108 | 35 | 2,95 | 13,60 | 2,02 | 11,58 | 16,48 | 93,93 |
| | 130 | 128 | 118 | 35 | 3,62 | 13,60 | 2,58 | 11,03 | 17,73 | 101,05 |
| | 140 | 138 | 128 | 35 | 5,60 | 13,60 | 4,22 | 9,38 | 18,68 | 106,47 |
| 100 | 100 | 98 | 88 | 35 | 4,67 | 27,21 | 3,05 | 24,15 | 13,36 | 152,25 |
| | 110 | 108 | 98 | 35 | 5,16 | 27,21 | 3,45 | 23,76 | 15,02 | 171,19 |
| | 120 | 118 | 108 | 35 | 5,90 | 27,21 | 4,05 | 23,16 | 16,48 | 187,85 |
| | 130 | 128 | 118 | 35 | 7,24 | 27,21 | 5,15 | 22,06 | 17,73 | 202,10 |
| | 140 | 138 | 128 | 35 | 11,20 | 27,21 | 8,45 | 18,76 | 18,68 | 212,95 |

Table 2. Tabulation of results of calculations for a power plant with two cycles for the fluid R600a (Cycle II)

| \dot{V}_g | T_{g1} | T_{s2} | T_{s4} | T_{s5} | \dot{m}_b | \dot{m}_s | \dot{m}_{s3} | \dot{m}_{s4} | η_{CR} | N_{CR} |
|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|----------------|----------------|-------------|----------|
| m^3/h | $^{\circ}C$ | $^{\circ}C$ | $^{\circ}C$ | $^{\circ}C$ | kg/s | kg/s | kg/s | kg/s | % | kW |
| 50 | 100 | 88 | 78 | 35 | 1,91 | 13,60 | 1,21 | 10,87 | 11,00 | 55,66 |
| | 110 | 98 | 88 | 35 | 2,02 | 13,60 | 1,30 | 10,58 | 12,80 | 63,70 |
| | 120 | 108 | 98 | 35 | 2,14 | 13,60 | 1,40 | 10,18 | 14,38 | 69,77 |
| | 130 | 118 | 108 | 35 | 2,27 | 13,60 | 1,52 | 9,51 | 15,78 | 72,93 |
| | 140 | 128 | 118 | 35 | 2,25 | 13,60 | 1,54 | 7,84 | 16,99 | 66,79 |
| 100 | 100 | 88 | 78 | 35 | 3,83 | 27,21 | 2,42 | 21,73 | 11,00 | 111,33 |
| | 110 | 98 | 88 | 35 | 4,03 | 27,21 | 2,59 | 21,17 | 12,80 | 127,40 |
| | 120 | 108 | 98 | 35 | 4,28 | 27,21 | 2,80 | 20,36 | 14,38 | 139,53 |
| | 130 | 118 | 108 | 35 | 4,54 | 27,21 | 3,04 | 19,02 | 15,78 | 145,86 |
| | 140 | 128 | 118 | 35 | 4,49 | 27,21 | 3,08 | 15,68 | 16,99 | 133,58 |

Table 3. Tabulation of results of calculations for a power plant with three cycles for the R245fa (Cycle III)

| \dot{V}_g | T_{g1} | T_{s4} | T_{s6} | T_{s7} | \dot{m}_c | \dot{m}_s | \dot{m}_{s5} | \dot{m}_{s6} | η_{CR} | N_{CR} |
|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|----------------|----------------|-------------|----------|
| m^3/h | $^{\circ}C$ | $^{\circ}C$ | $^{\circ}C$ | $^{\circ}C$ | kg/s | kg/s | kg/s | kg/s | % | kW |
| 50 | 100 | 78 | 68 | 35 | 2,74 | 13,60 | 0,91 | 9,96 | 8,89 | 40,48 |
| | 110 | 88 | 78 | 35 | 2,79 | 13,60 | 0,94 | 9,65 | 10,93 | 48,46 |
| | 120 | 98 | 88 | 35 | 2,83 | 13,60 | 0,96 | 9,22 | 12,73 | 54,27 |
| | 130 | 108 | 98 | 35 | 2,80 | 13,60 | 0,96 | 8,55 | 14,32 | 57,07 |
| | 140 | 118 | 108 | 35 | 2,48 | 13,60 | 0,86 | 6,97 | 15,74 | 51,70 |
| 100 | 100 | 78 | 68 | 35 | 5,48 | 27,21 | 1,82 | 19,91 | 8,89 | 80,95 |
| | 110 | 88 | 78 | 35 | 5,58 | 27,21 | 1,88 | 19,29 | 10,93 | 96,91 |
| | 120 | 98 | 88 | 35 | 5,66 | 27,21 | 1,92 | 18,44 | 12,73 | 108,55 |
| | 130 | 108 | 98 | 35 | 5,61 | 27,21 | 1,93 | 17,09 | 14,32 | 114,13 |
| | 140 | 118 | 108 | 35 | 4,96 | 27,21 | 1,73 | 13,95 | 15,74 | 103,41 |

Table 4. Tabulation of results of calculations for a power plant with three cycles

| V_g | T_{g1} | Cycle I i II i III | | | | | | Cycle I | | Cycle I i II | | Cycle I i II i III | | |
|---------|-------------|--------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|---------|--------|--------------|--------|--------------------|--------|---------|
| | | Cycle I i II | | | | | | HR | GHE | HR | GHE | HR | GHE | |
| | | Cycle I | | HE ₃ | HE ₄ | HE ₅ | HE ₆ | | | | | | | |
| | | HE ₁ | HE ₂ | | | | | kW | kW | kW | kW | | | |
| m^3/h | $^{\circ}C$ | kW | kW | kW | kW | kW | kW | kW | kW | kW | kW | kW | kW | |
| | 50 | 100 | 569,8 | 339,8 | 506,2 | 218,0 | 455,5 | 125,8 | 2429,5 | 3335,4 | 1730,7 | 3360,8 | 1168,5 | 3379,8 |
| | | 110 | 569,8 | 454,0 | 497,8 | 288,7 | 443,3 | 169,4 | 2887,1 | 3910,9 | 2127,8 | 3938,2 | 1536,5 | 3956,2 |
| | | 120 | 569,8 | 617,9 | 485,2 | 369,6 | 426,5 | 213,2 | 3299,4 | 4487,1 | 2473,9 | 4516,4 | 1854,3 | 4536,5 |
| | | 130 | 569,8 | 897,2 | 462,2 | 464,9 | 398,5 | 253,4 | 3604,8 | 5066,9 | 2709,6 | 5098,8 | 2077,8 | 5118,9 |
| | 140 | 569,8 | 1644,4 | 393,0 | 535,6 | 328,5 | 263,0 | 3458,6 | 5672,8 | 2562,3 | 5705,1 | 1985,9 | 5724,8 | |
| 100 | 100 | 1140,1 | 677,3 | 1011,9 | 436,0 | 910,5 | 251,7 | 4857,0 | 6678,2 | 3459,9 | 6728,8 | 2335,8 | 6767,0 | |
| | | 110 | 1140,1 | 910,7 | 995,5 | 575,2 | 887,0 | 335,1 | 5774,2 | 7825,0 | 4257,7 | 7879,2 | 3071,4 | 7921,5 |
| | | 120 | 1140,1 | 1238,8 | 970,4 | 739,1 | 853,1 | 426,4 | 6598,7 | 8977,6 | 4947,9 | 9036,3 | 3708,7 | 9076,5 |
| | | 130 | 1140,1 | 1791,0 | 924,3 | 929,8 | 796,9 | 509,5 | 7209,6 | 10140,8 | 5419,2 | 10204,5 | 4153,2 | 10244,9 |
| | | 140 | 1140,1 | 3292,7 | 786,0 | 1071,1 | 657,0 | 529,2 | 6917,2 | 11350,0 | 5124,5 | 11414,5 | 3974,6 | 11450,8 |

HR – heat receivers; GHE – geothermal heat exchanger

5. Conclusions

Effectiveness of operation of power plant operating according to the Clausius-Rankine cycle is primarily influenced by its efficiency and power.

- if Clausius-Rankine cycle is realised in a specified range of evaporation and condensation temperatures then the influence of a kind of used working fluid has a limited influence on its efficiency.
- a much more significant influence can be seen if power of Clausius-Rankine cycle is considered. That is related to the fact that at the same heat flux supplied to the evaporator and at the same temperature field of heat carrier supplying heat to evaporator (for example municipal water) the kind of used fluid influences the extent of latent heat of evaporation and flowrate of circulating working fluid. That stems from the energy balance equation for evaporator (relation 3). Then, at the same efficiency the extent of power is adequately greater (relation 7).

In the case of a multi-cycle power plant with a serial connection of evaporators the selection of circulation fluids in particular cycles has also an important influence on the extent of power in particular cycles and a total power of power plant.

The work has been completed in the frame of the project 4T10B 026 25 financed by the Polish Ministry of Science and Higher Education.

Bibliography:

- [1] Boyarski M.Yu., Nikolski A.I., Sapozhnikov M.B., Shipkov A.A.: Comparative performance of working fluids in low-temperature vapour-turbine cycle. CD Proceedings of International Geothermal Workshop, Sochi, Russia 2003.
- [2] Angelino G., Colonna di Paliano P.: Organic Rankine Cycles (ORCs) for molten carbonate fuel cells. 35th Intersociety Energy Conversion Engineering, Las Vegas, Nevada, 24-28 July 2000.
- [3] National Institute of Standards and Technology, 2002. Standard Reference Database 23, Reference Fluid Thermodynamic and Transport Properties - Refprop 7.0, US.
- [4] Badr O., Probert S.D., O'Callaghan W.P.: Selecting a working fluid for a Rankine-cycle engine. Applied Energy 1985; 21: 1-42.
- [5] Liu B.T., Chien K.H., Wang C.C.: Effect of working fluids on organic Rankine cycle for waste heat recovery. Energy 2004; 29: 1207-1217.
- [6] Nowak W., Stachel A.A., Borsukiewicz-Gozdur A.: Assessment of effectiveness of operation of geothermal power plant with evaporators supplied in series and external supply of heat. XV Scientific Conference Aplikacia Experimentálnych a Numerických Metod v Mechanike Tekutin, Strečno, 26-28.04.2006, Slovakia.

SMALL GEOTHERMIC HEAT AND POWER STATION WITH POWER PLANTS ON ORGANIC FLUID

W. Nowak, M. Wos

Szczecin University of Technology, Chair of Heat Engineering

Key words: geothermic heat and power station, power plant on the organic fluid

Abstract: The results of the calculations of heat-flow heats and power stations were introduced in the work geothermic with one circulation, with two circulations and with three circulations. They are reinforced network water heated up in the geothermic heat exchanger to temperatures 100°C and stream. In this solution the temperature of water force to the geothermic hest exchanger changes and amount out suitably 39,35 °C (one circulation), 49,83 °C (two circulations), 58,91 °C (three circulations). He results that the solution of heat and power station is the most profitable variant with three circulations from the analysis of the received results of calculations. He keeps the highest power of the circulation C.R. from three considered variants.

1. The introduction

Among the supplies of renewable energy in the Poland beyond energy: the sun, wind, the biomass and the energy of the fall of waters. He has the significant part energy accumulated in the interior of the ground, so-called geothermic energy and geothermal energy. Possible geothermic energy is to logging on the area of the whole country [8]. To be used for heating. In the smaller degree to the production of electric energy. At present in the Poland exploited there are six heating geothermal plants. One heating plant is in the building and several more far he is provided for to the realization in the closest time [7]. The subject matter of utilization of energy geothermal to heating is described in the literature suitably. These concerns in also questions connected with the possibilities of utilization of the energy geothermal to the production of electric energy. Investigations are led the having on the aim settlement of the efficiency of utilization of energy geothermal to power supply heat and power station in this last case. Considerably larger possibilities of the logging of geothermic energy exist the Poland than geothermal energy [1,3,4]. The possibilities of the logging and utilization of geothermic energy relate to depths 2.000-5.000 m. Energy on these depths to be maybe used to heating. However geothermic energy gain over from the depth 3.000-5.000 to be m maybe used also to the production of energy electric [6]. The lack is suitable knowledge about the principles of calculation and projecting the systems of the logging of geothermic energy. And utilization to power supply heat and power station. Representing the results of the calculations of geothermic heat and power station working with utilization of organic one-current and two-current and triple-current power plant, authors are go to replenish above mentioned lacks. The principle of the working will be described the exchanged installations of steam power plants in the work higher. The study of the heat-flow profile one of the hole perpendicular exchanger of geothermic energy is the point of the exit of these calculations [2,5,7]. Worked out analytic computational models will be used earlier. The heat-flow profile of the perpendicular geothermic exchanger of the logging of energy will be worked out and introduced.

2. The description of the installation

Network water from the geothermic heat exchanger is steered to steam power plant in the case of steam power plant with one circulation whose pattern is introduced on Fig.2.1. Network water after lowering the temperature in evaporator divides on two streams. First the stream about the size results from the condition of the equality of streams the warm capacity, he is steered to the counter-current hest exchanger of the current liquid in the aim of the rise of her temperature from the temperature of liquidating to the temperature of evaporation. The remaining part network water from evaporator in the aim of the lowering of the temperature is steered to the receiver sets of

warmth on the cells of the central heating or on technological aims. Both join the streams of network water in one stream which is steered to the geothermic exchanger.

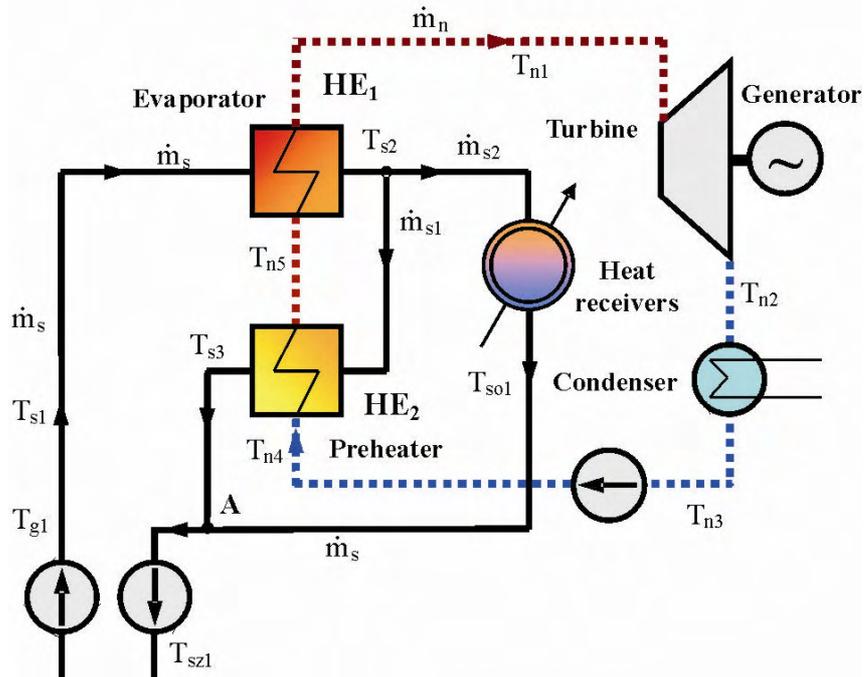


Fig. 2.1 The scheme of one-current geothermic power plant without overheating the steam of the low-boiling point fluid R227ea

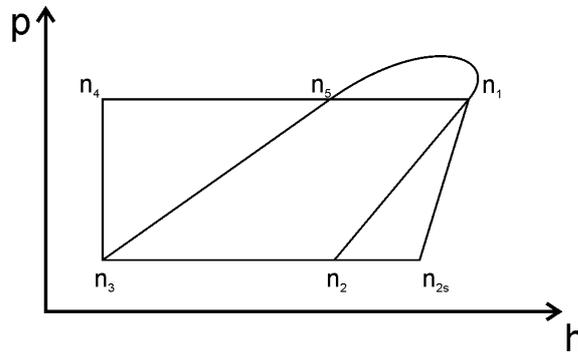


Fig. 2.2 The cycle of thermodynamical alternatively for the circulation C-R for fluid R227ea, RC318, R600a

Network water after abandonment of the geothermic exchanger is steered to first evaporator of the factor of the low-boiling circulation in case of steam power plant with two circulations whose pattern is introduced on Fig.2.3. Network water after lowering the temperature in evaporator divides on two streams. First stream about size resulting from the equality of the streams of thermal capacities is steered to the counter-current heat exchanger of the current liquid in circulation first in the aim of the rise of her temperature from the temperature of liquidating to the temperature of evaporation. The remaining part of network water from first evaporator is steered to the evaporator of circulation second. Network water becomes again for evaporator distributed on two streams. First the stream is steered to the heater in circulation second in the aim of heating up the liquid of the current factor from the temperature of liquidating to the temperature of evaporation, what he is realized in the counter-current heat exchanger. The remaining part network water from the evaporator of circulation second in the aim of the lowering of her temperature is steered to the receiver sets of warmth, on the cells of the central heating or on technological aims. Exchanged

the calculations of utilization of the equation of the balance of the energy of devices stepping out in considered in the work heats and power stations.

3.1 The results of calculations for power plant with one circulation

Sizes counted for the factor current R227ea the size the characterizing the work of heat and power station with one circulation hugging values of enthalpy and temperatures and were taken down in two passed lower tables 3.1 and 3.2

Table 3.1 The value of enthalpy and temperature for the factor R227ea

| m_s | T_{s4} | T_{a1} | T_{skr} | h_1 | h_2 | h_{2s} | h_3 | h_5 |
|-------|----------|----------|-----------|--------|--------|----------|--------|--------|
| kg/s | °C | °C | °C | KJ/kg | KJ/kg | KJ/kg | KJ/kg | KJ/kg |
| 15,98 | 37 | 85 | 32 | 368,66 | 344,14 | 347,51 | 236,85 | 307,49 |

Table 3.2 The results of calculations for the fluid R227ea

| r_a | Q_{HE1} | Q_{HE2} | Q_{co1} | Q_{geo1} | Q_{skr1} | m_a | ΔT_{apod} | Δh_{apod} | m_{s1} | m_{s2} | η_{C-R} | N_{C-R} |
|-------|-----------|-----------|-----------|------------|------------|-------|-------------------|-------------------|----------|----------|--------------|-----------|
| KJ/kg | kW | kW | kW | kW | kW | kg/s | °C | KJ/kg | °C | kg/s | % | kW |
| 61,17 | 662 | 773 | 2619 | 4061 | 1212 | 10,95 | 53 | 70,64 | 3,48 | 12,5 | 16,05 | 107,44 |

3.2 The results of calculations for power plant with two circulations

The size characterizing the work of heat and power station with two circulations hugging values the enthalpy and temperatures and the size counts for the organic R227ea of circulation first the fluid were taken down stay in tables 3.1 and 3.2. However the value of the enthalpy of temperatures and sizes counted for the fluid of organic circulation second were also introduced stay in passed lower tables 3.3 and 3.4.

Table 3.3 The value of enthalpy and temperature for the factor RC318

| m_{s2} | T_{b1} | T_{s3} | T_{s4} | T_{s5} | h_1 | h_2 | h_{2s} | h_3 | h_5 |
|----------|----------|----------|----------|----------|-------|--------|----------|--------|--------|
| kg/s | °C | °C | °C | °C | KJ/kg | KJ/kg | KJ/kg | KJ/kg | KJ/kg |
| 12,50 | 75 | 90 | 80 | 37 | 362,4 | 335,99 | 339,08 | 234,98 | 286,56 |

Table 3.4 The results of calculations for the fluid RC318

| r_b | Q_{HE3} | Q_{HE4} | Q_{co2} | Q_{geo2} | Q_{skr2} | m_b | ΔT_{bod} | Δh_{bod} | m_{s3} | m_{s4} | η_{C-R} | N_{C-R} |
|-------|-----------|-----------|-----------|------------|------------|-------|------------------|------------------|----------|----------|--------------|-----------|
| KJ/kg | kW | kW | kW | kW | kW | kg/s | °C | KJ/kg | °C | kg/s | % | kW |
| 75,84 | 524 | 357 | 1763 | 3359 | 719,3 | 6,91 | 43 | 51,58 | 1,98 | 10,52 | 18,3 | 95,84 |

3.3 The results of calculations for power plant with three circulations

Sizes characterizing considered heat and power station with three circulations the hugging sizes of enthalpy and temperatures and sizes counted for the fluid of organic circulation first were taken down stay in tables 3.1 and 3.2 passed higher.

Sizes characterizing circulation second relating organic RC318 the fluid were taken down stay in tables 3.3 and 3.4. Remaining sizes characterizes the work of heat and power station from hugging sizes characterizing circulation third three circulations were taken down stay in tables 3.5 and 3.6 passed lower.

Table 3.5 The value of enthalpy and temperature for the factor R600a

| m_{s4} | T_{s4} | T_{s5} | T_{s6} | T_{s7} | T_{c1} | T_{skr} | h_1 | h_2 | h_{2s} | h_3 | h_5 |
|----------|----------|----------|----------|----------|----------|-----------|--------|--------|----------|--------|--------|
| kg/s | °C | °C | °C | °C | °C | °C | KJ/kg | KJ/kg | KJ/kg | KJ/kg | KJ/kg |
| 10,52 | 80 | 70 | 37 | 37 | 65 | 32 | 640,35 | 597,86 | 600,95 | 276,79 | 363,36 |

Table 3.6 The results of calculations for the fluid R600a

| r_c | Q_{HE5} | Q_{HE6} | Q_{co3} | Q_{geo3} | Q_{skr3} | m_c | ΔT_{cpod} | Δh_{apod} | m_{s5} | m_{s6} | η_{C-R} | N_{C-R} |
|--------|-----------|-----------|-----------|------------|------------|-------|-------------------|-------------------|----------|----------|--------------|-----------|
| KJ/kg | kW | kW | kW | kW | kW | kg/s | °C | KJ/kg | °C | kg/s | % | kW |
| 276,99 | 441 | 137 | 1197,3 | 2751 | 515,4 | 1,59 | 33 | 86,57 | 0,996 | 9,52 | 10,84 | 47,78 |

3.4 The final composition of more important sizes characterizing circulations

Table 3.7 The composition of the final results of calculations on considered heats and power stations with one, with two and with three circulations

| LP | HEAT AND POWER STATION | N_{C-R} kW | Q_{co} kW | Q_{geo} kW | Q_{skr} kW |
|----|------------------------|-----------------|----------------|-----------------|-----------------|
| 1 | WITH ONE CIRCULATION | 107,44 | 2619 | 4061 | 1212 |
| 2 | WITH TWO CIRCULATION | 203,28 | 1763 | 3359 | 1931,3 |
| 3 | WITH THREE CIRCULATION | 251,06 | 1197,3 | 2751 | 2446,7 |

4. Conclusions

Using above mentioned given and passed in the literature computational examples were executed become heat-flow calculations for the considered in the work solutions of steam power plants. The received results of calculations were taken down in suitable passed higher tables. Passed in the point 4 results of heat-flow calculations were the basis to formulate lower passed final conclusions: the growth of the quantity of circulations in heat and power station influences the efficiency of the work of heat and power station

- for the given temperature of network water on tributary to power plant and for the definite stream of the mass of network water profitably;
- the quantity of circulations is connected in the temperature of network water on the outflow from the geothermic exchanger closely;
- one can get the improvement of the efficiency of the work of heat and power station in the result of the use of the heat- aggregate enabling both the rise of the temperature of network water on the tributary to heat and power station or also by maintenance of the suitable temperature of network water on the tributary in the case of enlargement of the stream of the mass of circulating network water between exchanger and heat and power station.

5. The literature

- [1] Kępińska B.: Geothermal energy applications in Poland, 2004 – 2005, IGA Newsletter, January – February 2005.
- [2] Kujawa T., Nowak W., Stachel A.A.: Utilization of existing deep geological wells for acquisitions of geothermal energy, Energy 31 (2006), pp. 650 – 664.
- [3] Kurowska E.: Analysing reservoir properties of the liassic sedimentary layer in Poland, Geothermal Training Programme, The United Nations University, Reports 2000, Number 11.
- [4] Małolepszy Z.: Informations from Author, 2003
- [5] Nowak W.: Analytical calculation model of underground closed geothermal heat exchanger, Proceedings of 10th Int. Conf. Heat Transfers and Renewable Sources of Energy, HTRSE-2004, Szczecin-Miedzyzdroje 2004, pp. 227-240
- [6] Nowak W., Kaczmarek R.: Utilisation of geothermal energy for supplying CHPs, Proceedings of 11th Int. Conf. Heat Transfers and Renewable Sources of Energy, HTRSE-2006, Szczecin-Miedzyzdroje 2006, pp. 187-198
- [7] Nowak W., Sobański R., Kabat M., Kujawa T.: Systems of acquisition and utilisation of geothermal energy, Szczecin University of Technology Publishers, Szczecin 2000, (in Polish)
- [8] Sokołowski J.: Geosynoptical atlas of Poland, Wyd. CPPGSMiE PAN, Kraków 1992

Wasserstoff und Brennstoffzelle für den Einsatz in einem Wasserstoff-Hybridmobil

Maik Orth, Dr. Gerhard Buttkewitz

Durch den Einsatz eines Wasserstoff-Brennstoffzellensystems parallel zu einem Batteriesystem ist eine Erhöhung der Reichweite bei erträglicher Zuladung möglich. Dieses ergibt sich durch die wesentlich höhere gravimetrische Energiedichte des Wasserstoff-Brennstoffzellensystems gegenüber einem Batteriesystem.

Das Projekt wurde durch das Innovations- und Bildungszentrums Hohen Luckow e.V. in Kooperation mit der Wasserstofftechnologie-Initiative MV als Pilotprojekt „Wasserstoff-Hybridmobil“ umgesetzt. Unterstützt wurde die Realisierung der Lösung aus Mitteln des Landes Mecklenburg Vorpommern zur Umsetzung des Klimaschutzkonzeptes.

