



fachhochschule
university of applied sciences
stralsund



tagungsband
proceedings

energie – symposium

energie – symposium

8. – 10. November 2012

**Nutzung regenerativer Energiequellen
und Wasserstofftechnik**

**NUTZUNG
REGENERATIVER
ENERGIEQUELLEN
UND
WASSERSTOFF-
TECHNIK
2012**

Thomas Lushtinetz und Jochen Lehmann (Hrsg.)

19. Symposium
Nutzung Regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik
Stralsund, 8.-10. November 2012

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

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

© 2012 by: Fachhochschule Stralsund
Alle Rechte vorbehalten

Printed in Germany by:
Fachhochschule Stralsund, ZV

ISBN 978-3-9813334-5-9

Komitee der Konferenz:
Jürgen Garcke, Ulm; Viktor Hacker Graz; Wladyslaw Nowak, Szczecin;
Erico Spinadel, Buenos Aires; Reinhold Wurster, Ottobrunn;
sowie 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 / 45711713
E-mail: Ilona.Noster@fh-stralsund.de

Inhaltsverzeichnis	Seite
Grußwort	5
Vorwort	6
<i>Sebastian Arns, Iris Ebner, Monika Eigenstetter, Klaus Gollmer, Verena Jähn, Rainer Michels, Stefan Naumann, Bodo Groß</i> Ressourceneffizienz im Gebäudebetrieb durch Nutzerintegration und Automation	7
<i>Andreas Dengel</i> Potenziale für Wärmespeicher in Heiz(kraft)werken	10
<i>Oliver Ehret</i> DerMarkteintritt von Wasserstofftechnologien: Eine innovationswissenschaftliche Betrachtung	15
<i>Heike Ehrich, Elka Krалеva</i> Structure and performance of cobalt and nickel catalysts for hydrogen generation from bio-ethanol partial oxidation	16
<i>Joachim Fischer, Dieter Genske, Thomas Jödecke, Steffi Klenner, Maria Nuschke, Ariane Ruff, Matthias Schwarze, Viktor Wesselak</i> Szenarienbasierte Potenzialanalyse für den Ausbau erneuerbarer Energien in Thüringen	21
<i>Ingo Franke, Oliver Henschel, David Nitsche, Michael Stops, Hans-Dieter Bauer, Birgit Scheppat</i> Natriumalanat für die Entwicklung eines Wasserstoffsensors	27
<i>Bodo Groß, Alexander Berhardt, Wulf Clemens, Fernec Lezsovits</i> OPTIDUST – Staubreduzierung in Biomassekesseln mittels Elektrofilter	32
<i>Vollrath Hopp</i> Von der Fotosynthese über die alkoholische Gärung zum Missbrauch des (Bio-)Ethanols	40
<i>Vollrath Hopp</i> From the photosynthesis to the fermentation of alcohol and the misuse of bio-ethanol	43
<i>Christian Kolbe, Thomas Luschtinetz</i> Modulkraftwerk- Eine Inselenergieversorgung	46
<i>Jochen Lehmann, Thomas Luschtinetz</i> Wind Hydrogen and the Stralsund University	51
<i>Olgierd Malyszko, Michal Zenczak</i> Balance of reactive power in wind power farms	57
<i>Dörthe Mellmann, Peter Sponholz, Christian Heßke, Henrik Junge, Matthias Beller</i> Ameisensäure: Wasserstoffherzeugung für Niedertemperaturbrennstoffzellen	62
<i>Luiz Tadeu Moraes, Sérgio Henrique Lopes Cabral</i> Realization of Renewable Energy System based on Waste-to-Energy technology in southern Brazil	66
<i>Hernan Moreano</i> Santa Elena: Ready to reshape its transport energy matrix	71
<i>Reinhard Müller, Axel Rackwitz</i> Technische Analyse einer 400 Wp Solar-Stirling-Anlage	81

<i>Philip Schmit, Bodo Groß</i> Lithiumionen Batterien als Speicheroption für elektrischen Strom	90
<i>Bert Stegemann, Oliver Suchaneck, Klaus-Dieter Wustig, Christof Schultz, Frank Fink, Rutger Schlatmann, Volker Quaschnig</i> Verbindung von Hochschul-Ausbildung und Spitzenforschung am Beispiel der HTW Berlin und des PVCOMB	96
<i>Daniel Tannert, Christian Ziems, Christine Tillmann, Hans Joachim Krautz</i> Einrichtung und Erfahrungen aus der Inbetriebnahme einer fortschrittlichen alkalischen Druckelektrolyseanlage	100
<i>Robert Urbanczyk, Kateryna Peinecke, Michael Felderhoff, Klaus Hauschild, Stefan Peil</i> Hydridspeicher aus Al-Legierungen zur Entkopplung von Wärme und Strom	111
<i>Sebastian Voswinckel</i> Gegenwart und Zukunft von Dünnschichtphotovoltaikmodulen	116
<i>Manfred Waidhas</i> Elektrolyse als nachhaltige Netzdienstleistung	123
<i>Wojciech Zeńczak</i> Einfluss von Schiffsbewegungen auf die Kapazität von biomassegefeuerten Wirbelschichtdampferzeugern	137
<i>Andrei Zschocke</i> Innovative Lösungen zur Speicherung von Energie	145
<i>Sorawit Sonsaree, Sukruedee Sukchai, Wisut Chramsa-ard</i> The Application of Solar – Boosted Heat Pump for Increase of Working Hour of Hot Water Production	146
<i>Tawat Suriwong, Titipun Thongtem, Anan Pongtornkulpanich, Sukruedee Sukchai, Somchai Thongtem</i> Direct Microwave-assisted Synthesis of CuAlO ₂ for Quasi-Solid Electrolyte used for Dye Sensitized Solar Cells	155
<i>Wisut Chramsa-ard, Sukruedee Sukchai, Sorawit Sonsaree, Paitoon Laodee, Anan Pongtornkulpanich</i> Thermal Efficiency of Evacuated Tube Solar Hot Water System with Compound Parabolic Concentrator (CPC)	166
<i>Anan Pongtornkulpanich, Sukruedee Sukchai, Tawat Suriwong, Sorawit Sonsaree,</i> Solar Driven 1-Ton Single-Stage Ejector Refrigeration System	173
<i>Sukruedee Sukchai, Wisut Chramsa-ard, Sorawit Sonsaree, Rangrudee Boonsa, Joachim Krueger, Yuvaraj Pandion</i> Direct Steam Generation (DSG) Solar Thermal Power Plant in Thailand	183
<i>Christian Ziems, Daniel Tannert, Hans Joachim Krautz</i> Grundlagenforschung zur Optimierung des alkalischen Druckelektrolyseprozesses am 25 bar Einzel-Zell-Versuchsstand	193
<i>Klaus Stolzenburg</i> Ergebnisse der NOW-Studio „Wind-Wasserstoff“	202

Grußwort Energiesymposium Stralsund



Die Energiewende ist die nationale Aufgabe der nächsten Jahre. Die Katastrophe von Fukushima hat uns vor Augen geführt, dass eine Energieversorgung aus Kernenergie niemals wirklich „sicher“ sein kann. Zudem zeigt sich zunehmend am Preis, dass die fossilen Energieträger endlich sind. Das spüren wir alle in unserem Portemonnaie. Dass auch die Umstellung auf eine Energieversorgung aus Erneuerbaren Energien nicht zum Nulltarif zu haben ist, muss jedem klar sein. Trotzdem ist die Energiewende richtig und unumkehrbar. Denn sie ist nötig für eine sichere, bezahlbare und nachhaltige Energieversorgung in der Zukunft.

Natürlich stellt uns die Energiewende vor große technische und gesellschaftliche Herausforderungen. Deshalb ist es wichtig, dass alle Akteure bei der Erreichung der mit der Energiewende verbundenen Ziele zusammenarbeiten.

Die Entwicklung innovativer Speicherlösungen stellt einen entscheidenden Baustein zum Gelingen der Energiewende dar. Noch gibt es keine befriedigenden Lösungen, wie wir in Größenordnungen die durch die „Erneuerbaren“ erzeugte Energie so abspeichern können, dass sie uns auch dann zur Verfügung steht, wenn die Produktionsbedingungen gerade ungünstig sind. Auch zur Stabilisierung der Netze bedarf es einer gleichmäßigen Strom-Einspeisung, die durch zwischen geschaltete Speicherlösungen gewährleistet werden kann.

Insbesondere in der Umwandlung von Strom in Wasserstoff liegen große Hoffnungen für die Speicherung von Strom aus erneuerbaren Energien. Mit den Hochschulen als auch mit privaten Anwendern verfügt Mecklenburg-Vorpommern über ein beachtliches Innovationspotenzial. Dieses Forschungs- und Entwicklungspotenzial weiter zu fördern und das erworbene Wissen für die Umsetzung der Ziele der Energiewende nutzbar zu machen, ist eine der Aufgaben der nächsten Jahre.

Ich hoffe, dass es im Forschungs- und Entwicklungsbereich noch viele gute Ideen und innovative Ansätze geben wird, die in der Umsetzung dazu beitragen können, erneuerbare Energien speicherbar und spontan abrufbar zu machen. Dadurch wird es langfristig gelingen, Kosten zu senken und die Effektivität der Prozesse zu steigern. Den erneuerbaren Energien gehört die Zukunft wenn es uns gelingt, sie effektiv nutzbar zu machen.

Volker Schlotmann
Minister für Energie, Infrastruktur und Landesentwicklung
Mecklenburg-Vorpommern

Vorwort

Auch wenn oft die Meinung herrscht, mit der beschlossenen Energiewende ginge es trotz aller Vorarbeit nicht so recht voran, es wird an vielen Stellen intensiv gearbeitet. Insbesondere die Beiträge des ersten Teils des Symposiums lassen das erkennen.

Was den Norden der Republik betrifft, zielt die Forderung, 2020 mit 35% regenerativen Stroms am Netz zu sein, vor allem auf noch mehr installierte Windturbinen on- und offshore, notwendige Netzerweiterungen und die Speicherung von regenerativ erzeugtem Strom, also eine optimale Ausnutzung der Resource.

Dass manchen diese Entwicklung in diesem Tempo doch ein wenig überrascht hat, zeigten die in unserem Bundesland durchgeführten regionalen Energiekonferenzen. Nur zu oft blieben die Vorstellungen der Teilnehmer im inzwischen bereits Gewohnten haften. Aber dass diese Konferenzen stattfanden und eine unerwartet große Resonanz hatten, stellt schon einen großen Schritt dar. Änderungen auf dem Gebiet der Energie können nicht ohne die Beteiligung der Öffentlichkeit funktionieren.

Im Zusammenhang mit der Energiewende ist - so konnten wir feststellen - auch das Interesse am Symposium gestiegen. Die Rechtfertigung dafür drückt sich u.a. darin aus, dass vorläufige Ergebnisse der NOW-Studie "Windwasserstoff" bereits kurz vor der eigentlichen Verteidigung vorgestellt werden und diskutiert werden können.

Erfreulich ist auch, dass die Clean Energy Partnership - wie im vergangenen Jahr - die Tagungsteilnehmer einlädt, eigenhändig Brennstoffzellenauto zu fahren und damit zu erfahren, dass die künftige Mobilität mit neuem Fahrgefühl und Fahrvergnügen verbunden ist. Man kann schon ungeduldig werden, endlich mit einem Brennstoffzellen-Batterie-Hybrid ohne Umweltsorgen unterwegs sein zu können.

Die Herausgeber danken allen Vortragenden und Teilnehmern, den Organisatoren, besonders aber auch den an Anzahl wiederum zugenommenen Sponsoren der Tagung!

Wir wünschen allen einen interessanten und erfolgreichen Verlauf des 19. Stralsunder Energiesymposiums!

Jochen Lehmann, Thomas Luschtinetz

REGENA

„Ressourceneffizienz im Gebäudebetrieb

durch Nutzerintegration und Automation“

Sebastian Arns^α, Iris Ebner^β, Monika Eigenstetter^γ, Klaus Gollmer^β, Verena Jähn^β, Rainer Michels^β,
Stefan Naumann^β und Bodo Groß^α

^αIZES (Institut für ZukunftsEnergieSysteme) gGmbH, Altenkesseler Straße 17, D-66115 Saarbrücken

^βUmwelt-Campus Birkenfeld, Fachhochschule Trier, Postfach 1380, D-55761 Birkenfeld

^γA.U.G.E. Institut der Hochschule Niederrhein, Reinarzstr. 49, D-47805 Krefeld

Schlüsselwörter: Betriebsoptimierung, Gebäudeeffizienz, Energiemonitoring, Nutzerintegration, Umweltpsychologie

Zusammenfassung

Ziel des Forschungsprojekts ist die konzeptuelle Entwicklung und vergleichende Evaluierung geringst- und geringinvestiver Maßnahmen zur energetischen Betriebsoptimierung im Hochschulbereich. Dabei wird neben einer bewertenden Betrachtung der Gebäudetechnik der Fokus auch auf eine umweltpsychologische Betrachtung des Nutzerverhaltens gelegt. Mithilfe eines umfangreichen Monitorings soll der Energieverbrauch der beiden involvierten Hochschulen überwacht und Interventionsmaßnahmen registriert, aus- und bewertet werden. Als Ergebnis soll ein auf andere Hochschulen übertragbares „REGENA-Modell“ entwickelt werden.

1. Vorhabensbeschreibung

Der Umweltcampus Birkenfeld (UCB) betreibt seit einigen Jahren verschiedene technische Systeme zur energetischen Gebäudeoptimierung und verfügt über Know-how in der Implementierung und Anwendung dieser Systeme. Hierdurch konnten Einsparpotenziale identifiziert und weitere Maßnahmen zur energetischen Optimierung eingeleitet werden. Diese Erkenntnisse sollen auf die Hochschule Niederrhein (HS NR) übertragen werden. Der UCB plant darüber hinaus, neue Techniken zur dezentralen Verbrauchserfassung und Steuerung einzusetzen und zu evaluieren. Dies umfasst auch die Erprobung von nutzerzentrierten Techniken mittels Visualisierung und Steuerungsoptionen.

Das A.U.G.E-Institut, ein In-Institut der HS NR, kann aufgrund der Erfahrungen im umweltpsychologischen Bereich und vor allem durch die Erfahrungen durch Arbeitssystemgestaltung und Usability Engineering ihre diesbezügliche Expertise sowohl an der eigenen Hochschule als auch am UCB zur Anwendung bringen.

Die IZES gGmbH (IZES) wird das Monitoring der eingesetzten Technik, die Maßnahmen und Erfolge der Umweltpsychologie sowie deren gegenseitige Wechselwirkungen übernehmen. IZES kann neben vertieften Kenntnissen zur energetischen Gebäudeoptimierung zusätzlich eine optimierte Hardware bereitstellen. Die im IZES entwickelte INES-Box zur Messdatenerfassung, Weiterleitung sowie Steuerung der technischen Anlagen soll hier zum Einsatz kommen und ggf. auf die jeweiligen Anforderungen angepasst werden.

Mit Hilfe der INES-Box können Messdaten in einem offenen System erfasst, gespeichert und ausgewertet werden. Die verwendete, eigenentwickelte Software ist in der Lage, die Messgrößen und errechneten Kennwerte (ggf. online) zu visualisieren. Die Handhabung der Software ist einfach gestaltet, damit jeder Nutzer den Energieverbrauch schnell erfassen und verstehen kann. Weiterhin ist die INES-Box so konzipiert, dass bei Bedarf auch das Vor-Ort Personal einfache Änderungen an der Programmierung selbstständig vornehmen kann.

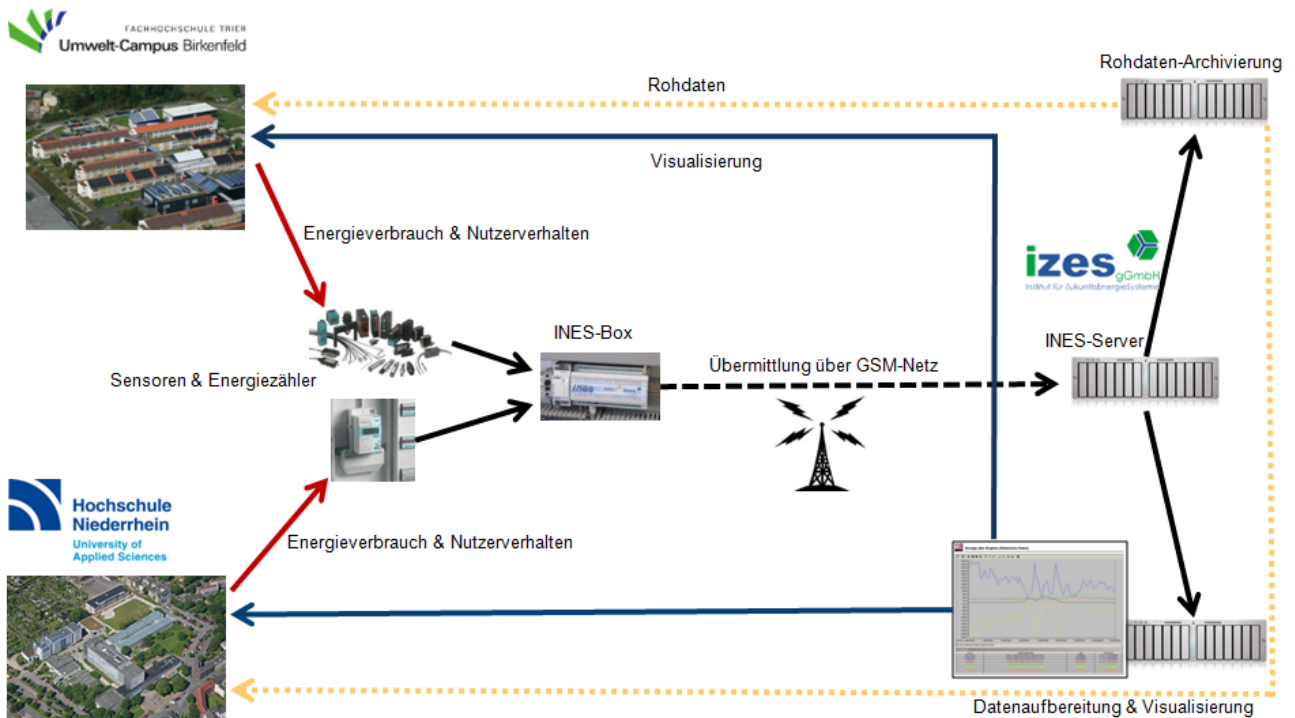


Abbildung 1: Schema des Datenfluss

2. Zielsetzung

Für die HS Niederrhein ist eine Basisausrüstung vorgesehen, die ausgehend von erhöhtem Optimierungspotenzial vor allem erprobte Techniken einsetzt und untersucht, inwieweit dies kostengünstig und nutzerfreundlich geschehen kann. Am UCB hingegen soll aufbauend auf einem höheren Ausrüstungs- und Erfahrungsniveau bezüglich optimierter Betriebsführung untersucht werden, welche weiteren Maßnahmen zur energetischen Effizienzsteigerung ergriffen werden können. In beiden Fällen sollen neue Informations- und Kommunikationstechniken eingesetzt werden.

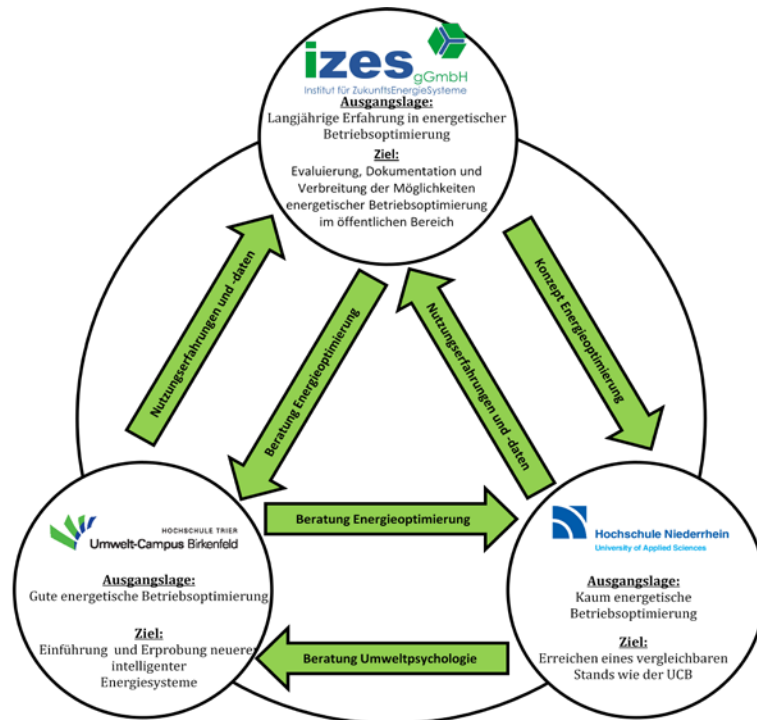


Abbildung 2: Projektpartner REGENA

Ziel des Projekts ist somit, die technischen Kenntnisse und Erfahrungen gegenseitig zwischen UCB und HS NR auszutauschen, technische Erfahrungen insbesondere des UCB zu nutzen und gleichzeitig von den umweltpsychologischen Kenntnissen, bzw. der entsprechenden Ergebnisse des A.U.G.E.-Instituts in Krefeld zu profitieren. Somit ergibt sich eine ideale Ausgangsposition, Kenntnisse und Know-how im technischen und psychologischen Bereich zwischen zwei Hochschulen auszutauschen und ergänzend die Ergebnisse durch IZES wissenschaftlich begleiten und verbreiten zu lassen. Zusätzlich sollen die Ergebnisse über die HIS Hochschul-Informationssystem GmbH weiteren interessierten Hochschulen zur Verfügung gestellt werden.

REGENA wird gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages unter Förderkennzeichen 03ET1070T.

„Potenziale für Wärmespeicher in Heiz(kraft)werken“

A. Dengel

STEAG New Energies GmbH, St. Johanner Straße 101-105, D-66115 Saarbrücken

Schlüsselwörter

Kraft-Wärme-Kopplung, Energiespeicher, Besicherung, Lastspitzen, Latentwärmespeicher, Heizkraftwerke

Zusammenfassung

Die STEAG New Energies GmbH ist Contractor und Betreiber einer Vielzahl von dezentralen Anlagen zur Strom- und Wärmeerzeugung. Kunden sind Kommunen, Zweckverbände, Gewerbe- und Industriebetriebe. Neben reinen Wärmeerzeugern bedient man sich gerne sogenannter Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen. Da in der Regel die Versorgung der Kunden wärmegeführt ist, ist die Stromerzeugung von untergeordneter Bedeutung. Eine Ausnahme bilden die im Rahmen des EEG betriebenen Biomasseheizkraftwerke. Durch die Zunahme der volatilen Einspeisung regenerativ erzeugten Stroms hat jedoch der Bedarf an Regelenergie deutlich zugenommen. Könnte man den Betrieb von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen durch den Einsatz von Wärmespeichern unabhängiger von dem momentanen Wärmebedarf machen, könnten diese Energiewandler in den lukrativen Markt der Regelenergiebereitstellung implementiert werden. Deshalb soll in einer Studie das Potenzial für solche Speicher an den Standorten des Unternehmens ermittelt werden. Parallel hierzu ist konkret die Entwicklung und Erprobung eines Latentwärmespeichers für ein Heizkraftwerk des Unternehmens, welches ein benachbartes Folienwerk mit Prozessdampf bei rund 300 °C versorgt, angedacht.

Einleitung

Die STEAG New Energies GmbH betreibt bundesweit mehr als 200 Anlagen zur Erzeugung von Strom und Wärme überwiegend auf Basis regenerativer Energieträger wie Biomasse, Biogas, Grubengas und Geothermie, aber auch konventioneller fossiler Primärenergien. Insbesondere in Kraft-Wärme-Kopplung betriebene Anlagen erzeugen die nicht primär vom Verbraucher geforderte Energieform suboptimal. Lastspitzen oder außerplanmäßige Anforderungen führen zum Einsatz von Besicherungsinstrumenten, deren Einsatz ökonomisch, aber auch wegen des Primärenergieeinsatzes ökologisch (CO₂) wenig wünschenswert ist.

Hier setzt die im Haus entwickelte Idee an, durch den Einsatz von Wärmespeichern die Erzeugung von elektrischer Energie oder / und Wärme zu vergleichmäßigen, Spitzen abzubauen und auf diese Weise den Einsatz von Besicherungsinstrumenten – in der Regel fossil befeuerter Kesselanlagen – zu minimieren. Gemeinsam mit den Partnern Badische Engineering GmbH (BSE), Badische Stahlwerke GmbH (BSW), Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR) und F.W. Brökelmann Aluminiumwerk GmbH & Co. KG (FWB) wurde deshalb ein Antrag für ein öffentlich zu förderndes Vorhaben mit dem Titel „Thermische Energiespeicher für die Erhöhung der Energieeffizienz in Heizkraftwerken und Elektrostahlwerken“ unter dem Förderkennzeichen 03ESP011 beim BMWi gestellt. Im ersten Schritt soll in einer Studie das Potenzial für solche Speicher an den Standorten der beiden Unternehmen aus Energiewirtschaft und Stahlerzeugung ermittelt werden. Parallel hierzu ist konkret die Entwicklung und Erprobung eines Latentwärmespeichers in einem Heizkraftwerk der STEAG New Energies GmbH geplant.

Vorhaben

Das übergeordnete Ziel des Projektes ist, die Energieeffizienz im industriellen Bereich und im Versorgungsbereich durch den Einsatz thermischer Energiespeicher zu steigern. Hier zeichnet sich ein großes Potenzial ab, sowohl für einen Ausgleich zwischen zeitlich variierendem Bedarf und Produktion als auch für die Sicherstellung von Produktionsanlagen. Im Rahmen des Projekts wird daher eine Potenzialanalyse zur Energieeffizienzsteigerung von Industrieprozessen durch Integration von Speicherkapazitäten am Beispiel von Elektrostahlwerken und Heizkraftwerken durchgeführt.

Elektrostahlwerke wurden als besonders aussichtsreiche Anwendungen für eine wirtschaftlich attraktive Integration von Speichern ausgewählt, da hier große Energiemengen bei hohen Temperaturen umgesetzt werden, es werden daher thermisch hochwertige Abwärmeströme erwartet. Ein Einsatz von Speichern in diesem Gebiet ermöglicht Energieeinsparungen und Kostensenkungen für Produktionsbetriebe. Darüber hinaus steigt der Marktanteil der Elektrostahlwerke an der Stahlproduktion stetig. Gegenwärtig erfolgt die Erzeugung von Rohstahl in Deutschland an 22 Stahlwerksstandorten mit insgesamt 8 Oxygenstahlwerken mit Prozessgas- und Abhitzedampferzeugung und 20 Elektrostahlwerken mit 39 Wechselstrom- und 3 Gleichstrom-Lichtbogenöfen. Die deutsche Stahlindustrie gehört aufgrund ihrer Erzeugungsmenge zu den besonders energieintensiven Branchen. Die Rohstahlerzeugung in Deutschland von 44,3 Mio. Tonnen im Jahre 2011 wurde zu 69,8 % durch das Oxygenstahlverfahren und zu 30,1 % durch das Elektrostahlverfahren erschmolzen. Die Badischen Stahlwerke produzierten 2011 mit zwei 100t-Elektrolichtbögenöfen 2,1 Mio. Tonnen Flüssigstahl. In Europa (EU 27) lag der Anteil der Elektrostahlerzeugung im Jahr 2010 bei ca. 41,9%. Weltweit sind bereits mehr als 1000 Anlagen im Einsatz mit einer Leistung von bis zu 150 MW pro Anlage, bei ca. 7600 Betriebsstunden pro Jahr.

Auch in Heizkraftwerken wird ein großes Potenzial für den Speichereinsatz gesehen, welches im Rahmen des Vorhabens analysiert werden soll. Hier können z.B. sehr hohe Anforderungen an die Bereitstellung und Besicherung von Prozessdampf gestellt werden. Die Versorgungssicherheit ist eine Aufgabenstellung, die sich in sehr vielen Betrieben findet, in denen Prozessdampf benötigt wird. Immer ist eine Besicherung notwendig, die teilweise auch parallel zu der Primärversorgung in Betrieb gehalten werden muss. Die für eine Besicherung der Primärversorgung notwendigen Anlagen bzw. die zur Aufrechterhaltung der Versorgung notwendigen Wärme- bzw. Dampfparameter unterscheiden sich naturgemäß je nach Abnehmerstruktur. Grundsätzlich können durch Wärmespeicher das Inbetriebhalten von Reserveanlagen minimiert und damit der Brennstoffverbrauch und somit in der Regel der Ausstoß von Treibhausgasen wie CO₂ deutlich reduziert werden. Neben der Besicherung können durch Wärmespeicher auch Lastspitzen in der Abnahme geglättet werden.

Wärmespeicher können auch je nach Auslegung den Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen deutlich steigern. In der Regel werden diese wärmegeführt betrieben. Will man dennoch an dem lukrativen Markt der Regelenergiebereitstellung teilhaben, müssen solche Anlagen innerhalb kürzester Zeit eine bestimmte elektrische Leistung in das Netz einspeisen oder dem Netz - durch Zurückfahren – entnehmen. Die dabei erzeugte Wärme bei positiver Minutenreserve oder trotz eines Bedarfs nicht bereitgestellter Wärmeenergie bei negativer Minutenreserve könnte dann durch Wärmespeicher aufgenommen beziehungsweise geliefert werden. Ohne Wärmespeicherung müsste man auf dieses Geschäft verzichten oder würde energetisch suboptimal handeln.

Neben den Potenzialstudien soll im Rahmen des Projektes für das Heizkraftwerk Wellesweiler der STEAG New Energies GmbH (s. Abb. 1), welches nahegelegene Industriebetriebe mit leicht überhitztem Dampf versorgt, ein Latentwärmespeicher mit sehr hoher Leistungsdichte entwickelt und in einem Feldtest im realen Einsatz demonstriert werden. Unter den Abnehmern des Dampfes aus diesem Heizkraftwerk befindet sich ein Folienwerk, welches hohe Ansprüche an die Qualität und die Verfügbarkeit des Dampfes stellt. Deshalb wird immer, parallel zu einer mit einem Abhitzeessel kombinierten Gasturbine, die die eigentliche Versorgung des Dampfnetzes darstellt, einer von zwei unter anderem dort zur Besicherung aufgestellten Heizkessel betrieben. Dieser läuft rund um die Uhr mindestens auf Minimallast, da er im Falle einer Störung der Turbine oder des Abhitzeessels, die Sicherstellung der Dampfversorgung innerhalb von kurzer Zeit übernehmen muss. Durch den Minimallastbetrieb entfallen die sonst notwendigen Anfahrzeiten. Deshalb erzeugt das Kraftwerk vor allem in den Sommermonaten überschüssige Wärme. Durch den Einsatz eines Wärmespeichers entfällt der Minimallastbetrieb eines zusätzlichen Heizkessels zur Sicherstellung der Dampfversorgung, da der Speicher die kurzzeitige Dampfversorgung im Falle einer Störung der Turbine übernimmt, bis ein Dampfkessel hochgefahren ist. Die Aufgabenstellung für den Latentwärmespeicher ist jedoch anspruchsvoll.



Abb.1: Heizkraftwerk Wellesweiler der STEAG New Energies GmbH

Um den ständigen Minimallastbetrieb der in der Besicherung vorgehaltenen Heizkessel im HKW Wellesweiler zu ersetzen, muss ein Latentwärmespeicher für eine kurze Zeit (circa 15 Minuten) den erforderlichen überhitzten Dampf – etwa 6 MW bei 300 °C - produzieren. Bisherige Speicher wurden für längere Entladezeiten im Bereich 1-2 oder 6-8 Stunden, das heißt geringere Leistungen ausgelegt. Zudem wird in dieser Anwendung überhitzter Dampf bei etwa 300 °C benötigt, der ebenfalls in dem Latentwärmespeicher erzeugt werden soll. Bisherige Erfahrungen beschränkten sich auf die Erzeugung von Sattdampf. Im Rahmen des Projekts erfolgt daher die Entwicklung von Hochleistungs-Latentwärmespeichern, die mit hoher Leistung überhitzten Dampf für kurze Zeit produzieren können. Die Entwicklung eines solchen Speichers, der überhitzten Dampf für einen Zeitraum

von nur fünfzehn Minuten produziert, ist eine neue Herausforderung an die Latentwärmespeicher-Technologie, welche sowohl Simulationen, Berechnungen und Laborversuche erfordern wird.

Im industriellen Bereich werden bisher zur Speicherung von Dampf vor allem Druckwasserspeicher in begrenztem Umfang eingesetzt. Diese speichern die Energie aus der Kondensation des Dampfes in einem Druckwasserbehälter. Bei der Entladung wird durch Entspannung des Druckes Sattdampf im Gleitdruckbetrieb erzeugt. Wesentliche Nachteile dieser Technologie liegen zum einen in den hohen Kosten für die Druckbehälter, wodurch der Einsatzbereich auf geringe Kapazitäten zur Pufferspeicherung begrenzt ist, zum anderen kann hiermit kein überhitzter Dampf und kein konstantes Druckniveau bereitgestellt werden [1].



Quelle: DLR

Abb. 2: PCM Speicher des DLR am Standort Carboneras, Spanien (BMU Vertragsnr.: 03UM0064 und 03UM0065)

Latentwärmespeicher bieten die Möglichkeit der effizienten Speicherung von Kondensationswärme in einem schmalen Temperaturbereich. Bei der Latentwärme-Speicherentwicklung für den Temperaturbereich 120 - 330 °C wurde in den letzten Jahren der technische Durchbruch durch die Entwicklung des berippten Wärmeübertragerkonzepts im Speicher erreicht. Im Rahmen der Projekte PROSPER (BMW-gefördert), DISTOR (EU-gefördert), PROSPERplus (BMW-gefördert) und ITES (BMU-gefördert; s. Abb. 2) wurde die technische Machbarkeit nachgewiesen und bis zu einem Maßstab von 700 kW demonstriert [2]. Hierbei lag der Schwerpunkt auf der Speicherentwicklung für Kapazitäten im Bereich von einer bis mehreren Stunden, nicht im Minutenbereich. Die Leistungsdichte ist daher deutlich geringer als für das konkret angedachte Projekt im Heizkraftwerk Wellesweiler.

Auch im Bereich der Speicherung sensibler Wärme wurden in den letzten Jahren deutliche Entwicklungsfortschritte bei thermischen Speichersystemen für höhere Temperaturen, vor allem motiviert durch die Nachfrage aus dem Bereich der solarthermischen Kraftwerkstechnologie, erzielt. Hier sind inzwischen kommerzielle Flüssigsalzspeicher mit Speicherkapazitäten im GWh-Bereich im Einsatz. Flüssigsalzspeicher eignen sich für sensible Wärmeträgermedien, aufgrund der Pinch-Point-Problematik werden diese Speicher nicht für das zweiphasige Wärmeträgerfluid Wasser/Dampf eingesetzt. Die im Rahmen der BMU geförderten Projekte WESPE, WANDA und ITES, für solarthermische Parabolrinnenkraftwerke entwickelten Betonspeicher bieten eine interessante Alternative für Flüssigsalzspeicher zur Speicherung sensibler Wärme und zeigen auch ein Einsatzpotenzial für die Speicherung sensibler Prozesswärme, sind aber ebenfalls nicht für die Speicherung der Latentwärme des zweiphasigen Wärmeträgerfluids Wasser/Dampf geeignet [3].

STEAG New Energies betreibt im Rahmen der Fernwärmeschiene einen Warmwasserspeicher in Dillingen mit einem Inhalt von 23.000 m³. Der Speicher hat eine Höhe von 60 m und einen Durchmesser von 22 m. In vielen Blockheizkraftwerken werden bereits heute Heißwasserspeicher eingesetzt. Mit einer Größe von 100 m³ bis etwa 400 m³ dienen sie zur Vergleichmäßigung der BHKW - Beaufschlagung und um Spitzen abzudecken.

Ausblick

Das oben erläuterte Vorhaben soll noch in 2012 starten. Das bedeutet, dass bis zum 19. Symposium erste Ergebnisse der Potenzialstudie bei Heizkraftwerken vorliegen sollten.

Literatur

- [1] Steinmann, Wolf-Dieter und Eck, Markus: Buffer storage for direct steam generation. Solar Energy, 80, 2006, Seiten 1277-1282. Elsevier.
- [2] Laing, Doerte, Bahl, Carsten, Fiß, Michael, Hempel, Matthias, Meyer-Grünefeldt, Mirko, Eickhoff, Martin und Stückle, Andreas: Test and evaluation of a thermal energy storage system for direct steam generation. SolarPACES 2011, 21. -24. Sept. 2011, Granada, Spanien.
- [3] Laing, Doerte, Bahl, Carsten, Bauer, Thomas, Fiß, Michael, Breidenbach, Nils und Hempel, Matthias: High Temperature Solid Media Thermal Energy Storage for Solar Thermal Power Plants. Proceedings of the IEEE (99), 2011, Seiten 1-9.

DER MARKTEINTRITT VON WASSERSTOFFTECHNOLOGIEN: EINE INNOVATIONSWISSENSCHAFTLICHE BETRACHTUNG

O. Ehret

NOW GmbH, Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie, Fasanenstraße 5, D-10623 Berlin, oliver.ehret@now-gmbh.de

Schlüsselwörter: Innovationswissenschaft, Entstehung technologischer Regime, Brennstoffzellenfahrzeuge, Wasserstoff, Clean Energy Partnership, H₂ Mobility

Interdisziplinäre innovationswissenschaftliche Konzepte stellen umfangreiches Wissen für Verständnis und Steuerung komplexer Innovationsprozesse bereit. Technologische Regime bezeichnen die Gesamtheit technologischer, marktlicher, politischer und wirtschaftlicher Faktoren, welche Technologien wie Automobile und Kraftstoffe definieren. Gewachsene und bislang funktionierende Regime geraten unter Druck, wenn neue und mit den bestehenden Regimen nicht mehr zu bewältigende Anforderungen entstehen.

Trotz ihrer Vorzüge sind Verbrennungsmotoren immer weniger in der Lage, neuen Anforderungen, wie zunehmend strenger Abgasvorschriften oder der Verknappung und Verteuerung von Mineralöl, gerecht zu werden. Mit Brennstoffzellenfahrzeugen und Wasserstoff erwachsen marktfähige Alternativen, welche den zunehmenden Nachhaltigkeits-Anforderungen des Verkehrssektors entsprechen können.

Innovationswissenschaftliche Konzepte stellen fest, dass zukunftsfähige Alternativen zu bestehenden Regimen typischerweise in Nischen entstehen, welche wachsen und sich zunehmend vernetzen und auf andere Wirtschaftsbereiche übergreifen. Neue Technologien reifen während dieser Prozesse, überwinden anfänglich unvermeidliche Nachteile gegenüber etablierten Technologien und ersetzen schließlich oftmals bestehende Regime.

Die laufenden Innovationsprozesse von Brennstoffzellenfahrzeugen und Wasserstoff entsprechen diesem Muster. In Nischen wie der *Clean Energy Partnership* werden Fahrzeuge und Wasserstoff erfolgreich zur Anwendung gebracht und stetig verbessert. Die CEP wächst sowohl bezüglich der beteiligten Regionen wie auch der eingesetzten Fahrzeuge und Infrastruktur. Neue Initiativen wie *H₂ Mobility* kommen hinzu und neue Anwendungsfelder für Wasserstoff - beispielsweise als Speicher für fluktuierende erneuerbare Energien und klimaneutrales Industriegas - werden erschlossen.

Die bisherigen Innovationsprozesse in CEP, H₂ Mobility und neuen stationären Anwendungsfeldern entsprechen den typischen Mustern früher Prozesse der Regimeentstehung. Eine wachsende Wahrscheinlichkeit, dass sich Brennstoffzellen- und Wasserstofftechnologien als zukunftsfähige Alternativen zu bestehenden Technologien im mobilen und stationären Bereich etablieren werden, kann damit als gesichert gelten.

Structure and performance of cobalt and nickel catalysts for hydrogen generation from bio-ethanol partial oxidation

Heike Ehrich, Elka Krалеva

*Leibniz-Institut für Katalyse an der Universität Rostock (LIKAT), D-18059 Rostock
heike.ehrich@catalysis.de*

Abstract

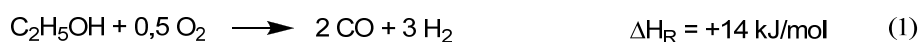
A hydrogen and CO rich fuel gas used for SOFC applications is obtained directly from ethanol by partial oxidation. Low-cost cobalt and nickel metals supported on different mixed oxides were found to be highly active catalysts in this reaction. The ethanol conversion started above 350°C and increased with increasing reaction temperature. Hydrogen and carbon monoxide were the predominant products at temperatures above 500 °C. Among the catalysts studied, CoAlZn and NiAlZn mixed oxides showed to provide the highest H₂ and CO selectivity. By the use of a sol-gel method for catalyst preparation the drawback of oxide sintering at high temperature could be eliminated. It was found that phase composition of the catalysts and their thermal stability depends significantly on the preparation method and chemical composition.

Keywords: Hydrogen generation, ethanol partial oxidation, cobalt and nickel catalysts

Introduction

Today, approximately 95% of hydrogen, which is used as chemical feedstock in petrochemical, agrochemical, food, and metallurgical industries, is produced from fossil-based materials. However, with the implementation of fuel cell systems, the production of hydrogen will need to increase remarkably. Among others, ethanol is a very promising hydrogen feedstock due to its high hydrogen content, availability, low toxicity and easy storage. Most importantly, ethanol can be produced from biomass derived materials such as starch and lignocelluloses coming from agricultural wastes and forestry residues [1].

Hydrogen can be obtained directly from ethanol by steam reforming, oxidative steam reforming and partial oxidation reactions. In general, partial oxidation of ethanol (equation 1) is an efficient process to obtain high hydrogen yield. This reaction exhibits fast start up and response times and offers a more compact reactor design which is desirable for fuel cell applications. The pure feedstock has a higher energy content compared to fuel–water mixtures used in steam reforming and a higher energy per fuel weight ratio can be achieved.



To be economically feasible, it is necessary to identify low-priced catalysts with high activity and high selectivity to hydrogen. Considering this scenario, several supported catalysts including noble and non-noble metals have been tested [2, 3]. Among transition metals, Ni- and Co-based catalysts serve as a good alternative for these reactions because they have been observed to be highly active

during C-C bond scission steps, and particularly, toward dehydrogenation reactions. In this study, we examined low-cost Co and Ni catalysts supported on different mixed oxides in ethanol partial oxidation. Our research is focused on interactions between metal and support, nature of active sites, and catalytic activity.

Experimental

As supports for the Co and Ni catalysts, binary oxides based on Al, Zn, Ti and Zr oxides were used. The Al-Zn, Al-Ti and Al-Zr mixed oxides were prepared by the sol-gel method using alkoxide precursors. The catalysts were prepared by impregnation of the calcined supports with Co or Ni nitrate salts and subsequent calcination. The resultant powders with 10 wt.% of the active metal have been characterized by S_{BET} , XRD and TPR techniques.

The catalysts were tested in ethanol partial oxidation using a quartz glass fixed-bed reactor at atmospheric pressure in a temperature range between 300 °C and 600 °C, see Figs. 1 and 2. 150 mg of the catalysts were mixed with silica as inert material and activated in situ at 400 °C for 30 min in 5% H_2/N_2 . Gas flow rates were controlled using a mass flow regulator system. In test reactions a constant feed composition was used with 10 g/h ethanol and 291 ml/min air in nitrogen balance ($\lambda = 0.25$, GHSV = 35000 h^{-1}). Composition of the inlet and outlet gases were analysed on-line using gas chromatographs equipped with FID and TCD detectors.

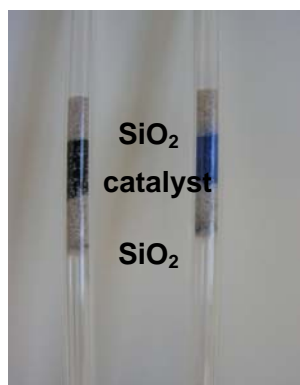


Fig. 1: Quartz glass reactor with catalyst before (left) and after (right) test reaction.

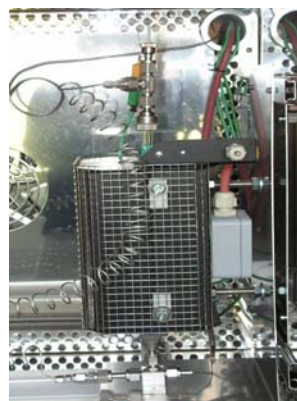


Fig. 2: Reactor furnace with thermocouples and gas tubes for feed.

Results and Discussion

The pure zinc oxide, titanium oxide and zirconium oxide are known to lose their surface areas after treatment at high temperature because of sintering of the oxide material. This drawback could be eliminated by using the sol-gel method to prepare thermal stable mixed oxide supports. By this method AlZn, AlTi and AlZr mixed oxides were prepared with high surface area, where the molar ratio between the metals in the support determines the amount of surface area. But after metal loading, the surface area of the catalyst was significantly decreased compared to the original support. Chemical compositions as well as the textural properties of the catalysts and the supports after calcination are presented in Table 1.

Table 1. Physico-chemical properties of the catalysts after calcination

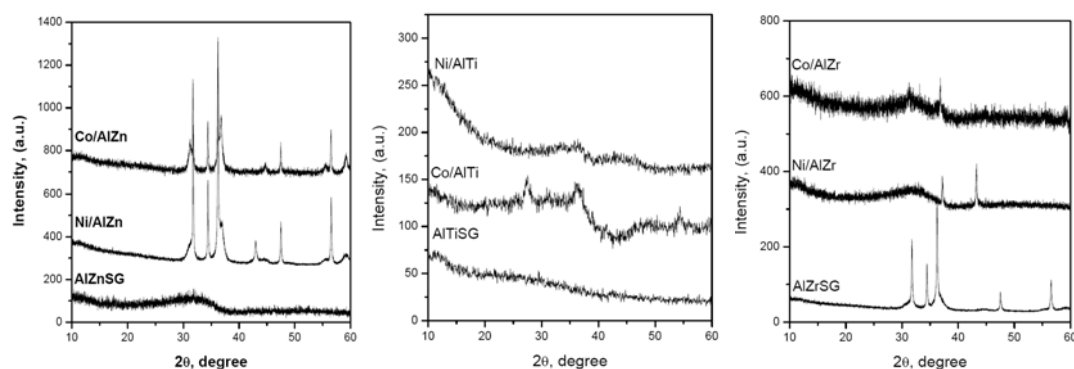
Sample	Chemical composition			Surface area ^a (m ² /g)	Pore volume ^b (cm ³ /g)	Pore size ^c (nm)
	Molar ratio Al/Me	Co (wt.%)	Ni (wt.%)			
AlZn	1 : 1	-	-	76	0.15	3.2
CoAlZn		9.8	-	35	0.14	5.3
NiAlZn		-	9.8	44	0.14	4.1
AlZr	1 : 1	-	-	205	0.15	1.3
CoAlZr		9.8	-	126	0.11	1.7
NiAlZr		-	9.8	144	0.12	1.7
AlTi	2 : 1	-	-	312	0.28	1.7
CoAlTi		9.8	-	94	0.19	3.6
NiAlTi		-	9.8	141	0.20	2.2

^a Specific surface area, calculated by BET method at relative pressures $p/p_0 = 0.05 - 0.3$.

^b Total pore volume determined from the isotherms at a relative pressure $p/p_0 = 0.995$.

^c Average pore radius determined from BJH analysis of adsorption isotherms.

The X-ray analyses of our catalysts showed the peaks of the metal oxides as well as peaks of some spinel formed by the sol-gel method. In Fig. 3 XRD pattern of the Co and Ni catalysts supported on AlZn, AlTi and AlZr mixed oxide are shown. On AlZn based nickel and cobalt catalysts, peaks of NiO or Co₃O₄ were detected beside peaks of a ZnAl₂O₄ spinel phase. The metal oxides indicate that the catalyst undergoes a reduction under reforming conditions. Similar to the CoAlZn and NiAlZn catalysts in AlZr support formation of a ZrAl₂O₄ spinel phase was observed by XRD, whereas AlTi support was in amorphous form. In amorphous materials the active compound of the catalysts is mostly well dispersed and possibly a mixed phase between the metal oxides has been formed.

**Fig. 3:** XRD patterns for the calcined samples supported on AlZn, AlTi and AlZr mixed oxide [4].

The TPR profiles of nickel containing samples showed high temperature peaks which are attributed to the Ni²⁺ reduction from NiO species with a high degree of interaction with the support. The cobalt containing samples presented two reduction peaks, which are attributed to the reduction of Co³⁺ to Co²⁺ at ~420 °C and to the reduction of Co²⁺ to Co⁰ at ~700 °C. The high reduction temperature indicates an interaction between Co^{2+/3+} ions and the spinel. The characterization of the

systems indicates that phase composition and their stability depend significantly on the preparation method and chemical composition.

The catalytic performance of the different catalysts in partial oxidation of ethanol in a temperature range from 300 °C to 600 °C is shown in Fig. 4. Ethanol conversion started at around 350 °C, where acetaldehyde was formed as the predominant product from ethanol dehydrogenation. Total ethanol conversion was obtained above 500 °C. Only for the AlZr supported catalyst ethanol conversion was <95 %, caused by a deactivation of the catalyst at high temperature.

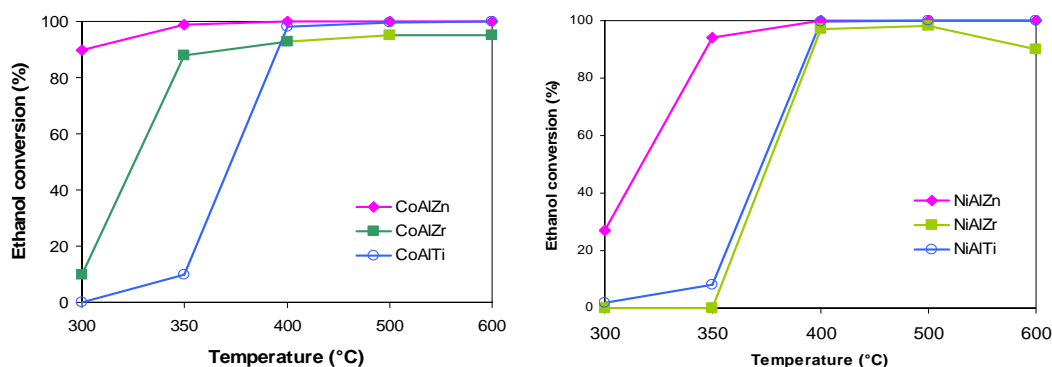


Fig. 4: Ethanol conversion in partial oxidation reaction on Co and Ni catalysts supported on AlZn, AlTi and AlZr mixed oxides (150 mg catalyst, 10 g/h ethanol, 291 ml/min air, N₂ balance, $\lambda = 0.25$) [4].

Selectivity to hydrogen and to carbon monoxide increased progressively with temperature. At complete ethanol conversion hydrogen and CO were the predominant products from ethanol partial oxidation besides some by-products in different quantities (CO₂, methane, ethylene, acetaldehyde, acetone, acetic acid). The product distribution depends on type of support and type of promoter. In Table 2 the results of catalytic tests are shown. Co and Ni supported on AlZn binary oxide showed high activity in ethanol partial oxidation and the highest selectivity to hydrogen. The H₂/CO volumetric ratio is about 1.5 which is identical to the stoichiometry of partial oxidation reaction in equation (1). By using the NiAlZn catalyst a hydrogen rich gas was obtained containing 57 vol% H₂ and 33 vol% CO at 600 °C. As by-products only CO₂ and CH₄ were found. For AlTi based catalyst more carbon dioxide was formed indicating that more total oxidation of ethanol took place.

Table 2. Catalytic performance of the Co and Ni catalysts in ethanol partial oxidation [4]

Sample	Ethanol conversion ^a (%)	Product composition ^a (vol%)					
		H ₂	CO	CO ₂	CH ₄	C ₂ H ₄	CH ₃ CHO
CoAlZn	100	54	36	9.2	0.9	0	0
NiAlZn	100	57	33	9.3	0.2	0	0
CoAlTi	100	42	40	10	1.6	5.5	0
NiAlTi	100	47	34	18	0	0	0.1
CoAlZr	94	40	38	4.6	2.4	3.0	11
NiAlZr	90	38	46	2.8	2.4	2.6	7.3

^a T = 600 °C, 150 mg catalyst, 10 g/h ethanol, 291 ml/min air, N₂ balance, $\lambda = 0.25$.

The low-cost base metals nickel and cobalt supported on mixed oxides showed great promise for partial oxidation of ethanol. A hydrogen and carbon monoxide rich fuel gas was generated which is used for solid oxide fuel cell applications. Rational design of catalysts gives the opportunity to prepare high-performance catalysts without using expensive chemicals.

Conclusions

Cobalt and nickel catalysts are highly active in ethanol partial oxidation. The ethanol conversion started above 350 °C, increased rapidly with temperature and total conversion was reached at 400 - 500 °C. Hydrogen and carbon monoxide are the predominant products above 500 °C. Byproducts are carbon dioxide, methane, ethylene, acetaldehyde, acetone, and acetic acid. Among the supports studied, Co and Ni catalysts on AlZn mixed oxide provided the highest activity and hydrogen selectivity. At 600 °C a product gas was obtained over the NiAlZn catalyst containing 57 % H₂, and 33 % CO, whereas only minor amounts of CO₂ (9 %) and CH₄ (<1 %) were formed.

A ZnAl₂O₄ spinel phase together with NiO or Co₃O₄ oxides in NiAlZn or CoAlZn catalysts were determined as the active centres. Phase composition of the mixed oxide based catalysts and their thermal stability significantly depend on the preparation method and chemical composition.

Acknowledgements

The authors gratefully acknowledge Mr. M. Schneider for XRD measurements, Mr. S. Sokolov for TPR measurements, the federal state of Mecklenburg – Vorpommern and the European Union for financial support in the project No. V-630-S-086-2010/255 and 256.

References

1. R.M. Navarro, M.A. Peña, J.L.G. Fierro, *Chem. Rev.* 17 (2007) 3952.
2. D.K. Liguras, K. Goundani, X.E. Verykios, *J. Power Sources* 130 (2004) 30.
3. C.P. Rodrigues, V.T. da Silva, M. Schmal, *Appl. Catal. B.* 96 (2010) 1.
4. E. Kraveva, S. Sokolov, M. Schneider, H. Ehrich, *Int. J. Hydrogen Energy*, submitted.

Szenarienbasierte Potenzialanalyse für den Ausbau erneuerbarer Energien in Thüringen

Joachim Fischer*, Dieter Genske*, Thomas Jödecke*, Steffi Klenner*, Maria Nuschke*,
Ariane Ruff[#], Matthias Schwarze[#], Viktor Wesselak* (korrespondierender Autor)

* *Fachhochschule Nordhausen, Weinberghof 4, 99734 Nordhausen*
[#] *EKP Energie-Klima-Plan GmbH, Hüpedenweg 52, 99734 Nordhausen*

Schlüsselwörter

Energiepotenzial, Energieszenario, Thüringen

Zusammenfassung

Die vorliegende Potenzialanalyse basiert auf einer detaillierten Untersuchung des derzeitigen Energiebedarfs und der Erzeugungsstruktur anhand prototypischer Stadt- und Landschaftsräume. Die Projektion des zukünftigen Energiebedarfs im Strom- und Wärmebereich sowie dessen Deckung mittels erneuerbaren Energien erfolgt szenarienbasiert. Die Szenarien bilden mögliche gesellschaftliche, politische und technologische Entwicklungen in Thüringen ab, die als quantifizierbare Größen in die Berechnungen Eingang gefunden haben. Ein Schwerpunkt dieses Ansatzes lag auf der Identifikation und auch Quantifizierung von „Stellschrauben“, also Einflussgrößen, die durch politische oder gesellschaftliche Aktivitäten direkt gesteuert werden können, um den Anteil erneuerbarer Energien und die Energieeffizienz zu erhöhen.

1. Einleitung

Im Auftrag des Thüringer Wirtschaftsministeriums wurde 2011 durch die Fachhochschule Nordhausen und die EKP Energie-Klima-Plan GmbH Nordhausen eine Potenzialanalyse für den Ausbau erneuerbarer Energien in Thüringen durchgeführt. In einem Bestands- und Potenzialatlas wurden die Nutzungsoptionen erneuerbarer Energien im Strom- und Wärmebereich räumlich differenziert erfasst und bewertet [1]. Die Ergebnisse der Potenzialstudie finden derzeit Eingang in die Landesentwicklungsplanung von Thüringen.

2. Energiebedarf und Beitrag der erneuerbaren Energien

Der Endenergiebedarf von Thüringen betrug im Jahr 2010 etwa 56 TWh mit seit etwa einem Jahrzehnt gleichbleibender Tendenz. Umgerechnet auf die Einwohner Thüringens liegt der Endenergiebedarf bei knapp 25 MWh pro Jahr und damit deutlich unter dem Bundesdurchschnitt von knapp 30 MWh. Der Endenergieverbrauch setzt sich aus 49 Prozent Wärme-, 24 Prozent Strom- und 27 Prozent Kraftstoffbedarf zusammen.

Im Referenzjahr 2010 konnten 24,4% (6,6 TWh) des Wärmebedarfs und 23,9% (3,2 TWh) des Strombedarfs mittels erneuerbarer Energien gedeckt werden. Die Zusammensetzung nach Energieträgern in den Abbildungen 1 und 2 zeigt den großen Anteil der Biomasse sowohl im Strom- als auch Wärmebereich.

3. Potenziale erneuerbarer Energien in Thüringen

Die Ermittlung der Energiepotenziale basiert auf einer Einteilung des Modellgebiets in prototypische Siedlungs- und Landschaftsräume. In Thüringen findet sich eine Vielfalt regionaltypischer Siedlungsräume. Je nach Siedlungsraumtyp lassen sich charakteristische Bedarfswerte herleiten, insbesondere für den Wärmebedarf der Gebäude. Gleichzeitig hängen die regenerativen Energiepotenziale vom Siedlungsraumtyp ab. So lässt sich zum Beispiel die solare Nut-

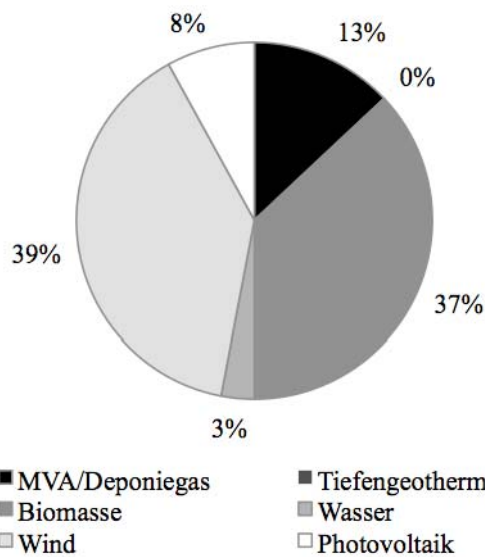


Abb.1: Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Thüringen 2010

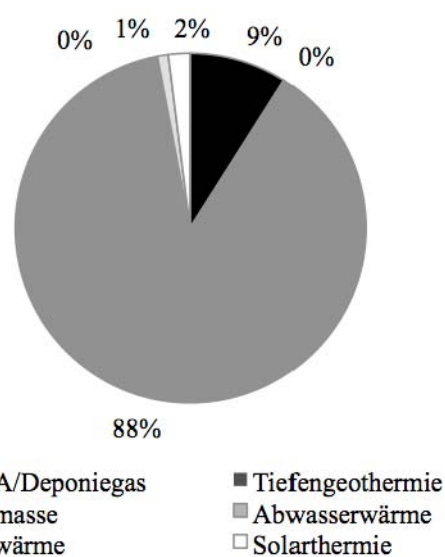


Abb.2: Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien in Thüringen 2010

Nutzung von Dächern und Fassaden oder die Einsatzmöglichkeit von Erdwärmesonden über den Siedlungsraumtyp abschätzen. Die Kartierung von Siedlungsraumtypen ist daher eine zentrale Methode dieser Potenzialanalyse. Insgesamt werden in Anlehnung an [2;3;7] 13 Siedlungs- und 4 Landschaftsraumtypen sowie Restflächen unterschieden. Abbildung 3 zeigt die ermittelten Siedlungs- und Landschaftsraumtypen für die Stadt Schmalkalden. Aufgrund der demographischen Entwicklung sind in Thüringen keine größeren Siedlungserweiterungen zu erwarten, so dass sich das räumliche Inventar langfristig kaum verändern wird.

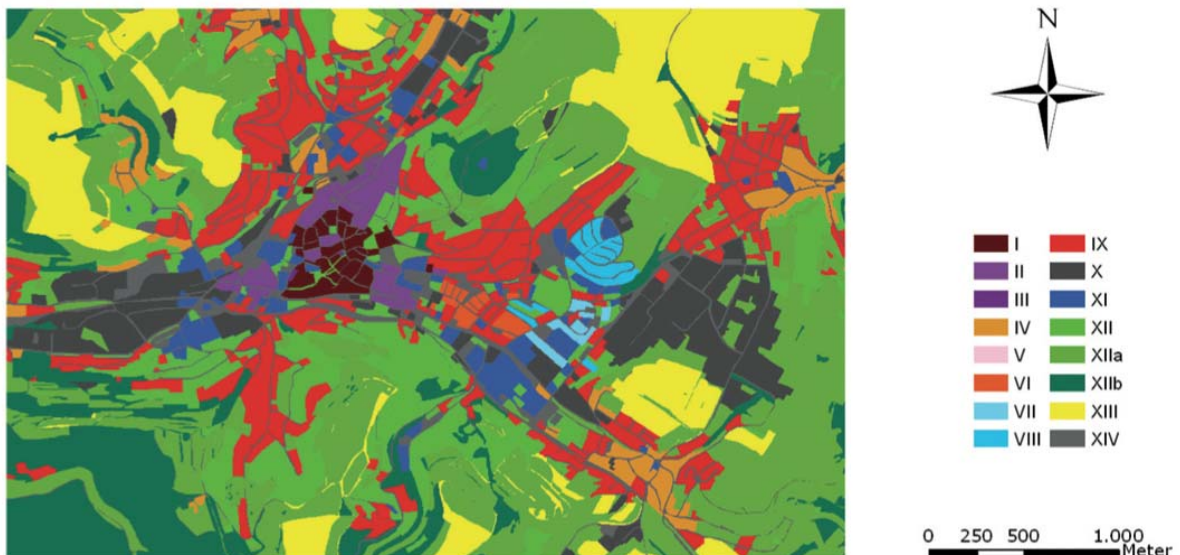


Abb.3: Siedlungs- und Landschaftsraumtypen für die Stadt Schmalkalden. Der Siedlungsraumtyp IX kennzeichnet dabei z.B. Einfamilienhausgebiete, der Landschaftsraumtyp XIIb kennzeichnet mit Wald bestanden Flächen von mind. 0,1 ha. [1]

Bei der Potenzialermittlung war eine Reihe von Randbedingungen zu beachten, so beispielsweise Flächenkonkurrenzen zwischen Photovoltaik und Solarthermie oder Flächenrestriktionen hinsichtlich der Windenergie.

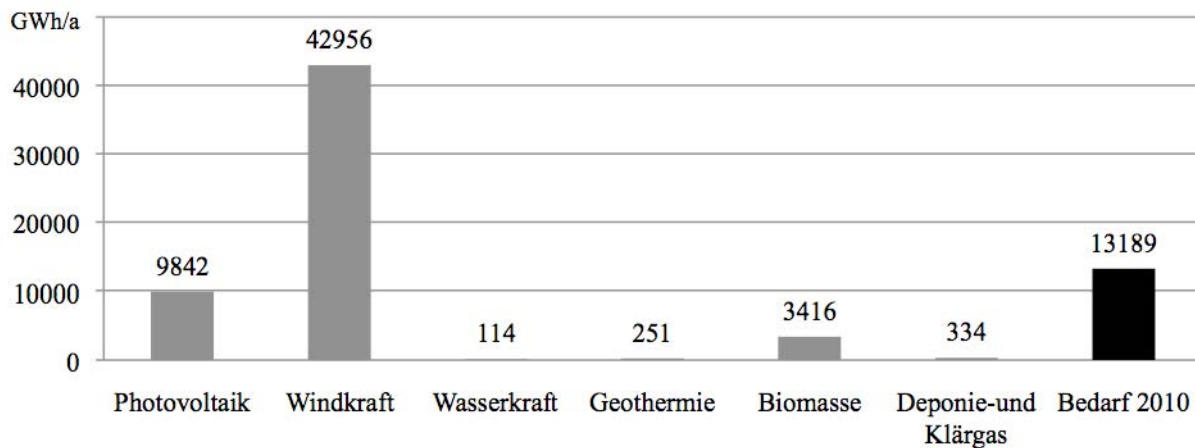


Abb.4: Technisches Potential unterschiedlicher erneuerbarer Energieträger zur Stromerzeugung und Strombedarf 2010 für Thüringen

Abbildung 4 zeigt das Ergebnis der Potenzialanalyse für die Stromerzeugung: Thüringen besitzt in den Bereichen Wind, Photovoltaik und Biomasse große technische Energiepotenziale, die zusammen ein Mehrfaches des jährlichen Thüringer Strombedarfs decken können. Technologien wie Wasserkraft oder Tiefengeothermie spielen nur eine untergeordnete Rolle. Die gegenwärtige (2010) Ausschöpfung dieser Potentiale ist mit 83% bei der Wasserkraft und 34% bei der Biomasse schon weit fortgeschritten. Demgegenüber werden Windkraft und Photovoltaik mit jeweils 3% bisher nur wenig genutzt. Innerhalb der Biomasse stellt Stroh die größte noch nicht genutzte Fraktion dar.