Mit diesem Projekt sollte eine verallgemeinbare Beispiellösung zum Einsatz der Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie geschaffen werden, die die Nutzer an alternative Antriebskonzepte mit nachhaltig verbesserter Öko- und Klimabilanz heranführt. Das Wasserstoff-Hybridmobil soll als Pilotlösung öffentlichkeitswirksam in umweltsensiblen, touristischen Gebieten zur Anwendung kommen und im weiteren Verlauf als Plattform für die zukünftige Weiterentwicklung und Umsetzung der Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie in Fahrzeugkonzepten (E-Mobile, Schifffahrt oder Bahnen) dienen.

Auf der Basis eines preiswerten, straßentauglichen E-Mobils als Grundkonfiguration bestand im Rahmen der Umrüstung des Fahrzeuges auf den Betrieb mit Brennstoffzellen folgende Aufgabenstellung:

- Anwendung von Druckbehältern zur Wasserstoffspeicherung mit flexibler Ein- und Ausbaumöglichkeit
- Mechanische Integration des Brennstoffzellenmoduls inklusive der Steuerung- und Lüftungsanlagen
- elektrotechnische Integration des Brennstoffzellenmoduls inklusive der Steuerung und Lüftungsanlagen
- Einbindung der bereitgestellten Elektroenergie durch das Brennstoffzellenmodul in das Batteriespeichersystem des E-Mobils
- Einbindung der Brennstoffzellensteuerung in die Fahrzeugsteuerung des E-Mobils
- Installation der brennstoffzellenspezifischen und Sicherheitseinrichtungen

Systembeschreibung

Die Integration des Brennstoffzellensystems in das Elektrofahrzeug (Abbildung 1) erfolgte entsprechend des in Abbildung 2 dargestellten Funktionsschemas. Eine Übersicht über die technischen Daten zum E-Mobil sowie der verwendeten Baugruppen zeigt die Tabelle 1.



Abbildung 1: Als Grundkonfiguration genutztes E-Mobil

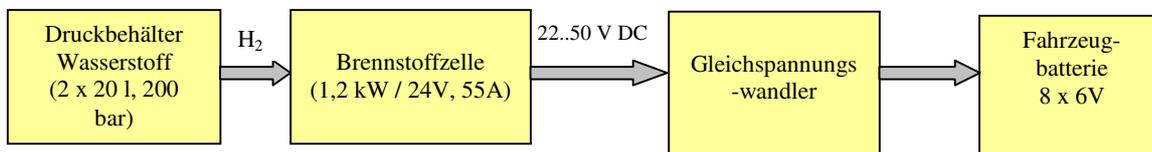
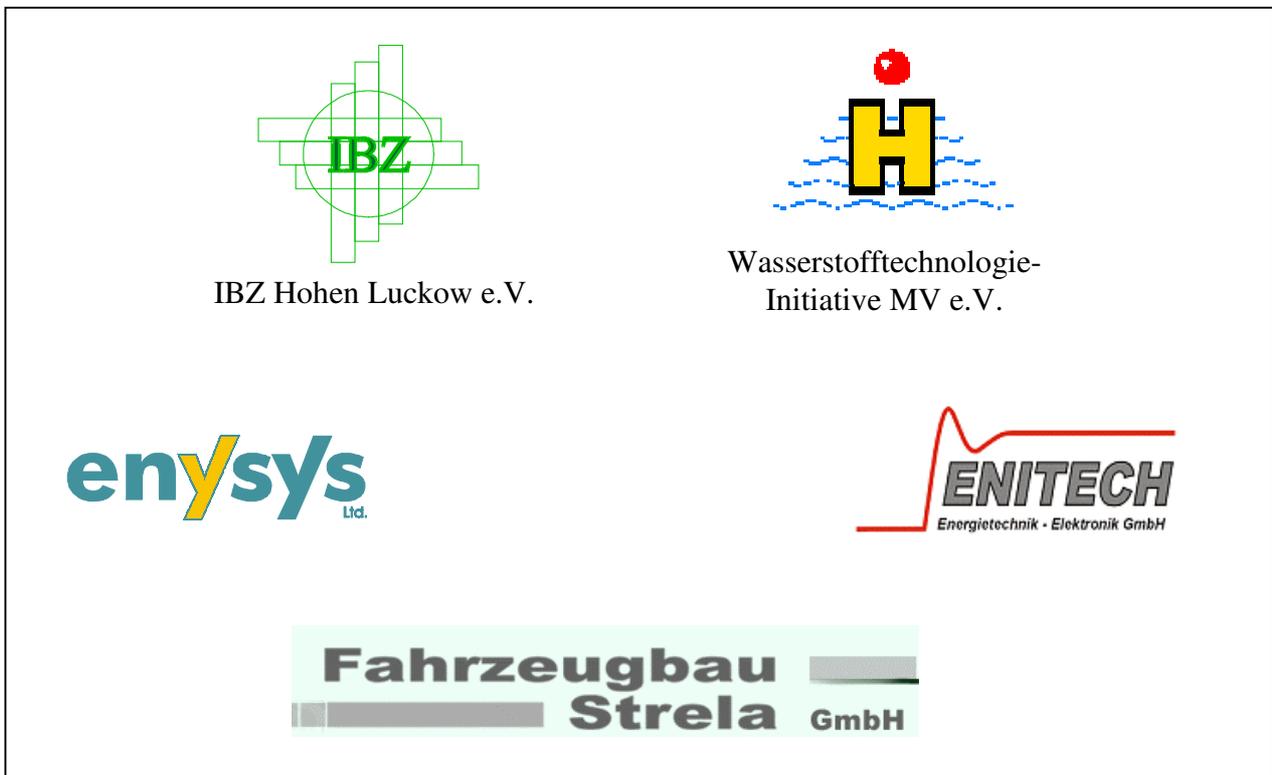


Abbildung 2: Funktionsschema der Integration des Brennstoffzellensystems

Tabelle 1: Technische Daten des Fahrzeugs und des installierten Brennstoffzellensystems

| E- Mobil | |
|--|-----------------------------------|
| Anzahl Plätze | 4 |
| Antriebsleistung | 4 kW |
| Batterien | 8 x 6V |
| Abmessungen | 2940x1400x1730mm |
| Gewicht (Netto) | 680 kg |
| Reichweite | 80 km |
| Max. Geschwindigkeit | 40 km/h |
| Brennstoffzelle- Wasserstoff- Modul | |
| H₂-Speicher | |
| Leergewicht | 30kg |
| Druckstufe | 200 bar |
| Wasserstoffinhalt | 2 x 20 l bzw. 7,2 Nm ³ |
| BZ- Modul | |
| Typ | „NEXA“ |
| Modulleistung | 1,2 kW (24V, 55A) |
| Reichweite mit BZ-Modul | 80km + ca. 40km |

Das Projekt wurde realisiert durch folgende Partner:



Autoren:

Maik Orth
IBZ Hohen Luckow
Bützower Straße 1a
18239 Hohen Luckow

Tel. 038295 / 74101
Fax: 038295 / 74143
Email: ibz@ibz-hl.de
Internet: www.ibz-hl.de

Dr. Gerhard Buttkewitz
Wasserstofftechnologie-Initiative MV e.V.
Email: info@wti-mv.de
Internet: www.wti-mv.de

Gekoppelte Systeme aus Festoxid- und Polymerelektrolyt-Brennstoffzellen – Konzeptionen für den Einsatz im Schwerlastverkehr

Sebastian Reuber, Mareike Schneider

Fraunhofer IVI, Zeunerstrasse 38, D-01609 Dresden, Sebastian.Reuber@ivi.fraunhofer.de

Schlüsselwörter: SOFC, PEFC, Schwerlastverkehr, Antriebsaggregat

Zusammenfassung: Für schwere Fahrzeuge sind die Anforderungen an ein brennstoffzellenbasiertes Antriebsaggregat hinsichtlich Leistungsdichte, Effizienz und Zuverlässigkeit deutlich höher als für einen Pkw-Antrieb. Diese Ansprüche werden gegenwärtig von keiner verfügbaren Brennstoffzellentechnologie zufrieden stellend erfüllt. Eine mögliche Lösung eröffnet hingegen die Kopplung von Hochtemperatur (SOFC¹) und Niedertemperaturbrennstoffzellen (PEFC²). Ein seriell kombiniertes Brennstoffzellensystem besteht aus einer kohlenmonoxidverträglichen SOFC und einer nachgeschalteten PEFC, welche den verbleibenden Wasserstoff im Anodenabgas nutzt. Abhängig vom Temperaturniveau (CO-Verträglichkeit) der verwendeten PEFC Technologie werden mehrere Shift-Reaktoren zwischengeschaltet, welche den CO-Anteil senken und gleichzeitig den Wasserstoffanteil erhöhen. Diese Konfiguration ermöglicht hohe Systemwirkungsgrade von bis zu 60%.

1 Einleitung

Die Entwicklung des Primärenergieverbrauches im Verkehrssektor während der letzten Jahre reflektiert den Entwicklungstrend einer mobilen Gesellschaft in Zeiten der Globalisierung. Obwohl die Effizienz von Verbrennungskraftmaschinen ständig verbessert wurde, hat der Verkehrssektor als einziger Wirtschaftszweig einen in absoluten Größen steigenden Energieverbrauch von 26% auf 30% und damit zunehmende CO₂-Emissionen aufzuweisen. Eine kausale Betrachtung der Verkehrsentwicklung zeigt dabei eine verbrauchsbedingte Verringerung der Pkw-Emissionen um ca. ein Drittel gegenüber einer Steigerung im Güterverkehr um 16% [1]. Die vom Sachverständigenrat geforderte Reduzierung von CO₂ um 40% bis 2020 kann nur erreicht werden, wenn man speziell im Güterverkehr weitere Verbesserungen der bestehenden Systeme fördert und neue Technologien vorantreibt.

Nach unserer Ansicht kann der Energiewandler Brennstoffzelle (BZ) einen wertvollen Beitrag zur Ressourcenschonung und Emissionsminderung leisten. Dies beruht im Wesentlichen auf seiner hohen Effizienz gegenüber Verbrennungskraftmaschinen, welche durch den *CARNOT*-Wirkungsgrad begrenzt sind. Während mehrere Systeme für stationäre Anwendungen zur Verfügung stehen, sind im mobilen Bereich und besonders bei schweren Fahrzeugen, für die Markteinführung noch einige technologische Fortschritte von Nöten. Teile dieser Entwicklungsarbeiten werden beispielsweise im Rahmen des europäischen FELICITAS Projektes gebündelt. FELICITAS vereint 15 europäische Partner auf dem Gebiet der Brennstoffzellenforschung mit dem Ziel, Konzepte für brennstoffzellenbasierte Antriebe des Schwerlastverkehrs auf Strasse, Schiene und zu Wasser zu entwickeln.

¹ SOFC – Solid Oxide Fuel Cell

² PEFC – Polymer Electrolyte Fuel Cell

Allerdings bestehen an ein Antriebsaggregat im Schwerlastverkehr deutlich höhere technische Anforderungen als für ein PKW-Fahrzeug. Diese Anforderungen werden im Projekt wie folgt charakterisiert:

- Antriebsleistung > 200 kW
- Große Reichweite
- Große Verfügbarkeit des eingesetzten Kraftstoffes
- Hohe Systemeffizienz
- Hohe Zuverlässigkeit und lange Lebensdauer des BZ-Systems
- Geringe Systemgröße / hohe Leistungsdichte

Der neue Einsatzbereich im Schwerlastverkehr eröffnet aber auch neue, viel versprechende Möglichkeiten für die Konfiguration des BZ-Antriebssystems. In diesem Beitrag wird erläutert, wie durch Synergieeffekte ein gekoppeltes SOFC/PEFC-System die technischen Anforderungen erfüllt könnte.

2 Brennstoffzellen im Schwerlastverkehr

Seit Beginn der neunziger Jahre werden BZ-Fahrzeuge mit Elektroantrieb entwickelt und getestet. Insbesondere für den emissionsarmen Innenstadtbetrieb wurden bisher mehrere Prototypen von BZ-Bussen demonstriert und beispielsweise im Rahmen des CUTE-Projektes³ längerfristig erprobt. Momentan sind erste Schienenfahrzeuge mit BZ-Antrieb, z.B. für den Untertagebau oder den Güterverkehr, in der Entwicklung [8]. Bereits marktreif sind BZ-Systeme für Unterseeboote, die neben dem Wasserstoff auch reinen Sauerstoff als Reaktanden für die BZ mitführen. Die Erfahrung hat gezeigt, dass die PEFC für die aufgeführten mobilen Einsatzfelder am besten geeignet ist und daher fast ausschließlich verwendet wurde.

2.1 PEFC

Grundsätzlich profitiert die PEFC von ihrer hohen spezifischen Leistungsdichte (0,35 – 0,7 W/cm² nach [1]), welche gegenwärtig von keiner anderen BZ-Technologie erreicht wird. Daraus lässt sich das Potential aber nur teilweise erkennen, denn aufgrund einer fehlenden Wasserstoffinfrastruktur wird heute oft eine aufwendige „onboard“ Reformierung mit Kohlenwasserstoffen realisiert, welche einen großen Teil des Systemvolumens einnimmt. Damit wird der Vorteil einer hohen Leistungsdichte reduziert.

Tabelle 1 Auflistung der Ergebnisse und zukünftigen Anforderungen an ein PEFC Antriebsaggregat aus [1]

| | Einheiten | Status 2001 | 2005 | 2010 |
|--|------------------|--------------------|-------------|-------------|
| Wirkungsgrad bei Nennlast | % | 31 | 33 | 35 |
| Leistungsdichte | W/l | 140 | 250 | 325 |
| Spezifische Leistung | W/kg | 140 | 250 | 325 |
| Stückkosten (500000 im Jahr) | \$/kW | 300 | 125 | 45 |
| Dynamische Leistungsregelung (10 auf 90%) | Sekunden | 15 | 5 | 1 |
| Lebensdauer | Std. | 1000 | 2000 | 5000 |

³ CUTE –Clean Urban Transport for Europe / CUTE ist ein europäisches Gemeinschaftsprojekt, in dessen Rahmen 27 Brennstoffzellenbusse in neun Metropolen bis 2005 zum Einsatz kommen, um die Wasserstofftechnik im öffentlichen Personennahverkehr zu testen.

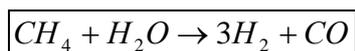
Nachteilig für bei der Verwendung von Reformatgas ist das Kohlenmonoxid im Produktgas, welches die Platin-Katalysatoren der PEFC irreversibel schädigt. Daher ist eine Gasfeinreinigung bei Niedertemperatur-PEFCs bis auf ca. 20 ppm CO im Anodengas unvermeidbar. Zusätzlichen Aufwand verursachen Hilfsaggregate für die obligatorische Membranbefeuchtung, damit die Leitfähigkeit der Membranen gewährleistet ist.

Die Gasaufbereitung bestimmt im Wesentlichen das Volumen von PEFC-Systemen mit Kohlenwasserstoff-Reformierung. Gegenwärtig sind PEFC - Stacks mit einer Leistungsdichte bis zu 1,5 kW/ Liter verfügbar während komplette Gasaufbereitungssysteme mit ca. 0,5 kW_{el}/Liter deutlich schlechter abschneiden [1]. Die bisher erreichten Anforderungen sowie zukünftige Ziele sind in Tabelle 1 angegeben.

2.2 SOFC

Neben der bereits weit entwickelten PEFC gerät seit einiger Zeit auch die Hochtemperatur Festoxid-BZ (SOFC) in den Focus mobiler Anwendungen. Aktuell wird Sie in APUs (Auxiliary power units) im Leistungsbereich kleiner 5 kW integriert. Überwiegend erfolgt dies in Verbindung mit einem Reformier, um flüssige Kohlenwasserstoffe nutzbar zu machen.

Viel versprechend ist ihre Energiedichte von 0,15 – 0,7 W/cm² womit sie fast die Werte einer PEFC erreicht. Vorteilhaft gegenüber der PEFC ist ihre CO Verträglichkeit, da aufgrund der hohen Zelltemperatur kein empfindlicher Edelmetallkatalysator verwendet werden muss. Da ihr Feststoffelektrolyt für Sauerstoffanionen leitfähig ist, wird sogar CO an der Anodenseite zu CO₂ oxidiert, was eine Gasreinigung überflüssig macht. Gleichzeitig ermöglicht die hohe Zelltemperatur zusätzliche Wasserstoffproduktion, wenn ausreichend Methan (CH₄) und Wasser (H₂O) auf der Anodenseite vorhanden sind. Man spricht vom der so genannten inneren Reformierung, denn in diesem Falle setzen sich die beiden Reaktanten nach (I) um. Damit kann die SOFC neben ihrer Eigenschaft als elektrochemischer Energiewandler zusätzlichen Wasserstoff herstellen, bei gleichzeitiger Zellkühlung. Diese Eigenschaft erhöht den Wirkungsgrad des BZ-Systems und wurde auch schon vielfach untersucht [4].



$$\boxed{\Delta H = 206,1 \frac{kJ}{mol}}$$

Gl. I

Ihr modularer Aufbau erlaubt die Anpassung an das geforderte Leistungsprofil und lässt sich dank interner Gasführung sehr kompakt realisieren. Die Leistungsdichte der Stacks liegt derzeit um 1 kW/Liter. Herausforderungen an die Entwickler von SOFCs stellt die Zellenstabilität hinsichtlich thermischer und elektrochemischer Belastung dar. Ein entscheidender Nachteil ist die schlechtere Dynamik bei Lastwechseln im Gegensatz zur hochdynamischen PEFC.

3 Die SOFC-PEFC Kopplung

Die Brennstoffzellenkopplung wird als Teilprojekt innerhalb des FELICITAS-Projektes untersucht. Das Fraunhofer IVI in Dresden untersucht das vorgestellte System anhand einer Systemsimulation, deren Verifikation auf Basis von Laboranalysen der wesentlichen Schlüsselkomponenten bei den beteiligten Partnern erfolgt. Eine schematische Darstellung des Systems mit seinen wichtigsten Komponenten ist in Abb. 1 zu sehen. Die Skizze zeigt die wesentlichen Teilkomponenten, wie die beiden Brennstoffzellen, den Reformier und die Shift- und SELOX (selektive Oxidation)-Reaktoren zur Gasfeinreinigung. Aufgrund des unterschiedlichen Temperaturniveaus der Zellen und der Thermodynamik der Shiftreaktion muss eine Produktgaskühlung integriert werden. Ein katalytischer

Brenner nutzt die Restwärme des PEFC-Abgases für die Luftvorwärmung der SOFC. Eine serielle Kopplung wird aufgrund des höheren Gesamtwirkungsgrades der parallelen Kopplung vorgezogen [5]. Um eine große Reichweite des Fahrzeugs zu ermöglichen, wird als Kraftstoff Diesel bevorzugt, denn seine spezifischen Eigenschaften, wie z.B. die volumetrische Energiedichte, sind anderen Kraftstoffen überlegen. Außerdem ist die Infrastruktur für die Distribution von Diesel-Kraftstoff gut ausgebaut. In Zukunft wird Diesel mit sehr geringen Schwefelverunreinigungen als BtL-Kraftstoff verfügbar sein, was eine Schwefelabscheidung vor der SOFC überflüssig macht.

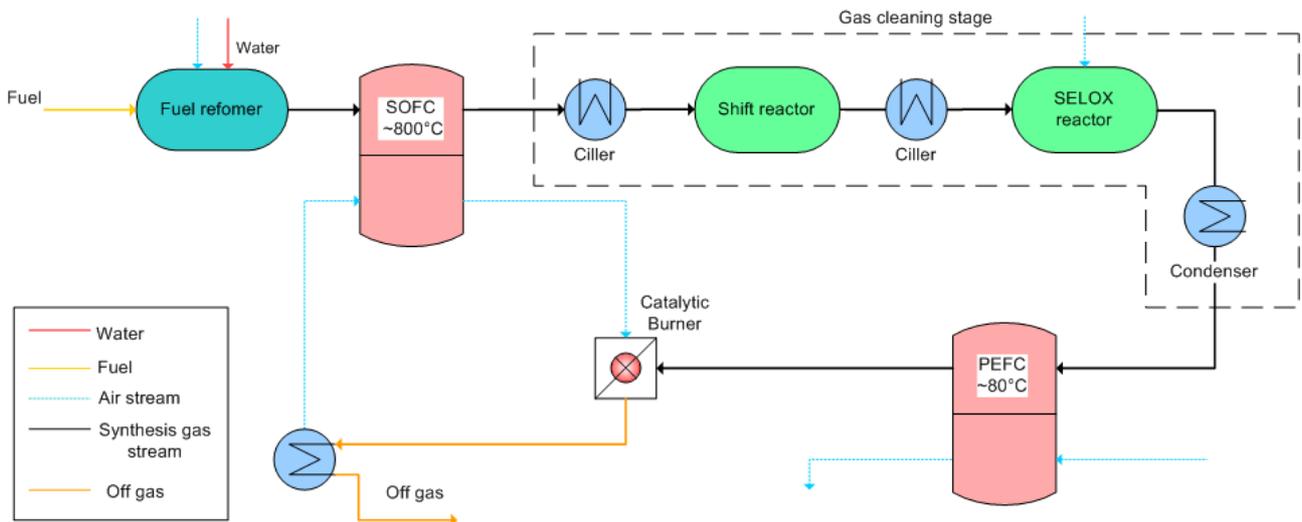


Abb. 1 Vereinfachte schematische Darstellung des gekoppelten SOFC-PEFC Systems

3.1 Synergieeffekte

Eine Kopplung ist in der Lage, die aufgeführten Anforderungen an ein Antriebsaggregat hinreichender zu erfüllen, als ein vergrößertes (Upscaling) PEFC-System. Dies ist hauptsächlich auf die resultierenden synergetischen Effekte zurückzuführen.

Die abgasseitige Kopplung von Brennstoffzellen erhöht in erster Linie die gesamte Brennstoffausnutzung somit den Gesamtwirkungsgrad des Systems. Weil das untersuchte System Diesel Kraftstoff nutzen wird, sind Wirkungsgrade bis ca. 50% zu erwarten, die deutlich über den individuellen Ergebnissen liegen. Allerdings sind abhängig vom verwendeten Brennstoff und dem Ausnutzungsgrad der inneren Reformierung auch Wirkungsgrade von mehr als 60% erreichbar [6],[7].

Das System besitzt gegenüber einem Diesel-PEFC System ein vereinfachtes Wärmemanagement, wodurch der Gesamtwirkungsgrad gesteigert wird. In gekoppelten Systemen kann das hohe Temperaturniveau nach dem Reformierer noch für die Vorwärmung von Gasströmen genutzt werden und muss nicht ohne Verwertung auf das Niveau der PEFC gekühlt werden.

In einem gekoppelten System hat die SOFC neben der Bereitstellung von wasserstoffhaltigen Synthesegas auch die Aufgabe den CO-Gehalt des Gasstromes zu reduzieren. Damit lässt sich die Gasaufbereitung für die PEFC vereinfachen. Das verringert das Systemvolumen und erhöht wiederum die Leistungsdichte.

Im Vorfeld der Systemauslegung wurde eine Abschätzung der Größe des Gesamtsystems anhand vorliegender und verfügbarer Teilkomponenten durchgeführt. So wurde für ein gekoppeltes System bestehend aus den aufgeführten Teilkomponenten und den Hilfsaggregaten ein Gesamtvolumen von 6,6 m³ bei einer Nettoleistung von 200 kW ermittelt. Im Vergleich dazu nimmt ein komplettes Diesel-PEFC System 4,7 m³ ein, womit das gekoppelte System 21% mehr Volumen beansprucht. Die-

ser zusätzliche Bauraum lässt sich mit der besseren Effizienz begründen. Im Vergleich dazu kommt ein Verbrennungsmotor im gleichen Leistungsbereich auf ca. 2,5 – 3 m³.

3.2 Beschreibung bedeutender Systemkomponenten

Reformer

Wie schon in Abb. 1 erkenntlich, wird für die Reformierung das Verfahren der Autothermen Reformierung (ATR) bevorzugt. Das Verfahren stellt eine Kombination der endothermen Dampf- reformierung und der exothermen katalytischen partiellen Oxidation (CPOX) von Diesel mit Sauerstoff dar. Wie die Auflistung in Tabelle 2 zeigt, ist das ATR-Verfahren hinsichtlich Effizienz dem CPOX-Verfahren überlegen. Eine alleinige Reformierung mit Dampf (SR) ist aufgrund des hohen zusätzlichen Wasserbedarfes für mobile Anwendungen nicht praktikabel. Das vorgestellte System besitzt eine Wasserrückgewinnung durch Kondensatoren mit Tröpfchenabscheidung. Diese Konfiguration macht das System einerseits Wasser-autark und verbessert gleichzeitig den Wirkungsgrad der PEFC, da mit dieser Wasserextraktion der Wasserstoffpartialdruck steigt und somit auch die reversible Zellspannung.

Tabelle 2 Vergleich der drei Reformierungsverfahren

| | Dampf Reformie- rung | Autothermen Reformie- rung | Partielle Oxidati- on |
|--|-------------------------|-------------------------------|--------------------------|
| Edukte | $H_xC_y+H_2O$ | $H_xC_y+H_2O+O_2$ | $H_xC_y+O_2$ |
| Reformierungstemperatur | 350-600°C | 400-700°C | 750-900°C |
| Effizienz | >0.9 | 0.8-0.9 | 0.7-0.85 |
| Katalysatoren | Ni | Rh, Ru, Pt | Rh, Ru, Pt |
| Wärmeentwicklung | endotherm | neutral | exotherm |
| Steam/Carbon Verhältnis | ~3 | ~0.5 | 0 |
| Oxygen/Carbon Verhältnis | 0 | ~1 | ~1.5 |
| Wasserbedarf für ein 200 kW_e System | 50g/s | 15g/s | 0g/s |
| Wasserbedarf im Ver- gleich zum Eigenbedarf | 180% | 40% | 0% |

Eine Besonderheit hinsichtlich des Systemaufbaues stellt die Rezirkulation von SOFC Anodenabgas dar. Damit lässt sich der Betrieb des Dieselreformers wesentlich vereinfachen, weil genügend Reaktionswasser rezirkuliert wird, um die Bildung von schadhaftem Ruß im Reaktor zu vermeiden.