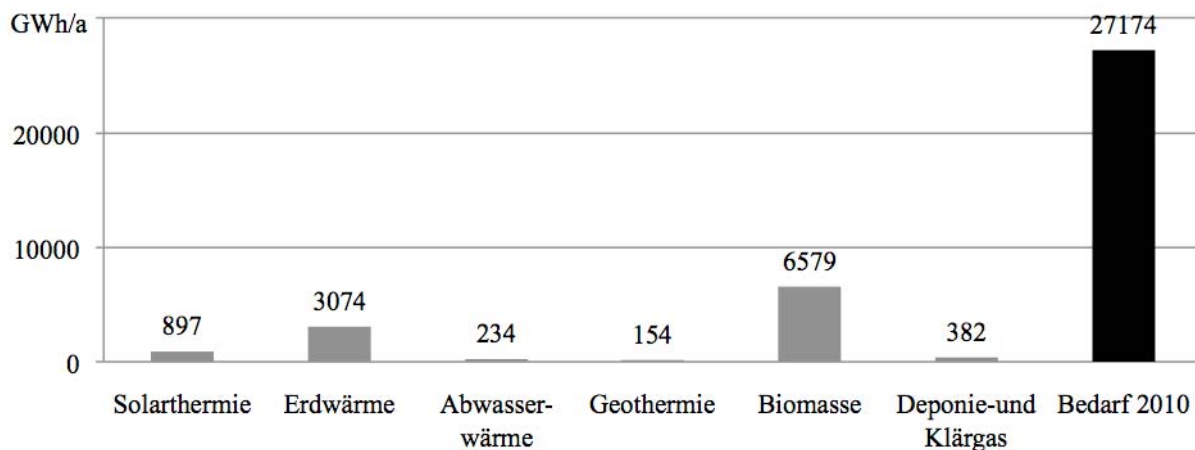


Abb.5: Technisches Potential unterschiedlicher erneuerbarer Energieträger zur Wärmebereitstellung und Wärmebedarf 2010 für Thüringen

Abbildung 5 zeigt das Ergebnis der Potenzialanalyse für die Wärmebereitstellung: Die erneuerbaren Energien können gemessen an dem heutigen Bedarf nur einen begrenzten Beitrag leisten. Das größte Potential besitzt die Biomasse, das allerdings gegenwärtig (2010) bereits zu 90% ausgeschöpft ist. Dabei dominieren allerdings Kleinfeuerungsanlagen mit einer Leistung unter 100 kW, so dass eine großtechnischere Nutzung dieser Biomasse innerhalb von Nah- und Fernwärmenetzen einen deutlichen Effizienzgewinn erwarten lässt. Die Potentiale von Solar- und Geothermie sind mit 11% bzw. 2% derzeit noch kaum ausgeschöpft.

4. Zukunftsszenarien

Thüringen hat im Jahr 2011 weitreichende energiepolitische Ziele definiert: Bis zum Jahr 2020 sollen erneuerbare Energien 45% des Nettostromverbrauchs und 30% des gesamten Endenergieverbrauchs decken [4]. Die im Rahmen dieser Studie entworfenen Zukunftsszenarien zeigen verschiedene Wege auf, um diese Ziele zu erreichen.

Im *Referenzszenario* wird ein „business as usual“-Verhalten modelliert. Bis auf die Ausschöpfung der bestehenden Vorranggebiete bei der Windkraft gibt es keine auf Thüringen angepasste Strategie. Vielmehr wird bei der Nutzung des Solarpotenzials im Strom- und Wärmebereich sowie bei wärmepumpengestützten Anlagen der bundesdeutsche Trend übernommen. Dies betrifft im Wesentlichen die zu erwartenden Verordnungen zur Energieeinsparung und eine mäßige, preisgetriebene Einführung erneuerbarer Energien, wie sie Referenzszenario der Leitstudie 2010 angenommen wurden [5].

Im *ambitionierten Szenario* wird eine auf Thüringen angepasste Strategie der Reduktion der Abhängigkeit von fossilen Energieträgern simuliert. Die Reduktionsstrategie geht einher mit dem deutlichen Ausbau erneuerbarer Energien und einer erheblichen Senkung der Emissionen von Treibhausgasen. Bis zum Prognosehorizont 2050 wird die Hälfte des regenerativen Potenzials im Stadtraum ausgeschöpft. Die Potenziale der Wind- und Wasserkraft sowie der Biomasse werden bis zum Jahr 2050 vollständig ausgeschöpft. Gleichzeitig wird dem Bestands- und Denkmalschutz im Landschaftsraum, den Aspekten der Ökologie und des Landschaftsbildes Rechnung getragen. So werden z.B. für Windkraftstandorte außerhalb der bereits ausgewiesenen Vorrangflächen nur Waldgebiete ohne Schutzstatus zusätzlich berücksichtigt. Weiterhin wird hinsichtlich der technologischen Entwicklung und zusätzlicher ordnungsrechtlicher Impulse das in der Prognos-Studie als Innovationsszenario bezeichnete Modell angewendet [6].

Die folgenden Abbildungen 6 und 7 zeigen die Ergebnisse der beiden Szenarien zunächst für den Strombereich. Die Abbildungen 8 und 9 geben die Ergebnisse für den Wärmebereich wieder.

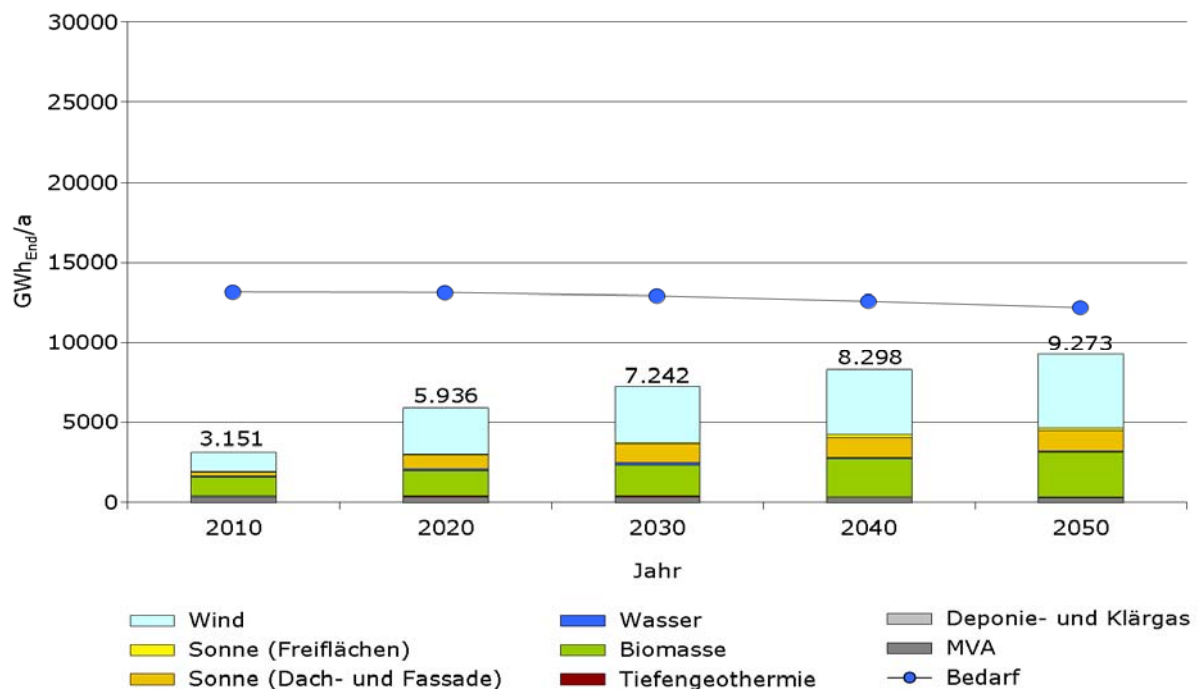


Abb.6: Strombedarf und -erzeugung aus erneuerbaren Energien im Referenzszenario [1]

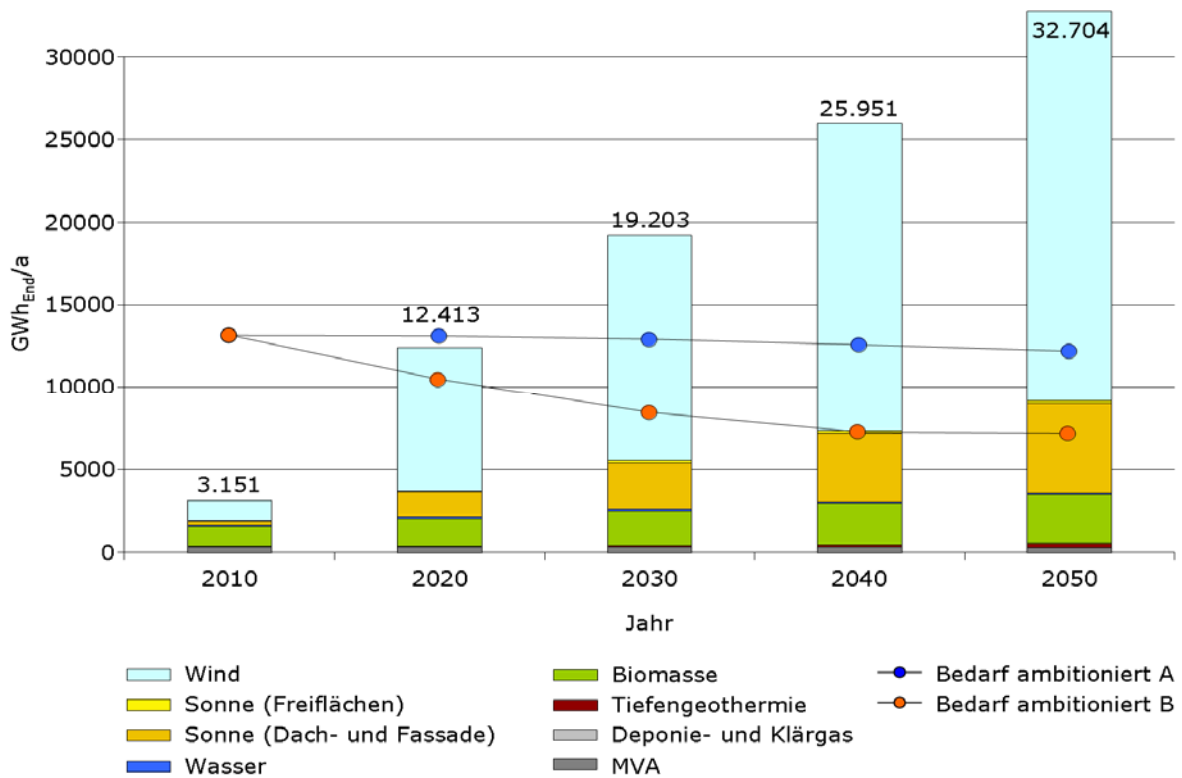


Abb.7: Strombedarf und -erzeugung aus erneuerbaren Energien im ambitionierten Szenario [1]. Im Szenario "ambitioniert B" werden zusätzliche Effizienzpotenziale ausgeschöpft.

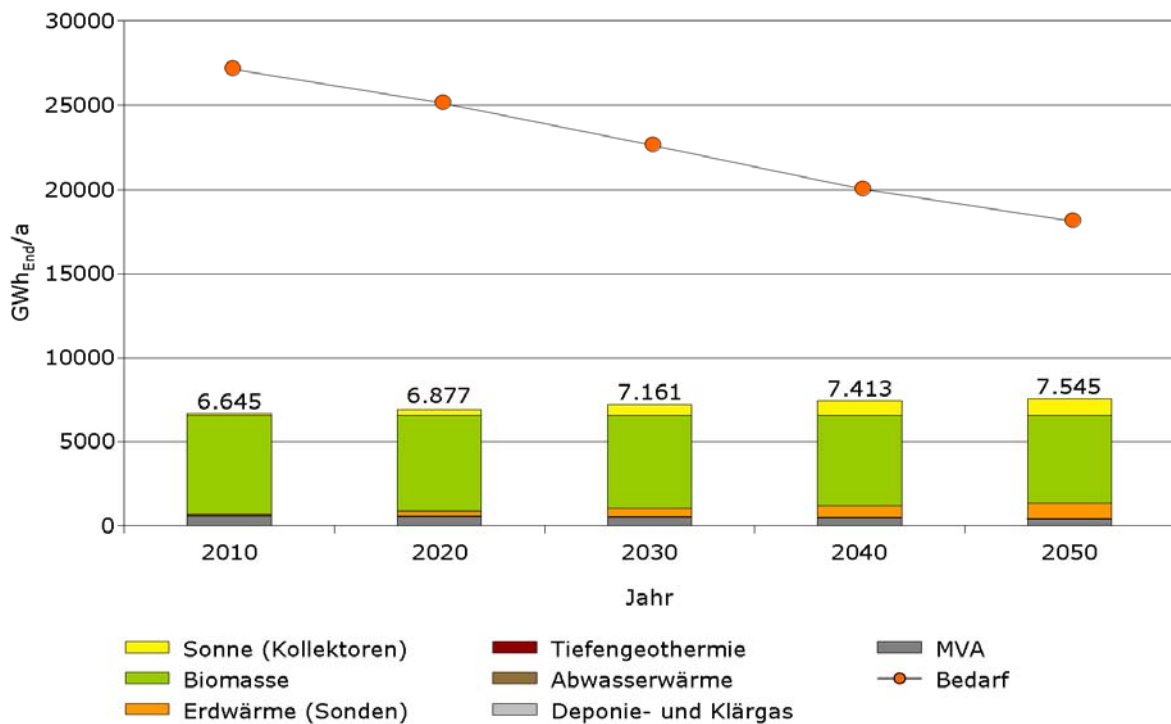


Abb.8: Wärmebedarf und -bereitstellung aus erneuerbaren Energien im Referenzszenario [1]

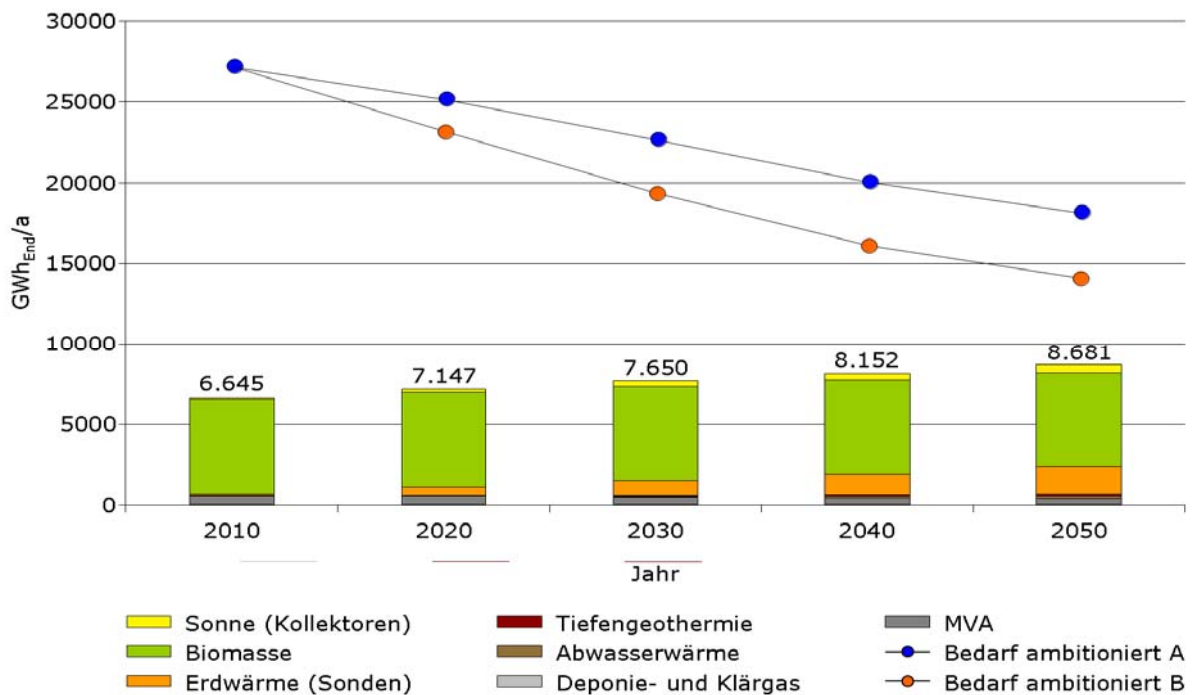


Abb.9: Wärmebedarf und -bereitstellung aus erneuerbaren Energien im ambitionierten Szenario [1]. Im Szenario "ambitioniert B" werden zusätzliche Effizienzpotenziale ausgeschöpft.

5. Schlussfolgerungen

Das energiepolitische Ziel von 45% Strom aus Erneuerbaren Energien bis 2020 ist realistisch und wird bereits im Referenzszenario knapp erreicht. Dazu ist ein intelligenter Mix aus allen erneuerbaren Energien notwendig. Insbesondere das große Windpotenzial eröffnet Freiheitsgrade beim Ausbau der erneuerbaren Energien, die zur Kostendämpfung genutzt werden sollten. Biomasse bzw. Biogas können auch zukünftig einen bedeutenden Anteil des Strombedarfs decken und ggf. Schwankungen in der Erzeugungscharakteristik der anderen Energieträger ausgleichen. Daher gilt es, die großen Potenziale im Strohbereich zu erschließen.

Der Wärme kommt mit einem Anteil von etwa 50% am Endenergieverbrauch eine zentrale Bedeutung zu. Ein Anteil von über 20% erneuerbare Energien ist bis 2020 hier nur mit zusätzlichen Impulsen erreichbar. Flankierend sind spürbare Effizienzsteigerungen zur Senkung des Wärmeverbrauchs in allen Sektoren erforderlich. Zusätzliche Impulse können durch die Vorbildfunktion der öffentlichen Hand und ein EEWärmeG für Thüringen erfolgen.

Literaturverzeichnis

- [1] Thüringer Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Technologie (Hg.): Neue Energie für Thüringen. Ergebnisse der Potenzialanalyse (Langfassung), Erfurt 2011
- [2] Everding, D.: Leitbilder und Potenziale des solaren Städtebaus. Köln 2004
- [3] Everding, D.: Solarer Städtebau: Vom Pilotprojekt zum planerischen Leitbild. Stuttgart, 2007
- [4] Thüringer Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Technologie (Hg.): Neue Energie für Thüringen. Eckpunkte der Landesregierung, Erfurt 2011
- [5] BMU (Hg.): Leitstudie 2010. Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland. Berlin 2010
- [6] Prognos; Ökoinstitut (Hg.): Modell Deutschland, Klimaschutz bis 2050: Vom Ziel her denken. Eine Studie im Auftrag des WWF Deutschland. Basel/Freiburg 2009
- [7] Genske, D. D.; Porsche, L.; Ruff, A.: Urban energy potentials - a step towards the use of 100% renewable energies. In: Droege, P. (Hg.): 100 % renewable. S. 251-262, London 2009

Natriumalanat für die Entwicklung eines Wasserstoffsensors

Ingo Franke, Oliver Henschel, David Nitsche, Michael Stops, Hans-Dieter Bauer, Birgit Scheppat
Hochschule RheinMain, University of Applied Sciences, Am Brückweg 26, D-65428 Rüsselsheim,
ingo.b.franke@student.hs-rm.de

Schlüsselwörter: Natriumaluminiumhydrid, Desorption, Schwingungsspektroskopie, Wasserstoffspeicherung, Füllstandssensor, In-situ Messung

Zusammenfassung

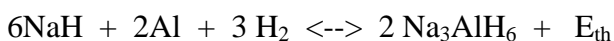
Innerhalb dieses Projektes wurde eine Messapparatur für In-situ Messungen an pulverförmigen Wasserstoffspeichermaterialien aufgebaut. Die Apparatur wurde genutzt, um die Wasserstoffdesorptionsreaktion von Natriumaluminiumhydrid, parallel ATR-spektroskopisch und gravimetrisch zu untersuchen. Es konnte gezeigt werden, dass die zweistufige Desorptionsreaktion charakteristische Peaks im mittleren infraroten Bereich besitzt. Zudem sind die gemessenen spektroskopischen Messungen zu den gravimetrischen Messungen konsistent, wodurch ein Abgleich beider Messungen möglich ist. Das daraus resultierende quantifizierte optische ATR-Signal, kann somit als Füllstandssignal für einen miniaturisierten ATR-Füllstandssensor genutzt werden.

1. Einleitung

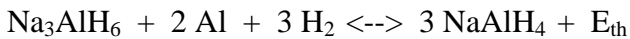
Für eine erfolgreiche Markteinführung der Brennstoffzellentechnologie im stationären und mobilen Bereich, ist die Entwicklung neuer Tankkonzepte für die Wasserstoffspeicherung, die somit eine Schlüsseltechnologie darstellt, notwendig. Nur auf diesem Wege besteht die Möglichkeit, konkurrenzfähig zu konventionellen Energiespeichern, wie z.B. dem Benzintank für Verbrennungsmotoren zu werden.

Bei der Wasserstoffspeicherung wird zwischen der Druckspeicherung, Flüssigspeicherung sowie Feststoffspeicherung von Wasserstoff unterschieden. Während sich die Druckspeicherung aufgrund ihrer einfachen Handhabung und Peripherie überwiegend im mobilen Bereich durchsetzt, ist die Speicherung in Metallhydriden eine weitere Methode um Wasserstoff effizient zu speichern. So entwickelte z.B. Daimler Chrysler in den 80er Jahren, eines der ersten Brennstoffzellen angetriebenen Fahrzeuge mit Metallhydridspeichern [1,2]. Der Wasserstoff wurde in $Ti_{0.98}Zr_{0.02}V_{0.45}Fe_{0.1}Cr_{0.05}Mn_{1.5}$ und TiFe Legierungen eingelagert, die zur Gruppe der Niedertemperaturhydride gehören. Jedoch konnten nur gravimetrische Speicherdichten von ca. 1 Gew.% erreicht werden, die für eine mobile Anwendung zu gering sind.

In darauf folgenden Jahren, wurde durch die Synthese immer weiterer Materialien versucht die gravimetrische Speicherdichte zu erhöhen. Natriumaluminiumhydrid, aus der Gruppe der Alanate, ist hierbei eines der am besten untersuchten Materialien. Die Wasserstoffabsorption unterteilt sich in eine dreistufige Reaktion [3], wobei in der zweiten Absorptionsstufe die Na_3AlH_6 Phase gebildet wird:



In der dritten Stufe bildet sich die „vollbeladene“ NaAlH₄ Phase wie folgt,



Theoretisch enthält die NaAlH₄ Phase 7,4 Gew.% Wasserstoff, jedoch findet die Zersetzung der NaH Phase erst oberhalb von 400 °C statt, was für eine Anwendung in Kombination mit einer PEM-Brennstoffzelle zu hoch ist. Somit sind es nur 5,6 Gew.% an Wasserstoff, die in diesem Material gespeichert werden können. Um ausreichend schnelle Desorption- und Absorptionskinetiken zu erreichen, werden die Materialien mit Katalysatoren versetzt. Vorzugsweise werden TiCl₃, CeCl₃ oder Titananocluster als Katalysatormaterialien eingesetzt [4].

Da es für eine spätere Anwendung des Materials in einem Tank stets von Interesse ist den genauen „Füllstand“ zu kennen, wurde nach einem Messverfahren gesucht mit dem der chemisch gebundene Wasserstoff im Hydrid gemessen werden kann. Neben gravimetrischen und volumetrischen Messungen, wie sie im Labor eingesetzt werden, wurde in dieser Arbeit versucht die FTIR-Spektroskopie dafür zu nutzen. Durch den Aufbau einer entsprechenden Apparatur, wurden parallel In-situ ATR-spektroskopische und gravimetrische Messungen an NaAlH₄ durchgeführt. Durch die Kombination beider Messverfahren ist ein Abgleich zwischen spektroskopischen und gravimetrischen Daten möglich, wodurch das ATR-Signal kalibriert werden kann.

2. Experimentelles

Für die spektroskopische Untersuchung der Pulverpresslinge wurde ein gewöhnliches FTIR-Spektrometer mit entsprechendem ATR-Zubehör verwendet. Da die Pulverpresslinge unter Intergasatmosphäre zu vermessen sind, wurde zunächst eine geeignete Messküvette konstruiert. Zudem wurde die ATR-Einheit modifiziert, um sie mit der gravimetrischen Messung zu kombinieren. Die Küvette wurde entsprechend den thermischen, mechanischen und optischen Anforderungen, wie sie für eine Absorption und Desorption der Alanatproben notwendig sind ausgelegt. In Abb. 1 ist eine schematische Zeichnung der Apparatur dargestellt.

Wie in der Zeichnung zu sehen, wird die Probe zentral an den ATR-Kristall angedrückt. Durch den niedrigeren Brechungsindex der Probe gegenüber dem ATR-Element, wird der einfallende Strahl an der Grenzfläche totalreflektiert. Die sich an der Grenzfläche ausbreitende evaneszente Welle penetriert die Probe, wodurch IR-aktive Schwingungen in der Probe angeregt werden. Die Absorption der Strahlung durch die Probe führt somit zur Abschwächung des reflektierten Strahls.

Durch einen induktiven Heizer wird die Probe auf eine Desorptionstemperatur von bis zu 200 °C aufgeheizt. Gasein- und ablässe ermöglichen das Befüllen der Küvette mit Wasserstoff oder anderen Gasen. Während der spektroskopischen Messung befindet sich die gesamte Apparatur auf einer Analysewaage, wodurch die Masse an desorbiertem Wasserstoff direkt gemessen wird. Die Steuerung beider Messungen durch ein Messprogramm ermöglicht die Korrelation beider Messungen zueinander.

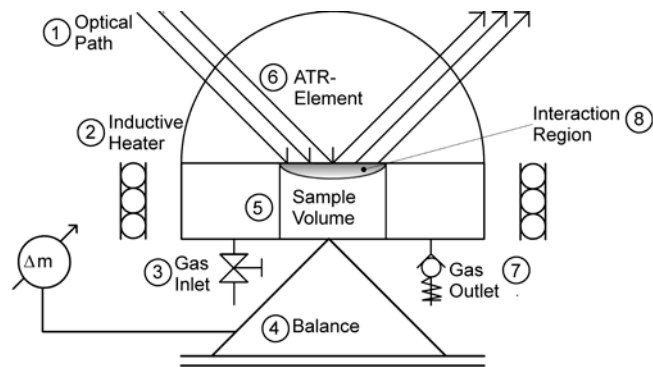


Abb.1: Schematische Darstellung der Messapparatur.

3. Ergebnisse

Gemessen wurde im mittleren Infrarotbereich, bei Wellenlängen von 5-10 μm . Charakteristische Peaks der Al-H Streckschwingung der NaAlH_4 Phase sind bei 1680 cm^{-1} zu erwarten. Die Na_3AlH_6 Phase besitzt wiederum IR-aktive Schwingungen zwischen $1250\text{-}1320\text{ cm}^{-1}$ [5-8].

Abb. 2 zeigt die Auswertung der gravimetrischen Messung von CeCl_3 -dotiertem NaAlH_4 . Erkennbar ist die schnelle Wasserstoffdesorption der NaAlH_4 Phase gekennzeichnet mit „I“, im Verhältnis zur langsamen Wasserstoffdesorption der Na_3AlH_6 Phase, „II-III“.

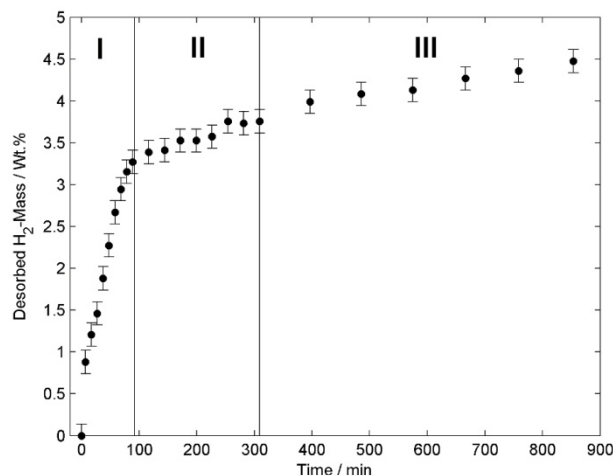


Abb. 2: Wasserstoffdesorption von CeCl_3 -dotiertem NaAlH_4 bei $120\text{ }^\circ\text{C}$ und einem Überdruck von 7 kPa , eingebaut in die Hochdruckkuvette, während einer spektroskopischen Messung.

In Abb. 3 ist die ATR-spektroskopische Messung der ersten Phase dargestellt. Die Abnahme des Peaks bei 1680 cm^{-1} deutet auf die Bildung der Na_3AlH_6 Phase hin. Die zusätzliche Ausbildung eines breiten Peaks bei 1250 cm^{-1} , bestätigt die Bildung der Na_3AlH_6 Phase während der Wasserstoffdesorption. Bis zu diesem Zeitpunkt wurden 3,3 Gew.% Wasserstoff aus der Probe desorbiert. Da eine mit 2 Mol% CeCl_3 -dotierte Probe weniger als die theoretischen 3,7 Gew.% Wasserstoff in der ersten Phase desorbiert, können die gravimetrischen und spektroskopischen Daten als konsistent angesehen werden.

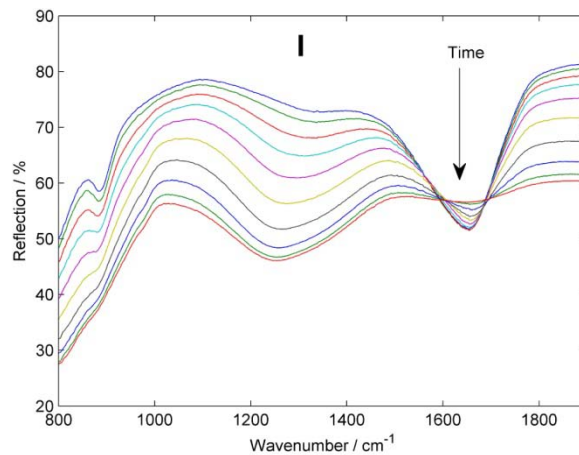


Abb. 3: Das In-situ gemessene ATR-Spektrum von CeCl_3 -dotiertem NaAlH_4 zeigt die Bildung der Na_3AlH_6 Phase bei $120\text{ }^\circ\text{C}$ und einem Überdruck von 7 kPa. Das Zeitintervall zwischen jedem Spektrum beträgt 7 min, die Messung startet mit dem obersten Spektrum im Diagramm.

Wertet man die Reflektionsänderung des NaAlH_4 Peaks gegenüber der gravimetrischen Änderung der Probe aus, erhält man das in Abb. 4 dargestellte „Füllstandssignal“.

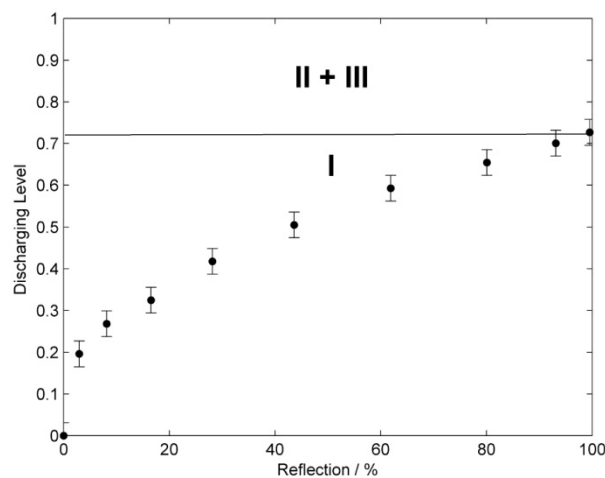


Abb. 4: Abnahme der Al-H Schwingung bei 1680 cm^{-1} während der Wasserstoffdesorption der NaAlH_4 Phase, verglichen mit dem Entladezustand des gesamten Pellets.

4. Zusammenfassung

Durch die nach unserem Wissen neue Messmethode, besteht die Möglichkeit In-situ ATR-spektroskopische und gravimetrische Messungen an Alantanten während der Wasserstoffdesorption parallel durchzuführen. Es konnte gezeigt werden, dass die zweistufige Desorptionsreaktion von CeCl_3 -dortierten Alantanten mit der FTIR-ATR-Spektroskopie messbar ist. Durch die parallel durchgeführte gravimetrische Messung ist es zudem möglich die Spektren zu quantifizieren, wodurch das kalibrierte ATR-Signal als Füllstandssignal genutzt werden kann. Aufbauend auf diesen grundlegenden Messungen ist es das Ziel weiterer Arbeiten, einen miniaturisierten ATR-Sensor zu entwickeln, der als Füllstandsgeber in Metallhydridtanks eingebaut werden kann.

Literatur

- [1] Alternative Energien für den Straßenverkehr-Wasserstoffantrieb in der Erprobung/Hrsg.: Projektbegleitung Kraftfahrzeuge u. Straßenverkehr, TÜV Rheinland e.V. Im Auftrag des Bundesministeriums für Forschung und Technologie Köln, Verlag TÜV Rheinland, 1989
- [2] H. Buchner, R. Povel, Int. Journal of Hydrogen Energy, 7 (1982), 259-266
- [3] K.J. Gross, G.J. Thomas, C.M. Jensen, J. of Alloys and Compounds, 330 (2002), 690-683
- [4] M. Fichtner, J. Engel, O. Fuhr, O. Kircher, O. Rubner, Mat. Science and Engineering, B108 (2004), 42-47
- [5] S. Gomes, G. Renaudin, H. Hagemann, K. Yvon, M.P. Sulic, C.M. Jensen, J. of Alloys and Compounds, 390 (2005), 305-313
- [6] S.F. Parker, Coordination Chemistry Reviews, 254 (2010), 215-234
- [7] M. Flippi, J.H. Rector, R. Gremaud, M.J. Van Setten, B. Dam, Applied Physics Letters, 95 (2009), 121904
- [8] X. Wang, L. Andrews, J. Phys. Chem., 111 (2007), 7098-7104

OPTIDUST – Staubreduzierung in Biomassekesseln mittels Elektrofilter

Bodo Groß^α, Alexander Berhardt^α, Wulf Clemens^β und Fernec Lezsovits^γ

^αIZES (Institut für ZukunftsEnergieSysteme) gGmbH, Altenkesseler Straße 17, D-66115 Saarbrücken

^βOTS GmbH, Ronnertweg 13, D-66292 Riegelsberg

^γBudapest University of Technology and Economics, Department of Energy Engineering, H-1111 Budapest, Műegyetem rkp. 3. D. ép.

Schlüsselwörter: Biomassekessel, Elektrostatische Staubabscheidung, Integrierte Systeme

Zusammenfassung

Die Zielsetzung des hier beschriebenen Forschungsvorhabens ist die Entwicklung eines elektrostatischen Staubabscheidesystems, bestehend aus einer zur Integration geeigneten Abscheideeinheit sowie einer Kontrolleinheit, für Biomassezentralheizkessel. Es soll eine kompakte Bauweise realisiert werden, wobei sich die Abscheideeinheit insbesondere für „nicht runde“ Geometrien bei gleichbleibend hoher Abscheideleistung, zur Erreichung der Vorgaben der derzeit aktuellen Fassung der 1. BImSchV, eignen soll. Im Rahmen des Vorhabens wird modellhaft für die Hackschnitzelkessel des Herstellers BOKOMPAKT eine Abscheideeinheit entwickelt, welche vollständig in die Nachheizflächen integriert und im Rahmen des Feldtestes betrieben und getestet wird. Darauf aufbauend wird zusätzlich ein universell nachrüstbares Modul entwickelt und im Rahmen eines weiteren Feldversuchs mit einem Stückholzkessel des Herstellers HOVAL getestet.

1. Vorhabensbeschreibung und Ziele

Aufbauend auf den Ergebnissen vorangegangener Arbeiten sollen der bisher erreichte technische Entwicklungsstand des kompletten elektrostatischen Staubabscheidesystems sowie den daraus erhaltenen Erfahrungen in enger Zusammenarbeit mit den international agierenden Herstellern BOKOMPAKT und HOVAL weiterentwickelt und in deren Biomassezentralheizkessel integriert werden. Das Abscheidesystem wird für Feuerungsleistungen bis etwa 100 kW ausgelegt. Die Übertragung der Ergebnisse auf weitere Hersteller, bzw. unterschiedliche Kesselgeometrien ist möglich und ist wesentlicher Bestandteil des Verwertungsplans der Partner.

Technische Ziele: In technischer Hinsicht muss eine Anpassung des kompletten Systems, bestehend aus der eigentlichen Abscheideeinheit (Filterstrecke) und der Versorgungs- und Kontrolleinheit auf die unterschiedlichen Anforderungen der beiden Kessel durchgeführt werden. Die Geometrie der Abscheideeinheit muss so angepasst werden, dass einerseits die Integration in einen (beliebigen) Biomassekessel und andererseits, im Falle einer nachgeschalteten Lösung sowohl die Integration in einen vorhandenen Kamin als auch als Add-On Lösung zwischen Kessel und Kamin erfolgen kann. Außerdem müssen die Hochspannungsversorgung bzw. deren Kontrolleinheit an die Anforderungen des jeweiligen Kesseltyps (Realisierung der benötigten elektrischen Feldstärken auf die feuerungstechnischen und strömungsmechanischen Anforderungen etc.) angepasst werden. Aufgrund der Geometrie der Nachheizflächen und der damit verbundenen begrenzten Bauhöhe, welche

als Abscheidestrecke zur Verfügung steht, sind aus jetziger Sicht mehrere parallel geschaltete Hochspannungselektroden notwendig, um eine ausreichende Entstaubung des Abgases zu gewährleisten

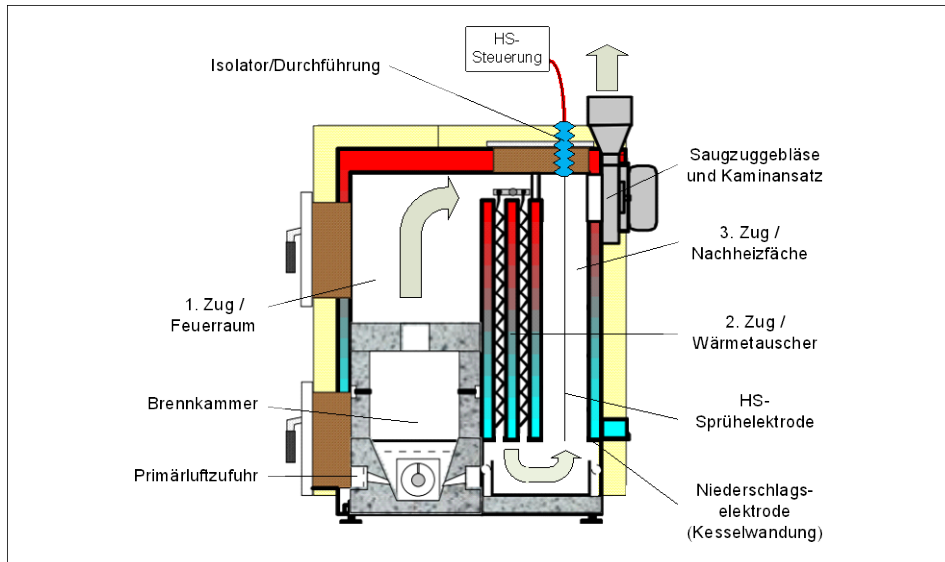


Abbildung 1: Vereinfachtes Schema des Biomassekessels mit integriertem Elektrofilter [1]

Eine weitere besondere Herausforderung besteht in der Gestaltung der elektrischen Anschlüsse der Hochspannungselektroden, die zur Vermeidung von Spannungsüberschlägen temperatur- und kurzschlussfest durch die Kesselwandungen geführt werden müssen.

Als Brennstoffe werden im Rahmen des Feldversuchs verstärkt „Nichtholzbrennstoffe“ (z. B. Miscanthus-Trester-Pellets) eingesetzt. Diese verursachen, bei gleicher Feuerungstechnik bzw. Feuerraumgeometrie, meist höhere Staubemissionen, wodurch die Einsetzbarkeit des Staubabscheiders sehr wahrscheinlich auch beim Einsatz von „normalen“ Holzbrennstoffen, wie beispielsweise Holzpellets, Holzhackschnitzel oder Stückholz, gewährleistet sein wird.

Mittels des Feldtests soll, außer der grundsätzlichen Funktionalität, insbesondere auch die Betriebssicherheit des Staubabscheiders im alltäglichen Einsatz untersucht und optimiert werden. Dazu wird im Rahmen des Vorhabens, sowohl für die integrierte als auch für die nachgeschaltete Filtereinheit, eine automatische Abreinigungsvorrichtung entwickelt, steuerungstechnisch ebenfalls in die Kesselsteuerung integriert und im Betrieb erprobt. Durch die Integration des Filters bzw. dessen Funktionsteuerung in die Kesselsteuerung, inklusive einer „Selbstüberwachungsfunktion“ zur deutlichen Verminderung von Spannungsüberschlägen, werden mögliche Fehler- und Gefahrenquellen durch bzw. für potentielle Nutzer minimiert.

Wissenschaftliche Ziele: In wissenschaftlicher Hinsicht sollen durch ein umfangreiches Monitoringprogramm die erzielten Erfolge des Vorhabens dokumentiert werden. Die Optimierungsmöglichkeiten sowohl der Kontroll- als auch der Abscheideeinheit sollen anschaulich dargestellt werden und dazu beitragen ein wirtschaftlich und technisch marktfähiges Produkt zu entwickeln. Mit Hilfe von Simulationen sollen die Messergebnisse modellhaft beschrieben werden. Aus dieser

Basissimulation, bzw. des zugrunde gelegten Modells, soll im Weiteren ein universelles Werkzeug zur Beschreibung von unterschiedlichen Filtersystemen und -geometrien entwickelt werden. Im Rahmen des derzeit in der Umsetzung befindlichen Feldtests soll insbesondere die Betriebssicherheit des Staubabscheidesystems deutlich erhöht werden. Eine automatische Reinigungseinrichtung soll etabliert und möglichst störungsunanfällig umgesetzt werden. Die identifizierten bzw. entscheidenden Parameter werden in die jeweiligen Kesselsteuerungen integriert und im Rahmen des Feldtests angepasst bzw. hinsichtlich der Betriebssicherheit optimiert.

Wirtschaftliche Ziele: Am Ende des Vorhabens sollen voll integrationsfähige und funktionsfähige Filtersysteme zur Verfügung stehen, welche im ersten Schritt durch die beiden beteiligten Hersteller eingesetzt und vermarktet werden sollen. Im Anschluss an die Laufzeit des Vorhabens sollen als Teil des Verwertungsplans, bei entsprechender Nachfrage bzw. Bedarf, die Filtersysteme zur Verwendung in Biomasseheizkesseln anderer Hersteller, insbesondere im Hinblick auf die novellierte 1.BImSchV vom März 2010, angepasst werden. Weiterhin soll das Filtersystem, bei Bedarf und technischer Machbarkeit, auf weitere Anwendungsgebiete angepasst werden.

2. Stand der Entwicklung

Um die oben genannten Ziele zu erreichen, wurden im ersten Schritt Laborversuche mit dem Ziel der Festlegung einer sinnvollen Elektrodenanzahl, in Bezug auf die vorhandene Kesselgeometrie, und einer praktikablen Elektrodenkonfiguration, durchgeführt. Die Elektrodenkonfiguration beachtet sowohl die technische Ausführung der Sprühelektrode, als auch die der Niederschlagslektrode.

Nach White [2] hängt die Wanderungsgeschwindigkeit ω der Teilchen, die letztendlich den Abscheideprozess ermöglicht, direkt vom angelegten elektrischen Feld, bzw. der dadurch auf die Teilchen wirkenden elektrischen Kraft, ab. Mit E_0 als der Aufladefeldstärke, E_p als der Niederschlagsfeldstärke, r als dem Teilchenradius und η der Gaszähigkeit (hier Luft), gilt im vereinfachten Fall mit Vernachlässigung der Störfaktoren für Teilchen $> 1\mu\text{m}$ [3]:

$$\omega = \frac{E_0 * E_p * r}{2 * \pi * \eta} \quad (1)$$

Der Zusammenhang zwischen dem theoretisch zu erwartenden Abscheidegrad und der Partikelwanderungsgeschwindigkeit im elektrischen Feld wird mit der folgenden, von Deutsch [4] aufgestellten und von White [5] weiterentwickelten Formel, beschrieben.

$$\varepsilon = 1 - e^{-\left(\frac{A}{V}\right) * \omega} \quad (2)$$

Mit A gleich der Niederschlagsfläche und V gleich dem Gasvolumenstrom kann der theoretische Abscheidegrad eines Elektrofilters ε berechnet werden. Der Abscheidegrad, als zentrales Bewertungskriterium für die Funktionsfähigkeit eines elektrostatischen Staubabscheiders, ist somit abhängig von der Partikelwanderungsgeschwindigkeit, bzw. vom elektrischen Feld. Die Art und Ausprägung des elektrischen Felds wird zudem über die eingestellte elektrische Spannung, deren

Polarität sowie der zeitlichen Änderung bestimmt. Die elektrische Feldstärke E_G in einem Platten-
elektrofilter mit Sprühdrahtelektrode errechnet sich nach Troost und Weber/Brocke [6, 7] zu:

$$E_G = \sqrt{\frac{8 * i * d_{Ga}}{b_0 * h_D}} \quad (3)$$

E_G ist somit abhängig vom fließenden Ionenstrom i , vom Abstand zwischen Sprüh- und Nieder-
schlags Elektrode d_{Ga} und vom Abstand der Sprühelektroden im Plattenfilter h_D (Sprühelektroden-
anzahl > 1). Die Ionenbeweglichkeit b_0 geht hier als Konstante mit in die Gleichung ein. Werden
Staubpartikel in das elektrische Feld eingebracht, ändert sich das elektrische Feld nach Lowe und
Lucas [8] über die dann auftretenden Staubraumladungen, welche infolge der gewollten und für den
Betrieb des Elektrofilters nötigen Staubionisation auftritt. In erster Näherung kann dieser Effekt
jedoch vernachlässigt werden.

Erste theoretische Überlegungen bezüglich der optimalen Elektrodenanzahl und -konfiguration
wurden über die Berechnung von elektrischen Feldstärkelinien durchgeführt. Die angelegte Hoch-
spannung entspricht einer Gleichspannung und erzeugt somit ein statisches elektrisches Gleichfeld.
Elektrische Felder folgen einer genau festgelegten Symmetrie, somit formt ein für die Ionisation
von Partikeln perfektes elektrostatisches Feld in alle räumlichen Richtungen der Abscheidefläche
ein gleichmäßiges Feld an Äquipotentiallinien. Demnach besitzt ein Rohr mit zentrierter Sprüh-
elektrode die optimale Geometrie. Für den Einsatz in einer rechteckigen Geometrie muss also ein
Kompromiss zwischen der, für das elektrische Feld optimalen runden und der vorhandenen
rechteckigen Geometrie hergestellt werden. Bei der Wahl der Elektrodenkonfiguration wurde somit
immer zuerst der Fall der einfachsten verfahrenstechnischen Umsetzung betrachtet. In Abbildung 2
sind exemplarisch verschiedene Feldliniendiagramme für unterschiedliche Elektrodenkonfigu-
rationen dargestellt.

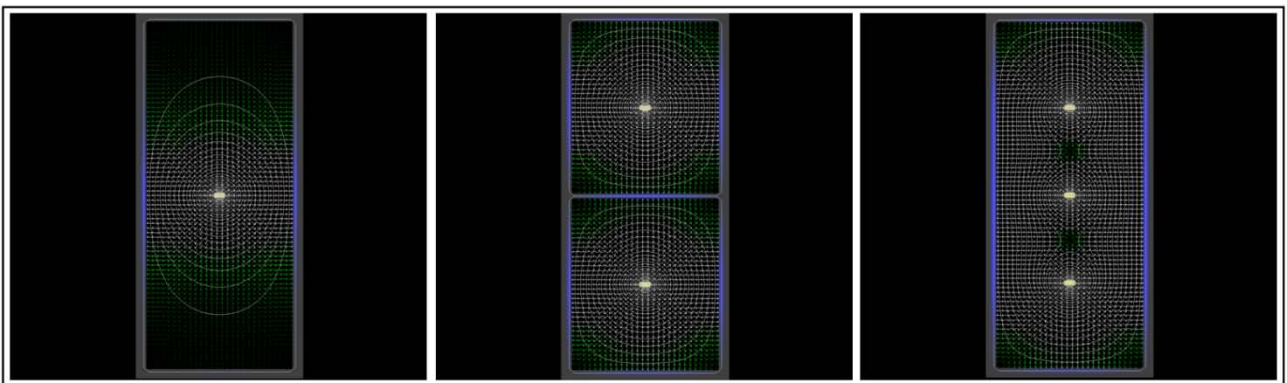


Abbildung 2: Berechnung der Feldlinien des elektrischen Feldes für unterschiedliche Elektrodenkonfigurationen

Die Funktionstests der unterschiedlichen Elektrodenkonfigurationen wurden mittels Laborver-
suchen durchgeführt. Dazu wurde ein Modell mit rechteckiger Geometrie aufgebaut, siehe dazu
Abbildung 3. Mit diesem Modell können in erster Näherung die real zu erwartenden Abscheide-
grade verschiedener Elektrodenkonfigurationen unter Laborbedingungen bestimmt werden. Im

Gegensatz zum realen Feldtest im Kessel können jedoch Parameter wie Abgastemperatur, Art der Partikel sowie die bauliche Realisierbarkeit im Kessel nur bedingt beachtet werden.

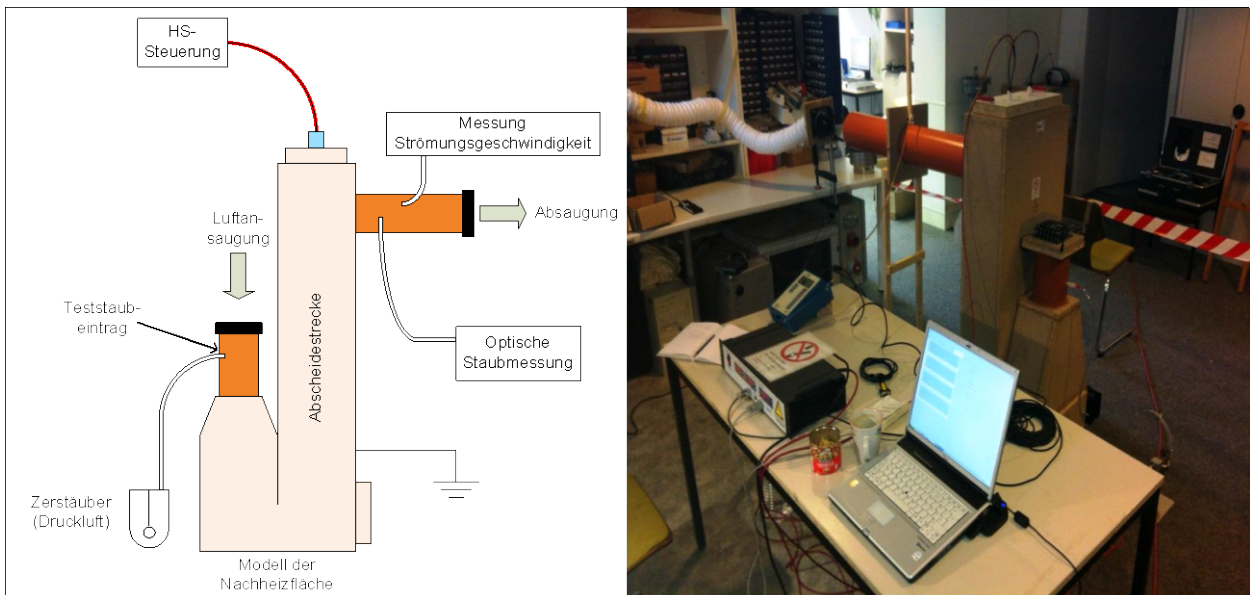


Abbildung 3: Schematischer und realer Laborversuchsaufbau

Als „Testaerosol“ wird „Di-Ethyl-Hexyl-Sebacat“ (DEHS), eine ölige Suspension deren Most Penetration Particulate Size (MPPS) nach Zerstäubung bei $0,1 - 0,2 \mu\text{m}$ liegt [9], eingesetzt. Diese Partikelgröße entspricht in etwa dem zu erwartenden Partikelgrößenverteilungsmaximum bei der Verbrennung von Biomasse [10]. Als Testmodell wurde im Maßstab 1:1 ein im Inneren mit Metall ausgekleideter Holznachbau der Nachheizfläche des eingesetzten Hackschnitzelkessel BIOKOMPAKT ECO 50 aufgebaut. Um die Strömungsverhältnisse des Kessels nachstellen zu können, wurde das Strömungsprofil im Abgasrohr des Modells gemessen. Bei Volllast sind in der Nachheizfläche des Kessels Strömungsgeschwindigkeiten von etwa $0,6 \text{ m/s}$ bei einem Betriebsvolumenstrom von etwa $200 \text{ m}^3/\text{h}$ zu erwarten [11]. Daraus berechnet sich die Strömungsgeschwindigkeit im verwendeten „Abgasrohr“ zu etwa $2,5 \text{ m/s}$, welche mittels eines Lüfters eingestellt werden kann. Die erreichten Abscheidegrade wurden mit dem optischen Laserphotometer DustTrak 8531 der Firma TSI bestimmt.

Für jede Messreihe wurde der Bezugswert bestimmt, indem über einen längeren Zeitraum ohne angelegte Spannung (demzufolge ohne Abscheidewirkung) und voller Staubbelastung die Partikelbelastung gemessen wurde. Alle Messreihen beginnen bei 10 kV , nach jeweils fünf Minuten Messzeit wird die Spannung in Schritten von 2 kV Schritten erhöht. Die im eigenen Haus entwickelte Hochspannungsversorgungs- und Kontrolleinheit kann Spannungen von 0 bis 30 kV und Ströme bis zu 2 mA und somit 60 Watt Leistung bereitstellen. Bei auftretenden Überschlügen werden diese über die Arc-Detect Funktion erkannt und die Steuereinheit schaltet die Spannung sofort ab. Nach dieser Abschaltung regelt die Steuerung selbständig die Spannung Schritt für Schritt wieder auf den Ursprungswert zurück. Während der Versuche werden Staubbelastung, Spannung, Strom und Strömungsgeschwindigkeit alle zehn Sekunden geloggt. Die Messungen wurden für jede Messreihe, bzw. Elektrodenkonfiguration jeweils dreimal wiederholt.

3. Ergebnisse

Zur Festlegung der Elektrodenkonfiguration für die erste Phase des realen Feldtests im Kessel wurden im Modell ein, zwei und drei Elektroden in vier unterschiedlichen Elektrodenkonfigurationen getestet. In den folgenden Abbildungen werden exemplarisch die Messergebnisse bezüglich der erreichten Abscheidegrade über der angelegten Hochspannung dargestellt.

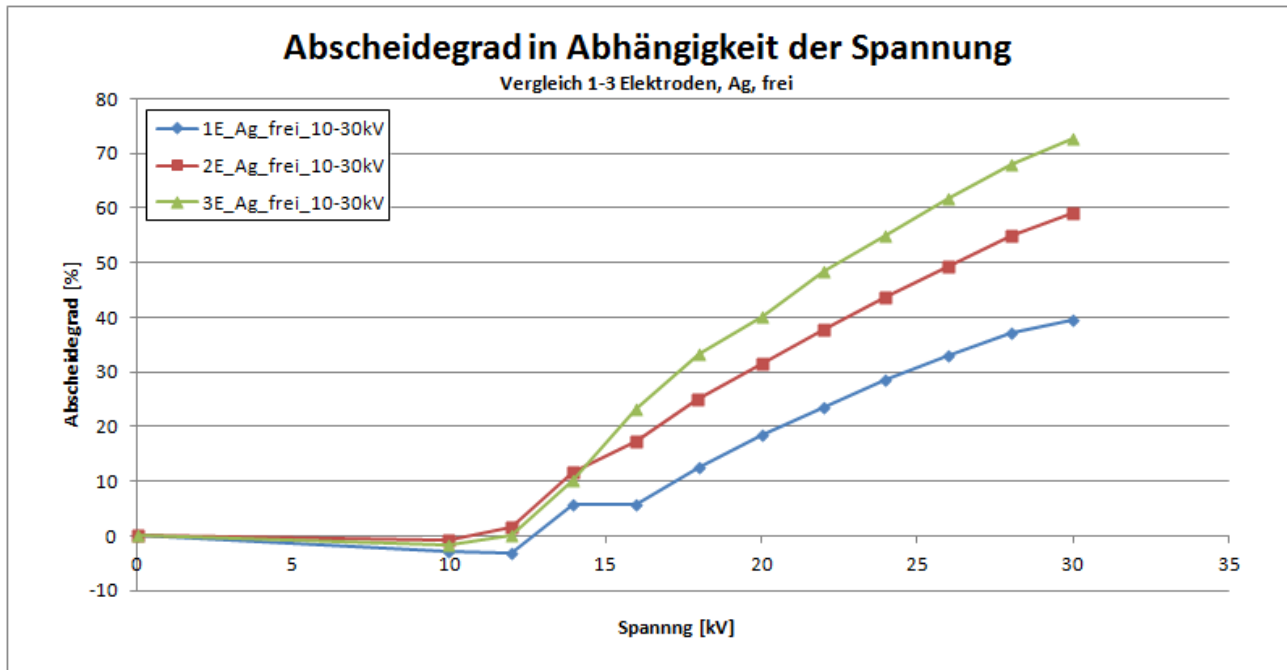


Abbildung 4: Relative Abscheiderate für eine, zwei und drei Elektroden

Abbildung 4 zeigt die relativen Abscheidegrade für ein, zwei und drei Elektroden. In allen Versuchsreihen wurden die Elektroden jeweils mit einem Gewicht gespannt (frei) und nicht fixiert. Bei Verwendung von drei Sprühelektroden kann die Abscheideleistung gegenüber einer Elektrode etwa verdoppelt werden, bzw. beträgt etwa 73 %.

Abbildung 5 zeigt die Abscheiderate für zwei Elektroden in vier unterschiedlichen Konfigurationen. Im ersten Fall (frei) wurden die Elektroden jeweils mit einem Gewicht gespannt und nicht fixiert, vergleiche dazu auch Abbildung 4. Im zweiten Fall (verbunden) wurden die Elektroden mit einem isolierenden Abstandshalter miteinander verbunden, bzw. fixiert und im dritten Fall (fest) wurden die Elektroden nichtleitend am Boden des Modells fixiert. Die vierte Testreihe wurde mit einem zusätzlichen Blech (in Kammern) durchgeführt, wodurch zwei voneinander unabhängige Kammern für jeweils eine einzelne Elektrode entstehen. Dadurch wird die Niederschlags Elektrodenfläche deutlich vergrößert. Erwartungsgemäß ist der Abscheidegrad der „freien“ Elektroden am geringsten, der Abscheidegrad der festen, bzw. verbundenen Elektroden etwas höher und der Abscheidegrad im Zweikammersystem mit knapp 70 % am höchsten. Die negativen Abscheideraten am Anfang der Messreihen werden verursacht aufgrund der Vernebelung des DEHS, aber der noch nicht einsetzenden Partikelabscheidung. Durch die anfänglich verwendete, für die Partikelbelastung nicht ausreichende Absaugvorrichtung, nimmt die Partikelkonzentration bei der Bestimmung des

Offsetwerts zu, bzw. wird die Abscheiderate in diesem Zeitraum negativ. Nach Abschluss der ersten Versuchsreihen wurde die Absaugeinrichtung umgebaut, woraus ein konstanter Offsetwert resultiert.

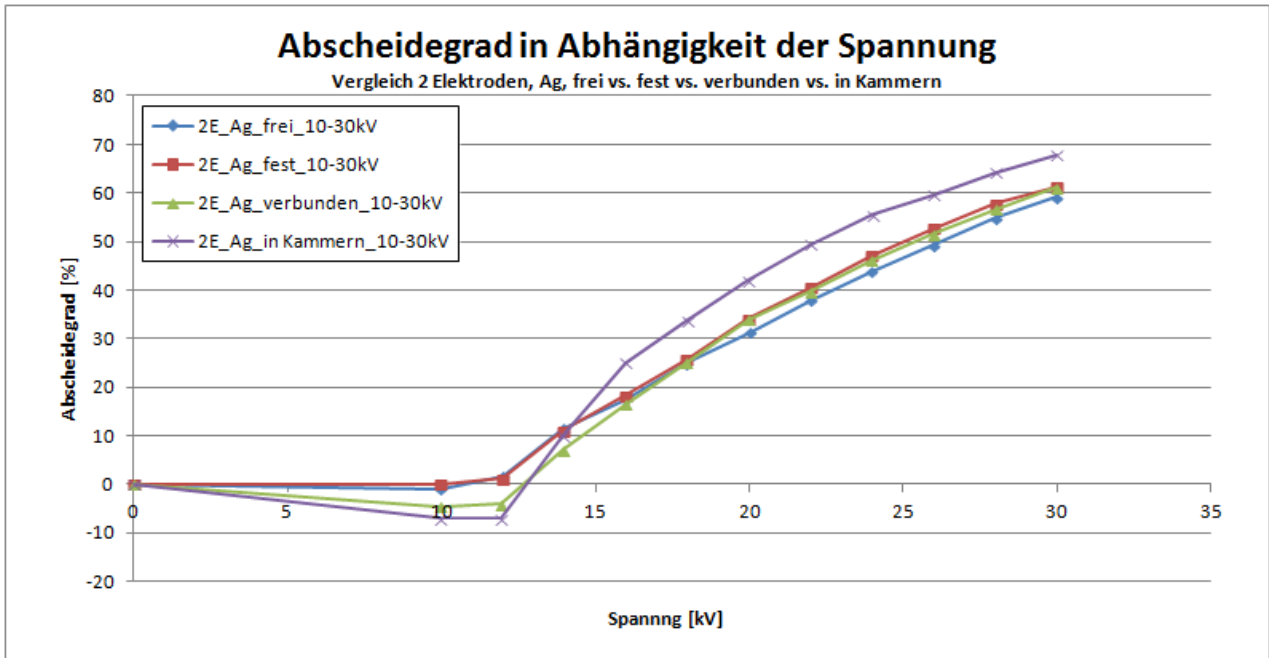


Abbildung 5: Relative Abscheiderate für zwei Elektroden in vier unterschiedlichen Konfigurationen

Abbildung 6 zeigt die Ergebnisse der Kammersysteme für zwei und für drei Elektroden. Im Dreikammersystem erreicht man einen Abscheidegrad von knapp über 80 % bzw. gegenüber dem Zweikammersystem einen um 20 % erhöhten Abscheidegrad.