Gasaufbereitung

Wie vorher beschrieben, benötigt die Niedertemperatur-PEFC Brenngas mit weniger als 20 ppm CO-Anteil. Dies wird heute überwiegend durch eine katalysierte Shift-Stufe realisiert, wo das CO mit Wasser zu CO₂ und Wasser oxidiert wird. Da diese exotherme Reaktion bei sinkenden Temperaturen effektiver abläuft, sind mehrere Wärmetauscher zur Produktgaskühlung installiert. Allerdings liegt die thermodynamische Umwandlungsgrenze bei ca. 0,5 vol% CO, und so wird zur Feinreinigung eine geringe Menge Zusatzluft eingebracht, um die erforderlichen Grenzwerte sicher einzuhalten.

4 Simulationsergebnisse

Bevor ein detailliertes Konzept eines Gesamtsystems erstellt wird, ist das gekoppelte System anhand eines Grobmodells simuliert worden. Grundlegend sind dafür die in Tabelle 3 aufgelisteten Annahmen, um die Modellierung zu vereinfachen. Die elektrische Leistung der BZ wird durch die Multiplikation der freien Enthalpie der jeweiligen Zellreaktionen mit einem inneren Wirkungsgrad ($WG-\eta_{i,T}$) und dem Formelumsatz (λ_i) gewonnen.

$$P_{el} = \eta_i \eta_T (\lambda_i \cdot \Delta g_i(T))$$

Gl. II

Neben dem Diesel-Reformer sind auch die Shift-Reaktoren mit dem thermodynamischen GGW-Ansatz bei entsprechenden Reaktionsbedingungen modelliert. Die hier gezeigten Ergebnisse sind ohne einen stöchiometrischen ($\xi = 1$) Überschuss von Brenngas an der SOFC-Anode gerechnet. Obwohl diese Konfiguration zusätzlichen Wasserstoff für die PEFC bereitstellen würde, sinkt mit dieser Modifikation der Gesamtwirkungsgrad, da nur eine Zelle das überschüssige Gas nutzen kann. Die Ergebnisse zeigen einen viel versprechenden elektrischen Gesamtwirkungsgrad von mehr als 43%, womit die Ziele noch nicht erreicht wurden konnten.

Im weiteren Verlauf des Projektes werden die Modelle erweitert und neue Komponenten integriert. So verspricht die Nutzung einer Hochtemperatur-PEFC, aufgrund ihrer verbesserten CO Toleranz eine Systemvereinfachung.

Zurzeit wird an der technischen Realisierung der einzelnen Verfahrensschritte gearbeitet, womit in Zukunft die Modellierungsergebnisse bestätigt werden.

Tabelle 3 Zusammenfassung der Simulationsergebnisse des Grobmodells mit den jeweiligen Modellannahmen

| Modellannahmen | | Ergebnisse | |
|---------------------------------|---|---|---------------------|
| | | a) $\xi = 1$ | |
| ATR (Dodecan) | Reformer $WG = \frac{H_{U-SynGas}}{H_{U-Dodecan}} = 91\%$ | H ₂ = 22%; CO = 17,5%; CO ₂ = 7,6%; H ₂ O = 7,2%; N ₂ = 45,7% | |
| Simulation mit Gasrezirkulation | | | |
| Gasaufbereitung | Chem. GGW | Chem. GGW | |
| | | Leistung P _{el} [kW] | Netto WG η [%] |
| SOFC | Betriebstemperatur: T = 800°C Stoffumsatz: a) $\eta_{CO} = 0.8$ b) $\eta_{H_2} = 0.75$ Innerer WG : $\eta_i = 0.7$ | 160 | 38 |
| PEFC | Betriebstemperatur: T = 80°C Stoffumsatz: a) $\eta_{H_2} = 0.85$ Innerer WG: $\eta_i = 0.6$ | 41 | 45 |
| Gekoppeltes System | Umformer: $\eta_T = 0.96$ | 201 | 43,3 |

5 Quellenangaben / Referenzen

- [1] R. Hopf, U. Voigt, 'Nachhaltige Verkehrsentwicklung' DIW-Wochenberichte, 47 (2004)
- [2] De Bruijn, F. (2005), 'The current status on fuel cell technology for mobile and stationary applications', The Royal society of Chemistry - Green Chemistry 7, 132-150.
- [3] "Hydrogen, Fuel Cells and Infrastructure Technologies" US Department of Energy (DOE) FY 2002 Progress Report, 625-635

- [4] Leal, E. & Brouwer, J. (2006), 'A Thermodynamic Analysis of Electricity and Hydrogen Co-Production Using a Solid Oxide Fuel Cell', *Journal of Fuel Cell Science and Technology* 2, 137 - 143.
- [5] Yokoo, M.; Watanabe, K.; Arakawa, M. & Yamazaki, Y. (2006 in press), 'The effect of fuel feeding method on performance of SOFC-PEFC systems', *Journal of Power Sources* online 19 January 2006.
- [6] Dicks, A.; Fellows, R.; Mescal, M. & Seymour, C. (2000), 'A study of SOFC-PEM hybrid systems', *Journal of Power Sources* 86, 501-506.
- [7] Yokoo, M. & Take, T. (2004), 'Simulation analysis of a system combining solid oxide and polymer electrolyte fuel cells', *Journal of Power Sources* 137, 206 - 215.
- [8] Miller, A.; Peters, J.; Smith, B. & Velev, O. (2006), 'Analysis of fuel cell hybrid locomotives', *Journal of Power Sources* 157, 855 - 861.

Technische und betriebswirtschaftliche Untersuchungen der Einsatzmöglichkeiten von Wasserstofftechnologien im maritimen Sektor

Karsten Roterberg

HTWK Leipzig, Scheffelstr. 44 B, D-04277 Leipzig, sgh_kr20@hotmail.com

1. Einleitung

Aufgrund der drohenden Verknappung der fossilen Brennstoffe und der Forderung nach Emissionsreduzierung ist es wichtig, das Augenmerk nach alternativen Möglichkeiten einer nachhaltigen Energieversorgung zu richten und zu verschärfen. Eine der zahlreichen Möglichkeiten soll in diesem Vortrag näher beleuchtet werden - der Einsatz von Wasserstofftechnologie im maritimen Sektor.

Eine Vielzahl von Anwendungs- und Einsatzmöglichkeiten der Wasserstofftechnologie stellen zukünftig attraktive Alternativen zu konventionellen Energieträgern, wie Kohle, Öl oder Gas dar. Schiffe der neueren Generation könnten mit Wasserstoffantrieb geräusch-, vibrations-, emissionslos und mit hervorragendem Teillastverhalten die Wasserwege weltweit durchqueren. Im Detail sind das Technologien wie z.B. das Beimischen von H₂ zu herkömmlichen Kraftstoffen in Verbrennungsmotoren. Oder die klassische Form der Energieerzeugung aus Wasserstoff mittels Brennstoffzelle in all ihren Variationen, dabei hat die Brennstoffzelle schon heute das Potential zur Marktreife und Serienfertigung. Für die Ingenieure aus Forschung und Entwicklung gibt es aber noch viel zu tun. Problempunkte ergeben sich vor allem aus der noch kargen Wasserstoffinfrastruktur, der salzhaltigen Luft und der noch nicht ausreichend untersuchten Wechselwirkung mit dem Zellenstack. Zudem ist die Wirtschaftlichkeit des Wasserstoffeinsatzes in Relation zu den konventionellen Treibstoffen noch zu steigern.

2. Übersicht über die verschiedenen Bereiche der Marinetchnologie

2.1. Transport (Schiffsantrieb)

2.1.1. Brennstoffzellensysteme als Energielieferant für die Antriebssektion von Handelsschiffen
Der Einsatz von Brennstoffzellensystemen auf großen Ozeanfrachtern, Tankern oder Containerschiffen stellt laut Aussage eines Mitarbeiters von Hapaq Lloyd, zum derzeitigen Stand der Technik keine Alternative dar.

Aufgrund der Größe und des enormen Leistungsbedarf solcher Handelsschiffe, von bis zu 100.000 kW (entspricht $\approx 73,5$ MW), ist es momentan noch nicht wirtschaftlich genug, um Brennstoffzellensysteme für den Antrieb zu installieren. Des Weiteren fehlt es an den Brennstoffzellen selbst, die für den Größenbereich lediglich für Demonstrationsanlagen gefertigt und geliefert werden.

2.1.2. Brennstoffzellensysteme zur Bordenergieversorgung auf Handelsschiffen

Denkbar ist jedoch eine Versorgung der Bordenergie mittels Brennstoffzellen. Dieses würde immer noch zu einer Vielzahl von Vorteilen führen. Die Hafenemissionen würden in Zukunft stark zurückgehen, da die konventionellen Schiffsdiesel abgestellt werden könnten, weil sie nicht für die Erzeugung der Bordenergie benötigt würden.

Ebenfalls könnten vorhandene Hilfsaggregate durch Brennstoffzellen ersetzt werden, welche in der Regel einen viel höheren Gesamtwirkungsgrad als leistungsgleiche Dieselaggregate besitzen. Nicht nur im Hafen sondern auch, wenn ein Schiff vor Anker liegt, wäre diese Methode zur Bordenergieversorgung ein Pro für die Brennstoffzelle. Die Antriebsmotoren und Hilfsaggregate könnten ausgeschaltet werden und somit Treibstoff gespart werden.

Hier ist die Entwicklung jedoch bis zum heutigen Stand (Sommer 2006) nicht über ein paar wenige Studien hinausgekommen. Noch fürchten die Reedereien und Investoren die hohen Kosten für die Brennstoffzellensysteme und den Wasserstoffpreis, der im Vergleich zum Schiffsdiesel nicht konkurrenzfähig ist.

2.1.3. Brennstoffzellensysteme auf Schiffen/Booten als Antriebs- und Bordversorgung

Eine Antriebs- und Bordversorgung von Schiffen und Booten kleinerer Leistungen (ca. 65 ... 100 kW) ist mittels Brennstoffzellensystem bereits möglich. Zahlreiche Boote/Schiffe wurden bereits damit aus- und umgerüstet. Genannt seien z.B. dabei die „Hydra“, die „Zebotec“ und die „Alsterwasser“. Allerdings muss dazu gesagt werden, dass die vorangegangenen Brennstoffzellenboote alle Prototypen sind und nicht seriengefertigt sind.

Des Weiteren müssen auch die Einsatzgebiete der Boote unterschieden werden. Für den Einsatz der Boote im salzhaltigen Wasser, wie die Ozeane oder Weltmeere, muss die angesaugte Luft für die Brennstoffzelle vom Salz getrennt werden. Das aggressive Salz wirkt sich negativ auf die Elektroden und damit auf die Lebensdauer der Brennstoffzellenstacks aus. Eine andere Möglichkeit ist es, die Brennstoffzelle, je nach Typ, mit reinem Sauerstoff zu betreiben. Dieses würde aber Zusatzkosten und Platzbedarf für die Druckflaschen mit sich ziehen. [1], [2], [3]

2.1.4. Brennstoffzellensysteme für zivile Unterwasserfahrzeuge

Die Gemeinsamkeiten aller zivil genutzten Unterwasserfahrzeuge mit Elektroantrieb sind die begrenzten und unflexiblen Operationszeiten. Dieses Manko ist den Akkumulatoren zu verdanken, die aufgrund ihrer geringen Leistungsdichte und dadurch hohen Gewichtes nicht in unbegrenzter Menge mitzuführen sind. Außer den geringen Leistungsdichten, sind die langen Ladezeiten der Akkus für ein schnelles Wiedereinsetzen unvorteilhaft.

Hier ist der Einsatz von Brennstoffzellen gerade prädestiniert. Die Vorteile gegenüber Akkumulatorenpakete sind: längere Operationszeiten und größere Tauchtiefen, schnelleres Wiedereinsetzen der Fahrzeuge aufgrund zügigem Befüllen der Wasserstoffspeicher. Höhere Leistungsbereiche führen dazu, dass zusätzliche Komponenten mit Energie versorgt werden können und eine höhere Systemeffizienz.

Das erfolgreiche deutsche Forschungsprojekt „*DeepC*“ demonstriert eine aussichtsreiche Adaptierung einer Brennstoffzelle in ein Unterwasserfahrzeug mit neuester, ausgereifter Technik. [4], [5], [6]

2.1.5. Brennstoffzellensysteme für militärische Unterwasserfahrzeuge

Das modernste, nichtnuklearangetriebene U – Boot, die U 31 vom Typ U 212 A, der Deutschen Marine wurde als erstes Brennstoffzellenboot am 19. Oktober 2005 in den Dienst gestellt. Die deutschen Schiffswerften HDW und die Nordseewerke Emden entwarfen und planten das ca. 500 Millionen Euro U – Boot.

Auch die Modernisierung von älteren U–Booten mit Brennstoffzellensystemen ist technisch beherrschbar. So orderte die griechische Marine für mehrere ihrer älteren U–Boote die Nachrüstung von Brennstoffzellen. Gegenüber einem reinen dieselektrischen Antrieb wird somit der Unterwasserfahrbereich erheblich vergrößert. [7], [8], [9]

2.1.6. Einsatz von Wasserstoffverbrennungsmotor auf Schiffen/Booten

Anstatt mit Brennstoffzellen wird die Antriebsenergie und auch die Bordenergie mit herkömmlichen Verbrennungsmotoren, die mit H_2 betrieben werden, erzeugt. Verwendet werden hierzu Verbrennungsmotoren, die für die veränderten Anforderungen an die Parameter der H_2 angepasst worden sind. Der Hauptvorteil hierfür ist die geringe bis keine Schadstoffemissionen, die sich daraus ergeben, dass ein mageres H_2 – Luft – Gemisch eingespritzt werden kann. Diese spart Kraftstoff und zusätzlich wird die NO_x – Bildung minimiert.

Wasserstoffverbrennungsmotoren werden vor allem in der Übergangszeit von Nutzen sein, wenn die Infrastruktur noch nicht flächendeckend ist.

2.1.7. Einsatz von bivalenten Systemen auf Schiffen/Booten

Unter einem bivalenten System zur Energieversorgung auf einem Schiff versteht man z.B., dass die Schiffsschraube von einem konventionellen Diesellagregat und die Bordversorgung von einem

oder mehreren Brennstoffzellensystemen betrieben werden.

Bivalente Energieversorgungssysteme sind interessant für große Handelsschiffe, die hohe Leistungen für Antriebsenergie der Schiffsschrauben benötigen und moderate Leistungen für die Hilfsaggregate, die die Bordenergie versorgen.

Das Projekt FC SHIP untersuchte anhand einer Machbarkeitsstudie den Einsatz dieser Technologie von mehreren Schiffstypen. Die Ergebnisse dieser Studie waren zuversichtlich und im Einzelnen heißt es:

- Es existieren keine grundsätzlichen Hindernisse, um Brennstoffzellensysteme in Schiffe zu integrieren.
- Pilot- und Demonstrationsprojekte, mit mehreren 100 kW, sind dringend notwendig, um die Entwicklung kommerziell nutzbare Produkte voranzutreiben.
- Eine Verbesserung der BZ – Technologie, Kostenreduzierung und Adaption in maritime Anwendungen wird benötigt.
- Die Entwicklung von MCFC und SOFC Brennstoffzellen in den einstelligen MW – Bereichen, den Betrieb mit LH_2 wird benötigt um die geringere Energiedichte von H_2 auszugleichen.

PEM Brennstoffzellen sind einsetzbar für Systeme kleiner Leistungen mit ca. 100 kW für kleinere Entfernungen. [10], [11], [12]

3. Analyse landgestützter Technologien und deren mögliche Anpassung an spezielle Anforderungen aus dem maritimen Sektor

3.1. Brandschutz über Brennstoffzellenabluft

An Land gibt es mehrere Möglichkeiten, den Brandschutz zu gestalten. Zum einen gibt es die reaktive Brandbekämpfung, wo im Brandfall Feuerlöschanlagen auslösen oder Feuerwehren mit Wasser oder anderen Mitteln (je nach brennenden Stoff) sicher den Brand löschen. Es gibt aber auch Bereiche in einem Gebäude, z.B. Serverräume, Gefahrenlager oder historische Bibliotheken, wo ein Löschen mit Wasser verheerende Auswirkungen für Inventar und Technik zur Folge hätte. In diesen Bereichen wird der Brandschutz mit gezielter Sauerstoffabsenkung realisiert.

Dies realisiert man, indem ein Inertgas, meist Stickstoff, in die zu schützenden Bereiche einleitet. Der Stickstoff verdrängt den Sauerstoff in der Luft und es entsteht sauerstoffreduzierte Atmosphäre. Den Stickstoff für die Sauerstoffreduzierung erzeugt das aktive Brandvermeidungssystem durch einen Stickstoffgenerator direkt vor Ort. Durch einen Kompressor wird die angesaugte Außenluft verdichtet, getrocknet und mit Filtern von Partikeln und Restöl gereinigt, welche anschließend in Hohlfasermembranen geleitet und in Stickstoff und Restgase getrennt wird. Eine Überwachungs- und Steuereinheit kontrolliert dabei kontinuierlich den Sauerstoffanteil der Luft und reguliert ein Magnetventil. Bei Erreichen einer eingestellten Sauerstoffkonzentration schaltet sich das aktive Brandvermeidungssystem automatisch in den Stand – by – Betrieb. Erst bei Über- oder Unterschreitung der voreingestellten O_2 – Konzentration im Raum wird es wieder aktiv.

In der Abluft einer Brennstoffzelle liegt der O_2 – Gehalt bei ca. 11% (bei 2,5 kW) also sehr klein.

Es besteht hier die Überlegung, die sauerstoffarme Abluft der Brennstoffzelle in die Aufstellräume von technischen Energieanlagen einzuleiten und somit den Brandschutz zu realisieren. Jedoch muss darauf geachtet werden, dass der O_2 – Gehalt überwacht und in den Bereichen gehalten wird, wo ein Mensch noch atmen und ein Feuer nicht entstehen bzw. sich ausbreiten kann.

Bei einer Reduzierung des Sauerstoffgehaltes der Atemluft auf z.B. 15 Vol. % kann ein gesunder Mensch gefahrlos verweilen. Diese O_2 – Konzentration entspricht in etwa den

Atmosphärenverhältnissen in 3000 m Höhe.

Um eine Verbrennungsreaktion unter Absenkung des Sauerstoffs unmöglich zu machen, muss dieser Anteil des O_2 dem zuschützenden Gut angepasst werden. So sind fast alle gängigen

Kunststoffe bei 15 Vol. % O_2 vor einem möglichen entstehenden Feuer geschützt. Die

Sauerstoffkonzentration muss jedem Stoff und jedem Aggregatzustand angepasst werden. Feststoffe

i. d. R. bei 16 Vol. % O₂. Bei Flüssigkeiten und Gasen muss die Konzentration weiter gesenkt werden. Des Weiteren kommt hier noch der Faktor Explosion hinzu. Sollen sowohl vor Bränden als auch vor Explosionen geschützt werden, müssen nunmehr zwei Sauerstoffkonzentrationen angegeben werden.

Zur Brandvermeidung von Flüssigkeiten ca. 14 Vol. % O₂

Zur Explosionsvermeidung von Flüssigkeiten ca. 8 – 10 Vol. % O₂

Zur Explosionsvermeidung von Gasen ca. 5 Vol. % O₂

Diesen Vorteil könnte man nutzen, indem auf einem brennstoffzellenbetriebenen Schiff oder Boot die Abluft der BZ in die Maschinenräume oder anderen gefährdeten Bereichen eingeleitet und somit das Entstehen eines Feuers im Vorfeld unterdrückt wird. In einigen Bereichen eines Schiffes (Hidden areas) könnte ganz auf eine Überwachung des Sauerstoffs verzichtet werden, weil dort der Zutritt des Menschen generell untersagt ist oder er sich gar nicht erst Zugang verschaffen kann. [13]

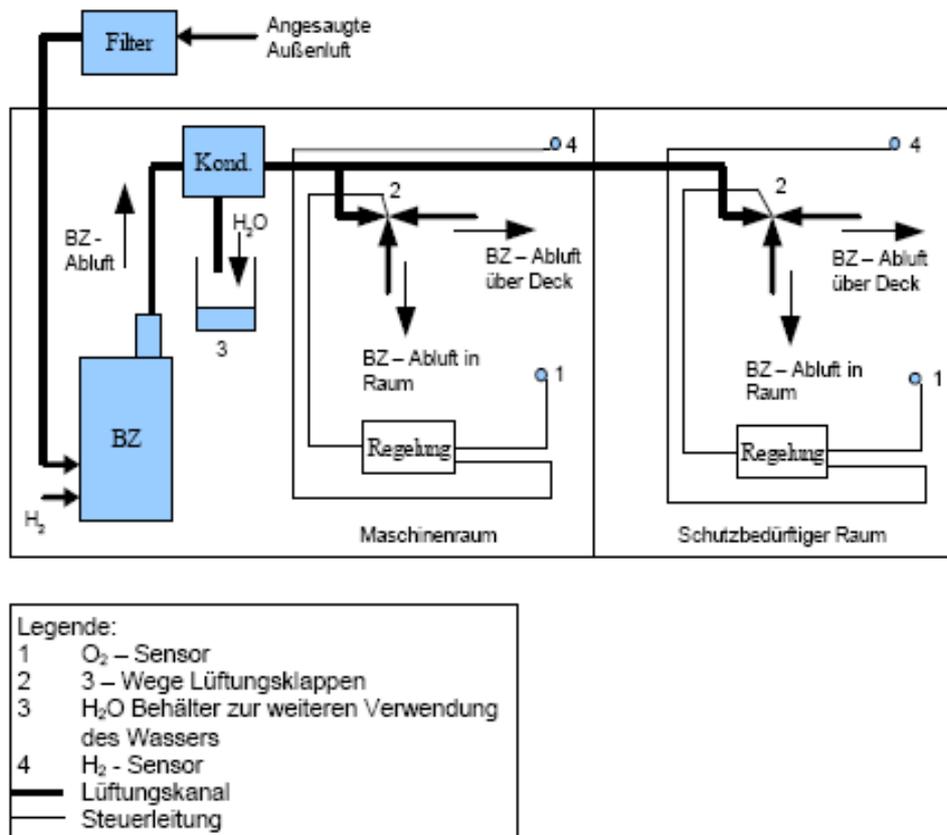


Abbildung 1 vereinfachtes mögliches Schaltbild des Brandschutzes mittels BZ – Abluft

Anmerkung: Dieses vereinfachte Funktionsbild beinhaltet noch keinerlei Berechnungen von tatsächlich eintretenden Volumenströmen, Masseströme, o.ä. Des Weiteren muss der Regelkreis auf jeden einwirkenden Parameter bewertet und dimensioniert werden.

4. Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen

4.1. Vergleich eines konventionellen AUV (autonomous underwater vehicle) mit einem neuartigem AUV mit Brennstoffzellenantrieb

Es werden hier anhand eines konkreten Beispiels die Vor- und Nachteile beider System gegeneinander aufgerechnet und bewertet.

4.2. Dieselpassagierschiff vs. Brennstoffzellenpassagierschiff

Anhand einer Kosten- und Vergleichsrechnung werden die jährlichen Kosten der unterschiedlichen Antriebssysteme gegenübergestellt und ausgewertet. Die Amortisationszeit der Mehrkosten für das Brennstoffzellenantriebssystem werden bestimmt sowie die spezifischen Kilowattkosten der Brennstoffzelle nach einer angenommenen Zeit t von 7 Jahren, in denen sich die Mehrkosten für das Antriebssystem egalisiert haben werden. [14], [15]

Auszug Literaturverzeichnis:

[1] Seite: <http://www.h2mobility.org/index.html>

19.08.2006

[2] Seite: <http://www.hzwei.info/3.42.0.0.1.0.phtml>

19.08.2006

[3] Seite: <http://www.hysolutions-hamburg.de/index.php?id=26>

19.08.2006

[4] Seite: <http://oceanexplorer.noaa.gov/technology/subs/rov/rov.html>

20.08.2006,

[5] Seite: http://www.deepc-auv.de/deepc/englisch/e_home.html

20.08.2006,

[6] Seite: http://www.ati-kueste.de/modules.php?op=modload&name=seiten&pagename=deep_c&file=index&newlang=deu

20.08.2006,

[7] Seite: http://www.vdi-nachrichten.com/vdi_nachrichten/aktuelle_ausgabe/akt_ausg_detail.asp?source=volltext&cat=2&id=13090

20.08.2006,

[8] Seite: http://www.hep-online.de/cms/?page=de.1120741719_11&sub=de.1144743038_242

20.08.2006,

[9] Seite: [http://de.wikipedia.org/wiki/U_31_\(Bundeswehr\)](http://de.wikipedia.org/wiki/U_31_(Bundeswehr))

20.08.2006,

[10] Seite: http://www.wantij.nl/index_alblas.php?action=technical

21.08.2006,

[11] Seite: http://www.energieportal24.de/wasserstoff_speicherung_druckbehaelter.php

23.08.2006,

[12] FC SHIP „Fuel Cell Technology for Ships“ Final Presentation of the Projekt Morton Bohlerengen (Norwegian Shipowners Association, Germanischer Lloyd)

[13] Seite: http://de.wikipedia.org/wiki/Aktive_Brandvermeidung

06.09.2006,

[14] Batteriepreisliste http://www.victronenergy.de/upload/documents/WebPricelist2006Q2CExVATEuro_rev01.pdf

25.09.2006

[15] Seite: www.vw-marine.de/cms/index.php?id=122&no_cache=1&L=0&tx_liengineshe

22.09.2006



Integrante de la / Member of
WWEA World Wind Energy Association

Asociación Argentina de Energía Eólica
Argentine Wind Energy Association

www.argentinaeolica.org.ar

spinadelArgentine Wind Energy Association

Email: info@argentinaeolica.org.ar

www.argentinaeolica.org.ar

13. Stralsunder Symposium

Nutzung regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik

02. bis 04. November 2006

Martín García Island Project.