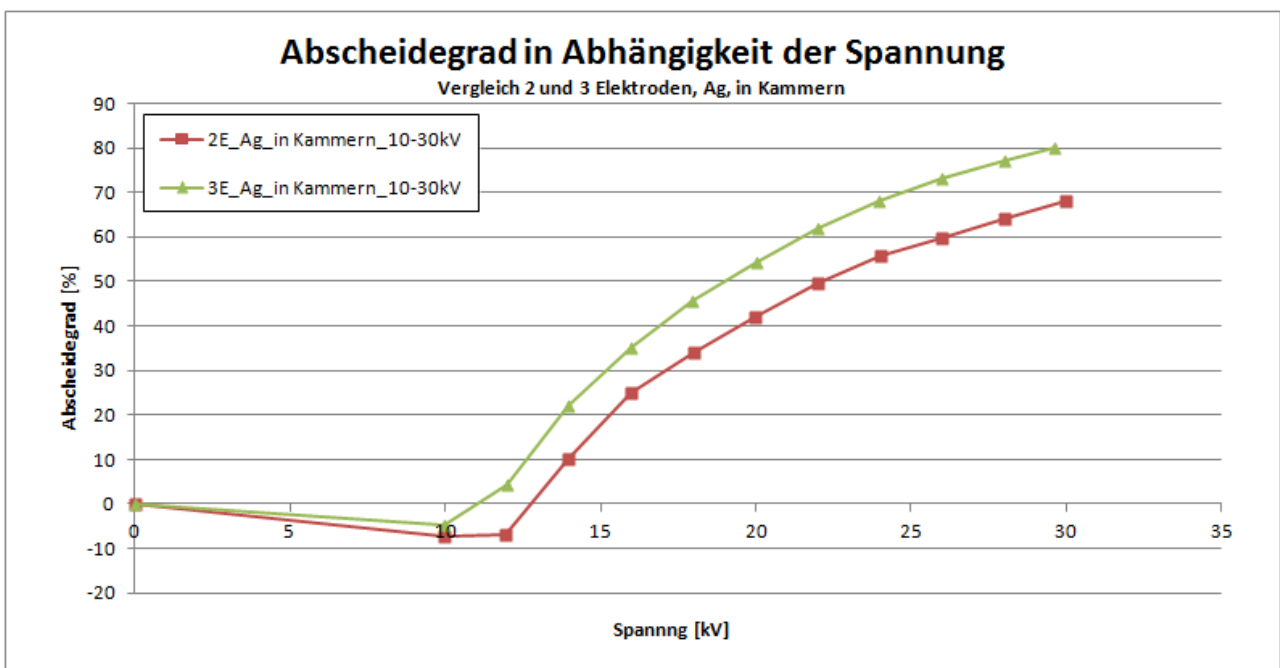


Abbildung 6: Relative Abscheiderate für zwei, bzw. drei Elektroden „in Kammern“

4. Ausblick

Im Rahmen der Heizperiode 2012/2013 wird die erste Phase der Feldtests durchgeführt. Erste Versuche werden aktuell mit zwei Elektroden durchgeführt. Nach der Heizperiode werden die gewonnenen Daten ausgewertet, das daraus resultierende Optimierungspotential identifiziert und umgesetzt. In der Heizperiode 2013/2014 sollen dann entsprechende Feldtests mit dem überarbeiteten Filtersystem durchgeführt sowie gleichzeitig die notwendigen sicherheitstechnischen Zulassungen erwirkt werden, so dass ab Anfang 2015 ein verkaufsfertiges Produkt zur Verfügung steht.

Das Projekt OPTIDUST mit Forschungskennzeichen FKZ 22000711 wird gefördert mit Mitteln des Bundesministeriums für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestags. OPTIDUST wird durch die Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe wissenschaftlich und administrativ begleitet.

5. Quellen

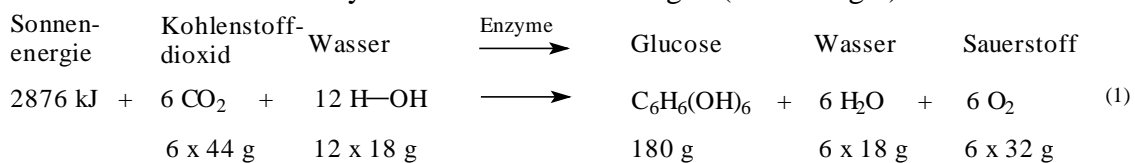
- [1] Abgeänderte Grafik der BOKOMPAKT Heiztechnik GmbH aus Dokument: „Biomasseheizung Type AWK / ECO mit Brennstoffförderung „Mini, Standard, Industrie“ für Hackgut bis 60 mm Länge und sonstige körnige Biomasse“, (Waldhausen, 2010)
- [2] H.J. White: “Industrial Electrostatic Precipitation” (Leipzig, 1969), Kapitel 6, S. 142 - 177
- [3] H.J. White: “Industrial Electrostatic Precipitation” (Leipzig, 1969), S. 144
- [4] W. Deutsch: Ann. der Physik, Heft 68, (1992) S. 335
- [5] H.J. White: “Industrial Electrostatic Precipitation” (Leipzig, 1969), S. 154
- [6] N. Troost: Proc. Inst. Electric. Engng. 101 (1954) Nr. II, Heft 82
- [7] E. Weber, W. Brocke: Band1 Feststoffabscheidung (München, Wien 1973), Kapitel 7 „Elektrische Staubabscheider“, S. 309-427
- [8] H.J. Lucas, D.H. Lucas: Brit. J. Appl. Phys. 24 (1953) Supp. 2, S. 440 - 457
- [9] Topas GmbH: Auszug aus dem Sicherheitsdatenblatt DEHS, (2008), http://www.topas-gmbh.de/dateien/prospekt/dehs_prspd.pdf, am 02. Oktober 2012
- [10] I. Obernberger, T. Brunner, G. Bärnthaler: „Aktuelle Erkenntnisse im Bereich der Feinstaubemissionen bei Pelletsfeuerungen“, (Stuttgart, 2005), <http://www.bios-bioenergy.at/uploads/media/Paper-Obernberger-FeinstaubemissionenPellets-Stuttgart-2005-10-18.pdf>, am 02. Oktober 2012
- [11] BOKOMPAKT Heiztechnik GmbH: „Technische Anlagendokumentation Eco 50“, (Waldhausen, 2008)

Von der Fotosynthese über die alkoholische Gärung zum Missbrauch des (Bio-)Ethanols

Prof. Dr.-Ing. Vollrath Hopp
VDI-Bezirksverein Frankfurt-Darmstadt, D-63303 Dreieich, Odenwaldring 31

Bioethanol ist eine modische Bezeichnung für den seit Menschengedenken bekannten Ethylalkohol, der mittels eines anaeroben Prozesses und der Hefe *Saccharomyces cerevisiae* hergestellt wird. Als Rohstoffe dienen und dienen Getreide, Mais, Reis und zuckerhaltige Früchte.

Die *Fotosynthese* ist eine energiespeichernde Hydrierungsreaktion, durch die sie aus dem Kohlenstoffdioxid der Luft und dem Wasser mit Hilfe der Sonnenenergie und dem Chlorophyll Glucose aufbaut. Glucose ist unter anderem der Baustein für Stärke, Zellulose, Chitin und andere kohlenhydratähnliche Verbindungen (Gleichung 1).



Weizen ist ein vollwertiges Grundnahrungsmittel. Von einigen essentiellen Aminosäuren abgesehen, enthält er alle wichtigen Nährstoffe, die ein Mensch bedarf. Die fehlenden essentiellen Aminosäuren können durch den Verzehr von Milch und Eiern ergänzt werden. Stärke und Eiweiß sind im Mehlkörper enthalten. Mineralien und der wasserlösliche Vitamin B-Komplex befinden sich in den Randschichten, den Aleuronzellen, eines Weizenkornes. Die fettlöslichen Vitamine, z. B. A, D und E und die ungesättigten Fette sind im Weizenkeim.

Der physiologische Brennwert von 1 kg Weizen errechnet sich aus der Summe der Brennwerte von 715 g Stärke, 121 g Eiweiß und 21 g Fett. Dieser ist *15 198 kJ/kg*. Das ist etwas mehr als der tägliche Bedarf eines körperlich schwer arbeitenden Menschen, der mit ca. 12 000 kJ/Tag angesetzt wird. Der Wassergehalt vom Weizenkorn beträgt im Mittel 12 %. Der Anteil der Mineralstoffe wird mit 1,5 % angegeben!

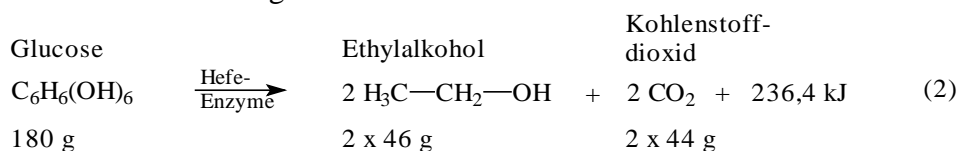
Von 2 Mio. t Weizen können also

$$\frac{2000 \times 10^6 \text{ kg} \times 15198 \text{ kJ} \times \text{Tage} \times \text{Mensch}}{365 \text{ Tage} \times \text{kg} \times 12000 \text{ kJ}} \approx 6,9 \text{ Mio. Menschen ein Jahr lang ernährt werden.}$$

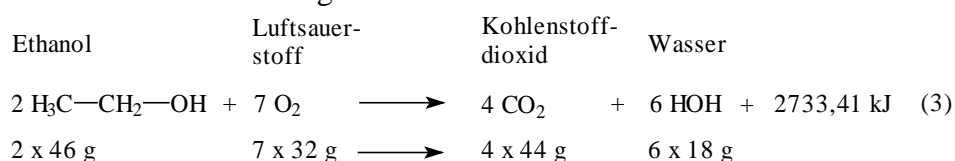
Doch dieser Weizen wird zurzeit in Deutschland zu (Bio-)Ethanol verarbeitet.

Die *alkoholische Gärung* ist ein biologisch-chemischer Abbau von Kohlenhydraten bzw. Zuckern unter Mitwirkung von einzelligen Sprosspilzen. Dabei entstehen Ethanol, Kohlenstoffdioxid und exergonische Energie.

- Alkoholische Gärung

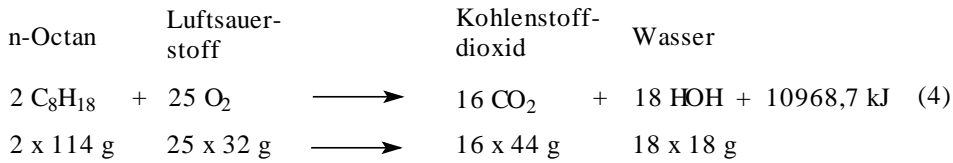


- Technische Verbrennung von Ethanol



$\Delta_R H = -2733,4 \text{ kJ} \hat{=} -1366,7 \text{ kJ/mol}$ Ethanol, das entspricht einem Verbrennungswert von 29711 kJ pro Kilogramm.

- Technische Verbrennung von n-Octan, stellvertretend für den Kraftstoff Benzin



$\Delta_R H = -10968,7 \text{ kJ} \hat{=} -5484,35 \text{ kJ/mol}$ n-Octan, das entspricht einem Verbrennungswert von 48108 kJ pro Kilogramm.

Die Verbrennungswerte von n-Octan zu Ethanol verhalten sich wie $48108 : 29711 = 1,62 : 1$

2 Mio. Tonnen Weizen entsprechen somit einem Energiewert von

$$12\,298 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \cdot 2 \cdot 10^9 \text{ kg} = 24\,596 \cdot 10^9 \text{ kJ} = 24\,596 \cdot 10^3 \text{ Gigajoule, wenn nur der}$$

Stärkegehalt des Weizens berücksichtigt wird.

Um den Brennwert von 1 kg n-Octan mit 48 108 kJ/kg mittels Weizen zu entsprechen,

müssen $\frac{48108}{12298} = 3,91$ Kilogramm Weizen aufgewendet werden.

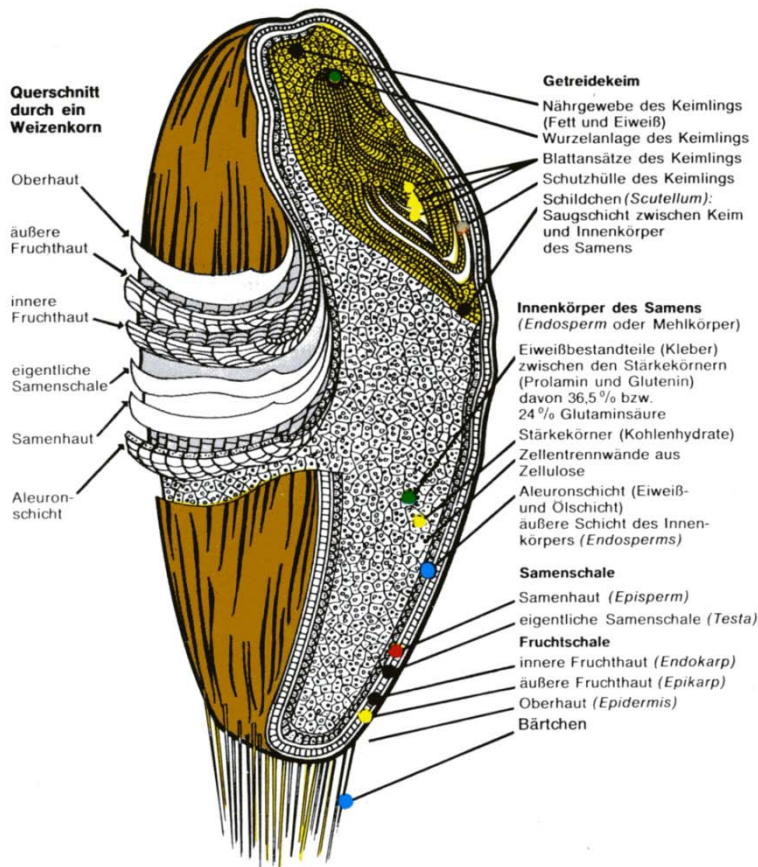


Abb. 1: Schnitt durch ein Weizenkorn

In Deutschland werden zurzeit ca. 2 Mio. Tonnen Getreide zu Bioethanol verarbeitet, aus diesen können nach vorausgegangenen Überlegungen ca. 766 600 Tonnen Ethylalkohol gewonnen werden.

Die Probleme der (Bio-)Ethanol-Nutzung als Kraftstoff liegen zum einen in der Nahrungsmittelversorgung der Menschen, zum anderen in der Degradation der Ackerflächen. Getreide, Mais, Reis und Pflanzenöle sind neben Fleisch die wichtigsten Nahrungsmittelrohstoffe. Für 1 kg Rindfleisch sind aber 9 kg Getreide zur Fütterung des Viehes notwendig.

Mehr als 1 Milliarde Menschen auf der Erde sind unterernährt oder hungern. Die Verwendung der oben genannten Pflanzenprodukte für die technische Energieversorgung steht damit in direkter Konkurrenz zu dem Nahrungsmittelsektor.

Ausblick

Einen besseren Weg, Kraftstoffe und Biodiesel aus nachwachsenden Rohstoffen zu gewinnen, bieten die Begleitprodukte des Getreides und Mais wie Stroh, sowie Holzreste. Sie alle enthalten spezielle Zellulose, und deren Abwandlungen, die als Nahrungsmittel nicht geeignet sind. Die Verfahren dazu sind schon während des 2. Weltkrieges (1939 – 1945) erarbeitet und genutzt worden.

Das *Forschungszentrum in Karlsruhe, Eggenstein-Leopoldhafen* hat zusammen mit dem Anlagenbauunternehmen *Lurgi* eine hochmoderne Pilotanlage zur Synthese von BtL-Kraftstoffen (Biomass to Liquids) errichtet. Als erster Verfahrensschritt werden durch Schnellpyrolyse bei 500 °C die zellulosehaltigen Rohstoffe in ein flüssiges Zwischenprodukt (Bioliquyncrude) umgewandelt. Im zweiten Schritt wird in einem Flugstromvergaser bei über 1200 °C und Drücken bis zu 80 bar ein Synthesegas, d. h. eine Mischung aus Wasserstoff, H₂, und Kohlenstoffmonoxid, CO, erhalten. Aus diesem Synthesegas lassen sich Methanol, CH₃-OH, und viele andere für Kraftstoffe geeignete Kohlenwasserstoffe herstellen.

Damit kommt das alte Fischer-Tropsch-Verfahren und die Kölbel-Engelhardt-Synthese wieder zu neuen Ehren.¹

¹ *Quelle:* ChE Manager 17/2007, S. 8, Synthesekraftstoffe aus Stroh und Co.

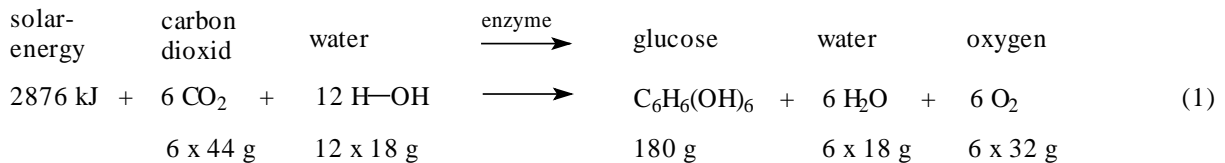
From the photosynthesis to the fermentation of alcohol and the misuse of bio-ethanol

Prof. Dr.-Ing. Vollrath Hopp

VDI-Bezirksverein Frankfurt-Darmstadt, D-63303 Dreieich, Odenwaldring 31

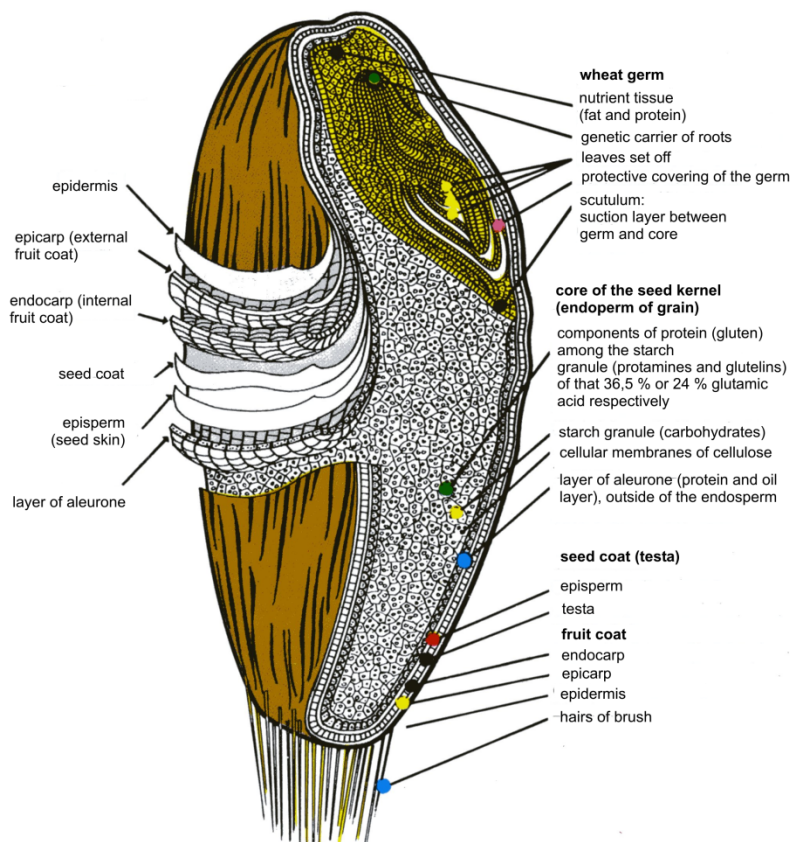
Bio-Ethanol is a modern name for the well-known ethyl alcohol. It is produced through an anaerobic process with yeast of *saccharomyces cerevisiae*. Starting sources are cereal, rice, maize, pure sugar and other sugar containing fruits.

The carbon dioxide in the air is hydrogenated to glucose through water under the influence of solar radiation and in the presence of the enzyme chlorophyll (fig. 1).



Wheat is one of the most important staple foods of high value. It contains all essential nutrients needed by humans. Some missing amino acids may be supplied for example through the consumption of legumes, milk or eggs.

The endosperm of wheat contains starch and protein. Minerals and the water-soluble vitamin B-complex are contained in the aleurone cells of the barrier layer of a wheat grain. The fat-soluble vitamins e.g. A, D, E and the unsaturated fats are in the wheat germ.



The layer of aleurone contains valuable minerals and the vitamine B-complex.
The germ contains the vitamins A, D, E, fat and protein.

Fig. 1: Longitudinal section of grain of wheat (enlarged approximately 150 times)

The physiological energy of 1 kg wheat is calculated as the sum of the individual values of 715 g starch, 121 g protein and 21 g fat. The total of these parts is 15 196 kJ/kg. This is something more than the daily requirements of a manual worker. His food should have approximately 12 000 kilojoules per day. The percentage of water in wheat amounts to about 12 % and the part of minerals about 1.5 %.

2 m. tn. of wheat per year can feed 6.9 million people, i.e.

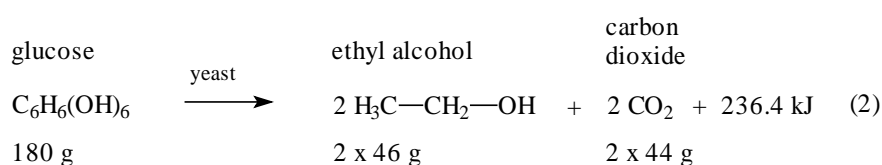
$$\frac{2000 \times 10^6 \text{ kg} \times 15198 \text{ kJ} \times \text{day} \times \text{man}}{365 \text{ days} \times \text{kg} \times 12000 \text{ kJ}} \approx 6.9 \text{ million people.}$$

However at present this amount is

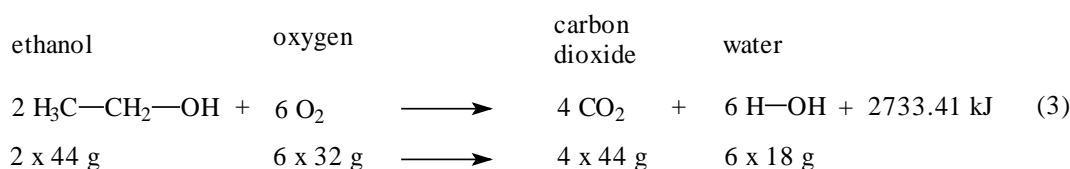
fermented to (bio-)ethanol in Germany.

The alcoholic fermentation is a biological-chemical degradation of carbohydrates or sugar respectively in the presence of *saccharomyces*. Ethyl alcohol, carbon dioxide and exergonic energy of 236.4 kJ/mol are developed.

- Alcoholic fermentation

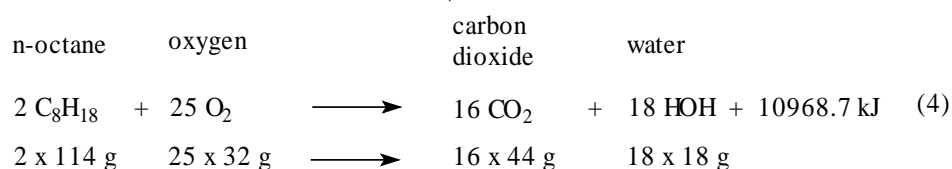


- Technical combustion of ethanol



$\Delta_R H = -2733.4 \text{ kJ} \cong -1366.7 \text{ kJ/mol}$. This value corresponds to combustion heat of 29711 kJ per 1 kilogramme ethanol.

- Technical combustion of n-octane, instead of benzene



$\Delta_R H = -10968.7 \text{ kJ} \cong -5484.35 \text{ kJ/mol}$ n-octane. This result corresponds to combustion heat of 48108 kJ per 1 kilogramme n-octane.

The proportions of these results are n-octane : ethanol = 48108 : 29711 = 1.62 : 1.

2 million tonnes of wheat corresponds to an energy value (referring to wheat starch):

$$12298 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \cdot 2 \cdot 10^9 \text{ kg} = 24596 \cdot 10^9 \text{ kJ} = 24596 \cdot 10^3 \text{ gigajoule.}$$

One needs $\frac{48108}{12298} = 3.91$ kg wheat to get the heat energy of 1 kg n-octane of 48108 kJ/kg.

2 m. tonnes of cereal are converted to ethanol in Germany at present. According to previous calculations 730088 tonnes ethyl alcohol may be produced out of this amount.

The problems of the application of ethanol as petrol are the insufficient supply of the population with food and in addition the degradation of arable land.

Cereal such as wheat, maize, rice, legumes and vegetable oil are the most important sources of foodstuffs. A cow fed on 9 kg cereal produces 1 kg of meat.

More than one billion people in the world are undernourished and suffer hunger. The application of the mentioned products of plants e.g. cereal, such as wheat, maize, rice, cane sugar and beet sugar for the motor fuel enters directly into competition with the provision of food.

– *Outlook – technologies in former times become modern again*

The byproducts of cereal and maize for example their straw and waste wood also offer better possibilities to produce ethanol and (bio-)Diesel on the basis of renewable raw materials. Altogether they contain carbohydrates especially cellulose and its derivatives.

They are not suitable for foodstuffs. During World War II processes were developed and used in order to convert cellulose compounds into petrol.

The *Research Centre in Karlsruhe*, Eggenheim-Leopoldhafen has built a high modern pilot plant for the synthesis of *BtL-petrol* (Bio mass to liquids) in cooperation of *Lurgi*, a company of factory construction. In the first reaction step cellulose containing material is converted into a liquid intermediate product at a temperature of 500 °C. This product is called *Bioliqsyncrude*.

In the second step the bioliqsyncrude is split into synthesis gas in a *flue-stream-gasifier* at temperatures of 1200 °C and pressures of 80 bar. Synthesis gas is a mixture of carbon monoxide, CO, and hydrogen, H₂. In presence of special catalyst the gas mixture reacts to methanol and other very interesting hydrocarbons which are suitable for petrol. In this way the old Fischer-Tropsch synthesis and the Kölbel-Engelhardt procedure get to new honours¹.

¹ Ref.: ChEManager 17/2007, S. 8, Synthesekraftstoffe aus Stroh und Co.

Modulkraftwerk- Eine Inselenergieversorgung

C.Kolbe und Th.Luschtinetz

FH-Stralsund / IRES, Zur Schwedenschanze 15, D-18435 Stralsund
Christian.Kolbe@fh-stralsund.de, Thomas.Luschtinetz@fh-stralsund.de

Schlüsselwörter: Modulkraftwerk, Hybridkraftwerk, Inselwechselrichter]

Zusammenfassung: Ziel des Vorhabens ist die Entwicklung eines kompakten grund- und spitzenlastfähigen Modulkraftwerks, welches dezentral Gewerbestandorte, öffentliche Gebäude sowie Einrichtungen von internationalen Organisationen auch in netzfernen Gebieten bedarfsgerecht mit Energie versorgt.

Die Basis dafür bildet ein Standard Überseecontainer, welcher mit verschiedenen Verkehrsmitteln transportiert werden kann. Die besondere Innovation liegt in der neuartigen, energieeffizienten Kopplung der Komponenten, wodurch eine modulare Bauweise sowie eine bessere Optimierung auf den jahreszeitlichen Energiebedarf des Kunden und die standortspezifischen Energiequellen möglich werden. Dies wird über eine Speicherprogrammierbare Steuerung (SPS) realisiert.

Abstract: The main project intention is the development of an autarkic power plant which can supply energy according to miscellaneous base- or peak load profiles. Possible application could be rural industries, public institutions, research stations or off-grid areas.

The basic system is mounted in a shipping container which offers a wide range of transportation flexibility. The main advantage of the system is the intelligent and efficient coupling of the components. Due to the modular character of the components the power plant can be adjusted to specific energy profiles of the user. The system is controlled by a programmable logic controller (PLC) whereby the user can adjust the system by a touch panel.

1. Einleitung

Das Modulkraftwerk ist in einem 20 Fuß Überseecontainer installiert, womit man es zu nahezu jeden Platz der Welt transportieren kann (Abb.1). Die extern installierten regenerativen Erzeuger werden während des Transports im Container verstaut. Mögliche Anwendungen einer solchen Containerlösung könnten z.B. Hilfsorganisationen, Forschungsstationen in entfernten Gegenden oder einfach die Energieversorgung von Idealisten darstellen.

Der Innenausbau des Containers ist modular aufgebaut, wodurch ein Anpassen der Anschluss- sowie Erzeugerleistung des Kraftwerks auf den jeweiligen Einsatzzweck möglich ist.

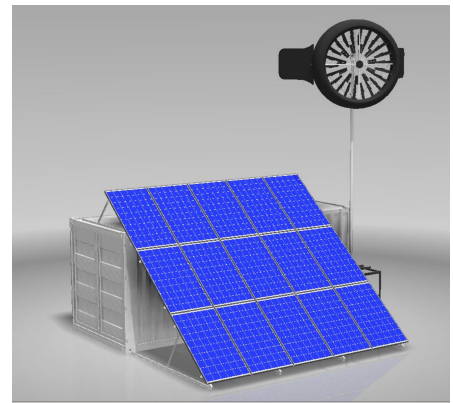


Abbildung 1: Designstudie

2. Inselsystem

Der technische Anspruch von autarken Systemen besteht in der Generierung eines bidirektionalen 50Hz/ 60Hz Inselnetzes mit der Möglichkeit, aus dem Netz Energie zu entnehmen sowie Energie über regenerative Erzeuger einzuspeisen.

Das Inselnetz wird über einen Inselwechselrichter aufgebaut, welcher die Batterie speisen wie auch entladen kann [1].

Der Inselwechselrichter arbeitet hierbei als netzführender Wechselrichter wobei Spannung und Frequenz vorgegeben werden. Ein Drehstromsystem wird über drei baugleiche Inselwechselrichter aufgebaut, wobei über CAN Bus die Phasenlage kommuniziert wird.

Die Erzeugerwechselrichter sind netzgeführt und synchronisieren auf das gegebene Inselnetz. Da regenerative Erzeuger bis zu einer Leistung von 5kWp meistens einphasig ausgelegt sind, werden die Erzeuger auf jeweils eine Phase des Drehstromsystems aufgeschaltet (Abb.2). Eine entstehende Schiefllast im Inselsystem ist bis zur Nennleistung des Inselwechselrichters möglich.

Grundsätzlich sollte die Erzeugernennleistung, die Nennleistung des jeweiligen Inselwechselrichters nicht überschreiten.

AC oder DC Kopplung

Im Vergleich zur AC- Kopplung der Erzeuger im Wechselspannungsnetz, ist die DC- Kopplung direkt auf der Batterie preisgünstiger zu realisieren. Die Kopplung der Erzeuger in Inselsystemen richtet sich nach der Art der Last (AC oder DC). Um den Wandlerpfad zu verkürzen, speist man die Erzeuger am Systempunkt der Last. Dabei muss abgeschätzt werden, ob sich die Mehrkosten der AC- Kopplung rentieren.

Überschusseinspeisung

Der Nachteil von vollständig autarken Insellösungen ist, dass im Falle eines Energieüberschusses, die Erzeuger über eine Frequenzanhebung abgeschaltet werden. Somit verliert man einen Teil des Erzeugerertrags.

Besteht ein Netzanschluss, wird der Energieüberschuss ins Netz gespeist (Abb.2). Auch wenn es derzeit vom EEG noch nicht subventioniert wird, kann die Akkuenergie ins Netz eingespeist werden. So könnte man z.B. ein Verbundnetz aus mehreren Inselsystemen vernetzten und lokal Energie austauschen.

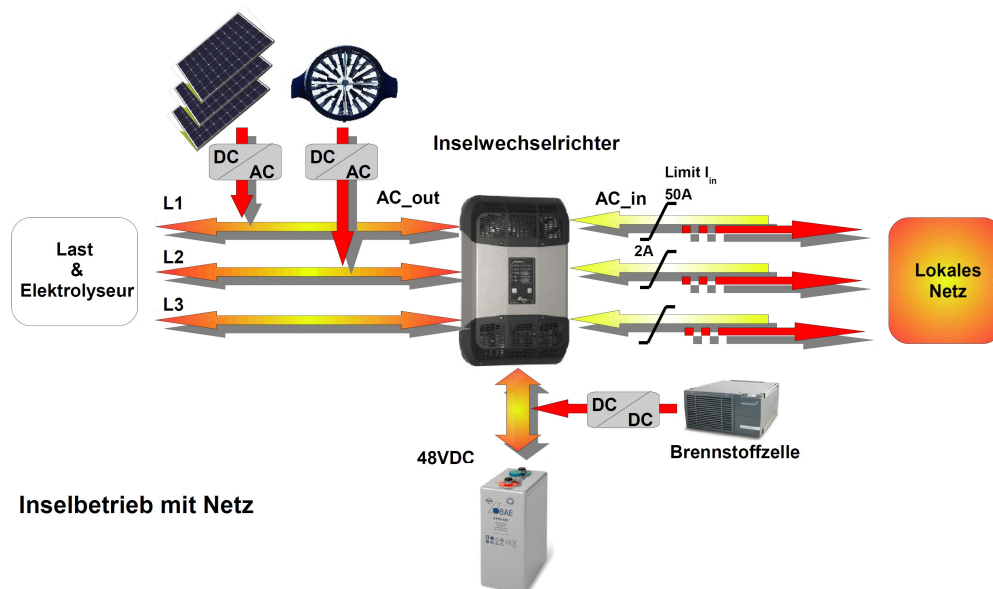


Abbildung 2: Inselnetz (Modulkraftwerk) mit Netzanschluss

Um den Energiebezug aus dem Netz bei Batterieladung möglichst gering zu halten, wird der Bezugsstrom auf ein Minimum begrenzt. Bei dauerhafter Netzkopplung wird immer ein geringer Anteil Netzenergie im Inselnetz vorhanden sein.

Auslegungsfaktoren

Bei der Auslegung von Inselsystemen ist der Engpassfaktor des Netzes ein entscheidender Faktor hinsichtlich Systemkonfiguration und Preis [2].

Für eine realistische Anlagengröße eines Privathaushalts kann ein Engpassfaktor von 20% angenommen werden. Das bedeutet, dass 20% der Spitzenlast eventuell nicht gedeckt werden und Abstriche in der Energieversorgung hingenommen werden müssen.

Bei autarken Energieversorgungen für Einrichtungen mit wichtigen Aggregaten wie z.B. eines Krankenhauses, wird hingegen ein Engpassfaktor von 0% angenommen, da das System nicht ausfallen darf. Je geringer der Engpassfaktor, desto größer und teurer wird die Systemkonfiguration des Inselsystems.

3. Modulkraftwerk

Das Modulkraftwerk basiert auf einem gemischt gekoppelten Drehstrominselsystem. Aufgrund der gegebenen AC- Anschlussleistung des Elektrolyseurs, sind die Haupterzeuger auf der AC Seite installiert.

Neben dem elektrischen System bestehend aus Inselwechselrichtern, regenerativen Erzeugern und einem Batteriespeicher bildet die Wasserstoffkette einen weiteren Energiespeicher sowie eine Erweiterung des Anwendungsgebietes des Modulkraftwerk, z.B. als Wasserstofftankstelle.

In der Prototypenversion ist das Modulkraftwerk für die Energieversorgung eines 4 Personen Haushalts mit einem Standartlastprofil von 4000kWh/Jahr ausgelegt.

	Komponente	Info	Skalierung
Inselsystem	PV- Anlage	3.6kWp, 15x240Wp, AC Kopplung	Beliebig
	WKA	1.5kW, AC Kopplung	Anzahl x
	Inselsystem	3x 3.6kW, 48V DC, 400V AC	max.72kW
	Batterie	48V, 600Ah, 29kWh C10, Blei-Gel	Beliebig
H2- System	Elektrolyseur	Hydyne (AEM) 5kW, 1Nm ³ /h, 30Bar	Anzahl x
	Brennstoffzelle	(PEM) 1.2kW, 0.85Nm ³ /h, DC Kopplung	Anzahl x
	H2- Speicher	2x 60l, max. 200Bar, Stahl-CFK	Anzahl x
Container	DIN Container	20 Fuß (alternativ 6-40Fuß)	Anzahl x
	Dämmung	PUR 60mm, mit Edelstahlblech	
Controller	SPS	Berghof DC1000, HMI, 10“	

Tabelle 1: Komponentenübersicht

Eine Systemübersicht ist im folgenden dargestellt:

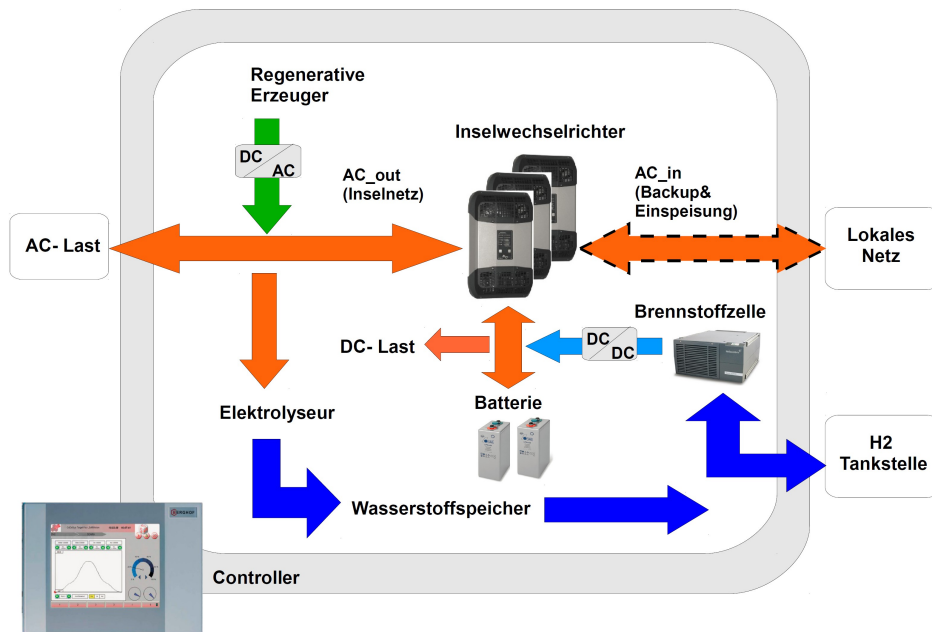


Abbildung 3: Systemübersicht Modulkraftwerk

Die eigentliche Innovation des Modulkraftwerks besteht aus dem übergeordneten Steuerungs- und Regelungskonzept der Komponenten, was eine adaptive Betriebsführung mit dem Ziel der Grundlastversorgung mit sich bringt.

Dem Nutzer des Modulkraftwerks stehen verschiedene Betriebsmodi zur Verfügung, welche über ein Touch Display auf der SPS angewählt werden können (Abb.3). Die Benutzeroberfläche erlaubt eine einfache Anpassung des Systems auf verschiedene Benutzerprofile. Dabei ist die Software auch bei skalierten Systemkonfiguration des Modulkraftwerks universell einsetzbar.

Folgende Betriebsmodi stehen zur Verfügung:

Betriebsmodi

- Stromerzeugung
- Wasserstofferzeugung
- Mischbetrieb

Beim Stromerzeugungsbetrieb liegt die Priorität auf der Deckung der elektrischen Last. Im Überschussfall wird über den Elektrolyseur, Wasserstoff produziert, vorausgesetzt der H2 Speicher ist noch nicht voll beladen. Die Batteriekapazität wird zur Deckung der elektrischen Lasten maximal ausgeschöpft.

Die Brennstoffzelle ist als DC- Backup auf der Batterieseite installiert (Abb.3). Diese wird bei hohen Anschlussleistungen sowie zur Notladung der Batterie aktiviert, um einen Systemausfall durch entladene Batterien zu vermeiden.

Der Wasserstoffbetrieb wird aktiviert um ein H2 Lastprofil (H2 Tankstelle, Gasmotor) zu decken (Abb.3). Die elektrischen Lasten stehen dabei an untergeordneter Stelle. Die Akkuenergie wird wie auch im Strombetrieb, vollständig ausgeschöpft. Die Brennstoffzelle wird in diesem Betriebsmode nicht aktiviert.

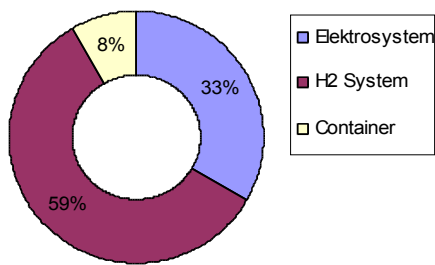
Im Mischbetrieb wird Zwecks Grundlastversorgung versucht, neben der Lastprofildeckung einen möglichst ausgeglichenen Speicherzustand beider Energiespeicher zu erzielen, um in Zeiten geringer Erzeugerenergie eine ausreichende Autarkie zu garantieren.

Um die Zyklenzahl bzw. die Lebensdauer der Batterie möglichst hoch zu halten, wird versucht den Ladezustand (SOC) der Batterie von 80% nicht zu unterschreiten. Um dies zu realisieren, werden unwichtige Lasten abgeworfen. Die Brennstoffzelle arbeitet wie im Strombetrieb unterstützend als Lastspitzenreserve.

Systemkosten

Das Modulkraftwerk basiert auf Serienkomponenten. Für das Gesamtsystem mit/ ohne Wasserstofftankstelle, ergibt sich folgende Systemkostenverteilung.

Systempreis Modulkraftwerk



Systempreis Modulkraftwerk

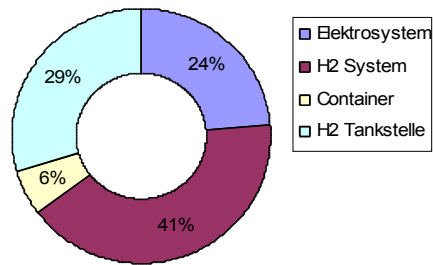


Abbildung 4: Systempreisverteilung 1

Abbildung 5: Systempreisverteilung 2

Die Wasserstoffkomponenten machen einen wesentlichen Anteil der Gesamtkosten aus. Das ist auf die (noch) vergleichsweise geringeren Absatzzahlen dieser Technologie zurückzuführen.

4. Quellen

- [1] Steca_PV_Autarke_Systeme_DE
- [2] Annual capacity shortage, HOMER Software, <http://www.homerenergy.com/>

Wind Hydrogen and the Stralsund University

Jochen Lehmann, Thomas Luschtinetz

Fachhochschule Stralsund, Zur Schwedenschanze 15, D-18435 Stralsund

Abstract

In October 1993 the students of the University of Applied Sciences got a small fuel cell for the experimental work. That has been the first step in the north east of Germany directed to the use of clean hydrogen as an energy carrier. The goal is the storing of renewable electricity in a very large scale for managing the energy produced by off shore wind farms.

The students of the University of Applied Sciences in Stralsund, Mecklenburg-Pomerania (MV), found a small fuel cell in the practical training lab of physics in October 1993

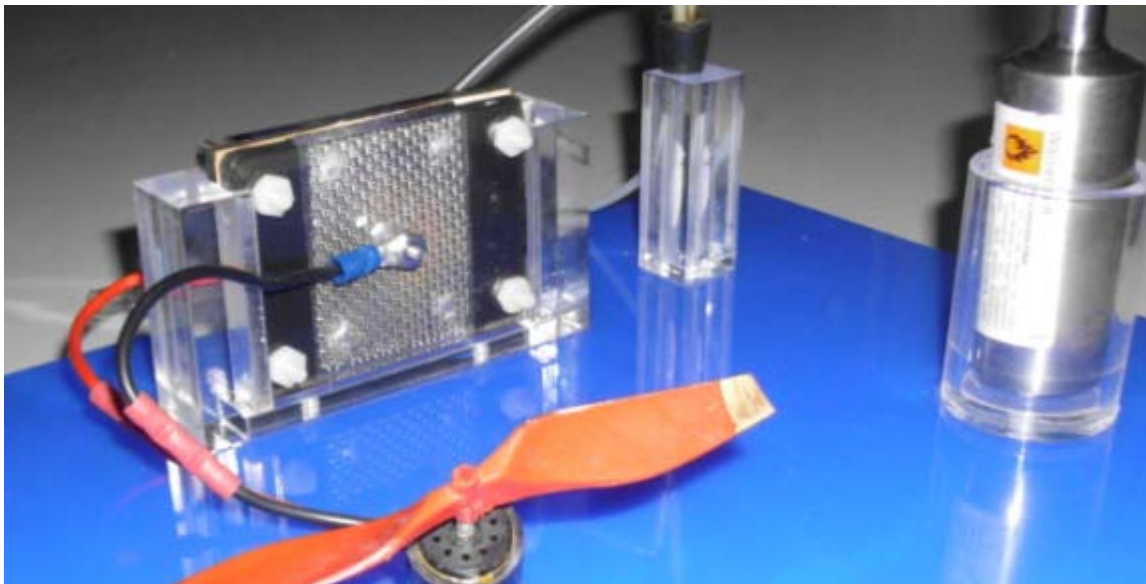


Fig.1 PEM Fuel Cell (Type Warsitz/Sunnyvale CA) supplied by a MH storage

They accepted the offer very interested and did in this way the first step of a development directed to the hydrogen energy technology in the country. Corresponding to the geographical conditions in the north east of Germany the university created a wind hydrogen system using commercial components like a 100 kW wind turbine, a 20 kW electrolyser, and a low pressure storage vessel with a capacity of about 800 kWh

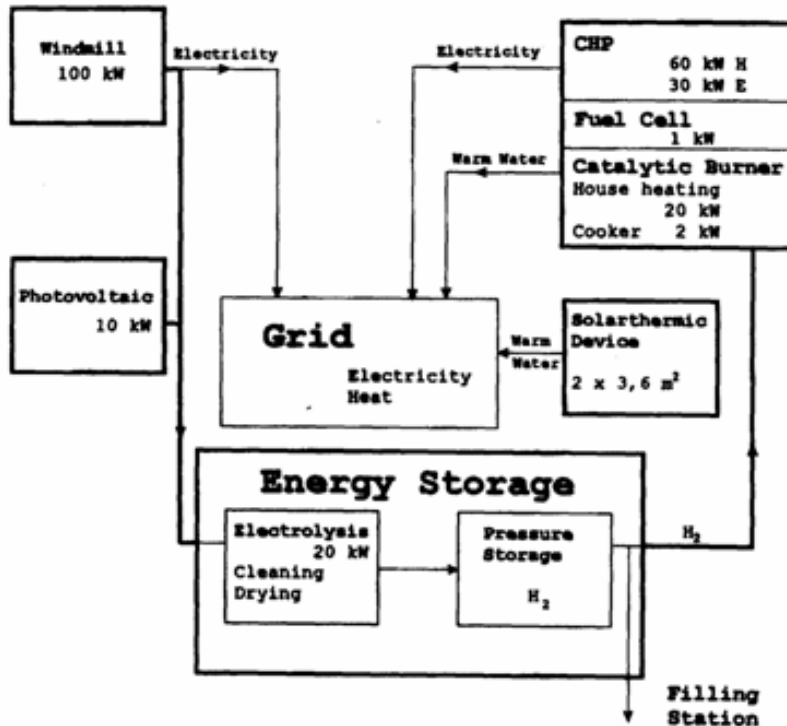


Fig.2 Multi component laboratory for integrated energy systems, Stralsund, 1996

Naturally, discontinuously running renewable energy, out of sources with the characteristic of a low power density during conversion, requires storage in principle. Since 1996 this system is running /1/. It supplies the laboratory with hydrogen, offers a filling station, and gives the possibility to serve as an emergency supply in case of any total main black out. Mostly the system runs grid connected for selling electricity.

It is said, that more than 25% oscillating electricity input into a public grid would be too much for its correct service according to the law predicted fluctuations of voltage and frequency. By the way, actually about 40% of the consumed electricity in MV comes from renewable sources. In sorrows on that the government ordered a study on the better steadiness for feeding in wind electricity. One of the proposals of the study /2/ was to design “Hydrogen Factories”

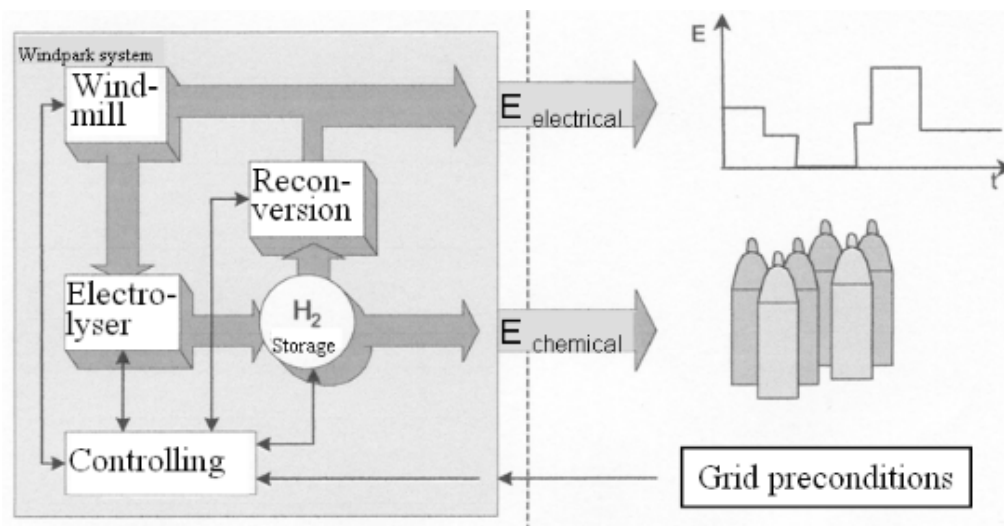


Fig.3 The principle of a hydrogen factory acc. to A. Miede, 2004

for storing surplus electricity in form of hydrogen and reconvert it during higher demand. The figure shows, that there are two products of the factory: Feeding in electricity according to a contractual schedule and selling gases for filling stations and other consumer (H₂ and O₂).

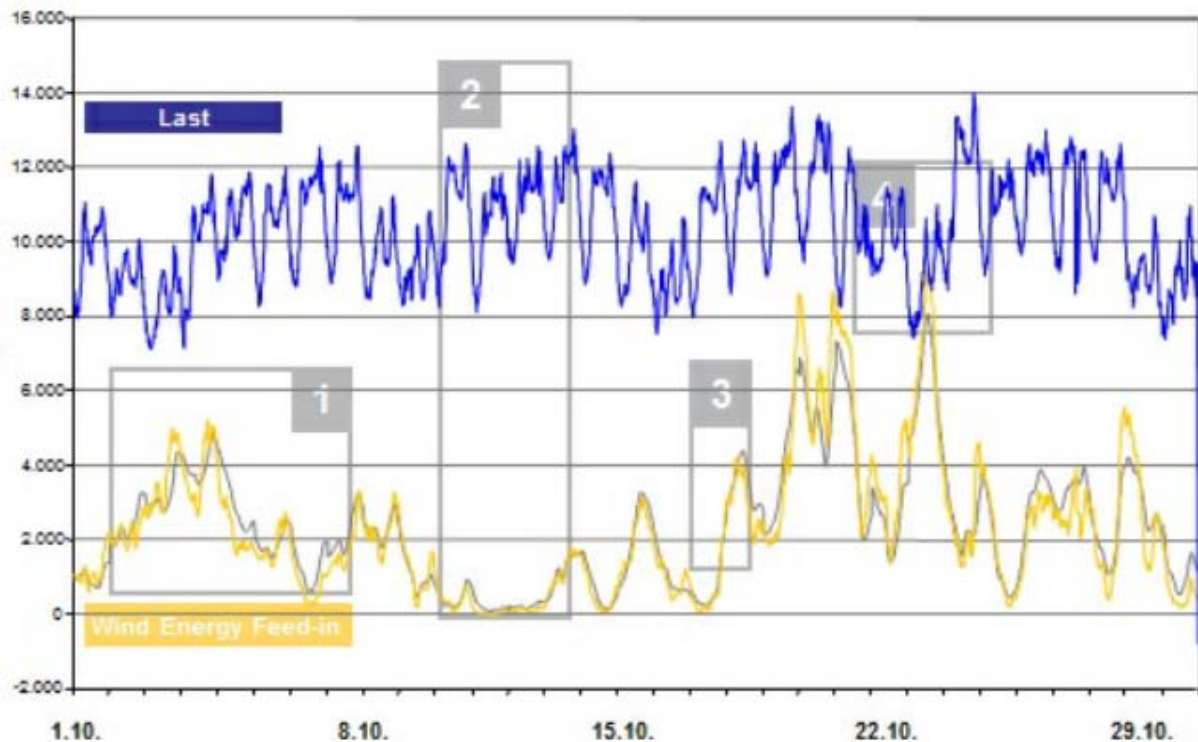


Fig.4 Characteristics of grid load (blue) and wind power fed in acc. to 50Hertz Transmission

Fig.4 shows - designed by a German grid operating company and O. Weinmann /3/ – in relation to the characteristics of the wind electricity production, the 24-hours-forecast of it, and the real demand of the grid in East Germany during a one month period, that there are existing four main problems: 1 – Errors of the wind prognosis, 2 – Calm, 3 – Rapid wind gradients, 4 – wind electricity harvest > load. All that could become balanced by using storages for electricity.

As expected, a large quantity of wind electricity has to become managed. In 2007 Crotagino / Hamelmann /4/ presented a paper at the Stralsund Energy Symposium showing, that – as an example – a volume of 3 Mill. m³ will be able to store very different quantities of energy using water (water pumping power station), compressed air (CAES technology) or compressed hydrogen.

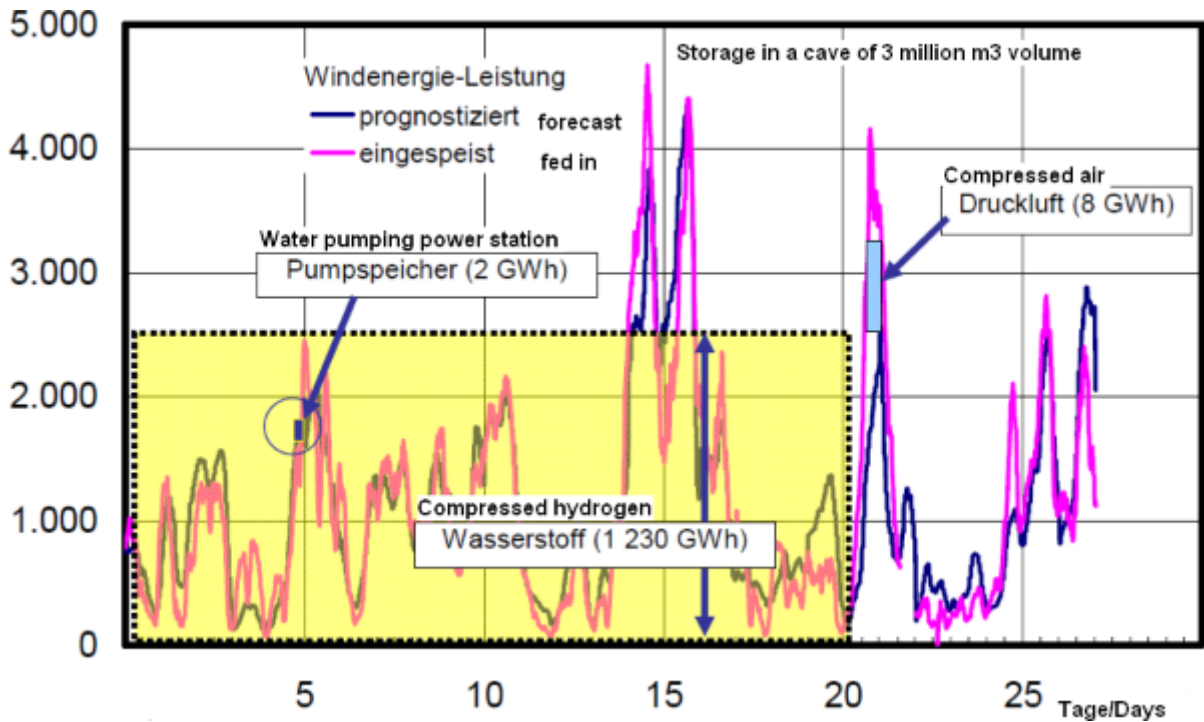
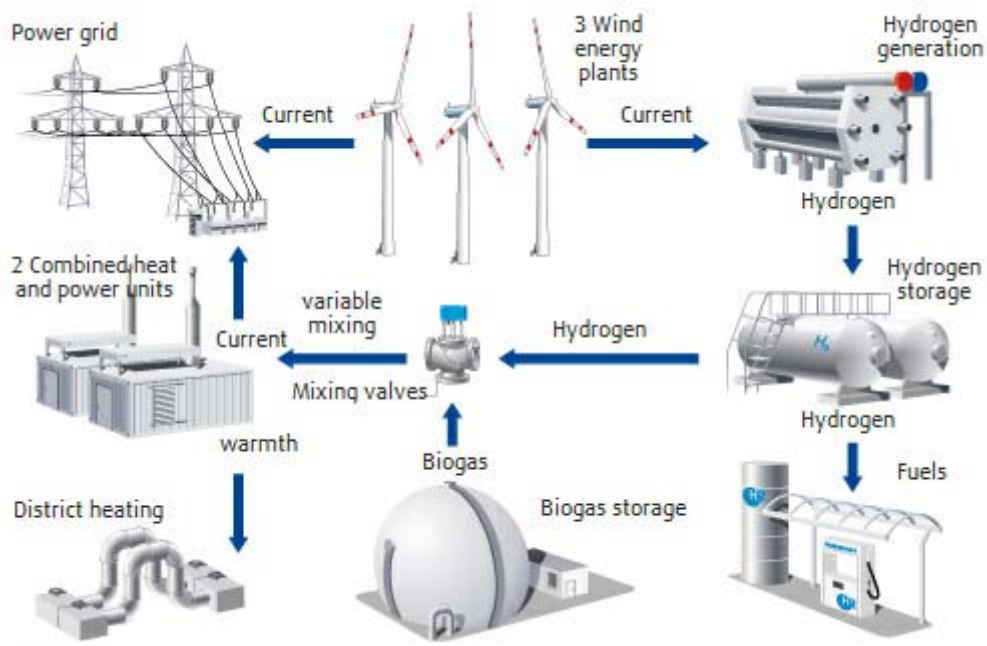


Fig.5 Wind power (forecast and fed in) related to energy storage capacities

The colored areas in Fig.5 symbolize the energy contents of the chosen volume for the three methods. Hydrogen will store about seventy times as much as air. Thus it becomes evident, that only hydrogen storage reach the range of the painted changes of the wind harvest (blue characteristic), and it would be able to cover some days of calm too.

The first project realized on the base of the hydrogen factory idea is the ENERTRAG Hybrid Power Plant opened in October 2011. The Stralsund working group has been involved during the planning period /5/.



Grafik: Römer

Fig.6 Structure of the ENERTRAG Hybrid Power Plant, opening Oct.2011

Fig.6 shows the structure of the system: Three 1.5 MW wind turbines are connected with a 500 kW electrolyser and three hydrogen storage vessels, 100 m³ geometrical volume each, 43 bars. The reconversion runs in parallel with a biogas system. In a wide range mixed biogas and hydrogen (up to 70%) supplies two combined heat power units. The goal of this project is to level the errors of the 24-hours-wind-forecast of +/-10% maximum referring the electricity production and the delivery of green hydrogen to a Berlin filling station. A very first step...

During the 20 years period of working in the wind hydrogen field the economic conditions changed totally. The world did reach the maximum point of the oil production before 2010 /6/, and the maximum production of all the fossil fuel and the nuclear ones as well is expected within the next five years, as Fig.7 shows. That is the reason for enhancing the use of renewable energies and hydrogen as a storage medium for electricity and as a clean fuel, besides of all the climate problems.

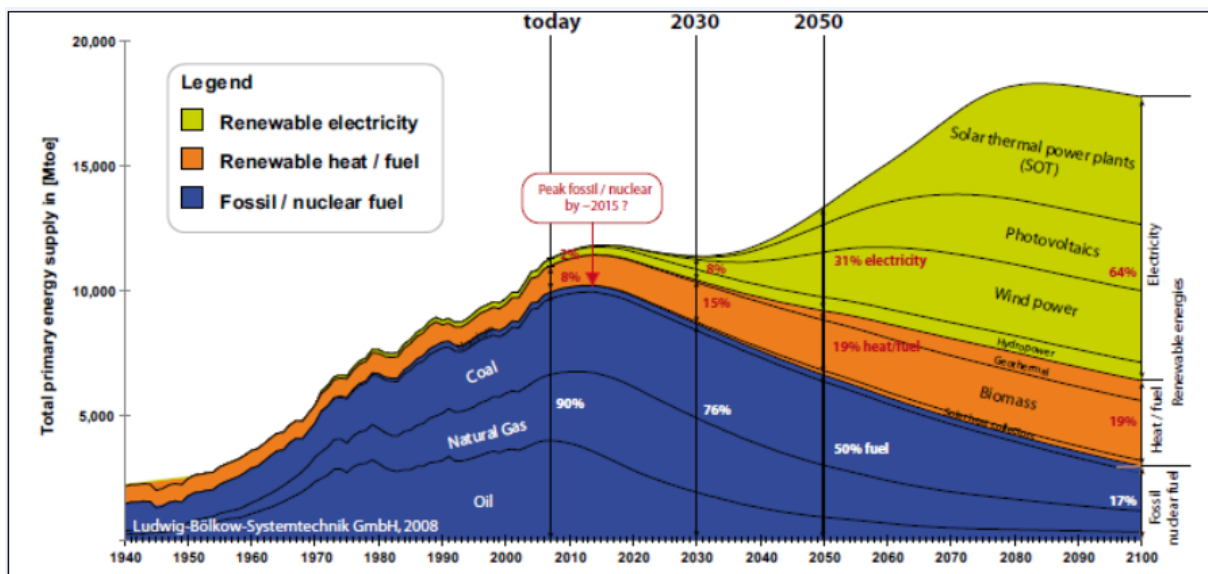


Fig.7 The world energy demand prognosis and its fulfilment acc. to LBST/DWV/EHA, 2010

References

- /1/ F.Menzl, M.Wenske, J.Lehmann
Hydrogen Production by a Windmill Powered Electrolyser
XII WHEC, Buenos Aires, 1998, Proc. 757-765
- /2/ A.Miege, J.Lehmann, O.&T.Luschtinetz, H.Sandlaß, C.Sponholz
Back-up Power for Wind Farms via Hydrogen
11th Symp. on HTRSE, Miedzzydroje, 2006, Proc.177-185
- /3/ 50Hertz Transmission, Berlin
- /4/ F.Crotogino, R.Hamelmann
Wasserstoffspeicherung zur Glättung des Windstromangebots
XIV.Symp. REGWA, Stralsund, 2007, Tagungsband 11-17
- /5/ W.Diwald, M.Wenske, G.Newi, S.Schimanski, F.Gamallo, A.Miege, C.Sponholz,
J.Lehmann, T.Luschtinetz
Wind-Hydrogen-Biomass / The ENERTRAG Hybrid Power Plant
XVI.Symp. REGWA, Stralsund, 2009, Tagungsband 69-71
- /6/ LBST /DWV / EHA
Hydrogen and Fuel Cells as Strong Partners of Renewable Energy Systems, 2010
www.H2DE.org, partner_en

BALANCE OF REACTIVE POWER IN WIND POWER FARMS

O. Malyszko, M. Zenczak

West Pomeranian University of Technology, Gen. Sikorskiego 37, Pl 70-313 Szczecin,
olgierd.malyszko@zut.edu.pl, michal.zenczak@zut.edu.pl

Keywords: wind power farm, reactive power, compensation of reactive power

Abstract: The paper presents problems with reactive power in wind power farms. Typical wind power plant has possibility of regulation of voltage and reactive power in some ranges. On the other hand there are many sources of reactive power in typical wind power farm (cable lines) and during the transmission of energy from wind power farm to power system (cable lines or overhead lines). Therefore keeping of required value of $\cos(\varphi)$ or $\tan(\varphi)$ in point of common coupling is complicated. This problem is analyzed in paper.

1. Introduction

According to polish rules [1] wind power farms (WPF) and wind power plant (WPP) should keep $\cos(\varphi)$ range in between $\cos(\varphi_{ind.}) = 0.95$ and $\cos(\varphi_{cap.}) = 0.95$. Typical wind power plant (WPP) has possibility of regulation of voltage and reactive power in some ranges. But such the regulation does not ensure required level of voltage and $\cos(\varphi)$ in point of common coupling (PCC) that is the bus burs in substation belonging to Power System. There are many sources of reactive power in typical WPF and WPP: generators, transformers and lines. WPF and (WPP) can be connected to power system on all level of voltage, but the single WPP are connected to low voltage network (0.4 kV) or to medium voltage network (15 kV or 20 kV). Fig. 1 presents typical possibilities of connecting WPF and WPP.

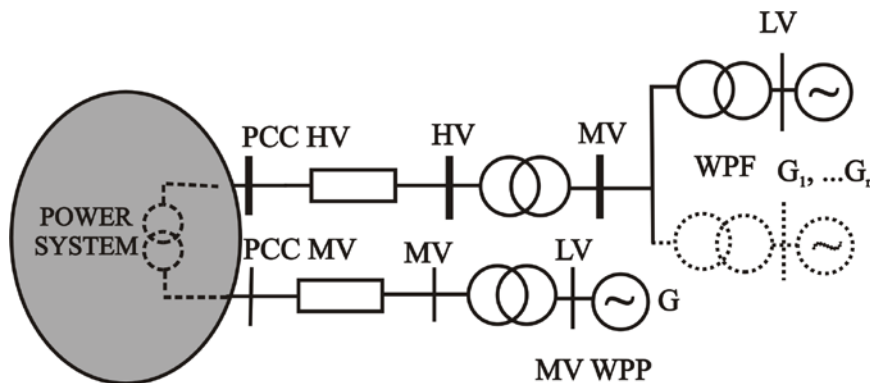


Fig. 1. Typical possibilities of connection WPF and WPP with power system

2. Problems with regulation

The balance of reactive power depends on the level of generation of this power in many above mentioned sources. Generation of WPP depends on the wind speed. Level of generation in cable lines depends on the voltage in the line. For example the level of voltage in 110 kV line should be in the range (105, 123 kV) [1]. The reactive capacitive power is proportional to U^2 , therefore the power can change even about 37% ($(123/105)^2 = 1.37$). Besides the voltage is different in different points of lines. Transformers generate the capacitive reactive power, which depends on voltage in the same way.