“Current project status”

Prof. Dr. Eng. Erico Spinadel

1. Introduction and project history.

In a former Symposium, we presented this project (a concrete proposal concerning a gradual conversion of the current energy matrix of the island mainly based on diesel fuel, to a full hydrogen-based energy system) with plenty of optimism, as we had then been convinced that in matter of few month we would be able to develop it through all the different stages. Unfortunately, this optimism resulted quite exaggerated, as lots of things turned out to be rather difficult to perform, for reasons I am going to describe in the next pages.

As we said then, the Martín García Island is located in the upper River Plate area, close to the mouth of the Uruguay River. Despite having the status of Natural Reserve, due to the abundance of native vegetal and animal wildlife, its environment has been seriously damaged by the use of diesel generators for supplying electricity to the few permanent inhabitants. Having an acceptable wind regime, the alternative of using wind energy was never deeply considered, as the penetration factor able to be achieved was low, due to the characteristics of the existing IC generators.

Some years ago it was considered a proposal for establishing there some kind of demonstrative installation of an isolated hydrogen energy system, comprising local electrolytic hydrogen generation (as well as an external supply), pressure storage, and its subsequent utilization in thermal devices (catalytic burners, as a first step), and fuel cells (for simultaneous cogeneration of heat and power). The above-mentioned external provision would consist in a reinforcement of the local production by means of a supply of bottled hydrogen, produced from the electricity surplus available at the Salto Grande hydropower station, three hundred kilometers upstream the Uruguay River, where the National Technological University has already established a research center focused to hydrogen energy technologies.



Figure 1: Martín García Island.



Figure 2: Map of the region.

2. Martín García Island description.

The Martín García Island is located in the upper section of the Río de la Plata, close to the confluence of Paraná and Uruguay rivers. The island's area is about 2 km² (0.7 square miles). It has been inhabited since the beginning of the 19th Century, and has an important historical background.

Being a strategic control point in the estuary of Río de la Plata, the island was taken from the Spaniards by the forces of the Argentinean admiral Guillermo Brown, in March 1814. Prisoners from the Indian Wars of 1879 were interned on the rocky island, which was also a place of exile for various presidents of Argentina, during the 20th Century. In 1973, an agreement reached by Argentina and Uruguay reaffirmed Argentinean jurisdiction over the island (which is actually on the Uruguayan side of the frontier), ending a century-old dispute between the two countries over it. According to the terms of the agreement, Martín García was to be devoted exclusively to a natural preservation park, due to the abundance of native wildlife (both vegetal and animal). Since that year,

the whole island has the status of Natural Wildlife Protected Area.



Figure 3

The island has about 200 inhabitants (50 families). The working possibilities are limited to the preservation of historical buildings (including, among others, a former leper colony, an old military prison, and some other ancient artillery batteries), to the supply of basic services to the locals, and, specially, to tourism-related activities. The number of permanent residents is controlled, and no newcomers are allowed to stay permanently in the island, as long as they do not have a previous working contract. All the existing buildings (including family houses) are of exclusive property of the government. No private property of the land is allowed. Tourism is the main source of funds for the island. During 2001, it was visited by nearly 15,000 people, and by more of 20,000 during 2002. This amount is supposed to be exceeded again during 2003. A brief list of the existing buildings comprises about fifty family houses, one hospital, one church, one theater, one administration building, one museum, one restaurant, ten shops, one elementary school (with kindergarten), a medical dispensary, a water pumping and purification plant, and a diesel power station.

The weather is warm and humid, with a yearly average temperature of 17 °C (63 F). The most frequent winds come from North and East.



Figure 4

3. Energetic and environmental situation

The electrical supply of the island is produced by means of diesel generators. The fuel is transported by ship from the mainland. The cost of the shipment is obviously reflected in the final price of electricity, that is among the highest energy prices for the Province of Buenos Aires. The thermal demand, specially at the family houses (cooking and water heating), is covered by LPG (liquefied petroleum gas). For room heating, kerosene is also used.

Cars are almost non-existent. Only a couple of farm tractors, and a truck, that are fueled with the same diesel fuel used for electricity generation. The environmental fragility of the island is high. Being rich both in vegetal variety and wildlife, much of the original landscape was severely damaged in the past, due to overpopulation (more than 4,000 inhabitants around 1950, and to former uncontrolled exploitation of some available natural resources (building stone, sand, etc.).

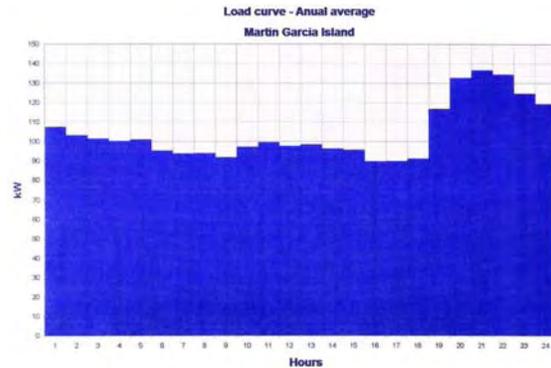


Figure 5: Load curve.

4. Historical project proposal.

The hydrogen fuel was to be generated by means of two different primary sources, wind energy and hydropower.

Wind energy

The available winds at the island are not extremely high, but strong enough to allow some wind generators to be installed, according to systematic measurements performed by the local energy agency during the last eight years. However, a conventional grid connection of the wind converters would have been difficult, due to grid stability problems derived from the natural variability of the wind, and from the little capacity of the existing diesel engines to operate parallel-connected to wind machines.

A much higher penetration factor (percentage of wind energy in the total energy mix) could be achieved, if the wind machines were used strictly to power one or more electrolyzers (working in an off-grid mode), being the produced hydrogen later reconverted into electricity (and heat) by means of

some suitable devices. The connecting schema for such an installation has already been studied and is classical:

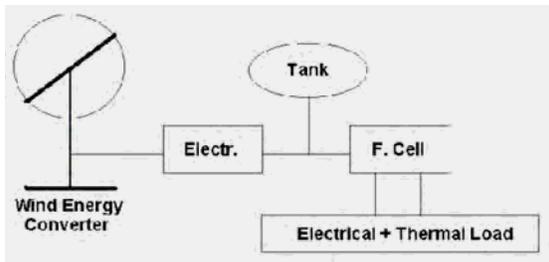


Figure 6: connecting schema

The use of an available 40 kW wind converter was considered as a first-step alternative.



Figure 7

Hydropower

As probably not all the local demand of energy could be satisfied with the locally-produced H₂, some external provision was also considered. One of the most promising alternatives was the use, for hydrogen generation, of the off-peak hydropower available at the Salto Grande Hydropower Station, located 300 km upstream the Uruguay River. The produced hydrogen could be transported by boat, not only to the island, but also, in the future, to many other locations in the nearby, currently not connected to the grid.

The hydrogen energy research center (Centro de Hidrógeno Concordia), depending from the local UTN (National Technological University), and located at the City of Concordia, near the hydropower station, performed a detailed study of this alternative.

For both the locally-produced and the externally-provided H₂, a pressurized gas storage system was then considered.

The reconversion of the hydrogen into useful energy forms is planned to be performed by means of catalytic burners (just for thermal uses, as a first demonstrative step), and later with stationary fuel cells, able of supplying electricity but also of taking advantage of the internally produced heat, to cover different thermal demands (water heating, room heating, etc.).

5. The sad reality.

Since the first presentation of this project, lots of things happened. Here is a short list of them:

- 1.- In first place, the old fashioned and second hand electrolyzer we expected to receive as a donation turned out to be sold at a “special” price, not so cheap and what is more, with no warrant.
- 2.- Under these negative conditions, no subsidy was available.
- 3.- The expected prices for electrolyzers and fuel cells were not realistic.
- 4.- The electric energy demand, due to the Argentinean industrial reactivation, increased more than the increase of generation offered. Also, the water carried by the Uruguay river diminished to unexpected values due to different factors, not at least the climate change, and therefore the expected surplus of possible generating capacity of the Salto Grande hydroelectric generator does not exist .
- 5.- The bi-national authority in charge of the island so far has not approved the project.

6. So what?

The only alternative we have at this moment consists of the use of small local manufactured wind generators supplemented by photovoltaic, similar to those the AAEE is installing at farms in the neighboring province of Entre Ríos, with similar wind speeds to those of the island. On figures 8 and 9 such an installation is shown, the cost of the system installed all included, with maintenance free accumulating capacity for normal use in households during three days without wind, is only about US\$10,000.-



Figure 8



Figure 9

We really would deeply appreciate any other alternative you could suggest us to be able to go on with the original project! You may contact us at info@argentinaeolica.org.ar



www.argentinaeolica.org.ar

About the AAEE

The Argentine Wind Energy Association is a civil association with no profitable aims, founded in 1996, by resolution Nr 792 of the General Inspection of Justice concerning the Ministry of Justice and Human Rights of the Argentine Nation. Its main objectives are to spread and encourage the renewable energies, in particular wind energy, at a national, regional and world level; to build and update human resources for the growth of wind energy, generating knowledge transference to professionals who work in the Argentine Republic and the region; to promote the research and development of new technologies aimed at providing solutions within the wind electric market, taking place in several scientific forums and generating exchanges which are positive for the country.

Results and Learnings from Infrastructure Operation in the CUTE Project

K. Stolzenburg

PLANET GbR, P.O. Box 40 03, D-26030 Oldenburg, k.stolzenburg@planet-energie.de

Key words: On-site hydrogen production, refuelling, system performance, hydrogen losses

Abstract: The project CUTE (Clean Urban Transport for Europe) comprised the operation of 27 fuel cell buses and their hydrogen infrastructures for two years under everyday conditions. Three buses each were located in nine cities. Every site had a hydrogen refuelling station (350 bar rated pressure), and most of the facilities included a plant for on-site generation of the fuel (steam methane reforming or water electrolysis). This paper focuses on the experiences with hydrogen infrastructure operation. Quantitative characteristics such as availability, energy efficiency, and hydrogen losses are discussed. Problems during the operating phase are outlined and challenges for future work are highlighted.

1. The Project

The CUTE project aimed at pollution-free local public transport and at reducing the dependence on crude oil. Its main objective was to demonstrate fuel cell buses and their hydrogen supply infrastructures, proving their reliability in regular service. 27 buses were running in nine European cities, three per site. This ensured a wide range of operating conditions in terms of climate, topography, and traffic. The nine cities were: Amsterdam, Barcelona, Hamburg, London, Luxembourg, Madrid, Porto, Stuttgart, and Stockholm. CUTE was the most ambitious field trial of hydrogen and fuel cells in public transport worldwide.

The project comprised two phases: Design and construction took place from November 2001 until May/December 2003, depending on the site. The operating phase then lasted for two years in each city. The project followed a comprehensive approach, covering also environmental and economic studies, training of staff as well as education and dissemination programmes. This paper concentrates on the infrastructure aspects.¹

2. Hydrogen Infrastructures: Objectives and Considerations

The main objectives in the infrastructure domain comprised:

- Building and operating a hydrogen supply system in each of the nine cities following different approaches
- Ensuring a reliable fuel supply to the buses in terms of quantity, pressure and purity
- Learning about strengths, weaknesses, environmental impacts etc. of the individual pathways of hydrogen supply.

Figure 1 shows a generalised schematic of the CUTE infrastructure facilities. Most of them were located in a bus depot. Some bus operators owned and managed the infrastructure themselves. Others contracted a third party, usually an energy company, and only bought the refuelled hydrogen like at a retail station.

¹ More information on the project and its results can be found under www.fuel-cell-bus-club.com where comprehensive brochures are available for download [1] [2].

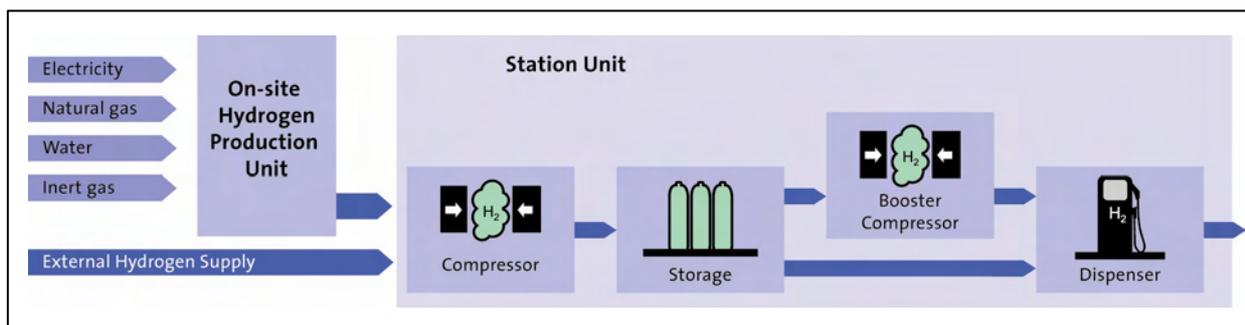


Figure 1: Generalised schematic of the CUTE hydrogen infrastructure facilities.

Hydrogen was supplied by truck from external sources or generated on site (possibly with external backup). It was compressed, stored, and on demand dispensed to the buses. Dispensing took place by pressure differential only (overflow), by pressure differential followed by filling up the vehicle tank with a booster compressor, or with a booster compressor only (see Section 3.3 and Table 3).

Hydrogen refuelling installations could hardly be bought off the shelf from one supplier, in particular when they included a unit for on-site hydrogen generation. Therefore, it was a key consideration at most CUTE sites to select a turn-key supplier that took responsibility for the design and erection of the entire plant and chose appropriate components according to the local requirements.

When the plant was situated in the bus depot, it was important that there was no or little interference with day-to-day business during installation and operation. Accordingly, components were pre-assembled as much as possible and the major units arrived skid-mounted or containerised at the site. Footprint was scarce at most depots, so solutions with compact, modular design had to be found.

Most sites opted for on-site generation of hydrogen (Figure 2). Amsterdam, Hamburg and Stockholm solely used renewable energy for hydrogen production. London was the only site with external supply and on-site storage of liquid hydrogen (LH₂). The hydrogen was vapourised before entering the storage of the bus.

The volumetric energy density of hydrogen is only about 30% that of natural gas, resulting in a reduced vehicle range. In order to (partly) offset this drawback, an increased rated vehicle tank pressure was necessary. This, in turn, also required a step forward in refuelling technology. CUTE was the first major trial which followed the 350 bar concept, compared to 200 bar for natural gas (and previously also for hydrogen).²

3. Characteristics of Production Units and Station Units

The maximum load that had to be covered in terms refuelling was about 40 kg per bus, therefore 120 kg per day. This corresponds to 1.335 normal cubic metres (Nm³). An hourly production rate of about 55 Nm³ could cover this load.³

3.1 On-Site Electrolysis

Table 1 summarises the design data of the units employed in CUTE. They all were pressurised alkaline electrolyzers, splitting water into its constituents. Such electrolyzers are produced in small numbers by several manufacturers. They display high load flexibility. Operating temperature is in the range of 70°C. The rated efficiency for all units was stated as about 63%.

² For the future, pressures up to 700 bar are envisaged.

³ A normal cubic metre (Nm³) is defined at 0°C and 1,013 bar. 1 kg of hydrogen is equivalent to 11,1 Nm³.

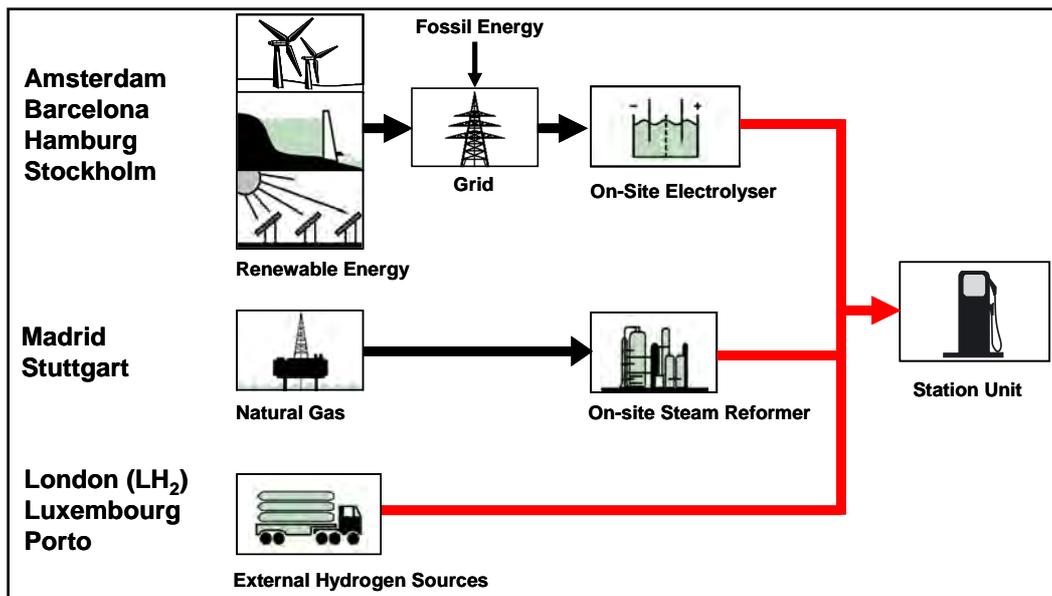


Figure 2: Hydrogen supply pathways in CUTE.

3.2 On-Site Steam Reforming

Steam reforming of methane (natural gas) to produce hydrogen and, as a by-product, carbon dioxide has been a standard industrial process for decades, with production rates up to 100.000 Nm³/h and efficiencies of more than 70%. Small-scale units as required for CUTE were only at prototype stage during the planning phase of the project.

Table 2 summarises the design data of the reformer units in CUTE. These small devices possessed significantly lower efficiencies than industrial plants. Operating temperature was in the range of 900°C.

The rated capacities of the two reformer units differ by a factor of two:

- In Madrid, it was decided to rely on regular road supply of hydrogen and on-site production in parallel. The design capacity could therefore be determined below the rated demand of the fuel cell buses. The idea behind this approach was to accomplish long periods of reformer operation at full load and a small number of start-stop cycles, even when not all buses were in service.
- Stuttgart selected a larger unit in order to be able to cover the load under any circumstances. This decision was based on the expectation that the reformer could be operated about as flexible as an electrolyser, with short start-up and shut-down periods, not significantly affecting lifetime or efficiency.

3.3 Station Units

Refuelling of gaseous hydrogen can be accomplished in two ways: By pressure differential (overflow refuelling) and by a compressor charging the vehicle tanks (booster refuelling). Both modes can be combined in a sequence (overflow refuelling followed by booster mode). Most CUTE sites did so (denoted as “overflow / booster” in Table 3). All sites with gaseous supply needed a compressor for filling the station storage (“storage compressor” in Table 3).

The target for refuelling a bus was 10 - 15 minutes at most sites, 20 - 25 minutes in Stockholm, and 30 minutes in London.

Table 1: Design data of the production units based on water electrolysis.⁴

| | Amsterdam | Barcelona | Hamburg | Stockholm |
|--|-------------|----------------------------|---------|-----------|
| Rated production [Nm ³ /h] | 15 – 60 | 15 - 60 | 30 – 60 | 15 - 60 |
| Installed power [kW] | 400 | 400 | 390 | 400 |
| Power source | green | grid mix (+ PV on site) | green | green |
| Rated energy demand (stack+pumps) [kWh/Nm ³] | 4,8 +/- 0,1 | | | |
| Resulting efficiency | 63% | | | |
| External supply | no | backup | backup | no |

Table 2: Design data of the production units based on steam methane reforming.⁴

| | Madrid | Stuttgart |
|--|----------|-----------|
| Rated production [Nm ³ /h] | 30 – 50 | 50 – 100 |
| Installed power [kW] | 45 | 89 |
| Power source | grid mix | grid mix |
| Rated thermal energy demand [kWh/Nm ³] | 4,86 | 4,65 |
| Resulting thermal efficiency | 62% | 65% |
| External supply | regular | backup |

Table 3: Characteristics of the refuelling station units.

Amsterdam, Barcelona, and Porto had one compressor that could operate in different modes.

| | Refueling Type | Rated Capacity [Nm ³ H ₂ /h] | |
|------------|-------------------------------|--|--------------------|
| | | Storage Compressor | Booster Compressor |
| Hamburg | overflow | 62 | |
| Luxembourg | overflow | 60 | |
| Amsterdam | overflow / booster | 300 | |
| Barcelona | overflow / booster | 300 | |
| Porto | overflow / booster | 300 | |
| Stockholm | overflow / booster | 60 | 525 |
| Stuttgart | overflow / booster | 100 | 5.380 |
| Madrid | booster | 50 | 2.400 |
| London | LH ₂ vapourisation | 900 (cryogenic pump) | |

⁴ Note that the installed power given in Tables 1 and 2 is the sum of the nominal powers of all power consuming devices in the installation. It is not the power to be actually supplied in practice. This is illustrated by the following calculation for the power demand at rated capacity: 4,8 kWh/Nm³ * 60 Nm³/h = 288 kW, thus substantially lower than the installed power. The thermal efficiencies in Table 2 only include natural gas but not power consumption.

4. Results and Learnings from Operation

Over the two years of operation at each site, the 27 CUTE buses covered a distance of 841.123 km, providing service for more than 4 million passengers during 62.545 operating hours. The buses were refuelled more than 8.900 times and consumed over 192 tonnes of hydrogen.

4.1 Performance of the Hydrogen Production Units

On the whole, the hydrogen production units equipped with electrolysers met expectations well. The average availability of the devices in Amsterdam and Stockholm was well above 90 %, as expected (Figure 3). In Hamburg, material problems caused leakage from a pipe in the lye loop. It took considerable time until a suitable substitute type of steel could be identified. This reduced the unit's availability below 70%. The problem could not be foreseen based on previous experiences. It highlights the necessity and value of demonstration under everyday operating conditions.

The average availabilities of the reformer units were rather low (light bars in Figure 3). Similar to Hamburg, downtime in Stuttgart was mainly caused by a single issue. Process temperatures turned out to be higher than anticipated from simulations. This resulted in material problems which took a long time to be resolved. In Madrid there was a series of problems affecting almost every major component of the production unit.

The reformers could not be started up and shut down as easily as expected. Therefore, they were operated continuously at low production rates that matched fuel consumption as close as possible. A consequence of operating at part-load was a severe loss of thermal efficiency. The actual figure for Madrid was 39% compared to 62% rated. In Stuttgart, only 42% were accomplished instead of 65%.

About 78,5 tonnes of hydrogen were generated on-site via electrolysis and 42,5 tonnes based on steam methane reforming. More than 56% of the amounts generated on site were derived from renewable energy.

4.2 Performance of the Station Units

On average, the station units were operational (available) for 87% of the time over the two years of operation. All units displayed availability higher than 80% with the exception of Barcelona (Figure 4). Given that all CUTE facilities were prototypes, this level of performance is satisfying.

The hydrogen compressors were the most critical component across all sites in terms of downtime hours. Almost 50% of all downtime was caused by them. The compressors broke down for various reasons or they affected hydrogen purity.

The second most critical components were the dispensers, namely their nozzle, hose, and breakaway coupling. They did not, in fact, cause a great deal of downtime hours due to failure or repair. However, in the wake of incidents at some sites, their safety was discussed. This made some station operators close down their facility, thus reducing availability for safety concerns, until the issues could be resolved. Some components were modified, and operation got back to normal.

The quantitative findings regarding critical components are well in line with statements from the bus and station operators when consulted about their views on advances and issues arising from the trials.

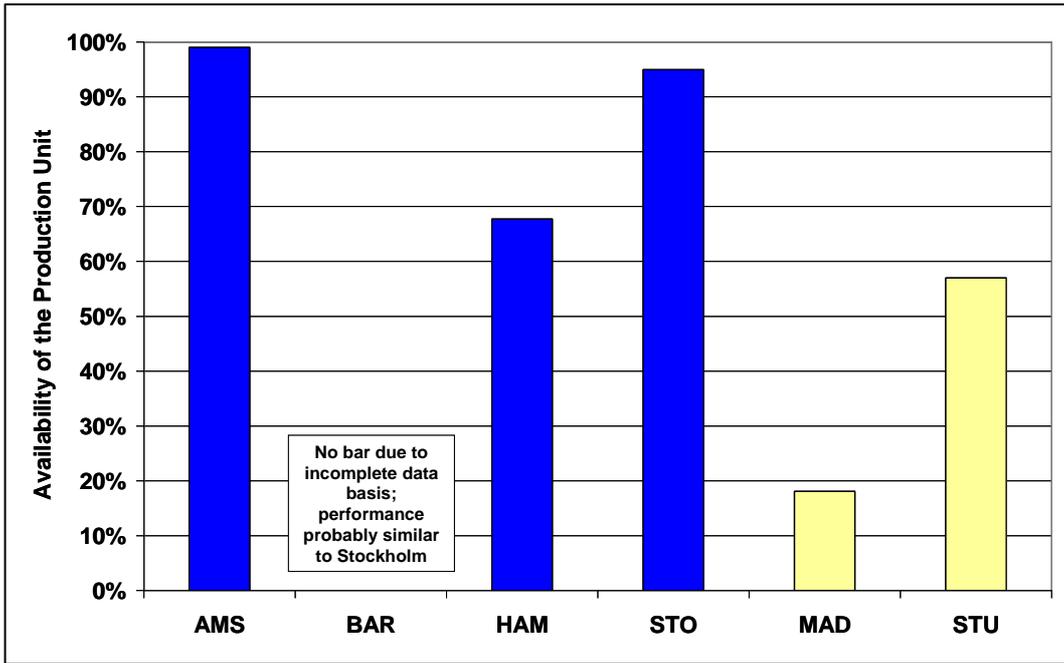


Figure 3: Average availabilities of the on-site production units.
 The dark bars represent sites with a water electrolyser and the light bars sites with a steam methane reformer.