The additional problems are created by reactive power depended on current. This capacitive reactive power is generated by inductive longitudinal elements in lines and in transformers. Thus the total balance of reactive power depends on many items. The disturbance of balance may be positive or negative. Therefore the compensation of reactive power is necessary. The compensation of reactive power should be in both “directions” (inductive and capacitive)

The exact analysis is done for typical WPF and WPP. Many different variants (cable lines, overhead lines, different wind speeds) are taken into consideration. In order to check accuracy of calculations three different models were analyzed.

The first model (I) takes into considerations only susceptances of HV line, MV lines and transformer HV/MV. This model was used in below presented calculations.

The second model (II) takes into considerations all susceptances and longitudinal parameters of HV line, MV lines and transformer HV/MV. All elements are modeled as the four-terminal networks. Current flows, voltage drops, power losses were calculated. Besides the voltage regulation by HV/MV transformer was analyzed too. But model II does not take into considerations generators and transformers in WPP.

The third model (III) takes into considerations all susceptances and longitudinal parameters, voltage regulation by HV/MV transformer, generators and transformers in WPP, current flows, voltage drops and power losses. Range of reactive power control by generators of WPP: $\langle \cos(\varphi_{ind.}) = 0.95; \cos(\varphi_{cap.}) = 0.95 \rangle$. Comparison of calculation of these models showed, that accuracy of calculations is sufficient for model (I). Therefore model (I) was used in below presented calculations

3. Balance of reactive power for no-load running

For non-load running or by low level of production of active power the main reactive power “receivers” are: MV cable line on farm, transformers and cable lines or overhead lines connecting WPF to power system (PCC). For single WPP the main “receiver” is cable line or overhead line connecting WPP to power system.

Total capacitive reactive power of MV lines in farms:

$$Q_{LMV} = -U_{MV}^2 B_{0LMV} \quad (1)$$

Inductive reactive power of transformer HV/MV in no-load running:

$$Q_T = -U_{MV}^2 B_T \quad (2)$$

Capacitive reactive power of HV line (overhead or cable) connecting WPF to power system:

$$Q_{LHV} = -U_{HV}^2 B_{0LHV} \quad (3)$$

The total reactive power can achieve quite high value:

$$|Q| = |Q_{LMV} + Q_{LHV} + Q_T| \gg 0 \quad (4)$$

In order to keep value of $\tan(\varphi)$ in point of common coupling in required range it is necessary application of reactor with tapped variable induction:

$$Q_R = Q_{R0} + kQ_{RSI} \quad (5)$$

where: Q_R – total power of reactor, Q_{R0} – minimal power of reactor, Q_{RSi} – reactive power of one stage of reactor, $k = 0, \dots, k_{\max}$ – number of tap.

The total reactive power of WPF with reactor:

$$Q = Q_{LMV} + Q_{LHV} + Q_T + Q_{R0} + kQ_{RSi} \quad (6)$$

The best result of control is compensation of total reactive power:

$$Q = Q_{LMV} + Q_{LHV} + Q_T + Q_{R0} + kQ_{RSi} = 0 \quad (7)$$

The number of tap k can be estimated by the formula:

$$k = \text{round} \left(- \frac{Q_{LMV} + Q_{LHV} + Q_T + Q_{R0}}{Q_{RSi}} \right) = \text{round} \left(\frac{U_{MV}^2 B_{0LMV} + U_{MV}^2 B_T + U_{HV}^2 B_{0LHV} - Q_{R0}}{Q_{RSi}} \right) \quad (8)$$

Where $\text{round}()$ is the closest integer to value from brackets.

4. Balance of reactive power in WPF connected to HV network by HV line

Fig 2 presents the 30 MW WPF connected to power system by 110 kV cable or overhead line.

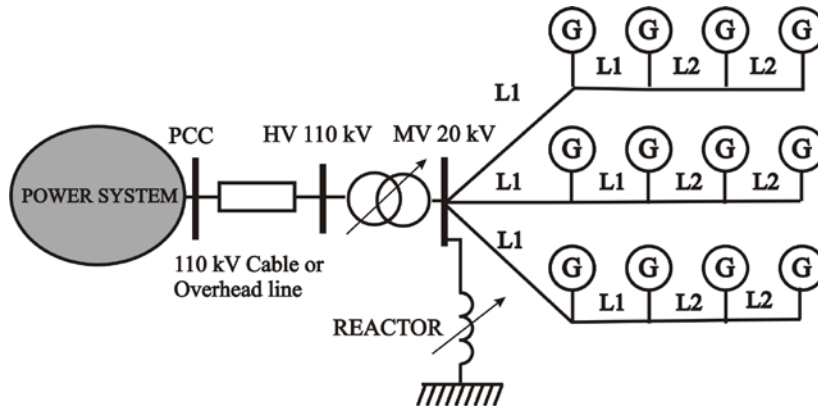


Fig. 2. Electric diagram of 30 MW WPF

The parameters of the WPF are following:

- cable line 110 kV: copper, $3 \times 150 \text{ mm}^2$, $l = 10 \text{ km}$, $R' = 0.124 \text{ } \Omega/\text{km}$, $X' = 0,242 \text{ } \Omega/\text{km}$, $B' = 37.1 \text{ } \mu\text{S}/\text{km}$,
- transformer HV/MV: $S_n = 31.5 \text{ MVA}$, $9=115/20 \text{ kV}$, $u_z = 10\%$, $\Delta P_{Cu} = 0.162 \text{ MW}$, $\Delta P_{FE} = 0.0193 \text{ MW}$, $I_0 = 0.5\%$, $(G_T = 48.25 \text{ } \mu\text{S}$, $Y_T = 393.8 \text{ } \mu\text{S}$, $B_T = - 390.8 \text{ } \mu\text{S})$,
- cable lines 20 kV L1: $S_{L1} = 240 \text{ mm}^2$, $R' = 0.125 \text{ } \Omega/\text{km}$, $X' = 0.110 \text{ } \Omega/\text{km}$, $B' = 94.2 \text{ } \mu\text{S}/\text{km}$, length of one cable line L2 = 0.8 km,
- cable lines 20 kV L2: $S_{L2} = 150 \text{ mm}^2$, $R' = 0.206 \text{ } \Omega/\text{km}$, $X' = 0.116 \text{ } \Omega/\text{km}$, $B' = 78.5 \text{ } \mu\text{S}/\text{km}$, length of one cable line L1 = 0.8 km.

Reactor should compensate reactive power of WPF in no-load running. Total susceptance for MV cable line $B_{0LMV} = 829.2 \text{ } \mu\text{S}$, thus the capacitive reactive power of 20 kV lines for $U_{MV} = 20 \text{ kV}$:

$$Q_{LMV} = -U_{MV}^2 B_{0LMV} = -0.332 \text{ M var} \quad (9)$$

Inductive reactive power of transformer HV/MV in no-load running:

$$Q_T = -U_{MV}^2 B_T = 0.156 \text{ M var} \quad (10)$$

Capacitive reactive power of 110 kV cable line:

$$Q_{LHV} = -U_{HV}^2 B_{0LHV} = -4.49 \text{ M var} \quad (11)$$

If there is no reactor in WPF, then WPF in PCC will be the big capacitive load:

$$Q = Q_{LMV} + Q_{LHV} + Q_T = -4.666 \text{ M var} \quad (12)$$

If the WPF were in this state 20% of time, then the costs of using capacitive energy (25€1Mvar) during one month would be $4.666 \cdot 24 \cdot 30 \cdot 0.2 \cdot 25 = 16\,798$ €month.

If there was the reactor with tapped variable induction 4÷6 Mvar with $Q_{RSI} = 100$ kvar, then the number of k would have the following value:

$$k = \text{round} \left(-\frac{Q_{LMV} + Q_{LHV} + Q_T + Q_{R0}}{Q_{RSI}} \right) = \text{round} \left(\frac{0.332 - 0.156 + 4.49 - 4.0}{0.1} \right) = 7 \quad (13)$$

The different results are obtained for the overhead line. The parameters of 110 kV overhead line are following: $l = 10$ km, wire AFL 6-240, $R' = 0.124$ Ω/km, $X' = 0.41$ Ω/km, $B' = 277.1$ μS/100km. Transformer and cable lines 20 kV are the same.

Reactor should compensate reactive power of WPF in no-load running. Total capacitive reactive power of 20 kV lines for $U_{MV} = 20$ kV is $Q_{LMV} = -0.332$ Mvar. Inductive reactive power of transformer $Q_T = 0.156$ Mvar. Capacitive reactive power of 110 kV overhead line:

$$Q_{LHVOL} = -U_{HV}^2 B_{0LHVOL} = -2.77 \cdot 10^{-5} U_{HV}^2 = -0.335 \text{ M var} \quad (14)$$

If there is no reactor, the WPF in no-load running is the consumer of capacitive reactive power:

$$Q = Q_{LMV} + Q_{LHVOL} + Q_T = -0.511 \text{ M var} \quad (15)$$

If there was the reactor with tapped variable induction 0÷1 Mvar with $Q_{RSI} = 100$ kvar, then the number of k would have the following value:

$$k = \text{round} \left(-\frac{Q_{LMV} + Q_{LHV} + Q_T + Q_{R0}}{Q_{RSI}} \right) = \text{round} \left(\frac{0.332 - 0.156 + 0.335 - 0.0}{0.1} \right) = 5 \quad (16)$$

Values of “k” from formula (13) are different than from formula (16), because 110 kV cable line has much more bigger capacitance than 110 kV overhead line.

5. Balance of reactive power in WPP connected to MV network

The WPP 225 kW is connected to MV network by cable line 15 kV: copper, $3 \times 35 \text{ mm}^2$, $l = 0.4 \text{ km}$, $R' = 0.86 \text{ } \Omega/\text{km}$, $X' = 0.11 \text{ } \Omega/\text{km}$, $B' = 68 \text{ } \mu\text{S}/\text{km}$. The total susceptance of line:

$$B_{0LMV} = 0.4 \cdot 68 \cdot 10^{-6} = 2.72 \cdot 10^{-5} \text{ S} \quad (17)$$

Capacitive reactive power of 15 kV cable line:

$$Q_{LMV} = -U_{MV}^2 B_{0LMV} = -2.72 \cdot 10^{-5} \cdot 15000^2 = -6.12 \text{ kvar} \quad (18)$$

The small WPP does not have control systems of reactive power. Therefore the owner must pay for the production of capacitive reactive energy. If the rate for the reactive energy is equal to $0.04883 \text{ } \text{€}/\text{kvarh}$, then the costs of the capacitive reactive energy during one month is $6.12 \cdot 24 \cdot 30 \cdot 0.04883 = 215.25 \text{ } \text{€}/\text{month}$. During the same time the profit for production of active energy by 15% effectiveness of utilization of maximum power is equal to $225 \cdot 24 \cdot 30 \cdot 0.15 \cdot 0.04883 = 1186.5 \text{ } \text{€}/\text{month}$. Thus the owner has to pay 18% of profit for production of capacitive reactive power. Therefore it is profitable application of reactor 6.12 kvar.

The WPP 225 kW is connected to MV network by overhead line 15 kV: copper, $3 \times 35 \text{ mm}^2$, $l = 0.4 \text{ km}$, $R' = 0.86 \text{ } \Omega/\text{km}$, $X' = 0.4 \text{ } \Omega/\text{km}$, $B' = 2.6 \text{ } \mu\text{S}/\text{km}$. The total susceptance of line:

$$B_{0LMV} = 0.4 \cdot 2.6 \cdot 10^{-6} = 1.04 \cdot 10^{-6} \text{ S} \quad (19)$$

Capacitive reactive power of 15 kV overhead line:

$$Q_{LMVOL} = -U_{MV}^2 B_{0LMVOL} = -1.04 \cdot 10^{-6} \cdot 15000^2 = -0.234 \text{ kvar} \quad (20)$$

The costs of the capacitive reactive energy/month is $0.234 \cdot 24 \cdot 30 \cdot 0.04883 = 8.225 \text{ } \text{€}/\text{month}$, less than 0.7% of profit ($1186.5 \text{ } \text{€}/\text{month}$). Therefore there is no necessity of application of reactor.

The results for real tested object: WPP 225 kW, $Q_{LMV} = 6.2 \text{ kvar}$, total production of active energy during month $E_m = 23752.5 \text{ kWh}$. The total profit for active energy net $1149.81 \text{ } \text{€}$ Payment for capacitive reactive energy $244.59 \text{ } \text{€}$ After application of reactor 5 kvar the payment for capacitive reactive energy was only $75 \text{ } \text{€}/\text{month}$.

6. Conclusions

WPP is in no-load running the consumer of capacitive reactive power, therefore reactor should be used. Reactor makes possible keeping $\tan(\varphi)$ in required ranges. Instead of reactor the static compensator (STATCOM) can be used, which ensures infinitely variable adjustment. The algorithm is the same. When the total production of capacitive energy is low, then it is no necessity of application of reactor.

7. References

- [1] Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej: „Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci”. Tekst jednolity obowiązujący od dnia: 1 lipca 2011 r. Polskie Sieci Elektroenergetyczne Operator S.A. (Instruction book of operation of transmission network)
- [2] Lubosny Z.: Farmy wiatrowe w systemie elektroenergetycznym, WN-T, Warszawa 2009

Ameisensäure: Wasserstofferzeugung für Niedertemperaturbrennstoffzellen

Dörthe Mellmann,¹ Peter Sponholz,¹ Christian Heßke,² Henrik Junge,¹ Matthias Beller¹

*1 Leibniz-Institut für Katalyse (LIKAT), Albert-Einstein-Straße 29 e.V. an der Universität Rostock,
D-18059 Rostock, www.catalysis.de*

*2 Zentrum für Brennstoffzellentechnik ZBT gGmbH, Carl-Benz-Str. 201
D-47057 Duisburg, www.zbt-duisburg.de*

Schlüsselwörter: Ameisensäure, Wasserstoffspeicher, Katalyse, Kontinuierliche Wasserstofferzeugung, Niedertemperaturbrennstoffzellen

Zusammenfassung:

Wasserstoff (H₂) gilt als attraktiver und sauberer Energieträger [1]. In diesem Zusammenhang wird Ameisensäure (HCO₂H) als geeigneter chemischer Wasserstoffspeicher betrachtet, der unter milden Bedingungen Wasserstoff freisetzen kann. Rutheniumverbindungen erweisen sich als hochaktive und langzeitstabile Katalysatoren in der selektiven Wasserstofferzeugung aus Ameisensäure-Amingemischen bei Raumtemperatur [2]. Eine weitere Verbesserung stellt den Ersatz der Edelmetalle durch preiswertere, weniger toxisch und reichlich vorhandene nichtedelmetallhaltige Katalysatoren dar [3], wie z. B. Eisen. Erste Prototypen mit Rutheniumkatalysatoren befinden sich bereits in Anwendung. Wir präsentieren die Entwicklung eines kontinuierlichen Reaktors zur Wasserstofferzeugung als Brennstoffversorger für ein Niedertemperatur (NT) -PEM System im Rahmen eines Projektes mit dem Zentrum für Brennstoffzellen Technik gGmbH (ZBT) Duisburg.

Abstract:

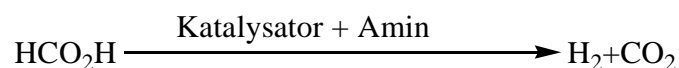
Hydrogen (H₂) is considered as an attractive and clean energy carrier of the future [1]. Formic Acid (HCO₂H) is regarded as a suitable chemical hydrogen storage material since it can release hydrogen under mild conditions. Ruthenium compounds are highly active and stable catalysts for the selective hydrogen release from formic acid/amine mixtures at room temperature [2]. A further improvement constitutes the substitution of these noble metals by cheaper, less toxic and abundant non-noble metal catalysts, i. e. iron. First prototypes for hydrogen release from formic acid are already in application. Here, we present the development of a continuous reactor for hydrogen generation as fuel supplier for a low-temperature PEM system within the project with the Center for Fuel Cell Technology gGmbH (ZBT) Duisburg.

1 Wasserstoff aus Ameisensäure:

In Hinblick auf die nachhaltige Erzeugung und Nutzung von Energie rückte besonders in den vergangenen Jahrzehnten Wasserstoff (H₂) in den Fokus. Vorteilhaft ist die emissionsfreie Verbrennung von erzeugtem Wasserstoff in Brennstoffzellen, wobei lediglich Wasser als Produkt anfällt und direkt elektrische Energie gewonnen werden kann. Die Nutzung des Wasserstoffs bedarf aber geeigneter Speichermöglichkeiten. Ein möglicher vielversprechender Wasserstoffspeicher ist Ameisensäure (HCO₂H) mit einer gravimetrischen Wasserstoffdichte von 4,4 Gewichtsprozenten. Zudem ist sie unter Normalbedingungen flüssig und nicht-toxisch, was die Lagerung und das Handling vereinfacht.

Wasserstoff kann bereits bei milden Bedingungen mithilfe eines Katalysators aus Ameisensäure freigesetzt werden. [2] Im Gegensatz zu Reformierungsprozessen sind dazu keine hohen Temperaturen notwendig. Zudem erfolgt eine selektive Erzeugung von Wasserstoff (H₂) und Kohlendioxid (CO₂) ohne gleichzeitige Bildung schädlichen Kohlenmonoxids (Gleichung 1). Damit ist der Wasserstoff direkt in einer leistungsstarken H₂/O₂-Brennstoffzelle einsetzbar. Demgegenüber weisen Direkt-Ameisensäure- und – Methanolbrennstoffzellen geringere Effizienz infolge langsamer Oxidationsprozesse an der Anode, geringer Katalysatorleistungen sowie –vergiftung durch Crossover-Prozesse auf. Die Kopplung eines Wasserstofferzeugersystems mit einer H₂/O₂-Brennstoffzelle bietet daher größeres Innovationspotenzial in Hinblick auf längere Betriebszeiten, Systemrobustheit und Lebensdauer.

Ameisensäure kann grundsätzlich auch mit einem Katalysator durch Hydrierung von CO₂ hergestellt werden. Wird der dazu verwendete Wasserstoff aus erneuerbaren Ressourcen gewonnen, ist der Speicherzyklus CO₂-neutral! [2]



Gleichung 1: Freisetzung von Wasserstoff aus Ameisensäure

2 Projektziel:

Ziel des Vorhabens ist die Entwicklung eines Wasserstofferzeugers, der mit einem NT-PEM-Brennstoffzellensystem auf Basis einer erhöhten Betriebstemperatur gekoppelt werden soll. Dabei soll die Abwärme der Brennstoffzelle zur katalytischen Spaltung von Ameisensäure in Wasserstoff und Kohlendioxid genutzt werden. Die Zieldaten des als Funktionsmuster aufzubauenden Systems sind: 7,2 V DC, 70 W_{el} (50 W Netto) und 24 h kontinuierlicher

Betrieb. 20 W_{el} werden für die Peripherie genutzt (Steuerung, Pumpen etc.). Für die Erzeugung ausreichender Mengen wird ein Temperaturbereich von 60 °C – 70 °C angestrebt.

3 Anlage:

Für die Realisierung haben wir eine Anlage zur kontinuierlichen Wasserstofferzeugung konzipiert (Abb. 1). Prinzipiell besteht sie aus einem thermostatisierbaren Edelstahlreaktor, einer Dosiereinheit für die Ameisensäure, sowie Flussmessgeräten und einer Gasreinigungssäule. Ferner wird das Gasgemisch qualitativ online mithilfe eines Wasserstoffsensors analysiert. Mit Hilfe eines Computers können neben der online-Aufzeichnung der Ameisensäuredosierung und des Gasflusses auch andere Betriebsparameter wie z.B. Druck und Temperatur im Reaktor beobachtet werden.

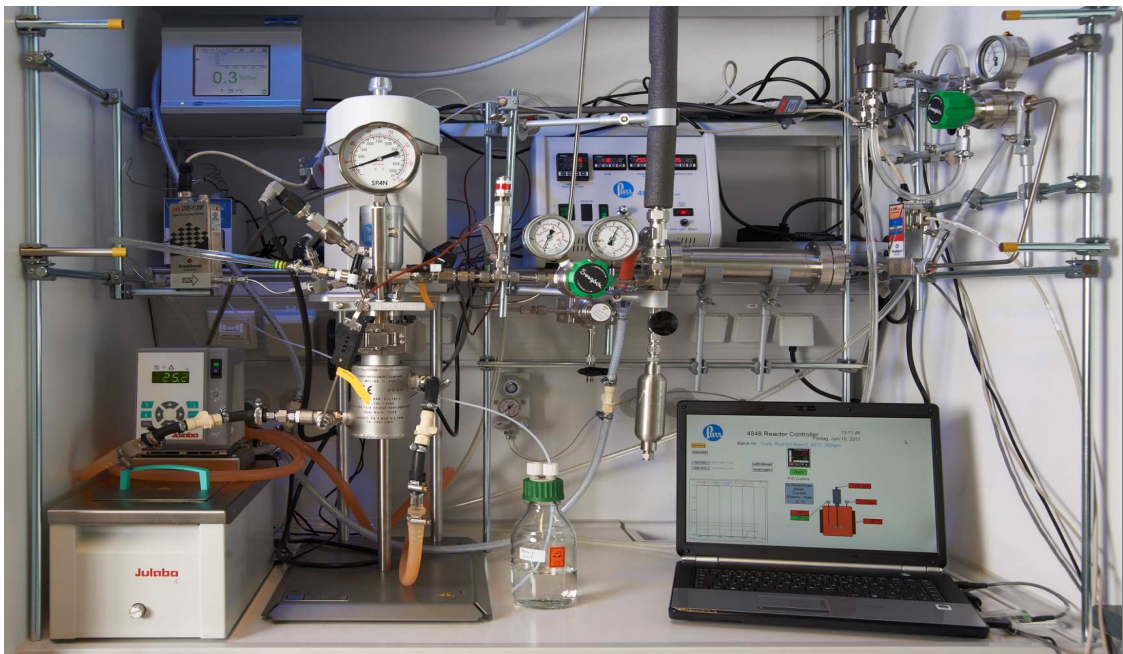


Abbildung 1: Reaktor-Set-Up (LIKAT) zur kontinuierlichen Wasserstofferzeugung aus Ameisensäure

Der Reaktor ermöglicht die Verwendung von höherem Druck und der Freisetzung von höheren Gasflüssen, aber auch prinzipiell die Speicherung von kleinen Restmengen Wasserstoff, die für das Anfahren der Brennstoffzelle und deren Wärmenutzung genutzt werden kann.

4 Erste Ergebnisse und Fortschritte:

Wir haben einen stabilen und aktiven Rutheniumkatalysator gefunden, der CO-freien Wasserstoff im Gemisch mit CO₂ aus einem Ameisensäure/Amingemisch erzeugen kann.

Die Wasserstoffentwicklung aus diesem Gemisch kann bereits bei milden Bedingungen erfolgen. Erfreulicherweise zeigt dieser Katalysator nach Optimierung der Reaktionsbedingungen eine sehr gute Langzeitstabilität (TON – turn over number > 1 Mio.) von über 45 Tagen bei moderatem Gasfluss. Zudem konnten sehr hohe Wasserstoffraten von 47 l H₂/h erreicht werden, was einer Leistung von 132 W (unterer Heizwert) entspricht. Bei Annahme eines Wirkungsgrades der H₂/O₂-Brennstoffzelle von 50-60 % entspricht dies einer Leistung von mehr als 66 W.

Um eine hohe Wasserstoffrate mit einer längeren Langzeitstabilität des Katalysators zu verbinden, konnte eine stufenweise Erhöhung der Ameisensäuredosierung zum Katalysatorsystem sehr gute Verbesserungen erzielen. Eisenkatalysatoren zeigten überraschenderweise in ersten Versuchen, dass auch diese Wasserstoff aus Ameisensäure freisetzen können [3]. Die Verwendung eines Amins ist nicht nötig und damit könnte der zusätzliche Aufwand zur Gasreinigung, insbesondere zur Entfernung von Amin, einem MEA-Gift in der Brennstoffzelle, reduziert werden.

Danksagung:

Das IGF-Vorhaben „NT-PEM-BZ Ameisensäure“ 16634 BG wird gefördert mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi) über die Arbeitsgemeinschaft industrieller Forschungsvereinigungen „Otto von Guericke“ e.V. (AiF). Die Autoren bedanken sich für diese Unterstützung.

Referenzen:

- [1] N. Armaroli, V. Balzani, *ChemSusChem* **2011**, *4*, 21-36.
- [2] B. Loges, A. Boddien, F. Gärtner, H. Junge, M. Beller, *Top. Catal.* **2010**, *53*, 902-914.
- [3] A. Boddien, D. Mellmann, F. Gärtner, R. Jackstell, H. Junge, P. J. Dyson, G. Laurenczy, R. Ludwig, M. Beller, *Science* **2011**, *333*, 1733-1736.

Realization of Renewable Energy System based on Waste-to-Energy technology in southern Brazil

Luiz Tadeu MORAES Jr.
Sérgio Henrique LOPES CABRAL
Departamento de Engenharia Elétrica & Telecomunicações, Fundação Universidade Regional de Blumenau
Blumenau, Santa Catarina 89030-000, Brazil

ABSTRACT

This work aims to evaluate the amount of available energy for its conversion into power electricity over the region of middle of the Valley of Itajaí River, in the State of Santa Catarina by using waste-to-energy (WTE) technologies. This is due to the importance of renewable energy investments for sustainable development of a global economy. With this aim, this paper presents the availability of renewable resources and their potential for generation of power electricity in Brazil, in the State of Santa Catarina and in the region of Middle Itajaí Valley are described. Data survey was performed based on scientific articles, for theoretical purposes. Then, technologies in incineration, fluidized bed combustion, gasification, pyrolysis, and anaerobic digestion are given in details and also compared. These technologies convert the energy from wasted material into usable energies like heat, solid, liquid and gaseous fuels. Practical and succeed cases in cities of Germany and Sweden, are presented and thus taken as a reference for estimating the efficiency of proposed technologies for the region of middle of the Valley of Itajaí River. At last, taking into account the total amount of daily collected waste and the efficiency of waste-to-energy technologies the potential of generation of power electricity is estimated for this important industrial region of Brazil.

Keywords: Renewable energy, environmental concerns, energy conversion, biogas, pig waste

INTRODUCTION

Nowadays some researches show that most of nonrenewable fuel natural resources are starting to decrease their amount and probably it is going to happen a shortage in a near future. It leads to a significantly change in the way how those resources are used. In the period now beginning the sustainability is a priority and only the use of equipment consuming energy it is not enough anymore. The benefits of their use are part of peoples' lives. At this point it is a necessity to make a rational use of resources with the lowest possible levels of wastage. There are many technologies to make this idea become reality and keeping the habits of modern life. An energy conversion technology that is constantly growing is waste-to-energy technology (WTE). In this process the chemical energy contained in waste materials is converted into useful energies like electricity and heat. Primary fuel sources include municipal solid waste (MSW), and other materials from disposal stations, as well as biogas and landfill gas. Among several technologies of fuel processing and energy conversion are commercially consolidated the incineration of MSW and derived fuels, as well as systems based on combustion that burn gases from anaerobic decomposition from landfills and also biogas from built proposed digesters. Advanced thermal conversion like pyrolysis - that transform MSW in more versatile fuels which can be used to energy conversion with higher efficiencies than conventional systems - have encountered growing applications but are not yet consolidated for this purpose. Thus this work aims to estimate the amount of energy that can be converted from a waste treatment system applied in the region of Middle Itajaí Valley, in the state of Santa Catarina - Brazil.

WASTE-TO-ENERGY WORLDWIDE

In recent years the number of WTE plants worldwide had a significant growth, driven by favorable policies. First and most important many countries have left to invest in landfills, considering them inefficient and environmentally inappropriate. Thus leading to destination of MSW to energy recovery plants. On the other hand, in Brazil the deployment of sanitary landfills is still in progress to replace dumps [1]. Frequently WTE plants can provide both electrical power and heat, using combined heat and power systems (CHP). WTE conventional plants are applied typically in central stations to collect MSW from a broad area, normally based on generation technology using vapor cycles and advanced pollution controls. Plants that make use of anaerobic digestion gases, ADTE (anaerobic-digestion-to-energy), both those using landfill gas as those using biogas from controlled digesters, have distributed resources and need to use them locally. As any other power generation forms the economic viability of WTE technologies depends broadly on the fuel characteristics, capital costs, operation and maintenance costs, market conditions and related policies. These technologies are considered alternatives to disposal in landfills. Considering the destination of MSW to a WTE unit, the payment of a fee to discard every ton of waste in the landfill is not necessary anymore and a negative cost scenario is identified. This provides a neutralization of investment cost and high O&M costs due to handling of fuel and pollution control, and also because of high humidity and ash content, considerable contaminant level, and low energy density.

WTE TECHNOLOGIES

There are several WTE technologies, they offer a broad range of products in their systems and nowadays they are in different stages of development. But they have two common objectives: waste management and conversion into useful energy. Conventional processes based on burning, transform solid waste in heat to direct use or to generate vapor for electrical energy conversion. While advanced processes convert solid waste into liquid and/or gaseous fuels offering broad possibilities of use.

Conventional thermal conversion

Incineration is a relatively simple and low cost technology for waste treatment with electrical energy conversion. Usually in the ovens a grid passes into the incineration chamber where an auxiliary fuel is burned, typically using propane or butane, then inside the chamber the waste is incinerated. Fluidized bed combustion (FBC) offers higher conversion efficiencies and less pollution emissions. The processed fuel forms a bed inside the reactor, an air flux comes from down to up, flowing through the fuel pieces making possible the combustion. For both kinds of plants, vapor is generated by heat exchange systems. That vapor drives a turbine-generator group where electrical power is generated.

Advanced thermal conversion

Technologies of advanced thermal conversion transform MSW into liquid and/or gaseous fuels thus improving the energy conversion based on combustion. To improve the operation of these units it is necessary to pre-treat the waste to get an appropriate fuel called refuse-derived fuel (RDF). There are two most popular technologies of advanced thermal conversion, pyrolysis and gasification. Pyrolysis involves MSW heating by assisted energy, in absence of oxygen, within a range of 400 to 800° C. Byproducts include volatile liquids and synthesis gas (syngas) - with proportions depending on the process temperature - plus a mixture consisting essentially of metals that can be recycled. Gasification involves heating of mixed MSW or RDF to temperatures exceeding 700o C in presence of oxygen, sufficient to allow partial oxidation, but not

enough for total combustion. This process produces a mixture of syngas composed by hydrogen, carbon monoxide, water vapor, methane and other components [2].

Biological conversion

Anaerobic digestion is based on processes to produce gaseous fuels, which have considerable energy density. In closed environment with plastic, metal or concrete structure, the processes occur and can be managed, changing characteristics and feeding rates, controlling physical conditions and making chemical and biological additions. Conditions for the decomposition occurred in landfills, with gas collection structure, are less controlled. Thus, the gas resulting from digestion is typically converted into other forms of energy at source, instead of being transported to a central station.

WASTE MANAGEMENT IN MIDDLE ITAJAÍ VALLEY REGION

The Middle Itajaí Valley Region, where Blumenau is located consists of 15 municipalities. From these, 14 take part on the Association of the Middle of the Itajaí-açu Valley Municipalities (AMMVI) [3]. These municipalities together account for more than 670.000 inhabitants [4]. AMMVI controls, regulates and supervises municipal public services as urban cleaning, solid waste management and other similar services through the Intermunicipal Agency for Regulation (AGIR). Daily, in the region controlled by the AMMVI, around 400 tonnes of municipal solid waste (MSW), not separated, are collected and then sent to the landfill located in the city of Brusque, far about 40 km from Blumenau. Only in Blumenau 6.700 tonnes of MSW are collected along each month, from which only 370 tonnes correspond to recycled materials previously separated, which can be reused and thus return to the production cycle [5]. The recycled materials are separated in advance by population in their own homes and then collected by selective collection service. This service reaches nearly half of the city streets, with the help of trucks for collecting activities at scheduled times. From the wide range of collected material, most of them are paper, cardboard, glass, metals, pre washed pieces of plastic, Styrofoam, cooking oil and electronics. There are also leftovers, tree leaves, greasy and wet papers that make up the organic portion of the waste and are thus used for producing fertilizer. All the rest is conventional garbage that follows in proper trucks to the landfill.