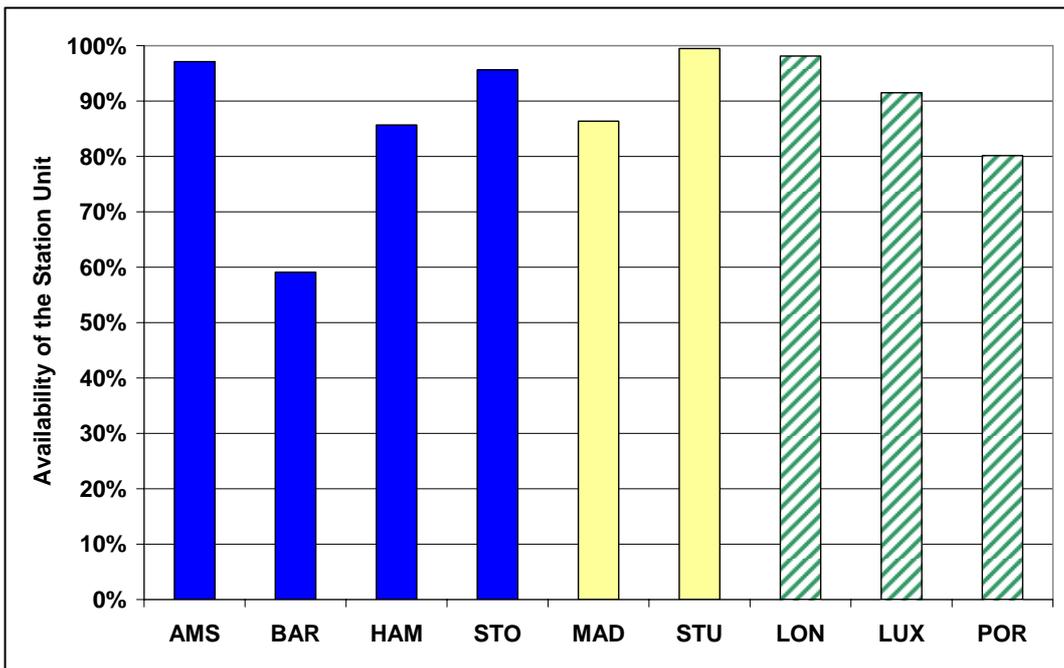


Figure 4: Average availability of the station units.
 The dark bars stand for sites with on-site water electrolysis, the light bars for sites with a steam methane reformer, and the striped bars represent sites with entirely external hydrogen supply.

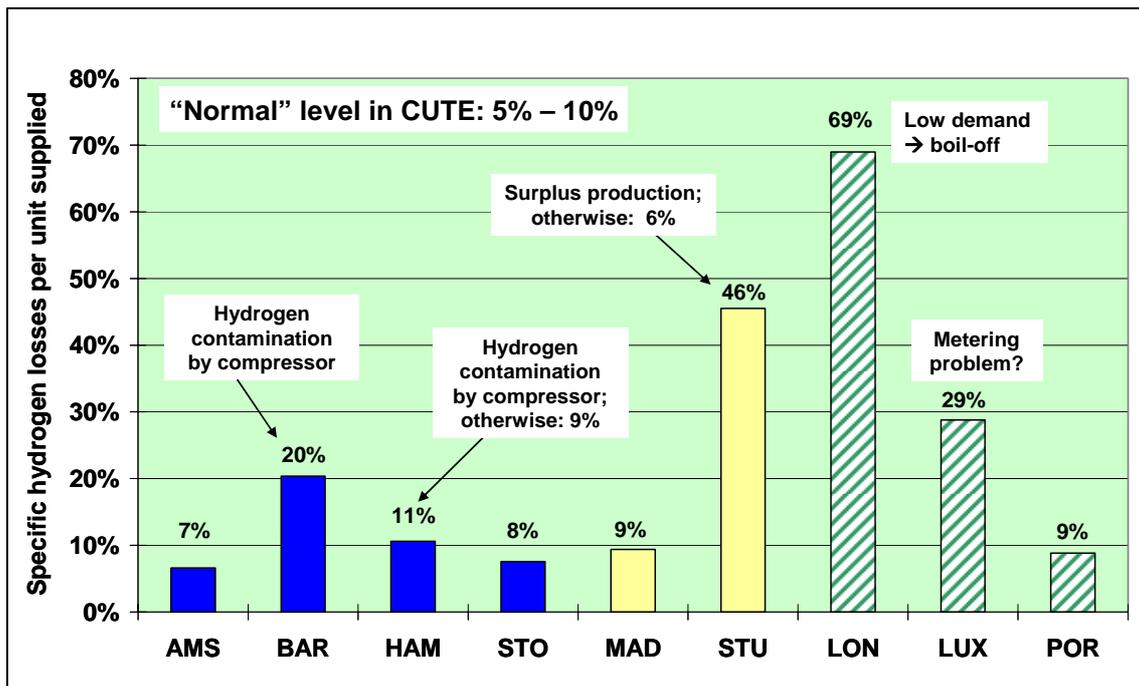


Figure 5: Specific hydrogen losses relative to the sum of external and on-site supply.

Losses were determined as the difference between the amounts supplied and dispensed.

4.3 Hydrogen Losses

About 274,5 tonnes of hydrogen were supplied during the operating phase, some 121 tonnes stemming from on-site generation (see above) and 153,5 tonnes coming from external sources. However, only 192 tonnes were refuelled to the buses. Thus, more than 80 tonnes were lost.

The typical value for hydrogen losses due to purging of system components and background leakage was in the range of 5% to 10% for sites with no or few problems during the operating phase, such as Porto, Amsterdam, and Stockholm (Figure 5).

Sites with severe component failures displayed a higher level of loss. For example, in Hamburg the storage had to be emptied once after rupture of the compressor membrane and subsequent hydrogen contamination. In doing so, about 400 kg of hydrogen were vented. Excluding this particular event would reduce the loss factor to less than 9%.

Special circumstances must be considered for London and Stuttgart:

- The liquid hydrogen storage in London was designed for a daily withdrawal of 120 kg for refuelling the buses. The actual consumption pattern, however, was about 60 kg, five days a week on average. For this reason, substantial boil-off of liquid hydrogen occurred. According to expert estimates, the level of losses would have been as low as it was in other CUTE cities if the anticipated consumption pattern had prevailed.
- The main loss mechanism in Stuttgart was caused by the fact that the reformer could not start and stop hydrogen generation as flexibly as originally projected. Instead of intermittent operation, the reformer had thus to be operated continuously, at the lowest possible production rate, even at times when the hydrogen storage was full. As a result, the excess hydrogen was

vented to the atmosphere. Over a period of six months when the reformer was in repair and the site relied on external supply, hydrogen losses amounted to only 6%.

The reasons for the apparently high losses in Luxembourg are still under investigation.

5. Conclusions and Outlook

The hydrogen supply infrastructures proved to be viable and reliable in general. The production units with electrolyzers performed well, those with steam reformers clearly did not fulfil expectations. The hydrogen compressors turned out to be the most critical component of the station units. Energy demand and hydrogen losses must be reduced in future.

Hydrogen on-site generation and 350 bar hydrogen refuelling are not a vision anymore but have become a day-to-day reality, carried out thousands of times. It was not apparent at the outset that the individual technical solutions would perform so well. Many challenges of the past look simple today.

Operators were in general satisfied with the performance of the infrastructure installations. The level of their individual satisfaction reflects the availability of the particular local facility. Bus operators that had previous experiences with CNG-powered vehicles and refuelling installations pointed out that there were no fundamental differences between CNG and hydrogen infrastructures. Contingency arrangements for backup supply were vital.

Enhanced system integration, simplification, and standardisation of the infrastructure facilities are required, especially for plants that comprise on-site generation and station units. Although all CUTE cities had a turn-key supplier for their hydrogen infrastructure and the technology, the major components usually came from individual manufacturers. This often resulted in redundancies, for example, separate controls for hydrogen production units and stations, or in a mismatch between components. System development should also consider, to a greater extent, the special needs associated with variable load patterns, intermittent operation, and part-load conditions.

The nine sites with their individual technical solutions and operating conditions produced rather individual results that are often difficult to compare. On the other hand, the example of Amsterdam and Barcelona illustrates that even sites with (almost) identical technology can display very different outcomes in terms of performance. This points to the need for “fleet trials” of hydrogen infrastructure units, i.e. installations that share the same technology and are operated concurrently at different sites in order to explore their durability under diverse operating conditions.

6. Acknowledgements

The CUTE project was co-funded by the European Commission under its Framework Programme 5 for Research and Technological Development.

Many people contributed to the success of CUTE. The author would like to thank in particular all those who collected and processed the daily operating data over two years.

7. References

- [1] CUTE Final Brochure (printed version, providing an overview)
 - [2] CUTE Final Brochure (electronic version, with full details)
- Both can be downloaded at www.fuel-cell-bus-club.com.

WIE REVOLUTIONÄR IST DIE SOLARE WASSERSTOFFWIRTSCHAFT?

Karl-Heinz Tetzlaff

Mörikestr. 6 ~ D-65779 Kelkheim ~ www.bio-wasserstoff.de

Schlüsselwörter: Wasserstoff, solar, Wasserstoffwirtschaft, Biomasse, Paradigmenwechsel, Infrastruktur, Potential, Kosten

Zusammenfassung: Was kennzeichnet eine Wasserstoffwirtschaft? Nach Klärung der Begriffe werden die wesentlichen Eigenschaften einer künftigen Wasserstoffwirtschaft erläutert. Die Wahl der Primärenergie und das Konversionsverfahren sind für die Wettbewerbsfähigkeit einer solaren Wasserstoffwirtschaft von entscheidender Bedeutung. Die kostengünstigste Primärenergie ist mit Abstand die Biomasse. Bei dieser Betrachtung müssen auch die verfügbaren Potentiale sowie die ökologischen und politischen Auswirkungen bedacht werden. Da Wasserstoff heute bereits billiger als Erdgas an den Endverbraucher geliefert werden kann, wird deutlich, wie revolutionär eine solare Wasserstoffwirtschaft ist. Danach müssen wir uns fragen, ob unsere jungen Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien wirklich zukunftsfähig sind.

1. Was ist eine solare Wasserstoffwirtschaft?

In einer Stromwirtschaft wird *Strom* an den Endkunden geliefert. In einer Wasserstoffwirtschaft wird *Wasserstoff* an den Endkunden geliefert. So weit so klar. Doch irgendwer scheint unsere Sprache verwirrt zu haben damit wir aus der Öl- und Klimafalle nicht herausfinden.

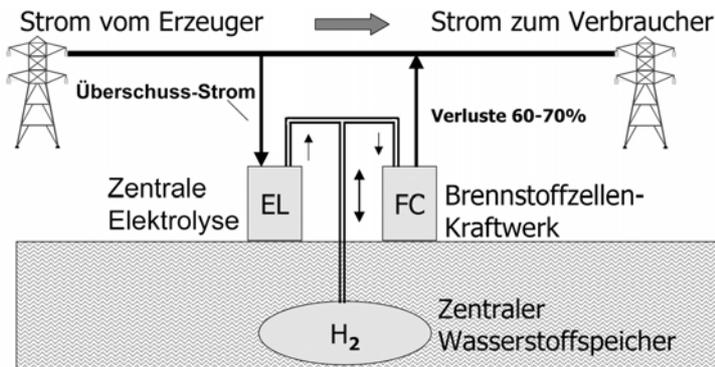


Abbildung 1: Amtliche Wasserstoffwirtschaft, die eine Stromwirtschaft ist

Irgendjemand hat das Konzept nach Abbildung 1 zuerst als „solare Wasserstoffwirtschaft“ in die Welt gesetzt. Damit sollte Wind- und Photovoltaikstrom in zentralen Anlagen gespeichert, und bei Bedarf durch Rückverstromung wieder in das Stromnetz eingespeist werden. Die amtliche und nichtamtliche Welt ist nun verliebt in diese falsche „solare Wasserstoffwirtschaft“. Die Politik der Welt wird danach ausgerichtet. Nun geht es zu wie im Märchen „Des Kaisers neue Kleider“ von Hans Christian Andersen, bis jemand vom UBA sagt: „Der Kaiser ist nackt“ [1]. Recht hat er! Es ist gar keine Wasserstoffwirtschaft, sondern eine Stromwirtschaft, denn letztlich wird *Strom* geliefert. Wegen hoher Verluste und hoher Kosten ist dieses Strommanagement nicht zu empfehlen [2]. Mit dieser unechten Wasserstoffwirtschaft im Kopf investieren wir massiv in Technologien, die wir in einer echten Wasserstoff nicht brauchen.

Eine echte solare Wasserstoffwirtschaft ist dadurch gekennzeichnet, dass *Wasserstoff* an den Endverbraucher geliefert wird. Hier wird also auf allen Ebenen mit Wasserstoff gehandelt und

gewirtschaftet. Wasserstoff lässt sich bekanntlich aus allen Energieformen herstellen. Atomare und fossile Energien sind jedoch heute weder wettbewerbsfähig noch zukunftsfähig. Zur Herstellung von solarem Wasserstoff kommt deshalb nur Solarstrom und Biomasse in Frage.

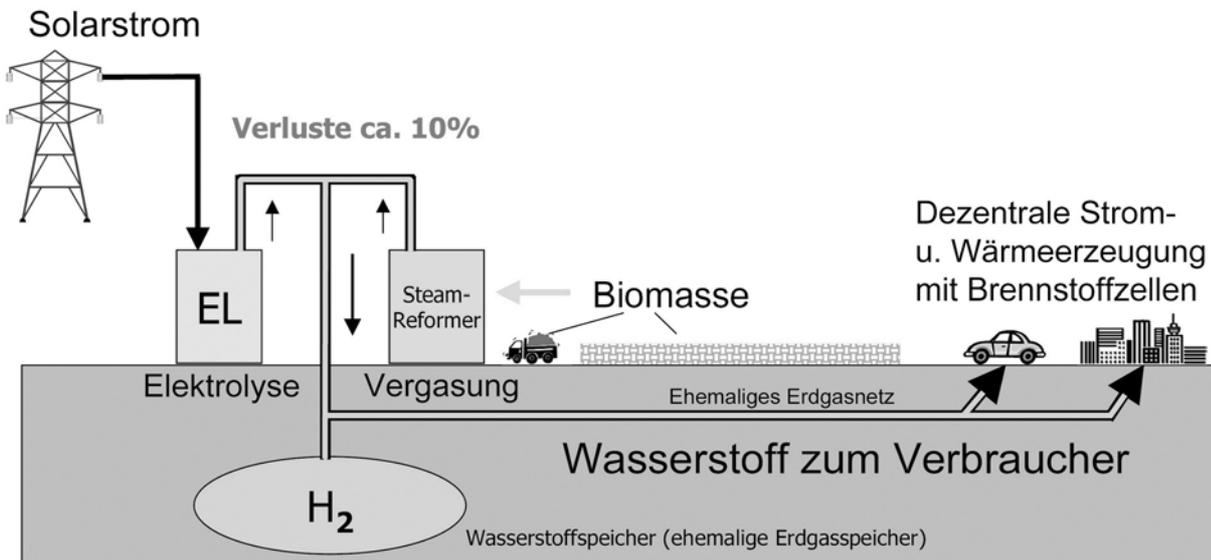


Abbildung 2: Echte solare Wasserstoffwirtschaft

Da die Verluste bei der primären Energiewandlung gering sind, können diese Anlagen groß sein und weit ab vom Verbraucher errichtet werden. Beim Verbraucher wird der Wasserstoff dann mittels Brennstoffzellen je zur Hälfte in Strom und Wärme umgewandelt. Bedingt durch diesen gewaltigen Stromüberschuss, können wir von einer wärmegeführten Energiewirtschaft sprechen, die auf der Anwenderseite prinzipiell keine Energieverluste kennt. So gelangen ca. 90% der Primärenergie als Nutzenergie zum Endverbraucher.

2. Wahl der Primärenergie

Der kostengünstigste Weg zur Herstellung von Wasserstoff ist die thermochemische Vergasung von Biomasse in industriellen Anlagen. Für den Fall, dass der Landwirt 1,5 ct/kWh (73 €/t, Trockenmasse) für Biomasse bekommt, betragen die Herstellkosten für Wasserstoff ca. 2,5 ct/kWh (Hu) bzw 2,1 ct/kWh (Ho). Der Landwirt kann mit unsubventionierter Biomasse zum o. g. Preis besser leben als mit subventioniertem Getreide. Elektrolysewasserstoff wäre bei einem Strompreis von 2,1 ct/kWh konkurrenzfähig, wenn die Umwandlung zu 100% erfolgt und der Elektrolyseur nichts kostet. Man muss wohl davon ausgehen, dass Strom weniger als 1,5 ct/kWh kosten muss, um wettbewerbsfähig zu sein. Das ist weder mit „grünem“ Strom noch mit Atomstrom möglich, auch in Zukunft nicht. Die Vergasung fossiler Energieträger wäre bei einem Preisniveau von etwa 30 US\$/bbl betriebswirtschaftlich wettbewerbsfähig aber volkswirtschaftlich selbst geschenkt zu teuer. Auch die chemische Industrie wäre gut beraten, ihre organische Produktpalette aus Wasserstoff und Kohlendioxid herzustellen.

3. Potentiale in einer Wasserstoffwirtschaft

Wenn Wasserstoff aus Biomasse besonders kostengünstig ist, dann stellt sich die Frage nach dem Potential. Zur Zeit ersetzen wir etwa 1,4% unserer Primärenergie durch Biomasse [3]. Die Gutachter sagen, dass maximal 8,7% technisch nutzbar sind [4]. Solche Aussagen werden auf der Grundlage technisch verfügbarer und wirtschaftlich sinnvoller Umwandlungstechnologien getroffen. Für den Wasserstoff-Pfad liegen keine derartigen Auftragsgutachten vor, weil die

Wasserstoffwirtschaft durch die babylonische Sprachverwirrung (s. o.) mental blockiert ist. So besteht das Biomassepotential der Auftragsgutachter hauptsächlich aus Festbrennstoffen, die natürlich möglichst trocken sein müssen. Ein Steam-Reformer zur Herstellung von Wasserstoff kann dagegen mit nasser Biomasse (Silage) betrieben werden. Damit wird ein neues Potential über grüne (unreife) Energiepflanzen erschlossen. Die Auftragsgutachter berücksichtigen überdies nur das Potential der von der EU verordneten Stilllegungsfläche. Das sind derzeit etwa 1,5 Mio Hektar. Das heikle Thema Agrarexporte zu Dumpingpreisen wird von ihnen nicht aufgegriffen. Die Industrieländer, allen voran die EU, wenden etwa 1 Milliarde Euro pro Tag auf, um die Landwirtschaft in der dritten Welt zu zerstören. Die zuständige Ministerin (Wieczorek-Zeul) nennt das zu Recht „Agrarterror“. Würden wir uns in der EU auf einen Selbstversorgungsgrad von 100% beschränken, stünden in Deutschland ca. 6 Mio. Hektar, also ein Drittel der landwirtschaftlichen Fläche, zur Verfügung [5]. Wenn durch die Osterweiterung der EU die gewaltigen überschüssigen landwirtschaftlichen Flächen solidarisch (prozentual) auf alle EU-Länder verteilt werden, ist fast die gleiche Fläche hinzuzurechnen. Diese Betrachtung ist deshalb gerechtfertigt, weil die EU eine gemeinsame Agrarpolitik (GAP) hat und Wasserstoff über Rohrleitungen leichter transportierbar ist als Agrarprodukte. Das alles führt dazu, dass wir in Europa mehr Energie aus der Landwirtschaft erzeugen könnten als zum Ersatz aller atomaren und fossilen Energien notwendig wäre. Bitte beachten Sie, dass die Hälfte des Potentials durch den Basiseffekt zustande kommt, denn die Effizienz der Energiewirtschaft steigt durch die Wasserstoffwirtschaft von 38% auf ca. 87% [5].

Der pauschale Vorwurf, der Anbau von Energiepflanzen würde zu Monokulturen führen, trifft nicht zu. Da alle Arten von Pflanzen zur Herstellung von Wasserstoff genutzt werden können, wird die Vielfalt höher sein als heute. Unsere Felder werden allerdings ab dem Frühsommer nicht mehr kahl sein, denn die Sonnenenergie sollte das ganze Jahr genutzt werden. Das ermöglicht zwei Ernten pro Jahr mit zwei verschiedenen Kulturen. Dieses Zweikulturnutzungssystem führt zu einem besseren Natur- und Umweltschutz als der Öko-Landbau.

4. Kosten

Die Energiekette einer solaren Wasserstoffwirtschaft mit Biomasse besteht aus folgenden Elementen:

- Regionale Wasserstofffabriken mit einer Leistung von 100-500 MW,
- Ein Rohrnetz (Erdgasnetz) zur Verteilung des Wasserstoffs an die Endverbraucher,
- Dezentrale Nutzung des Wasserstoffs durch den Endverbraucher.

Eine wettbewerbsfähige Wasserstoffwirtschaft wird nicht von Kleinvergäsern in Hinterhöfen starten können. Unsere heutige industrielle Energiewirtschaft ist nur mit industriellen Anlagen zu schlagen. Unter Berücksichtigung der benefits of scale und der Transportkosten, sollte die Anlagengröße aber auf ca. 500 MW Wasserstoffleistung begrenzt werden. Für diese Anlagengröße ergeben sich folgende Herstellkosten für den Wasserstoff bezogen auf den Heizwert (Hu), ohne Steuern [5].

| Kostenart | Kosten [ct/kWh] |
|------------------------------|-----------------|
| Kosten der Biomasse | 1,5 |
| Verluste bei der Umwandlung | 0,5 |
| Investitionsabhängige Kosten | 0,5 |
| Herstellkosten | 2,5 |

Tabelle 1: Herstellkosten für Bio-Wasserstoff

Wie aus Tabelle 1 zu entnehmen ist, betragen die Herstellkosten für Bio-Wasserstoff ca. 2,5 ct/kWh (Hu) bzw. 2,1 ct/kWh (Ho). 80% der Herstellkosten entfallen auf die Kosten für Biomasse. Anders als die Verteilung von Strom, ist die Verteilung von Energie über ein Rohrnetz sehr kostengünstig. Unter Berücksichtigung der Verteilungs-, Mess- und Vertriebskosten ergeben sich für die Endkunden folgende Durchschnittspreise.

| Tarif | Kosten (Hu) [ct/kWh] | Kosten (Ho) [ct/kWh] |
|---------------------------|----------------------|----------------------|
| Industrie | 2,8 | 2,4 |
| Haushalt | 3,2 | 2,7 |
| 700 bar an der Tankstelle | 4,1 | 3,5 |

Tabelle 2: Wasserstoff-Tarife

Inklusive MWSt kostet Wasserstoff für den Privathaushalt ca. 3,1 ct/kWh. Erdgas kostet doppelt so viel. Für die aktuellen Kosten der Teilmärkte ergibt sich dann folgendes Bild.

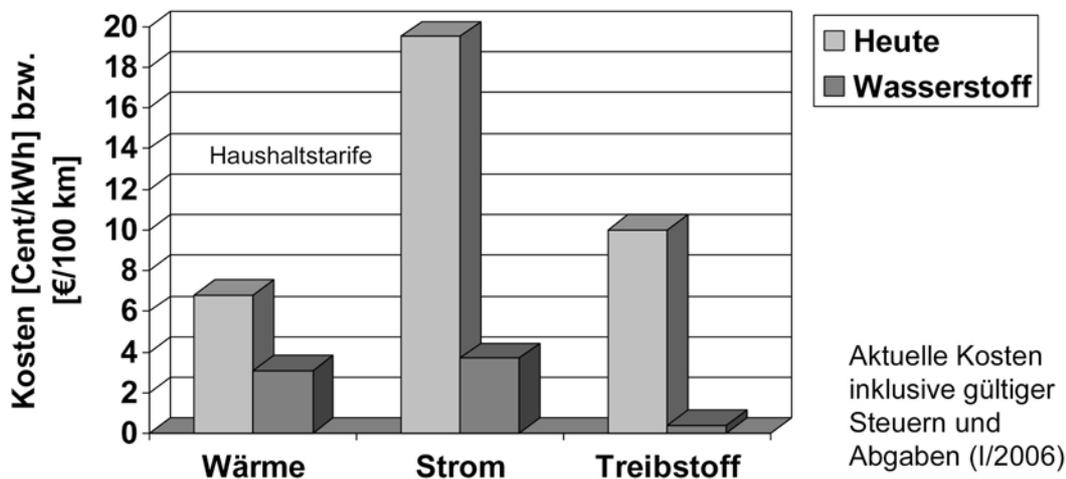


Abbildung 3: Energiekosten heute und morgen

Da Wasserstoff auch auf dem Wärmemarkt billiger ist als eine Wärmeversorgung mit Öl oder Gas, kann die grüne Wasserstoffwirtschaft auch ohne Brennstoffzellen beginnen. Hat erst einmal ein regionaler Gasversorger sein Netz auf Wasserstoff umgestellt, wird auch die Massenfertigung von Brennstoffzellenheizungen beginnen. Wenn der regionale Gasversorger Nachahmer findet, wird auch die Belieferung von Tankstellen zum Geschäft gehören. Stadtwerke können dann unabhängig von Ferngasgesellschaften, Ölwirtschaft und EVU's, den gesamten Energiemarkt beliefern.

Am Anfang ist an den Heizkesseln nur die Erdgas-Brennerdüse gegen eine solche für Wasserstoff auszuwechseln. Das haben wir schon einmal gemacht als von Stadtgas (60% Wasserstoff) auf Erdgas umgestellt wurde. Auch die industrielle Vergasung kohlenstoffhaltiger Energieträger beherrschen wir seit 180 Jahren. Eine revolutionäre Technik ist beides nicht, nur die Auswirkungen auf Wirtschaft und Politik sind revolutionär. Hier liegt das eigentliche Problem!

Bei einer solaren Wasserstoffwirtschaft wird von den Gutachtern immer auf die „immensen“ Kosten für eine Wasserstoffinfrastruktur verwiesen [6]. Für die unechte Wasserstoffwirtschaft mag das richtig sein, nicht jedoch für eine echte solare Wasserstoffwirtschaft. Wenn man für die Installation einer solaren Wasserstoffwirtschaft 15 Jahre veranschlagt, sind nach Tabelle 3 folgende

Investitionskosten zu erwarten. Zum Vergleich werden die Investitionskosten genannt, die anfallen, wenn wir so weiter machen wie bisher.

| Business as usual | Mrd. € | Wasserstoffwirtschaft | Mrd. € |
|---|---------------|----------------------------------|---------------|
| Reparatur und Erneuerung von konventionellen Kraftwerken und Stromnetze | 200 | Wasserstofffabriken | 25 |
| Anteil der Erneuerbaren Energien auf 20% anheben (Essener Deklaration 2005) | 200 | Gasnetzausbau | 10 |
| Wärmedämmung zur Reduzierung des Energieverbrauchs | 1000 | Energiesparen nicht erforderlich | 0 |
| Summe | 1400 | Summe | 35 |

Tabelle 3: Investitionskosten im Zeitraum von 15 Jahren

Wie man sieht, ist die Installation einer kompletten Wasserstoffinfrastruktur mit 35 Mrd. € sehr viel kostengünstiger als die Aufrechterhaltung des Status quo.

5. Revolution durch Marktwirtschaft?

Die revolutionären Eigenschaften der solaren Wasserstoffwirtschaft sind allein schon durch die Kosten begründet. So ein Konzept müsste sich von alleine im Markt durchsetzen, wenn es nach der reinen Lehre ginge. Wie die Auseinandersetzungen der Ferngasgesellschaften mit dem Kartellamt in Bezug auf Lieferverträge mit Stadtwerken zeigt, herrscht aber kein freier Wettbewerb. Damit sich eine Wasserstoffwirtschaft von den Regionen ausbreiten kann, müssten Stadtwerke sich frei für reinen Wasserstoff entscheiden können und danach nicht gezwungen werden „schmutziges“ Erdgas durchzuleiten, das die Brennstoffzellen im Netz zerstören würde. Der Staat hat also die Option, das Netz zu verstaatlichen oder die bestehenden Gesetze und Regelwerke anzupassen. Die Bereitstellung einer zukunftsfähigen Infrastruktur ist eine originäre staatliche Aufgabe.

6. Stranded Investments

In einer solaren Wasserstoffwirtschaft kann nur das bestehende Erdgasnetz übernommen werden. Nicht mehr benötigt werden Investitionen für:

- Atomare und fossile Energieträger wie Uran, Kohle, Erdöl, Erdgas und ihre Umwandlungstechnologien und Verteilungsstrukturen
- Stromerzeugung mit Erneuerbaren Energien, die auf das nationale Stromnetz angewiesen sind
- Fernwärme und Nahwärme, soweit diese auf Kraftwerke angewiesen, oder zu teuer sind
- Alle Treibstoffe, die auf Verbrennungsmotoren angewiesen sind

Investitionen in diesem Bereich sind stranded Investments. Das gilt für die gesamten Energieketten. Diese Strukturen sind gegenüber einer solaren Wasserstoffwirtschaft einfach nicht wettbewerbsfähig. Der Staat muss sich auch entscheiden, ob er die Erneuerbare Energien weiterhin nach dem EEG fördern will, denn diese werden in einer Wasserstoffwelt bis auf wenige Ausnahmen nicht mehr benötigt. Die solare Wasserstoffwirtschaft ist also keine Ergänzung sondern eine Alternative für die heutige Energiewirtschaft.

7. Politische Erdbeben

Eine weltweite solare Wasserstoffwirtschaft bedeutet nicht nur einen Paradigmenwechsel für die Energiewirtschaft, sie hat auch erhebliche politische Auswirkungen:

- Durch eine autonome Energieversorgung werden die Länder außenpolitisch unabhängig.
- Durch Beendigung unseres Agrarerrors kann die 3. Welt gesunden.

- Der ölabhängige Terror der islamischen Fundamentalisten trocknet aus.
- Nationalstaaten und Staatenverbände können von den Bretton-Woods-Institutionen (IWF, WTO, Weltbank) nicht mehr mit Öl, Hunger und Verschuldung diszipliniert werden.
- Militärische Macht wird weitgehend irrelevant.
- Die vom Petrodollar geliehene Macht wird verblassen.

Daraus kann Neues entstehen, vielleicht eine menschendienliche Globalisierung (Kock).

8. Mutprobe

Wie jede typische Revolution, ist auch eine Energierevolution durch die Feigheit der Betroffenen gekennzeichnet. Es fehlt an Mut, seinem eigenen Verstand mehr zu trauen als den Einflüsterungen der Energielobby. Immanuel Kant (1724-1804) hat das im Vorfeld der Französischen Revolution in die Worte gefasst: „Aufklärung ist der Ausgang des Menschen aus seiner selbstverschuldeten Unmündigkeit. Unmündigkeit ist das Unvermögen, sich seines Verstandes ohne die Leitung eines anderen zu bedienen. Selbstverschuldet ist diese Unmündigkeit, wenn die Ursache derselben nicht im Mangel des Verstandes, sondern der Entschließung und des Mutes liegt, sich seiner ohne Leitung eines anderen zu bedienen.“ Daraus ist dann der Schlachtruf der Französischen Revolution entstanden: Sapere aude! „Habe Mut, dich deines eigenen Verstandes zu bedienen.“ Diese Sätze haben die Welt nachhaltiger verändert als alle Kriege zusammen. Sie können es wieder tun!

9. Ein Feuerwerk der Prosperität

Wie gezeigt wurde, werden durch eine solare Wasserstoffwirtschaft erhebliche Finanzmittel frei. Kompetente Wirtschaftsfachleute sagen darum eine Welle der Prosperität voraus, die von ähnlicher Dynamik sein wird wie bei der Einführung der kohlebeheizten Dampfmaschine. Das betrifft zuerst die Region des „first movers“. Hier entsteht ein Hydrogen Valley, das das kalifornische Silicon Valley weit in den Schatten stellen wird.

Literatur

-
- [1] Axel Friedrich et al; Die Wasserstoffflüge; Titelstory in der Zeitschrift TECHNOLOGY REVIEW, 4/2006
 - [2] Karl-Heinz Tetzlaff; Sinn und Unsinn einer solaren Wasserstoffwirtschaft; XII. Symposium REGWA, Fh Stralsund 2005; Tagungsband Seite 153-156
 - [3] Hartmut Spliethoff; Themische Nutzung von Biomasse – Ausgangsstoffe und Konversionsverfahrens; FVS-Jahrestagung 2005
 - [4] Konkurrenzanalyse der energetischen Nutzung von Biomasse; ZES, März 2005
 - [5] Karl-Heinz Tetzlaff; Bio-Wasserstoff – Eine Strategie zur Befreiung aus der selbstverschuldeten Abhängigkeit vom Öl; BoD Verlag 2005, ISBN 3-8334-2616-0
 - [6] bild der wissenschaft 3/2004; Titelstory, Seite 84-101

Poster: Aspekte der Umweltverträglichkeit beim Rückbau von Kernkraftwerken

W.Thiele, A. Bäcker, EWN GmbH; J.Eliasz, TU Szczecin
EWN GmbH, POB 1125, 17509 Lubmin: Politechnika Szczecińska, al. Piastów 19, PL 70-310 Szczecin

Die ganzheitliche energie- und umwelttechnische Bewertung von Energietechnologien umfasst den gesamten Lebenszyklus einer Energieanlage d.h. Errichtung, Betrieb und Stilllegung [1]. Die bei der Stilllegung auftretenden Umwelteinflüsse (environmental impacts) und das Management der dabei entstehenden Abfälle haben einen erheblichen Einfluss auf diese Bewertung.

W.Thiele und A. Bäcker

Seit 1996 wird das Kernkraftwerk Greifswald durch den Abbau der Anlagen still gelegt. Gegenwärtig sind mehr als zwei Drittel der Anlagen der Primär- und Sekundärkreisläufe demontiert. Mit der Auswertung der direkt bei der Stilllegung des KKW Greifswald gesammelten Erfahrungen und denen von anderen Projekten (Stilllegung KKW Rheinsberg, Stilllegung AVR Jülich und Vorbereitung der Stilllegung des KKW Bohunice V1) sind konkrete Werte der Umwelteinflüsse verfügbar. Diese sind sowohl für die Vorbereitung der und Entscheidungsfindung über die Stilllegungsvariante anderer Kernkraftwerke als auch für die ganzheitliche Bewertung nutzbar.

Im erstem Poster werden die klassifizierten Umwelteinflüsse vom Abbau des KKW Greifswald graphisch dargestellt.

Umwelteinflüsse die im Vergleich zur Betriebsphase bedeutend reduziert werden sind:

- die Emissionen von Radionukliden in die Luft und das Wasser,
- die kollektive Strahlenbelastung des Personals,
- die thermische Belastung der Ostsee durch das Kühlwasser
- die Emissionen von Nährstoffen und Wasserschadstoffen in die Ostsee und
- der Grundwasserbedarf zur Herstellung von vollentsalztem Wasser

Umwelteinflüsse die durch den Nachbetrieb verursacht werden und praktisch unabhängig von der Rückbauaktivitäten sind:

- der Grundwasserbedarf zur Herstellung von vollentsalztem Wasser,
- die Emissionen von Nährstoffen und Wasserschadstoffen in die Ostsee,
- der Bedarf an thermischer und elektrischer Energie,
- die Emissionen von Radionukliden in die Ostsee,
- die Emissionen der Notstromdieselanlagen und
- der Grundwasserverbrauch durch die Grundwasserabsenkung des Standortes.

Diese Umwelteinflüsse werden mit dem fortschreitenden Abbau der Anlagen verringert.

Umwelteinflüsse die durch den Rückbau verursacht werden sind:

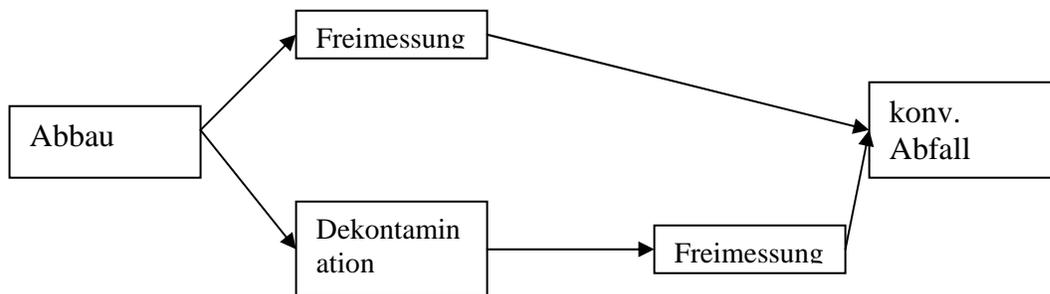
- die kollektive Strahlenbelastung des den Rückbau (inkl. Abfallbehandlung) durchführenden Personals (zwischen 30 und 50% der gesamten kollektiven Dosis)
- ein Anteil der Emissionen von Radionukliden in die Luft,
- die Emissionen von Luftschadstoffen, Staub und Mineralfasern,
- die Emissionen von Luftschadstoffendurch den Transport der Abfälle und
- die Entstehung von radioaktiven und konventionellen Abfällen.

Diese Umwelteinflüsse werden durch organisatorische (z.B. Umwelthandbuch, Zertifizierung als Entsorgungsfachbetrieb) und technische Maßnahmen so weit wie möglich vermindert. Zu den technischen Maßnahmen zählen u.a.:

- der Einbau von Aerosolfiltern der besten verfügbaren Technik zur Minimierung der Radionuklidemissionen,
- der konsequente Einsatz von Absaug-/Filteranlagen bei allen Tätigkeiten mit Staub- bzw. Aerosolentwicklung,
- das Abisolieren von Rohrleitungen mittels Absaugtechnik und
- der Einsatz von Seilsägen zum Trennen von Betonstrukturen.

Die Generierung von Abfällen ist die logische Konsequenz des Abbaues der Anlagen. Das Gesamtinventar an Material des Standortes beträgt 1,8 Mio Tonnen. Davon sind etwa 0,57 Mio Tonnen radiologisch relevantes Material, d.h. kontaminiertes Material und Verdachtsmaterial (mögliche Kontamination).

Durch die Verfahrensweise nach dem Abbau von radiologisch relevantem Material:



wird der Anteil radioaktiven Abfalls systematisch reduziert. Der verbleibende radioaktive Abfall liegt nach entsprechender Behandlung in sicheren und endlagerfähigen Gebinden vor.

Unter der Voraussetzung das alle Gebäudestrukturen nicht anderweitig genutzt, sondern zurück gebaut werden, lässt sich zum Ende des Rückbaues folgende Abfallstruktur prognostizieren:

- 96,5% konventioneller Abfall zur Verwertung,
- 2,5% konventioneller Abfall zur Beseitigung und
- 1,0% radioaktiver Abfall.

Somit wird der weit überwiegende Teil des Materialeinsatzes der Gesamtanlage von 1,8 Mio Tonnen wieder in den Stoffkreislauf zurück geführt.

J. Elias

Man unterscheidet grundsätzlich zwei verschiedene Konzepte der Stilllegung eines Kernkraftwerkes:

- eine vollständige Beseitigung des Kernkraftwerkes nach dem sog. sicheren Einschluss (d.h. nach einer ca. 30-jährigen Einschlussperiode der Anlage) bzw.;
- eine direkte vollständige Beseitigung des Kernkraftwerkes direkt im Anschluss an die nach der endgültige Abschaltung der Anlage folgenden Nachbetriebsphase, die im Fall des ehem. KKW Lubmin realisiert wird.

Unabhängig von der Art der Stilllegung des Kernkraftwerkes unterscheidet man folgende Grundetappen der Anlagenentsorgung:

- a) Entsorgung aktivierter und kontaminierter Kraftwerkskomponenten, bestehend aus:
 - der Demontage und Zerlegung (hier werden die mechanischen und thermischen Trennverfahren angewandt);
 - der Dekontamination vor oder nach Demontage (hier werden mechanische, chemische bzw. elektrochemischen Verfahren bei den kontaminierten Komponenten angewandt);
 - der Endlagerung der hoch aktivierten Anlagenteile und der radioaktiven Abfälle (diese umfasst u.a. die Errichtung des Zwischen- und Endlagers, sowie der Zwischen- und Endlagerbehälter inkl. Transportleistungen);
- b) Entsorgung der nichtradioaktiven Kraftwerkskomponenten, bestehend im grundsätzlichen aus:
 - der Demontage der Bereiche Maschinen- und Elektrotechnik, sowie;
 - des Abbruchs der Gebäude.

Die gerade erwähnten Etappen sind selbstverständlich mit entsprechenden Material-, Energie- und Betriebsstoffaufwendungen verbunden, die wiederum die Gesamtbilanz über den ganzen Lebenszyklus des Kernkraftwerkes im bedeutendem Maß beeinflussen könnten. Die möglichst genaue Bestimmung dieser Aufwendungen ist für die ganzheitliche Bewertung des Kernkraftwerkes von großer Bedeutung.

Wie schon erwähnt wurde, begann die Stilllegungsphase im Fall des KKW Lubmin im Jahr 1995 und wird noch einige Jahre (geplant bis 2010) dauern. Trotz dessen ist es auf der Grundlage der in [2] enthaltenen Daten (s. Tabelle 1) möglich, eine Voreinschätzung u.a. im Bezug auf die zu erwartende Abfallmenge, sowie zu erwartenden Medienaufwendungen (Elektroenergie, Wärme und Wasserverbrauch) vorzunehmen.

| Über den Zeitraum von 1995 bis 2005 | behandelte Abfallmenge | Wasser-verbrauch | Elektroenergie-verbrauch | Wärme-verbrauch |
|-------------------------------------|------------------------|-----------------------|--------------------------|---------------------------|
| | in [Mg] | in [Tm ³] | [MWh] | [TJ] |
| | 353.201 | 8.690 | 838.650 | 6.699,5 (1.860,96 GWh) |

Tabelle 1: Die über den Zeitraum von 1995 bis 2005 bestimmten Mengen an behandeltem Abfall, Wasser-, Elektroenergie- und Wärmeverbrauch lt. [2].

Aus den in den Jahren 1995-2005 gesammelten Daten bzgl. des Elektroenergie-, Wärme- und Wasserverbrauchs bezogen auf die Menge des in diesen Jahren behandelten Abfalls könnten die gemittelten spezifischen Kennziffern spezifischer Wasserverbrauch, spez. Elektroenergieverbrauch und spezifischer Wärmeverbrauch bestimmt werden.

Die Multiplikation der so ermittelten spez. Kennziffern mit der in [2] definierten Abfallgesamtmenge ergibt dann die geschätzten Absolutwerte an Elektroenergie-, Wärme- und Wasserverbrauch für die gesamte Stilllegungsphase des KKW Lubmin.

Dabei ist aber zu berücksichtigen, dass die o.g. Verbräuche nicht für die Abfallbehandlung sondern hauptsächlich für die Aufrechterhaltung der Bedingungen im Kontrollbereich erforderlich sind (z.B. Zuluft und Abluftsystem).

Des Weiteren sind die bisher abgebauten Massen vorwiegend Anlagenteile, die einen weit höheren Aufwand als den Abbau von Gebäudestrukturen erfordern.

Somit ist die genauere Ermittlung der spezifischen Kennziffern erst nach dem vollständigem Abbau möglich.

Um u.a. ein möglichst objektiven Vergleich mit anderen Kraftwerkstypen zu ermöglichen, werden anschließend die so bestimmten Gesamtwerte der Abfallmengen, des Elektroenergie-, Wärme- und Wasserverbrauchs auf folgende kraftwerksspezifischen Größen bezogen:

- installierte Nettoleistung;
- die tatsächlich während der Betriebsphase erzeugte Elektroenergiemenge (nur die Reaktoren 1, 2, 3, 4 und 5);
- die hypothetisch zu erwartende Menge an Elektroenergie, wenn die o.g. Reaktoreinheiten über eine Betriebsphase von 40 Jahren betrieben würden (d.h. wenn es zu keiner vorzeitiger Stilllegung des KKW's kommen würde).

In dem zweiten Poster werden die erreichten Ergebnisse grafisch dargestellt und kurz diskutiert.

[1] Elias J. : Modell einer ganzheitlichen , energie- und umwelttechnischen Bewertung von Energietechnologien unter Verwendung des Begriffs des kritischen Prozesswertes; Habilitationsschrift, Fakultät Maschinenwesen, Technische Universität Dresden, Dresden, Juli 2003.

[2] The EIA Report of V1 NPP Decommissioning, Part C – Annex 2: Experience from Greifswald NPP decommissioning, Juli 2006.

HIIUMAA ISLAND – TOWARDS RENEWABLE ENERGETICS

V. Tiit¹, H. Uljas² and M. Lüsü³

¹*Renewable Energetics Council, Ilmatari 44, 51006 Tartu, Estonia, vtiit@neti.ee*

²*Tallinn University of Technology, Thermal Engineering Department, Kopli 116, 11712 Tallinn, Estonia
Henry.Uljas@ttu.ee*

³*SA Tuuru, Vabrikuväljak 1, 92411 Kärddla, Estonia, matti@tuuru.edu.ee*

Key words: Hiiumaa, energetics on an island, renewable energy, energy storage, stand-alone system

Abstract: Hiiumaa is the second largest island of Estonia. Hiiumaa get its electrical energy from eastern Estonia where oil shale power plants are located in Narva, using a seacables. Because of the long gridlines and storms the quality of voltage fluctuates and sometimes there are circuit interruptions. On the island there are great forest reserves (biomass), strong winds, and in the summer it is possible to use solar energy. The representatives of local administration of Hiiumaa, with the aim of environmental conservation (and considering all the natural possibilities to use renewable sources), held a meeting in 2003 and decided to develop Hiiumaa into a 100% renewable energy island in the nearest decades. To achieve this plan it is necessary to carry out various research projects and make remarkable investments. To do so international co-operation will be necessary.

1. Introduction

The need for energy is growing, supply of fossil fuels is limited and use of them has negative effect on the environment. One possibility is to use renewable energy from biomass, sun and wind. On islands, where there is much forest, strong wind and low density of population, there are good opportunities to use renewable energy sources. This requires innovative new solutions, including energy storage and reusing devices. At the moment these solutions are expensive, but they give valuable experience, which can make energy prices cheaper in the future. But definitely these solutions benefit the environment and sustainable development.

2. Background

Issues related to energetics are being considered in Estonia. Between the 1st of April 2005 and the 31st of March 2006 was produced 10,3 TWh of electrical energy in Estonia, among this electricity from oil shale 9,5 TWh and from renewable energy only 92 GWh, which is 0,97% [1]. According to official programmes quick changes are not possible for many reasons, therefore it has been foreseen in the “Long-term Electricity Market Development Plan 2005–2015” that renewable electricity would be 5,1 % of energy demand by the year of 2010, and 8% by the year of 2015 [2]. Extensive use of renewable energy sources have been hindered by the fact that in Estonia electric energy is been produced mostly by slowly regulated thermal power plants. For this reason (considering sustainable development requirements) there is great interest in the use of wind power and the co-generation of heat and electricity from biomass in Estonia. Current working wind energy converters, have a cumulative power of approximately 32 MW. Work has been started to built capacity to 250 MW wind energy converters in the northeast of Estonia, because there are good opportunities to use strong gridlines. Research has begun on the possibility of building offshore wind parks to the west of Estonia. Estonia has a lot of natural resources and the large scale use of wind power and other renewable sources is possible. In principle it possible to change oil shale fired power plants to equivalent power sources step-by-step. But these must be combined systems, which enable energy supply through the general electric grid, when needed and independent of weather

conditions. These new systems must be able to work in stand-alone situations, for example in case a storm cuts off the long gridline.

Estonia has a low population density [3], and storms frequently interrupt many local gridlines leaving thousands of households without electricity. Therefore it would be good to have small, environmentally friendly power plants (electrical power from 1 to 100 kW) located near isolated households and villages – however it is important to clarify technical opportunities, economical aspects of the small power plant. This would increase security of supply and allow to use heat from the energy converting processes.

Energy system development is resource intensive and the installation must work over a long time period. Clearly it is necessary for a long term, comprehensive plan, which is also socially acceptable to the community. Therefore before making important decisions is necessary to carry out research, which integrates theoretical and experimental research, and also carry out large pilot projects. Given that many countries already are working on similar projects, then it would be useful to cooperate with them. Within the EU there are many good opportunities for such co-operation. Such co-operation assumes a good level of scientific-technical and organisational adeptness from the Estonian side, and this is at moment a national goal [4].

3. Hiiumaa island today

Hiiumaa is a second largest island in the Baltic Sea, with its unspoilt and beautiful nature, the oldest lighthouse in the Baltic Sea (102,8 meters high from sea level and built approximately at the end of years 1530s) and nice people [5, 6]. The area of island is about 1019 km² and 10744 (as of 31st of December 2005) inhabitants are living on Hiiumaa [7]. Hence the average density of population is low, about 10,5 inhabitants per km². The biggest settlement, Kärdla town has a population of 3848 and is the administrative centre [7]. Other bigger settlements are Käina (873 habitants) and Kõrgessaare (519 habitants). In Hiiumaa there are 182 villages amongst which are spread 4197 inhabitants. People live near the coastline. The center of the island is boggy where there is a poor infrastructure and it is mainly uninhabited. The economy of Hiiumaa is based on 4 sectors: industrial processing (food, wood, plastics), fishery, retailing and transportation.



Figure 1. Estonia and the island Hiiumaa are situated on the east coast of the Baltic Sea.

Hiiumaa gets its electrical energy from power plants in Narva using 35 kV seacables. The length of the whole gridlines on island is 1168 km, including 35 kV lines 112 km [7]. The maximum power demand is approximately 10 MW (in 2005 the maximum was on the 22nd of December at 17.00 8,011 MW) and minimum is about 2 MW (in 2005 on 17th of July at 06.00 only 1,288 MW). The average needed power in 2005 was 4,451 MW (electrical energy demand in 2004 was 39,04 GWh and in 2005 was 38,74 GWh) [7]. Hiiumaa island is situated at the end of Estonian Energy gridlines, therefore interruptions are not unusual (in 2005 2 big disruptions). Frequent situations are voltage

fluctuations and short interruptions. The wind energy converter on Hiiumaa, with nominal power of 150 kW, worked from the end of September 1997 until the February of 2005, but at the moment it is not working because of administrative reasons.

The thermal energy demand on Hiiumaa island is approximately 72 GWh, including 45 GWh produced using renewable sources like wood fuels. It would be possible to decrease this number approximately 2 times, with better buildings insulation and modernized boilers.

The transportation sector needs annually about 62 GWh of fuels (including road transportation about 39.4 GWh). In this case the total energy demand in Hiiumaa is 173 GWh. The resource of wooden biomass yearly is about 120 GWh, but in the coming years Hiiumaa county wants to decrease this number. Land, which is available to erect wind turbines is about 6000 ha [8], and it is possible to build 500 machines, but when we include other reasons the realistic number could be smaller. Also there are possibilities to construct offshore wind power plants and some projects are planned near Hiiumaa. In good conditions 60 MW wind park can produce more than 150 GWh per year. And for these reasons we can conclude that it is possible to produce the total needed energy using renewable sources on Hiiumaa island and maybe even to export energy.

4. Promoting 100% renewables for Hiiumaa island

Considering the large amount of renewable sources (biomass, solar power and wind) and the need to move to a sustainable lifestyle, the county council took a decision (2003) to change the island to 100% renewable island on next decades [9]. From this moment works have been made to prepare this idea and to draw up the island energetics plan [10]. To implement this, work has been going on at a local and on international level, mainly in B7 (Baltic Island Network) [11]. Therefore it is necessary to constitute an international committee to realise the project of “Hiiumaa RE100”. The committee must coordinate further work, also to:

- a) specify and complete projects,
- b) mediate international experiences,
- c) organise necessary scientific and technical research,
- d) plan pilot projects,
- e) organise financial support to the project,
- f) spread information to the local society.

Project of Hiiumaa RE100 will change the island from energy importer to the energy exporter, thereby adding new jobs for local inhabitants, and most important of all it keeps the natural environment pure.

In the world there are many such projects, and their example is important to modernise the energetics of Hiiumaa. Best examples include Jühnde village [12], Pellworm island [13] and the area of Güssing [14]. Remarkable work is carried out in the University of Applied Sciences, Stralsund [15] and elsewhere [16].

The reorganised energetics of Hiiumaa needs a good solution which moves over to the use of completely renewable energy sources – that means, it is necessary to find a solution for energy storage and reuse, constantly sending power to the grid, and also supplying heat and energy to stand-alone homes.

We hope that the successful resolution of these tasks is considered important to the whole energy supply development in Estonia, and that it may give useful information to similar projects in other countries.

5. References

- [1] Eesti Energia Ltd, Annual Report 2005/2006
<http://www.energia.ee/index.php?id=141&L=1&L=1>
- [2] Eesti elektrimajanduse arengukava 2005–2015,
<https://www.riigiteataja.ee/ert/act.jsp?id=979263>
<http://www.mkm.ee/index.php?id=2619>
<http://www.energia.ee/documents/c7137d580c754d6.pdf>
- [3] Estonia in brief,
http://www.estonica.org/eng/lugu.html?menyy_id=411&kateg=73&alam=75&tekst_id=412
- [4] A. Leppiman, The Estonian electricity market development, Investigation and Usage of Renewable Energy Sources, Seventh Conference Proceedings, Halo Kirjastus, Tartu 2006, 9–17
- [5] Eesti Entsüklopeedia, 5 k, Kirjastus Valgus, Tallinn 1990, 281
- [6] Fakke Hiiumaast. http://www.hiiumaa.ee/general/eng_rahvastik.html
- [7] Hiiumaa arvudes 2005. <http://www.hiiumaa.ee/index.php?idc=1031004100010001000>
- [8] V. Tiit, A. Kull, Wind energy in Estonia, 11. Symposium REGWA, Stralsund, 4.–6. November 2004, Tagungsband 204–208
- [9] Hiiumaa Omavalitsuste Liidu Volinike koosoleku otsus, Kõrgessaare Vallavalitsus 03.11. 2003 nr 10,
<http://www.hiiumaa.ee/index.php?idc=1031032100010311379>
- [10] Hiiumaa 100% taastuenergeetika saareks,
<http://www.mv.hiiumaa.ee/arengukavad.htm>
http://www.mv.hiiumaa.ee/arengukavad/hiiumaa_energeetika_arengukava.pdf
- [11] B7 – Baltic Islands Network. <http://www.b7.org/>
- [12] Jühnde setzt als erste Gemeinde komplett auf regenerative Energien,
http://www1.ndr.de/ndr_pages_std/0,2570,OID1824544,00.html
- [13] Pellworm. Energiekonzept, http://www.pellworm-energy.org/html/Enkonzept_de.html
- [14] Europäisches Zentrum für erneuerbare Energie Güssing, <http://www.eee-info.net/deutsch.php>
- [15] J. Lehmann, O. Luschtinetz, A. Miede, H. Sandlass, C. Sponholz, Vergleichmässigung der Windenergieeinspeisung via Wasserstoff, 12. Symposium REGWA, Stralsund, 3.–5. November 2005, Tagungsband 77–82
- [16] J. Linnemann, H. Müller, R. Steinberger-Wilkens, Speicherung von Windenergie: technische und wirtschaftliche Umsetzung, 12. Symposium REGWA, Stralsund, 3.–5. November 2005, Tagungsband 83–88

BERECHNUNGSMODELL ZUR IDENTIFIKATION VON PARAMETER EINER BRENNSTOFFZELLE

Zeńczak W.

Technische Universität Szczecin, Fakultät für Meerestechnik Al. Piastow 41, 71-065 Szczecin Pl

wojciech.zenczak@ps.pl

Schlüsselwörter: Brennstoffzelle, Schiffsantrieb, Umweltschutz, mathematisches Modell

Zusammenfassung: Auf Basis von Grundgleichungen zur Beschreibung der thermodynamischen und elektrochemischen Eigenschaften von Brennstoffzelle wurde ein einfaches mathematisches Modell für die Untersuchung ihres statischen Verhaltens entwickelt. Das Modell wurde in Mathcad Umgebung implementiert. Es ist mit Hilfe des Modells möglich, die Strom-Spannungskennlinie und die Wirkungsgradkurve einer Brennstoffzelle zu erstellen. Das Programm ermöglicht auch die Untersuchung des Einflusses von Druck, Temperatur und Sauerstoffkonzentration auf die elektromotorische Kraft der Brennstoffzelle. Ein Berechnungsbeispiel wurde dargestellt.

1. Einführung

Die Motivation zur Nutzung von Brennstoffzellen als Energiequelle auf Schiffen erhöht sich mit der absehbaren Erschöpfung der Erdölvorräte, mit der Forderung nach minimalem Kraftstoffeinsatz und auch wegen des Umweltschutzes. Seit dem 19. Mai 2005 gilt Annex VI zur Konvention MARPOL 73/78 der IMO (International Maritime Organization), der die zulässige Schadstoffemission von Schiffsdieselmotoren in der ganzen Welt regelt. Außerdem gelten noch mehrere regionale Vorschriften wie z.B. japanische, US-amerikanische oder EU Direktiven.

Es muss noch erwähnt werden, dass die Brennstoffzelle solche Betriebsvorteile wie sowohl eine minimale Schadstoff- und Lärmemission als auch ein hoher Wirkungsgrad bietet.

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. Möglicher Einsatz von Brennstoffzellen sowohl im Marinebereich als auch auf kommerziellen Überseeschiffen wurde ausführlich u.a. in [1] dargestellt. Dort werden auch die Versuchs- und Meßeinrichtungen an der FH Stralsund und das physikalische Modell zur Untersuchung von Brennstoffzellen für den Schiffseinsatz vorgestellt, sowie die erhaltenen Messergebnisse diskutiert.

Eine experimentelle Untersuchung setzt aber voraus, dass eine Brennstoffzelle und eine entsprechende Laborinfrastruktur vorhanden sind. Aus diesen Gründen werden die Untersuchungen von Brennstoffzellen auch mit Hilfe von mathematischen Modellen und der Rechentechnik durchgeführt. Die Computerprogramme zur Untersuchung von Brennstoffzellen sind sowohl in Polen als auch in Deutschland zugänglich [2]. Die Programme sind aber sehr teuer und nur einige Forschungszentren in Polen sind in der Lage solche Programme zu kaufen. Für viele Analysen, sowie für didaktische Zwecke, reichen einfache Modelle aus. Mit Hilfe solcher Programme können wesentliche Charakteristika der Brennstoffzellen dargestellt werden.

In dieser Situation wurde auf Basis von Grundgleichungen zur Beschreibung der thermodynamischen und elektrochemischen Eigenschaften von Brennstoffzelle ein einfaches mathematisches Modell für die Untersuchung ihres statischen Verhaltens entwickelt. Das Modell wurde in Mathcad Umgebung implementiert. Mit Hilfe des Modells ist es möglich die Erstellung von Strom-Spannungskennlinie und Wirkungsgradkurve einer Brennstoffzelle. Das Programm

ermöglicht auch die Untersuchung des Einflusses von Druck, Temperatur und Sauerstoffkonzentration auf die elektromotorische Kraft der Brennstoffzelle.

2. Elektromotorische Kraft und Wirkungsgrad einer Brennstoffzelle

In dem Modell wurde eine Wasserstoff- Sauerstoffbrennstoffzelle angenommen. Zur Festlegung der Elektroenergie wird die chemische Energie von Substraten (Wasserstoff und Sauerstoff) und der Produkten (Wasser) für die Reaktion, identisch mit der Wasserstoffverbrennung, bestimmt d.h.



Zu diesem Zweck wird die freie Enthalpie, die auch als thermodynamisches Potential bekannt ist, ausgenutzt. Die freie Enthalpie kann folgendermaßen beschrieben werden [3]:

$$g = h - Ts. \quad (2)$$

wobei: h – Enthalpie, T – Temperatur, s – Entropie.

Die Änderung von freier Enthalpie, in der betrachteten Reaktion, ist eine Differenz von freier Enthalpie der Produkten (Wasser) und der Substraten (Wasserstoff und Sauerstoff). Für ein Mol des entstehenden Wassers gilt

$$\Delta \bar{g} = (\bar{g})_{H_2O} - (\bar{g})_{H_2} - \frac{1}{2}(\bar{g})_{O_2} \quad (3)$$

Im Fall von reversiblen Prozessen ist die Arbeit vom elektrischen Strom gleich der Änderung von freier Enthalpie d.h.

$$\Delta g = \Delta h - T\Delta s = -2F(V_K - V_A) = -2FE. \quad (4)$$

F ist Faraday- Konstante, V_A und V_K sind Anode- und Katodepotential, E – elektromotorische Kraft (EMK) [4].

In dem beschriebenen Modell wird aus der letzten Gleichung EMK E_0 einer idealen Brennstoffzelle in dem Leerlaufzustand für beliebige Temperatur und beim Standarddruck ermittelt.

$$E_0 = -\left(\frac{\Delta h - T\Delta s}{2F}\right) \quad (5)$$

In dem Modell wird auch der Wirkungsgrad η beim Verlustmangel berechnet. Anstatt der Arbeit vom elektrischen Strom wird laut Formel 4 die Bildungsenthalpie im Verhältnis zum Wasserstoffheizwert ermittelt.

$$\eta_{ideal} = \frac{\Delta \bar{g}}{\Delta h}. \quad (6)$$

3. Druckeinfluss auf EMK einer idealen Brennstoffzelle

Eine Brennstoffzelle kann bei verschiedenen Drücken arbeiten. Der Druckanstieg verursacht generell die Steigerung von EMK. Diese Abhängigkeit wird durch Nernstgleichung dargestellt [3,4]

$$E = E_0 + \frac{RT}{2F} \ln \left(\frac{p_{H_2} \cdot p_{O_2}^{\frac{1}{2}}}{p_{H_2O}} \right) \quad (7)$$

E_0 ist EMK der Brennstoffzelle nach der Gleichung 5.

Die Drücke in Klammern in der Gleichung 7 sind die Partialdrücke. Der Partialdruck eines Gases ist nach Gesetz von Dalton proportional zu seinem Raumanteil im Gemisch. Aus der Gleichung 7 ist zu ersehen, dass die Ersetzung des reinen Sauerstoffs mit der Luft einen Abfall von EMK verursacht.

4. Abfall von EMK in einer Brennstoffzelle

Die Belastung der Brennstoffzelle durch einen Stromverbraucher und die Unumkehrbarkeit der Prozesse sind Ursache für den Abfall von Potentialdifferenz (Potentialverlust) und dadurch auch des EMK [3,4,5]. Die Spannungsabfälle während des Stromdurchgangs werden in der Theorie von Brennstoffzelle als Verluste betrachtet. Drei Gruppen von Verlusten können unterschieden werden: die Verluste von Leerlauf V_0 , die Spannungsverluste auf Grund der Resistenz V_Ω und die elektrokinetischen Verluste V_E . Daraus ergibt sich für den EMK einer Brennstoffzelle

$$E = E_o - V_0 - V_\Omega - V_E. \quad (8)$$

Die Verluste und deren Anteil sind unterschiedlich für verschiedene Brennstoffzellen. Die Leerlaufverluste sind durch unpräzise Ausfertigung von Elektroden, Verunreinigungen des Brennstoffs und durch das Auftreten der Umkehrreaktion zu den Hauptprozessen in einer Brennstoffzelle verursacht [6]. Die Leerlaufverluste sind unabhängig vom Strom. Für typische Wasserstoff -Sauerstoffbrennstoffzelle liegen sie im Bereich von 0,15-0,25 V.

Der Spannungsabfall auf Grund der Resistenz wird nach Ohm-Gesetz ermittelt

$$V_\Omega = i \cdot r \quad (9)$$

i ist die Stromdichte und r ist die spezifische Gesamtflächenresistenz der Brennstoffzelle.

Die Gesamtesistenz der Brennstoffzelle setzt sich aus der Resistenz des Elektrolyts R_{EL} und der Elektroden R_E zusammen. Ein entscheidender Einfluss auf den Spannungsabfall hat dabei die Elektrolytresistenz. Aus diesem Grund wurde in diesem Modell ein konstanter Wert von Elektrodenresistenz angenommen. In vielen Fällen, z.B. bei Graphitelektroden, wird ihre Resistenz vernachlässigt [3]. Die Elektrolytresistenz kann aus der folgenden Gleichung ermittelt werden

$$R_{EL} = \frac{l}{S \cdot q} \quad (10)$$

l ist der Abstand zwischen Elektroden, S die Elektrodenfläche, q die spezifische Konduktanz des Elektrolyts.

Zu der elektrokinetischen Verlusten werden die Verluste von Elektrodenprozessen wie Adsorption und Desorption von Substraten und Produkten, Verluste auf Grund von Ladungsübertragung und Polarisation zugezählt.

$$V_E = \Delta V_p + \Delta V_D \quad (11)$$

ΔV_p sind Aktivierungsverluste und ΔV_D ist Spannungsabfall auf Grund der Massentransport- oder Konzentrationsverluste.

Die Aktivierungsverluste beschreibt die Formel von Tafel [4] d.h.

$$\Delta V_p = A \cdot \ln\left(\frac{i}{i_0}\right). \quad (12)$$

A ist die Tafelkonstante, i ist die Stromdichte und i_0 die Dichte vom Austauschstrom. Die Formel 12 gilt wenn $i > i_0$. Die Tafelkonstante wird aus der folgenden Gleichung ermittelt:

$$A = \frac{RT}{2\alpha F} \quad (13)$$

α - ist Ladungsübertragungskoeffizient (im Bereich von 0 bis 1) [4]. R ist Gaskonstante.

Die Massentransport- oder Konzentrationsverluste erhält man aus der Beziehung

$$\Delta V_D = -B \cdot \ln\left(1 - \frac{i}{i_l}\right) \quad (14)$$

B ist ein Koeffizient, der von Brennstoffzelleart und des Reaktants abhängig ist. i_l ist ein Grenzwert für die Stromdichte. Der Koeffizient für den Wasserstoff ist gleich $\frac{RT}{2F}$. Nach der Berücksichtigung von allen Verlusten ergibt sich folgende Gleichung für den EMK der Brennstoffzelle:

$$E = E_0 - V_0 - i \cdot (r_{EL} + r_E) - A \cdot \ln\left(\frac{i}{i_0}\right) + B \cdot \ln\left(1 - \frac{i}{i_l}\right) \quad (15)$$

4. Berechnungsbeispiel

Nach dem Einsetzen von einzelnen Formeln und Daten in das Programm Mathcad wurden mehrere Beispielsrechnungen durchgeführt. Es wurden auch einige Charakteristika von Brennstoffzellen angefertigt. Als Bezugspunkt für die Berechnung von Enthalpie und Entropie wurden die Standardbedingungen d.h. $298,15K$ und $0,1MPa$ angenommen. In der Tabelle 1 sind die wichtigsten Eintrittsdaten und die Berechnungsergebnisse für eine PEM Brennstoffzelle von ZSW, die im Rahmen der Arbeit [7] untersucht wurde, dargestellt.

Tabelle 1. Eintrittsdaten und Berechnungsergebnisse für eine ZSW Brennstoffzelle

| Parameter | Bezeichnung | Einheit | Wert |
|--|----------------|------------------------------|---------|
| Betriebstemperatur | T_2 | K | 353 |
| Wasserstoffdruck | p_1 | MPa | 0,1 |
| Sauerstoffdruck | P_2 | MPa | 0,1 |
| Wasserdruck | p_3 | MPa | 0,1 |
| Sauerstoffkonzentration (bei Lufteinspeisung) | σ | - | 0,21 |
| Stromdichte | i | mA/cm ² | 50 |
| Grenzwert für Stromdichte | i_l | mA/cm ² | 1600 |
| Dichte von Austauschstrom | i_0 | mA/cm ² | 0,04 |
| Elektrodenabstand | l | cm | 0,018 |
| Elektrodenfläche | S | cm ² | 100 |
| Spezifische Leitfähigkeit des Elektrolyts (Nafion) | q | $\Omega^{-1} \text{cm}^{-1}$ | 0,1 |
| Wasserentropie in T_2 | s_{H_2O} | kJ/(mol K) | 0,0756 |
| Wasserstoffentropie in T_2 | s_{H_2} | kJ/(mol K) | 0,1354 |
| Sauerstoffentropie in T_2 | s_{O_2} | kJ/(mol K) | 0,2103 |
| Entropiedifferenz von Produkten und Substraten | Δs | kJ/(mol K) | -0,1650 |
| Bildungsenthalpie vom Wasser in T_2 | Δh | kJ/mol | -286,45 |
| Thermodynamisches Potential der BZ in T_2 | Δg | kJ/mol | -228,19 |
| EMK einer idealen BZ beim Leerlauf in T_2 | E_0 | V | 1,183 |
| Wirkungsgrad einer idealen BZ beim Leerlauf in T_2 | η_{ideal} | - | 79,66 |
| EMK einer idealen BZ bei Lufteinspeisung | E | V | 1,171 |
| Leerlaufverluste | V_0 | V | 0,25 |
| Spezifische Elektrodenflächenresistenz | r_E | Ωcm^2 | 0,02 |
| Spezifische Elektrolytflächenresistenz | r_{EL} | Ωcm^2 | 0,18 |
| Spannungsverluste auf Grund der Resistenz | V_Ω | V | 0,01 |
| Aktivierungsverluste | ΔV_p | V | 0,217 |
| Massentransport- oder Konzentrationsverluste | ΔV_D | V | 0,00048 |
| EMK einer realen BZ bei Reinsauerstoffeinspeisung | E | V | 0,706 |
| EMK einer realen BZ bei Lufteinspeisung | E | V | 0,694 |

Die Anwendung vom Programm Mathcad erlaubt die Änderung beliebiger Größe an beliebiger Stelle. Man kann also schnell prüfen, welcher Effekt eine solche Änderung auf das Endergebnis hat. Die Formeln im Mathcad wurden als Funktionen eingegeben und es ist sie möglich als Diagramme darzustellen. Die Gleichung 15 stellt zum Beispiel eine Strom-Spannungskennlinie dar. Sie kann als eine Funktion von Temperatur, Druck, Stromdichte und Sauerstoffkonzentration dargestellt werden. Der Verlauf dieser Charakteristik für die Temperaturen 353,403 und 453 K wird im Bild 1 dargestellt.

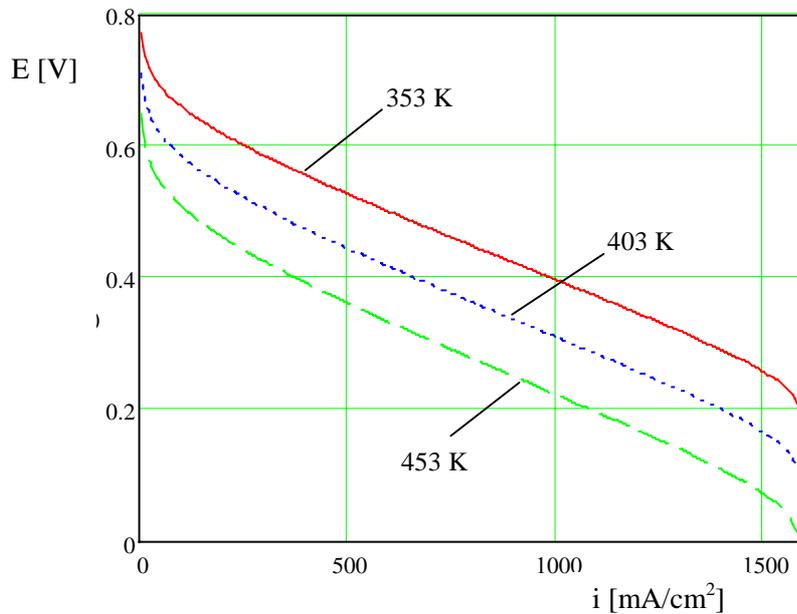


Bild 1. Strom-Spannungskennlinie für eine ZSW Brennstoffzelle für verschiedene Temperaturen

Der Verlauf dieser Spannungskennlinie entspricht den Verläufen, die in der Literatur dargestellt werden [3].

Im Bild 2 wird dagegen der Verlauf von EMK einer Brennstoffzelle in Abhängigkeit von der Sauerstoffkonzentration σ in Gasmischung dargestellt. Der Wert wurde von 0,21 bis auf 1 geändert. Das entspricht der Einspeisung mit der Luft bis Reinsauerstoff.

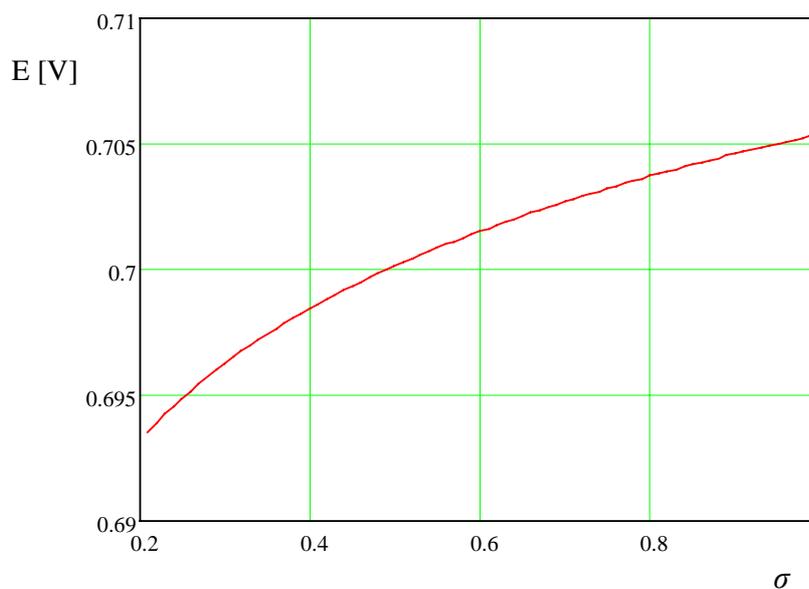


Bild 2. EMK für eine ZSW Brennstoffzelle in Abhängigkeit von der Sauerstoffkonzentration

Dank der Untersuchung eines ZSW Brennstoffzellenstacks im Rahmen der Arbeit [7], bestehend aus 15 Zellen, konnten die Berechnungsdaten mit den Messungsdaten verglichen werden. Bild 3 zeigt den Vergleich der gemessenen und mit dem Modell berechneten Strom-Spannungskennlinien des Brennstoffzellenstacks. Im Bereich von z. 5 bis 25 A zeigt das Modell ziemlich gute Genauigkeit und der Fehler ist nicht größer als 5%.

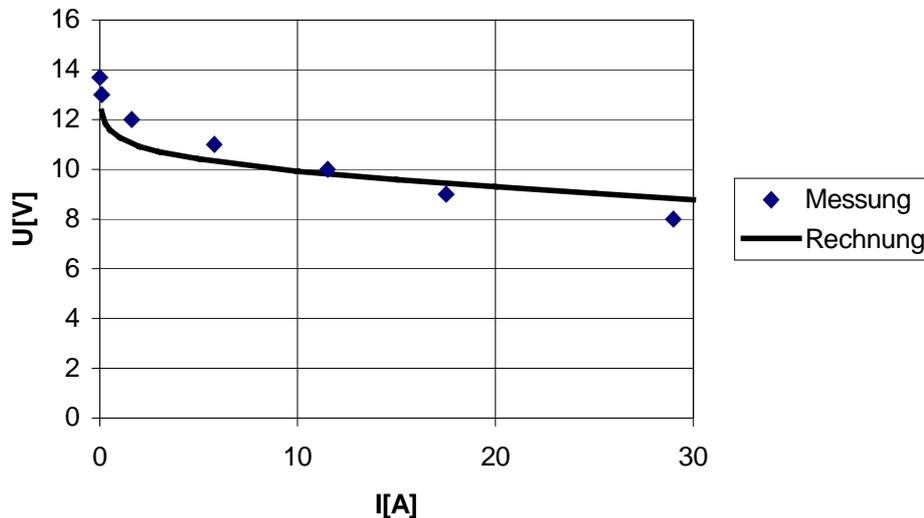


Bild. 3 Strom-Spannungskennlinien für einen ZSW Brennstoffzellenstack

5 Zusammenfassung

Das hier vorgestellte einfache mathematische Modell für die Untersuchung des statischen Verhaltens einer Brennstoffzelle, das in Mathcad Umgebung implementiert wurde, erlaubt die schnelle Erstellung ihrer wesentlichsten Charakteristika. Die Ergebnisse werden sowohl als Datei als auch in graphischer Form dargestellt. Der Vergleich der Rechnung mit der Messung zeigt eine befriedigende Genauigkeit des Modells. Das Modell kann bei den experimentellen Arbeiten, Projektierungsarbeiten wie auch in der Didaktik Anwendung finden.

Literatur

- [1] Lushtinetz T., Sponholz C., Rostankowska, U.Tobolczyk K., Zeńczak W.: Brennstoffzellen im Schiffsbetrieb, XII Symposium Nutzung Regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik, 3-5 November 2005, Stralsund
- [2] www.zsw-bw.de
- [3] Barbir F.: PEM Fuel Cells: Theory and Practice, ELSEVIER Academic Press, London 2005
- [4] Larminie J., Dicks A.: Fuel Cell Systems Explained, John Wiley & Sons LTD, 2003
- [5] Massardo A.F., Lubelli F.: Internal Reforming Solid Oxide Fuel Cell –Gas Turbine Combined Cycles: Part A- Cell Modell and Cycle thermodynamic Analysis, Journal of Engineering for Gas Turbines and Power, ASME January 2000 vol.122/7
- [6] Chmielniak T.J.: Technologie energetyczne, Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2004
- [7] Tobolczyk K.: Entwurf des energetischen Systems einer Hochseesegeljacht mit Brennstoffzelle, Diplomarbeit, Szczecin-Stralsund, 2005

SOME TECHNICAL PROBLEMS CONNECTED WITH DISTRIBUTED GENERATION IN POWER SYSTEM *

MICHAŁ ZEŃCZAK

Institute of Electrical Engineering, Technical University of Szczecin
Gen. Sikorskiego 37, 70-313 Szczecin, Poland
phone +48-91-4494634, fax +48-91-4494317
e-mail: mzenczak@ps.pl

ABSTRACT: The energy can be generated in big electric power stations or in many distributed energy sources. Distributed generation creates some technical problems in power system. First of all the planning development of power system is difficult. Besides exact prediction of power generation is impossible. Distributed generation can cause the problems with local and global stability. The quality of electrical energy can be worse. Distributed generation changes the short-circuits conditions. Existence of additional electric sources in power system creates the necessity of correction of protection setting. The paper presents these problems and proposal of solutions one of them: control on-line of short-circuit power.

NOMENCLATURE

| | |
|---------|---|
| I | – electric current, A, |
| P | – power, W, |
| cov | – covariance, VA, |
| R | – correlation coefficient, |
| E | – electromotive force, V, |
| U_n | – nominal voltage, V, |
| S_k'' | – short-circuit power, short-circuit capacity, MVA, |
| Z_k | – short-circuit impedance, Ω , |

Greek symbols

| | |
|----------|-------------|
| σ | – variance, |
|----------|-------------|

Subscripts

| | |
|--------------|-------------------------|
| A, B, C, D | – names of substations, |
| cc | – current capacity, |

* ERSTVERÖFFENTLICHUNG IN:



Heat Transfer and Renewable Sources of Energy 2006
J. Mikielewicz, W. Nowak and A.A. Stachel (Editors)

1. INTRODUCTION

The electrical energy can be generated in big power stations or in many small units, which can be classified as the distributed energy sources. There are many definitions of distributed sources [2, 7, 8]. Very often distributed generation is identified with renewable energy sources. It is truth in many cases, but distributed generation can be based on conventional ways of generation of electrical energy. Sometimes distributed generation is to be understood as the sources connected mainly to the distribution network. It means that they have nominal generated power of 50 – 150 MW. Very often they are located by the consumer behind the measuring equipment. In other countries there are different definition of distributed generation. According to Work Group 37-23 of CIGRE distributed generation is interrelated with the power of 50 ÷ 100 MW, in New Zealand - 5 MW, in England 100 MW, in Sweden - 1,5 MW. Electric Power Research Institute in USA determined the highest level of distributed generation on the level 50 MW.

In Poland the highest level of distributed generation is connected with highest level of the transmission capability, which for the 110 kV line is lower than 200 MW.

Many incompatible classifications of distributed generation (DG) are used [2, 7, 8].

According to power of units:

- micro DG ($1 \text{ W} < P < 5 \text{ kW}$),
- small DG ($1 \text{ kW} < P < 5 \text{ MW}$)
- medium DG ($5 \text{ MW} < P < 50 \text{ MW}$),
- big DG ($50 \text{ MW} < P < 150 \text{ MW}$).

Other classification according to power of units:

- small DG ($P < 25 \text{ kW}$),
- medium DG ($25 \text{ kW} < P < 1 \text{ MW}$),
- big DG ($P > 1 \text{ MW}$).

According to technology:

- renewable DG,
- modular DG,
- distributed cogeneration.

DG can utilize following technology:

- Diesel engine and other piston engine,
- fuel cells,
- gas turbine,
- photo-voltaic systems,
- hydro power station, wind power station, geothermal power station,
- magnetic energy storage,
- others.

The DG has many advantages and disadvantages. The great advantage of the distributed sources is the shorter distance for the power transmission. It is generally associated with lower level of voltage. The shorter distance does not cause the limit in length of AC cable line, because charging current is not big.

On the other hand DG creates many technical problems. First of all the planning development of power system is difficult. Besides exact prediction of power generation is impossible. Distributed generation can cause the problems with local and global stability. The quality of electrical energy can be worse. Distributed generation changes the short-circuits conditions. This fact can create the necessity of replacement of switching equipment. The existence of additional electrical energy sources influences the power system protection. Corrections of protection setting should be done. The paper presents the above mentioned problems. Besides proposal is given for solution the problem with changes of short-circuits

conditions. The control on-line of short-circuit power makes possible automatically information about the short circuits condition in given place of power system.

2. DISTRIBUTED GENERATION IN POWER SYSTEM

DG is analysed as the some set of single substitute generators, which are connected to power system in many places. In polish power system they are mainly synchronous and asynchronous generators. Other type of sources (fuel cells, photo-voltaic systems) are not popular and their power is not high. Therefore the further analysis refers to synchronous and asynchronous generators. The problems with DG based on these generators are presented below.

2.1. CONNECTION OF DG TO POWER SYSTEM

There are many methods of connection of DG to electric power system, but not all of them are realizable and profitable. Thus the choice of methods of connection of DG to electric power system is very important in point of view of investors and exploiters of DG and exploiters of electric power systems. Electric power companies have their own rules about technical requirements for the units connected to power system. Generally, the question is essential if the DG is adopted to isolated operation (islanding).

If DG is not adopted to isolated generation then generators should be disconnected from power system and loads in case of lack of main supply in order to avoid electric shock, destruction of loads because of bad energy quality.

If DG is adopted to isolating generation then generators can be connected to loads but should be disconnected from power system in order to avoid electric shock.

2.2. DG AND LEVEL OF VOLTAGE

New sources of electrical energy in power system change the reactive power flows and value of voltage in nodes. Therefore the exact analysis should be done for the power system [1]. Often the levels of voltages would be too high, if the regulation of voltage were not be done. The important limit is allowable range of operation of generator, which should not be exceeded.

Possibility of effects of generator on the level of voltage depends on its location in power system and their parameters.

When resistance of elements is comparable with reactance or is higher then value of voltage can exceed the permissible level in grid. Besides when the small generator is situated near feeding point (low impedance) then voltage increase is negligible. When big generator is located inside grid, then the voltage increase is high [2].

2.3. DG AND CURRENT-CARRYING CAPACITY

New sources of electrical energy in power system change the current flows in elements of power system, mainly in line and transformers. According to the structure of grid, location of DG and loads, currents can be higher or lower in some branches. It depends on the relation between power of loads and power of generator. Fig. 1 presents typical situation with new generator. Current capacity of the line AB is P_{ABcc} . If DG does not exist ($P_G = 0$), then the whole power flow P_F from feeding point A can be expressed by the equation:

$$P_F = P'_{AB} + P_D = P_B + P_C + P_D \quad (1)$$

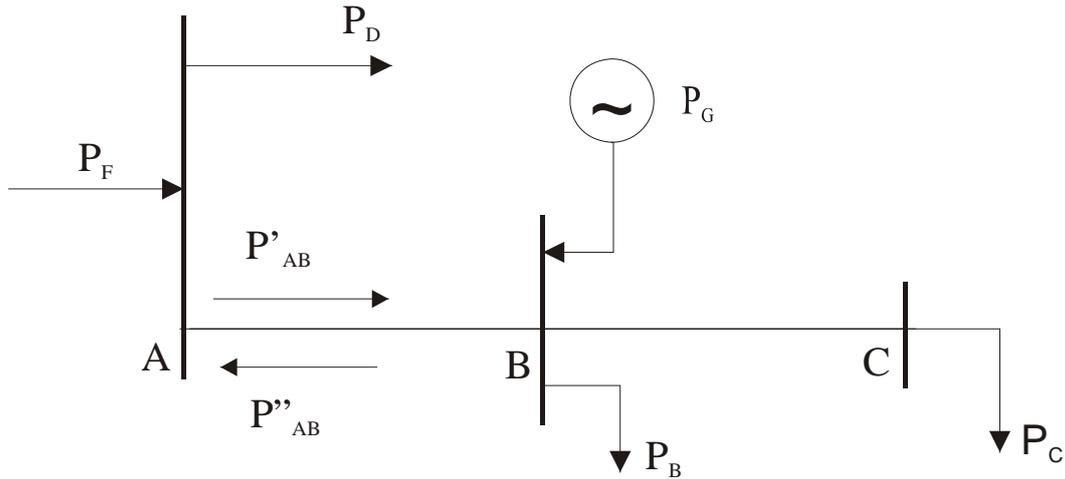


Fig. 1. New generator in power system

When $P_G \approx P_C + P_B$ then $P_{AB} \approx 0$. There is possibility, that $P_G \gg P_C + P_B$. Such the situation occurs when there are good condition for location of wind power station but the area is uninhabited. In that case there is possibility:

$$P''_{AB} = P_G - P_B - P_C > P_{ABcc} \quad (2)$$

Therefore it is necessary to check, whether the currents in all elements do not exceed current capacities. Very often such the situation occurs [1].

2. 4. DG AND SHORT-CIRCUITS CONDITIONS

DG have rather not high power, therefore the changes of short-circuits conditions are not high. On the other hand DG appears very often on the areas, where the distribution network is not developed, the short-circuits capacities of elements such as switchgears, current transformer are selected for low short-circuits currents. Then even small generator can cause overpassing of short-circuits capacities of these elements.

When in the fig. 1 there are two sources: the equivalent generator which provides power P_F and generator P_G , then short-circuit power on bus-bars A (S_k'') is the function of distance between point A (l_A) and the location of generator P_G and its power (P_G):

$$S_k'' = S_{kF}'' + \frac{K_1}{K_2 l_A + \frac{K_3}{P_G}} \quad (3)$$

where: S_{kF}'' – short – circuit power flowing from power system, K_1, K_2, K_3 – coefficients.

Basing on relation (3) the conclusion can be drawn: the higher power of generator and lower distance between generator and feeding point or other place of installation of equipment the higher short-circuits power is.

2. 5. DG AND POWER SYSTEM PROTECTION

Existence of DG in power system creates two problems. First one is related to protection of DG systems. The second one is related to influence of DG on protections existing in power system.

Principles of protection of big DG units are the same like units in common electric power station [9]. In case of medium and small DG there are special requirements for the protection of the connection of DG to power system, apart from the autonomous protection of DG units. They have the following functions [8]:

- disconnection of generator from power system, when the parallel cooperation with grid is impossible,
- protection of power system against disturbances in DG units,
- protection of DG units against disturbances in power system.

The following protections are used for the connection [8]:

- overvoltage and undervoltage protections – protection against work outside range of voltage,
- overfrequency and underfrequency protections – protection against work outside range of frequency and against isolated operation,
- overcurrent protection – detection of short-circuits,
- protection against earth faults,
- protection against isolated operation.

Units of DG have their own additional protection against decrease of voltage, increase of voltage, decrease of frequency and increase of frequency.

Units of DG based on fuel cells or photovoltaic which use inverters should have equipment for control and maintenance of quality of energy.

The second problem related to influence of DG on existing protections is complicated too. Changes in current flows, changes of resultant impedances cause the necessity of analyzing setting of protection equipment. It is important particularly for distance protection. Existence of new generator in adjacent station causes increase of measured impedance in comparison to actual one. It means that the reach of second and third zone is shorter. Settings of second and third zones should be improved by correction factor [9].

2. 6. DG AND STABILITY

Local (static) stability is determined by the immunity from little disturbances in power system. Global (dynamic) stability is determined by the immunity from big disturbances comparable with nominal power of units (for example short-circuit). Experiences show, that there is no problems with local stability of DG units connected to power system [2].

Behavior of DG units during short-circuits is differentiated. When the consumed power decreases considerably, small generators working with low speed increase their speed and go out of step. Units with high time-constant (10 s) behave like traditional units and work after liquidation of short-circuits in spite of rotor swing.

3. CONTROL ON LINE OF SHORT-CIRCUIT POWER

To estimate properly the power system performance it is necessary to recognize equivalent system impedance. The value of impedance is not constant. It varies from a value being close to short-circuits impedance up to value characteristic for normal operation state. Short-circuit impedance is the base to determine short-circuits currents and level of short-circuits power. Besides short-circuit power is one of the most important quantity during selection of equipment.

Fig. 2 presents the idea of measurements of short-circuit impedance (and power) in load node.

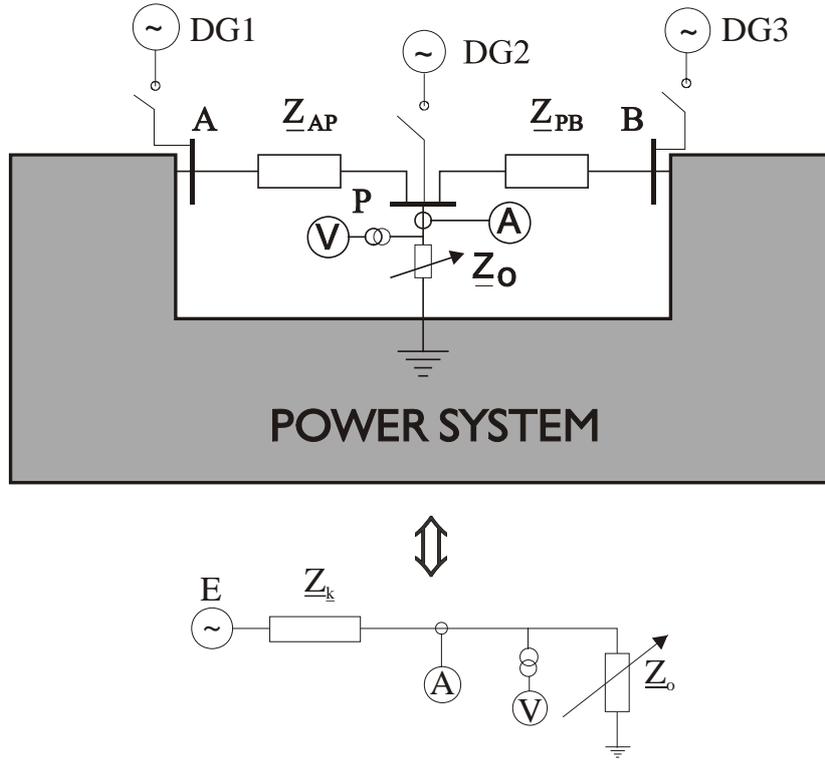


Fig. 2. Measurement of short-circuit impedance

Measurement of short-circuit power is difficult during normal operation. Dividing voltage \underline{U} by current \underline{I} the impedance of load is possible to estimate, but this impedance has not influence on level of short-circuit power. Measurement of impedance \underline{Z}_k is possible, if changes of voltage and current are caused only by changes of load $\Delta\underline{Z}_o$:

$$\underline{U}_1 = E \frac{\underline{Z}_o}{\underline{Z}_k + \underline{Z}_o}, \underline{I}_1 = \frac{E}{\underline{Z}_k + \underline{Z}_o}, \underline{U}_2 = E \frac{\underline{Z}_o + \Delta\underline{Z}_o}{\underline{Z}_k + \underline{Z}_o + \Delta\underline{Z}_o}, \underline{I}_2 = \frac{E}{\underline{Z}_k + \underline{Z}_o + \Delta\underline{Z}_o} \quad (4)$$

From these four relations it is possible to calculate:

$$\underline{Z}_k = \frac{\underline{U}_2 - \underline{U}_1}{\underline{I}_1 - \underline{I}_2} \quad (5)$$

During operation it is not sure whether the changes of voltage and currents are caused by the change of load. Therefore it is necessary to do statistical analysis.

First of all many single measurements of voltage and currents should be done. Next the average values of voltages and currents should be calculated, variances $\sigma^2(U)$, $\sigma^2(I)$ and covariance $cov(U, I)$. To establish the interrelation between the current and voltage values the correlation coefficient $R(U, I)$ should be calculated:

$$R(U, I) = \frac{cov(U, I)}{\sigma(U)\sigma(I)} \quad (6)$$

The correlation coefficient should show negative value $R(U,I) \in (-1; -0.5)$. Using the last square method for the expression:

$$\sum_{i=1}^n \left[\Delta I_i - \Delta U_i \frac{1}{Z_k} \right] = \min \quad (7)$$

after calculation the impedance can be obtained:

$$Z_k = \frac{\sigma^2(U)}{\text{cov}(U,I)} \quad (8)$$

The short-circuits power can be expressed:

$$S_k'' = \frac{1,1U_n^2}{Z_k} \quad (9)$$

This method was introduced for testing low voltage network. The hardware contained voltage and current transformers, AC-DC converter, analog-digital and digital-analog converter ADDA and PC. The results were confirmed by the calculations [6].

This method is limited to the situation, when there is no phase shift between voltage and current. Therefore it can be used for the DG generation mainly in low voltage network. More general is method, which is based on Lyapunov Exponents. This method [5] enables to estimate short-circuit resistance and reactance of power system.

The equivalent impedance can be identified by numerical test results of a method where Artificial Neural Network (ANN) is applied [3]. As the input of the considered ANN modules and arguments of voltage and current from two sampling cycles are given. Equivalent impedance can be obtained from the output.

The knowledge about equivalent impedance is the basis for estimation of effectiveness of voltage regulation [4], which is the function of U/R_k (low voltage network) or U/X_k (high voltage network). The effectiveness of voltage regulation in load node informs about the actual voltage change caused by changing the transformation ratio. Besides the value of effectiveness of voltage regulation is the good criterion of voltage stability. The negative value of effectiveness indicates the stability loss. The best value for effectiveness of voltage regulation is 1.

4. CONCLUSIONS

DG in spite of some disadvantages creates so many profits, that its development will be more and more intensive. Therefore it is necessary to make investigation on the problems of DG in power system. The modern power system should be adopted to cooperation with DG. The proposed method of control on-line of level of short-circuit power can be quite good software tool for dispatcher in power systems with DG.

5. REFERENCES

- [1] Barzyk G., Szwed P., Zeńczak M.: Studium możliwości przyłączenia elektrowni wiatrowych do istniejącej sieci 110 kV i analizy potrzeb modernizacyjnych sieci 110 kV pod kątem zwiększenia zdolności przesyłowych, *Study for Power Company*, Szczecin 2004.
- [2] Kacejko P.: *Generacja rozproszona w systemie elektroenergetycznym*, Lublin 2004.
- [3] Kacejko P., Jędrychowski R.: Zastosowanie techniki ANN do szybkiej identyfikacji zastępczej impedancji zwarciowej w węźle sieci elektroenergetycznej, *Aktualne Problemy w Elektroenergetyce, Gdańsk – Jurata, 8 – 9 czerwca 2005*, pp. 93 – 100.
- [4] Kuźma W., Zeńczak M.: Effect of nonlinear load of power systems on effectiveness of voltage regulation, *XVII Symposium Electromagnetic Phenomena in Nonlinear Circuits, July 1 – 3, 2002, Leuven, Belgium*, pp. 183 – 186.
- [5] Małyшко O.: Estimation of power system impedance using Lyapunov Exponents, *XVIII Symposium Electromagnetic Phenomena in Nonlinear Circuits, June 28 – 30, 2004, Poznań, Poland*, pp. 117 – 118.
- [6] Nowakowski R., Małyшко O., Zeńczak M.: Probability estimation of short-circuit power measurements, *6th International Symposium on Short - Circuits Current in Power Systems, September 6 – 8, 1994, Liege, Belgium*, pp. 1.35.1 – 1.35.6.
- [7] Paska J., Sałek M., Surma T.: Wytwarzanie rozproszone energii elektrycznej i ciepła, *Wiadomości Elektrotechniczne*, No. 12 (2005), pp. 3 – 13.
- [8] Rosołowski E.: Automatyka zabezpieczeniowa układów generacji rozproszonej, *Wiadomości Elektrotechniczne*, No. 3 (2004), pp. 20 – 22.
- [9] Winkler W., Wiszniewski A.: *Automatyka zabezpieczeniowa w systemach elektroenergetycznych*, WN-T, Warszawa 1999.

AUSGEWÄHLTE TECHNISCHE PROBLEME GEBUNDEN MIT DER ZERSTREUTEN ERZEUGUNG IN DEM ENERGIEVERSORGUNGSSYSTEM

ZUSAMMENFASSUNG: Die Elektroenergie kann in den großen Kraftwerken oder in mehreren zerstreuten Kleinheiten erzeugt werden. Die zerstreute Erzeugung verursacht die technischen Probleme in dem Energieversorgungssystem. Die Planung von Leistungsentwicklung ist vor allem anstrengend. Es ist außerdem auch anstrengend die Planung der Entwicklung von Leitungs- und Verteilungsnetz, die mit der Entwicklung der zerstreuten Erzeugung korreliert ist. Die Probleme mit der statischen und dynamischen Stabilität des Energieversorgungssystems können auch erscheinen. Die zerstreuten Quellen haben wesentlichen Einfluss auf der Qualität der Elektroenergie. Die zusätzlichen Quellen ändern lokale Kurzschlussbedingungen und dadurch, die neuen Probleme verursachen, z. B. die Notwendigkeit der Anpassung der bestehenden Apparatur zu den neuen Kurzschlussbedingungen, wie auch die Notwendigkeit der Einstellungsänderung von Schutzeinrichtungen, insbesondere der Entfernungsschutzeinrichtungen. In dem Artikel wird der Vorschlag zur Kontrolle der Kurzschlussleistung nach der on – line Methode, als ein Mittel zur Erleichterung des Betriebs eines Energieversorgungssystems, das zerstreute Energiequelle beinhaltet, dargestellt.

Verzeichnis der Autoren

| | | | |
|--|---------|-------------------------------|------------|
| <i>Bäcker, Axel</i> | 119 | <i>Nowak, Władysław</i> | 64, 70, 77 |
| <i>Bemmann, Ulrich</i> | 7 | | |
| <i>Blum, Ludger</i> | 22 | | |
| <i>Biwan, Artur</i> | 31 | <i>Orth, Maik</i> | 83 |
| <i>Borsukiewicz-Gozdur, Aleksandra</i> | 64, 70 | | |
| <i>Brüser, Volker</i> | 11 | | |
| <i>Buttkewitz, Gerhard</i> | 83 | <i>Rackwitz, Axel</i> | 58 |
| | | <i>Reuber, Sebastian</i> | 87 |
| | | <i>Roterberg, Karsten</i> | 94 |
| <i>Deibel, André</i> | 16 | | |
| <i>Dengel, Andreas</i> | 22, 30 | | |
| <i>de Haart, L.G.J.</i> | 22 | <i>Sandlaß, Hans</i> | 52 |
| <i>Dörr, Heinz-Kurt</i> | 22 | <i>Schreiber, Matthias</i> | 58 |
| | | <i>Schröder, Karsten</i> | 11 |
| | | <i>Schmuhl, Andreas</i> | 11 |
| <i>Eliasz, Jacek</i> | 31, 119 | <i>Schneider, Mareike</i> | 87 |
| | | <i>Spinadel, Erico</i> | 99 |
| | | <i>Sponholz, Christian</i> | 16, 52 |
| <i>Groß, Bodo</i> | 7, 22 | <i>Stachel, Aleksander A.</i> | 64, 70 |
| | | <i>Steffenhagen, Birgit</i> | 16 |
| | | <i>Stemann, Markus</i> | 30 |
| <i>Hamelmann, Roland</i> | 36 | <i>Stolzenburg, Klaus</i> | 105 |
| <i>Hinz, Matthias</i> | 41 | | |
| | | <i>Tetzlaff, Karl-Heinz</i> | 113 |
| <i>Junge, Henrik</i> | 11 | <i>Thiele, Wolfram</i> | 119 |
| | | <i>Tiit, Valdur</i> | 123 |
| <i>Kaczmarek, Radomir</i> | 45 | | |
| <i>Kimmerle, Klaus</i> | 22 | <i>Uljas, Henry</i> | 123 |
| <i>Kujawa, Tomasz</i> | 45 | | |
| | | <i>Wos, Maciej</i> | 77 |
| <i>Lehmann, Jochen</i> | 52 | | |
| <i>Lüsi, Matti</i> | 123 | | |
| <i>Luschtinetz, Ortrud</i> | 52 | <i>Zeńczak, Michał</i> | 127 |
| <i>Luschtinetz, Thomas</i> | 16 | <i>Zeńczak, Wojciech</i> | 133 |
| <i>Miege, Andreas</i> | 16, 52 | | |
| <i>Müller, Reinhard</i> | 58 | | |

Notizen