REFERENCE VALUES

Some places in the world are using WTE technologies successfully. Two cases are mentioned in this work to compare theoretical with practical information. First, a waste management system in the city of Borås, Sweden, and second a waste treatment plant in Rostock, Germany.

In this section theoretical and practical information about energy conversion of waste are analyzed. First, it is important to know about energy content of different fuels derived from waste. The average energy content of MSW is about 2900 to 3550 kWh/ton and for RDF the range is 3550 to 4200 kWh/ton [6]. Then the analysis of both cases in Sweden and Germany gives efficiency values of conversion of waste into electrical energy, that are about 12 to 17% [7]. Still, a table showing the total amount of electrical energy that can be recovered from different kinds of waste and using different technologies is presented.

Tabel 1 – Electrical energy converted from waste [7]

Material	Technology		Electrical
MSW	Incineration/FBC	kWh/ton	348 a 426
	Gasification/Pyrolysis	kWh/ton	494 a 603
RDF	Incineration/FBC	kWh/ton	426 a 503
	Gasification/Pyrolysis	kWh/ton	603 a 713
Organics	Anaerobic Digestion	kWh/ton	220

POSSIBILITIES FOR DEPLOYMENT OF A WASTE-TO-ENERGY PLANT IN THE REGION

Two possibilities of energy recovery of waste are discussed in this section, for the region of Middle Itajaí Valley. First possibility is considering the deployment of an incineration plant. Using the total amount of waste that is today sent to the landfill to feed the incinerator, that corresponds to 400 ton/day of MSW, so it is possible to reach 4,2 to 5,1 GWh/month of electrical energy. Taking into account the standard residential consumption of electricity in the region that is about 100 kWh/month for each person [7], the amount of energy produced corresponds from 6,3 to 7,6% of the residential energy consumption of the whole region.

A second possibility considered takes into account the implementation of a waste sortation system. At the end of sortation processes is obtained mainly three fractions that are: recyclables, organic materials and RDF. Allocating organic materials to anaerobic digesters and RDF to thermal conversion plants it is possible to reach higher values of electrical efficiencies but the amount of resources differs. It is important to emphasize that in this second case the recycling is improved and the recyclable fraction is about 30% of the total amount. Organics correspond to 40% and RDF to 30% [7].

With the organic fraction it is possible to convert 220kWh for each ton of waste [7]. According to Table 1, using RDF in conventional thermal conversion plants, the amount of energy that it is possible to convert is from 1,53 to 1,82 GWh/month. And using Advanced thermal conversion technologies it is possible to reach values from 2,17 to 2,57 GWh/month. All these information are summarized in Table 2.

Table 2 – Second possibility for energy recovery

Material	Weight (ton)	Technology	(GWh/mês)
RDF	3.600	Conventional Thermal Conversion	1,53 to 1,82
		Advanced Thermal Conversion	2,17 to 2,57
Organic	4.800	Anaerobic Digestion	1,1

In addition it is important to make a comparison of the possibilities and about the total amount of energy that is possible to recover from the waste materials. The Table 3 shows the scenarios and the amount of energy that is possible to be recovered from sorted materials.

Table 3 – Percentage of residential consumption

Technology	Electrical Energy (GWh)	Percentage of Regional Residential Consumption
Anaerobic Digestion + Conventional Thermal Conversion	2,63 to 2,92	3,92 to 4,35%
Anaerobic Digestion + Advanced Thermal Conversion	3,27 to 3,67	4,88 to 5,47%

CONCLUSIONS

With this work it possible to conclude that the amounts of resources that are not used nowadays are really considerable in the region of Middle Itajaí Valley. Also, there are many technologies available for energy recovery from wasted materials. Besides avoiding soil, underground water, rivers and air pollution, waste-to-energy technologies recover energy from materials normally disposed in landfills. Still, prevent diseases to be disseminated to communities near the areas of landfills. These are reasonable arguments for encouragement by governments, to the implementation of such technologies. It is believed that joint action of governments, private sector, academic community and even international support is the best way to start to deploy a project with these ideas.

REFERENCES

- [1]<http://www.crea-sc.org.br/portal/index.php?cmd=artigos-detalhe&id=1197> accessed in 30/11/2011
- [2]http://www.powermag.com/renewables/waste_to_energy/Waste-to-Energy-Technology-Options-Increase-but-Remain-Underutilized_4497.html accessed in 22/11/2011
- [3]<http://www.ammvi.org.br/home/> accessed in 26/04/2012
- [4]<http://www.ibge.gov.br/cidadesat/topwindow.htm?1> accessed in 10/05/2012
- [5]MORAES JR, L.T.R, CABRAL, S.H.L. Energy Recovery from Waste Treatment in Blumenau City, Brazil. 18th REGWA, Stralsund, 2011.
- [6]http://my.epri.com/portal/server.pt?space=CommunityPage&cached=true&parentname=ObjMgr&parentid=2&control=SetCommunity&CommunityID=404&RaiseDocID=00000000001022361&RaiseDocType=Abstract_id accessed in 20/05/2012
- [7]MORAES JUNIOR, L.T.R. Energy Recovery from Waste in Middle Itajaí Region with Emphasis in Electrical Energy Conversion. Master Dissertation Work, presented at Universidade Regional de Blumenau, Brazil.

SANTA ELENA: READY TO RESHAPE ITS TRANSPORT ENERGY MATRIX.

19th Symposium on Renewable Energy

8 - 10 November 2012

Stralsund - Germany

Hernan Moreano¹

1. Instituto de Investigación Científica y Desarrollo Tecnológico, INCYT
Universidad Estatal Península de Santa Elena, Ecuador.
E-mail: hmoreano@gve.satnet.net

ABSTRACT

The renewable energy issue opens the door to an ambient of opportunities. Santa Elena, one of the coastal provinces of Ecuador has the chance to go from a fossil fuel energy culture to a new energy scheme based on the use of environmental friendly fuels like natural gas and other renewable energy carriers like hydrogen. The marginal production of oil and natural gas from the Gustavo Galindo Velasco field and the updated gas reserves from the Gulf of Guayaquil make it possible. Infrastructure for natural gas production and distribution for vehicles is almost ready and any of the three refineries can generate hydrogen from natural gas. This provides the opportunity to reshape the Santa Elena transport energy matrix, where vehicles can burn natural gas and inter county buses can work with hydrogen. Traditional Fishing boats can be fitted with hydrogen storage and fuel systems later on. Santa Elena should face this challenge through a joint effort of public and private parties. Santa Elena State University and its partners as a focus point to create: The Campus of Energy Knowledge, where research, science and technology will serve companies that work in the energy business with a strong synergy, which will create jobs for the Santa Elena people.

KEYWORDS: Santa Elena energy, Ancon gas fields, Hydrogen from natural gas or water sources.

SUMARIO

El tema de la energía renovable abre un ambiente de oportunidades. Santa Elena, una de las provincias costeras del Ecuador tiene el chance de migrar de la cultura de la energía fósil hacia una nueva, basada en el empleo de combustibles amigables con el ambiente como el gas natural y a la energía renovable como el hidrógeno, lo que es posible por la producción marginal de petróleo y gas natural del campo Gustavo Galindo Velasco; así como, por la actualización de las reservas probadas del Golfo de Guayaquil. La infraestructura para la producción y comercialización del gas natural esta casi lista y cualquiera de la tres refineries pueden generar hidrógeno desde el gas natural. Ambos hechos permiten transformar la matriz de energía para el transporte de Santa Elena, en donde los vehículos puedan quemar gas natural y los buses inter cantonales emplear el hidrógeno como fuente de energía; más tarde, los barcos pesqueros

podrían ser provistos de sistemas de almacenamiento y células de combustible para su propulsión. Santa Elena debe enfrentar este reto a través de un esfuerzo conjunto de los grupos privados y públicos. La Universidad Estatal Península de Santa Elena y sus aliados, como un punto focal para crear el: Campo de Conocimiento de Energía, en donde la ciencia, la investigación y la tecnología sirvan a las empresas que trabajen en el negocio de la energía bajo una fuerte cooperación y sinergia; lo que creará plazas de empleo para la gente de Santa Elena.

PALABRAS CLAVE: Energía en Santa Elena, Campos de gas de Ancón, Hidrógeno desde gas natural y agua.

1. INTRODUCTION

The process to switch from a fossil- fuel energy culture to a clean and renewable one like hydrogen will be a major impact in human life but for sure, it will face technological hurdles and difficulties to create new infrastructure for production, storage and delivery of clean fuels.

Conversion cost will be high, meanwhile benefits on health, environment, climate, economy and research will be enormous, with the satisfaction that human activities will reduce the reliance on diminishing oil supplies (Jacobson *et al.*, 2005), creating a new economic environment where electric mobility will replace internal combustion engines while benefitting to planet earth and hydrogen among other energy alternatives will serve as electricity storage and as a transport fuel for future vehicles, ensuring efficiency and sustainability, energy security and energy storage.

The energy dilemma for Santa Elena discussed by Moreano (2011) showed that with the land and offshore natural gas (NG) resources available and with La Libertad and Cautivo refineries still in business, the province could be the first one in Ecuador to use the NG in vehicles and generate hydrogen (H₂) from NG to be used initially in the city bus transport.

The challenge could be faced in a joint effort of: UPSE, government bodies and private companies to create the Campus of Energy Knowledge and carry out the program: “Energy Alternatives for Santa Elena”, which include a number of projects that will make Santa Elena a leader on the energy issue in Ecuador, acting on a cluster initiative scheme.

The aim of this essay is to reshape the Santa Elena transport energy matrix as a first step to switch toward a clean and renewable energy culture.

With a new vision on energy, local and overseas mergers will have the opportunity to invest and create organizations working under a strong synergy, government bodies will put in order protocols in the activities, and UPSE with academic partners will provide the science and technology through the Campus of Energy Knowledge. The process will generate jobs and wealth for the Santa Elena people.

The essay starts with a brief review of fossil fuel available on land and offshore (Gulf of Guayaquil), followed by the alternatives of hydrogen production from fossil sources, water and biomass. With this background in mind, it is proposed, a new Santa Elena transport energy matrix where vehicles burn NG and inter county buses will be fitted with hydrogen fuel cells and electric motors as propulsion system.

2. FOSSIL FUEL AVAILABLE IN SANTA ELENA

Santa Elena, the twenty fourth province of Ecuador is located at the south western corner of the country, with a surface area of 3762 Km² and a population of 308693 residents (2010 census) is still a oil producer and one of the main recreational areas for nationals and overseas tourist. The new year and carnival festivities where population may double are specially popular. Both, Salinas and La Libertad are counties with less than 100 Km², Santa Elena County is the largest of all three and most of its area is rural covered by a dry tropical forest, gentle hills of the coastal cordillera and scattered seasonal snake shaped rivers alter the almost flat landscape. Climate is mostly controlled by the Humboldt current, although, the ENSO event comes from time to time and it makes considerable impacts on Santa Elena and the Ecuadorian coastal region (Moreano *et al.* 1986).

Although, most of the oil (50800 bpd. at September 2012) is produced at the eastern region of Ecuador (La Amazonia), Santa Elena is producing 1400 bpd with an annual estimate of around half a million barrels of oil of 32° API. Exploitation began 100 years ago with the well Ancon 1, under a contract with Anglo Ecuadorian Oil Field, which lasted until December 1st. 1989.

Pacifpetrol S.A. is exploiting the field now under a service contract. The province accounts for two old refineries with a capacity of 55000 bpd. (La Libertad and Cautivo); a third one is in Esmeraldas (110000 bpd) and at the moment the government is working on a project to install a new refinery (Pacific Refinery) at Los Aromos - Manabí, with a capacity of 300000 bpd to meet actual and future country demands of gasoline and diesel and other fuels.

Close to the La Libertad refinery, Petroecuador has infrastructure to store 2 million barrels of crude oil, FO2 and FO4 fuels respectively. Ports facilities and mooring areas for oil ships are located just off La Libertad.

A new facility to store 61000 MT of imported oil liquid gas (OLG) is being built on land at Monteverde, under a joint agreement between Petroecuador and Flopec, both are public companies work with oil exploration, production and maritime transport. The OLG is then distributed to the entire country through: pipes, trucks and ships. It is expected that the project will be finished shortly and will replace the actual system of storing OLG on board a gas tanker ship.

Oil exploration in the Gulf of Guayaquil started some decades ago, at the end of the XX century NG extracted from the Amistad Field (block 3) was used by The Machala Power thermoelectric plant (130MW) which has been under the management of Petroecuador since early 2011. The plant is connected with the field through a gas pipe (70 km.), which is designed to transport 100 millions cfd., while only 60 millions are produced at the moment, although, the Russian company, Petrex, is helping Petroecuador to increase the daily gas production from the Amistad field in 40 million

cf. to be used in thermoelectric generation. A small portion of NG from the Gulf is also used by ceramic industries in Quito and Cuenca.

In a statement made by Petroecuador on March 14, 2012, the gulf proof gas reserves had almost tripled with an increase of 1.7 trillion cubic feet (total 2.2 tcf), after a new assessment of 2D and 3D seismic data from the Amistad field, which in turn will extent the country gas horizon in 20 years, without considering the work the Chilean state company Enap-Sippec is doing in the gulf (Jambeli field-block 6) under a service contract signed on October 3th/2011 (El Universo, 05-10-2011) with the National Secretary for Hydrocarbons, a government entity depending of the Ministry of Non Renewable Natural Resources.

As previously mentioned, NG is already used in thermoelectric plants under regulation prepared and approved by both: the Ministry of Non Renewable Natural Resources and Ministry of Electricity and Renewable Energy and agreements among Petroecuador and oil private companies to explore and exploit natural gas on Santa Elena onshore and offshore fields.

3. GUSTAVO GALINDO VELASCO FIELD: NATURAL GAS PRODUCTION AND COMSUMPTION.

Pacifpetrol S.A. operates the on land field Gustavo Galindo Velasco (GGV) with almost a thousand leases producing oil (1400 bpd) and natural gas (889000 cfd). Table 1 shows the average daily production of natural gas at GGV field and after consumption. Almost 39% is left to be distributed among vehicles or converted to hydrogen. Increase of that number through hydraulic fracturing can occur to enhance production and increase the number of wells integrated to the NG production network.

The company has built a small facility to delivery NG for vehicles, a generator of 130 kw. and a fleet of a medium size bus and light trucks have been fitted with all the gear elements needed to make the change from diesel or gasoline to natural gas. Vehicles and generator are working with good performance but the company is dealing on key issues: reduce cost of kit parts, assess the proof natural gas reserves in the GGV field and build at least one gas station in La Libertad as a first step to promote the use of NG in Santa Elena.

Table 1.- Average daily production and use of NG at GGV field
In: thousand cubic feet. Source: Pacifpetrol S.A.

Total	Venteo	Percentage	Used	Percentage	Available
889.16	353.58	39.8	535.58	60.2	353.58

4. HYDROGEN PRODUCTION

Hydrogen is a simple and widespread chemical element. It accounts for 90% of the atoms in the universe, two-thirds of the atoms in water and a fair proportion in living organisms and their geological legacy, fossil fuels (Coontz & Hanson, 2004). The atoms are highly electronegative and so eager to bond and release energy when they do. On the contrary, they demand it to be separated from the chemical bonds. Once released, the atoms pair up in two atoms-molecules that forms an invisible gas, low density, light, jittery and slippery, hard to store, liquefy and handle safely and capable of releasing energy. All of which indicates that using hydrogen as a source of energy is far from simple, because it involves: production (hydrogen separation), storage, distribution and use as an energy carrier (Turner, 2004).

Hydrogen can be generated from water through electrolysis, a process that splits water into hydrogen and oxygen, from natural gas via steam methane reforming, from coal (after gasification) and from biomass through a variety of technologies ranging from reforming to fermentation.

All of them require energy from sources like fossil fuels, wind, solar or geothermal among others. Wurster et.al. (2006) made a review of the hydrogen role in the new global energy system, expressing, it will become a major player in the transport sector.

From the review options, the only one that does not apply to Santa Elena is from coal and the most favorable one to initiate the hydrogen production is from natural gas available from the GGV field and processed or produced (as a by-product) at any of the refineries.

The CO₂ generated as one end product could be captured and sequestered into the hundreds of empty wells distributed throughout the field to make the process clean without emissions.

The new energy economy will require hydrogen to be produced with sustainable, environmentally benign, and non-fossil sources, so it is clear that it needs to find out cleaner ways to produce hydrogen and in this sense, solar energy, wind energy, hydropower, biomass and geothermal are attractive options. New technologies could bring better results in terms of efficiency and sustainability. (Dincer and Veziroglu, 2010).

5. THE RESHAPED TRANSPORT ENERGY MATRIX FOR SANTA ELENA

Land and maritime transport in Santa Elena has a strong dependence of fossil fuels. Table 2 shows the land and maritime energy matrix where gasoline and diesel are the main fuels used by vehicles, buses, trucks and boats that belong to the artisanal and industrial fleets based at Santa Rosa, Anconcito and Chanduy.

With NG and H₂ production, the actual matrix could be expanded with both fuels, where vehicles and city buses may migrate to NG or hydrogen; this also could be true for the industrial fishing fleet, which catch small pelagic fish, in a medium to long time scenario as proposed by Skúlason and Maak (2007) for the Iceland maritime and road transport in iceland.

Table 2: Reshaped Transport Energy Matrix for Santa Elena. Number in parenthesis indicates the year each projects will start.

The process should be a step by step one based in NG production at the GGV field. The first to change to natural gas will be the taxis, but only 200 will have the chance with actual production at the GGV field.

The process will demand the following requirements:

- Protocols, quality standards and regulations for NG production, storage and distribution (National and Local Authorities)
- Import and distribution of NG gear. (Pacifpetrol S.A.)
- Workshops for installation and maintenance of NG gear. (Pacifpetrol S.A.)
- Prepare the NG distribution throughout the Santa Elena gas stations. (Petrocomercial)
- Define cost per kilogram of NG. It should be less than that of a kilogram of GLP (US \$ 0.33) in order to make it attractive for investment.(National Authority)
- Promote NG use within the taxi driver organizations. (GADs)

Transport	Gasoline	Diesel	NG	H₂
Vehicles	X		X (2013)	X(2020)
Buses (intercity)		X		X(2015)
Trucks		X	X (2015)	
Artisanal boats	X			
Fishing boats		X		X(2020)

- Prepare credit lines through the bank system.
- Research and development (UPSE and partners)

Benefits will be as follow:

- Reduce imports of gasoline
- Reduce carbon emissions
- New job opportunities at the workshops to install and maintain NG gear
- Labs and simulator of NG gear installed at the University campus for research and training.
- Santa Elena will lead the process to use environmental friendly fuels.
- Santa Elena will be seen as a territory for NG gear mergers

The following options may be taken if demand of NG increase:

1. Increase production of NG in the GGV field,
2. Bring the extra NG needed from the Amistad field through Machala NG delivery station and use gas pipes or trucks to send it to Santa Elena
3. Install a gas pipe from the Amistad field to Posorja or Monteverde gas terminal
4. Import NG through Monteverde gas terminal

Option1 is the quicker and cheaper one, while 2, 3, and 4 will require investment within a medium and long time frame.

Hydrogen is the second Santa Elena alternative to get into the clean and renewable energy business and the pathway to do it could be similar to that followed by Iceland (Vogel, 2004), but with a different H₂ source; if Iceland gets it from water, Santa Elena will get it from NG and from hereafter the path may be the same; it means, Santa Elena may create a consortium with the participation of academia, public and private stakeholders to manage the energy business in the province and once done, the consortium may get the funding to acquire three Hydrogen Fuel Cell Buses (HFCBs).and the logistics support for intercity passengers transport to make services along the alternative routes with distances up to 80 km.(round trip).

Hydrogen stations may be located at Ancón near the refinery and at the Santa Elena Bus Terminal which is 5 km. from the Cautivo Refinery.

Table 3 Inter County Bus Service with HFCBs.

ROUTE	INTER COUNTY CITIES	DISTANCE
1	Salinas – La Libertad – Santa Elena – Ancón – Atahualpa.	40 km.
2	Salinas – La Libertad – Santa Elena –Bus Terminal - Ballenita – Chulluype	22Km.
3	Salinas – la Libertad – Anconcito – Ancón – Atahualpa.	30 Km.

The bus could be the CITARO, build by Daimler (Germany) with a 36 Kg. H₂ storage capacity and a range of 400 km. they come with an electric motor and lithium batteries as an alternative energy source. The same bus operates at London, but with a diesel engine as an alternative.

The process will require:

- Protocols, quality standards and regulations for H₂ production, storage and distribution (National and Local Authorities)
- Production of H₂ (Pacifpetrol S.A. and Petroindustrial)
- Storage and Distribution of H₂ (Petrocomercial)
- Prepare workshops for maintenance of H₂ buses.
- Buy buses from Daimler (Energy Consortium)
- Define cost per kilogram of H₂. It should be less than that of a kilogram of GLP (US \$ 0.33) in order to make it attractive for investment.(National Authority)
- Promote H₂ use within the local, national and international communities. (GADs)
- Promote credit lines through the bank system for mergers in the energy business
- Research and development on energy (UPSE and partners)

Benefits will be as follow:

- Reduce imports of fossil fuels
- Carbon capture and sequestration (CCS) , zero or near zero CO₂ emissions
- Improve air quality

- New job opportunities at the workshops to install and maintain H₂ gear
- Labs and simulator of H₂ gear installed at the University campus for research and training.
- Santa Elena will lead the process to use renewable energy sources.

6. DISCUSSION

The key factor to be successful in the natural gas project is price. If it keeps lower than the GLP, vehicle owners will be motivated to make the investment because they will get it back in a short time, while the owners of units up to 6000 cc (SUVs, VANS and Crossover) may also be motivated to change for NG; specially, if gasoline prices go up.

The NG reserves from the Gulf of Guayaquil are expected to last 20 years, while the world reserves can grow for an extra 5 – 15 years by approximately 25% until production peaks and the decline starts (Schindler, 2010); then, it is also expected that the NG use will be expanded throughout the country; however, Santa Elena should keep the lead in the up to day technology to make, install, and maintain NG gear, which in turn will keep jobs in the province.

Natural gas can achieve large and sustained reduction of gasoline imports and CO₂ emissions, with benefit to the state annual budget, the environment and the national energy matrix.

Lloyd, Pike & Baral (2010) examine the potential role of hydrogen produced from renewable sources and benefits that include: climate, local air quality and sustainability goals. The Santa Elena case gets similar benefits although hydrogen comes from fossil fuels and the key factor is the carbon capture and sequestration and cost per kilogram because of the already installed infrastructure.

The actual NG production will be enough to produce 110 kg. H₂ to satisfy the daily demand of the hydrogen buses (36 Kg. per bus)

As fossil fuels get more expensive because of diminishing oil resources, internal combustion engines will turn also expensive because of the new environmental standards and protocols, the H₂ vehicles will become accessible for Ecuador's drivers and Santa Elena will be an excellent ground to begin with.

The campus of energy knowledge will be similar to the productive cities model as discussed by Chiriboga (2012); because, Santa Elena has universities, oil infrastructure, ports, air terminal and highways that connect the province with the whole country; besides, the energy issue fits well into the Peninsula and Gulf of Guayaquil oil and renewable energy resources. Policies will be necessary to motivate investment and migration to renewable fuels, education and improvement of human talent, taxes and funding research projects in order to make the campus a successful one like that of Silicon Valley.

7. CONCLUSIONS

Natural gas and hydrogen can indeed reshape the Santa Elena transport energy matrix with benefit to jobs creation and improve living standards in the Santa Elena people

If Santa Elena and its University face the energy challenge successfully, there will not be a going back process and in turn, it will be a new energy economy, with social responsibility and environmental sustainability.

Carbon capture and sequestration will be the added value to hydrogen production from NG and results may be as good as those proposed by Jacobson and colleagues (2005).

Prices of NG and hydrogen could be the competitive advantage of Santa Elena because of the already installed infrastructure, attracting mergers and investment into the energy business with a cluster initiative vision and plenty of jobs opportunities.

The process to change from fossil fuel to clean and renewable energy will enhance quality and pertinence of teaching, research and involvement with the Santa Elena Community and the State University (UPSE) will increase respect, credibility, quality and confidence.

Acknowledgements

I express my gratitude to Jimmy Candell Soto, Chancellor of UPSE to give me the opportunity to lead INCYT, to Jochen Lehmann, Professor Emeritus at the University of Stralsund to introduce me into the hydrogen technology and open the door toward the renewable energy issue, to Hector Chiriboga, Director of External Relations for his comments and suggestions, to Martha Delgado de Lara for her kind revision of the English version and to Shendry Rosero and Maria Caza, Institute colleagues for their cooperation, patience and tolerance.

References:

- Chiriboga, M. (2012). Investigación y desarrollo. *El Universo*, 91(361), 6.
- Coontz, R. & Hanson, B. (2004). Not so Simple. *Science*, 305, 957
- Dincer, I and Veziroglu, T. (2010). Environmental Impact of Hydrogen Technologies. Hydrogen Energy. WILEY-VCH.
- Jacobson, M., Colella, W. and Golden, D. (2005). Cleaning the Air and Improving Health with hydrogen Fuel Cell Vehicles. *Science*, 308(5730), 1901-1905
- Lloyd, C., Pike, E. & Baral, A. (2010) Renewable Energy Production. *Hydrogen Energy*. WILEY – VCH.
- Moreano, H. (2011). Dilemma in new clean and renewable energy alternatives for Santa Elena and its University. Opportunities and Challenges. Proceedings of the 18th Symposium on Renewable Energy. Stralsund, Germany. 84-96.
- Moreano, H. Zambrano, E. Paredes, N. Trejos, R. (1986). El Niño 1982-83 Su formación, su desarrollo y sus manifestaciones en aguas ecuatorianas, *Acta Oceanografica del Pacífico*, 3, 38-55.
- Stolten, D. (2010). *Hydrogen production technologies*. Hydrogen and Fuel Cells, WILEY-VCH.
- Turner, J. (2004). Sustainable Hydrogen Production. *Science*, 305, 972-974
- Schindler, J. (2010). National Strategies and Programs. Hydrogen Energy. Wyley-VCH.
- Skúlason, J. & Maak, M. (2007). Sustainable Marine and Road Transport, H2 in Iceland. *Iceland New Energy*, Reykjavick.
- Vogel, G. (2004). Will the Future Dawn in the North?. *Science*, 305, 966-967
- Wurster, Z., Zerta, M., Stiller, C. & Wolf, J. (2006). Energy infrastructure 21. Role of Hydrogen in addressing the challenges in the new Global Energy System. Belgium. *European Hydrogen Association*.

Equivalentes:

A barrel of crude oil	5, 800, 000 Btu.
A gallon of gasoline	124,000 Btu.
A cubic foot of natural gas	1,028 Btu.
A short ton of coal	20,169,000 Btu.
A kilowatt –hour of electricity	3,412 Btu

Source: NAS (2010), **Overview and Summary of America’s Energy Future: Technology and Transformation.** http://www.nap.edu/catalog.php?record_id=12943

Technische Analyse einer 400 W_p Solar-Stirling-Anlage

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

Schlüsselwörter Solar-Stirling-Anlage, Funktionsprinzip, Historie, Wirkungsgrad, solare Einstrahlung, jährliche Anlagenverfügbarkeit, Betriebsverhalten

Einleitung

In Zeiten des bevorstehenden Ausstiegs aus der Atomenergie und der damit verbundenen steigenden Nachfrage nach fossilen Brennstoffen bzw. der geplanten intensiven Förderung der erneuerbaren Energien ist es notwendig, verschiedene Alternativen der Erzeugung und Bereitstellung von Elektro- und Wärmeenergie über erneuerbare Energien hinsichtlich ihrer Wirtschaftlichkeit zu untersuchen bzw. diese weiterzuentwickeln. Da jede Variante der aktiven Solarenergienutzung sowohl Vor- als auch Nachteile besitzt, ist es wichtig, diese an einem komplexen Modellbeispiel zu analysieren, um somit Rückschlüsse auf spätere praktische Anwendungen ziehen zu können. Ziel sollte sein, die einzelnen regenerativen Systeme sinnvoll miteinander zu verknüpfen. Da sich bereits angehende Ingenieure in ihrem Studium mit diesem Aspekt befassen sollten, wurde an der Fakultät Maschinen- und Energietechnik der Hochschule für Technik, Wirtschaft und Kultur (HTWK) Leipzig, der größten Fachhochschule in Sachsen, der Komplexversuchsstand „Regenerative Energien“ auf einer Fläche von 230 m² aufgebaut. Auf einer Freifläche von ca. 130 m² wurden seit dem Jahr 1999 verschiedene technischen Anlagen errichtet, die ab 2008 um eine ca. 100 m² große Fläche in einem Laborgebäude um Demonstrationsanlagen zur Vermittlung von technischen Grundlagen schrittweise erweitert wurde.

Summary

It is advisable to analyse different alternatives of the generation and supply of electrical energy and thermoelectricity with renewable forms of energy, because the demand of fuels (e.g. coal and oil) and the energy costs rise continuously. Technical optimization and cost-effectiveness of the different alternatives are the most important points of tests. This was the reason why at the department of Mechanical and Energy Engineering of the Leipzig University of Applied Science a test ground “renewable forms of energy” has been built up step by step for thirteen years including two photovoltaic systems with different tracking systems, two wind-mills, an air-water-heat-pump and a dish-stirling-system.

Vorstellung des Komplexversuchsstandes „Regenerative Energien“

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

- ein Versuchsstand für die Lehre von elektrotechnischen Grundlagen von Solarzellen und Photovoltaikmodulen
- eine zweiachsig nachgeführte 1,3 kW_p Photovoltaik-Anlage für den Netzparallel- (1 kW) und den Inselbetrieb (0,3 kW)
- zwei Windkraftanlagen mit einer Nennleistung von 1kW (Widerstandsläufer) und 0,3 kW (kombinierter Savonius-Darrieus-Rotor)

- eine 1 kW_{th} thermische Solaranlage
- eine 0,4 kW_{el} Solar-Stirling-Anlage, die vorrangig für den Einsatz in sonnenreichen Ländern in Südeuropa und Afrika geeignet ist
- eine 2,8 kW_{el} Luft-Wärme-Pumpe
- eine Solarleuchte als Demonstrationsobjekt der dezentralen Energieversorgung
- eine Wetterstation für die Aufzeichnung meteorologischer Daten
- ein Solarcontainer mit den technischen Anlagen der Versuchsstände.



Bild 1: Der Komplexversuchsstand
“Regenerative Energien“ an der Fakultät ME der
HTWK Leipzig

Bild 2: Neues Gebäude der Fakultät ME mit
Seminar- Laborräumen im EG und 1. OG

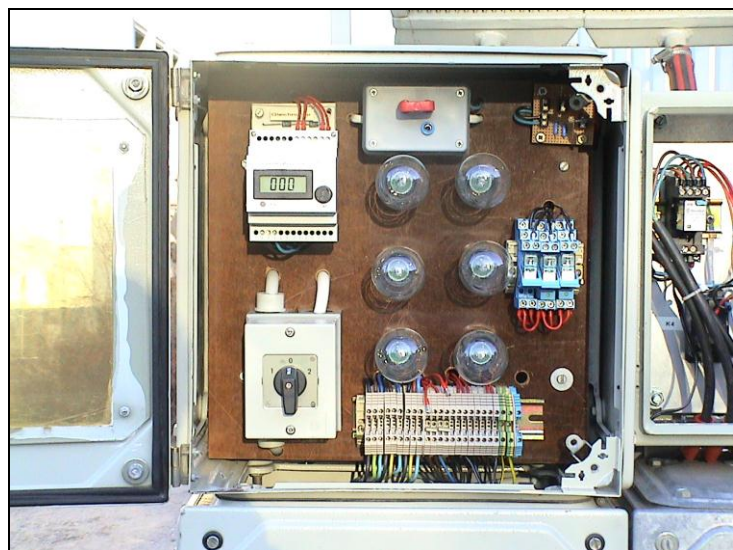
Aufbau und Funktion der Solar-Stirling-Anlage der HTWK Leipzig

Die an der HTWK Leipzig errichtete Solar-Stirling-Anlage stellt eine Möglichkeit der dezentralen Stromerzeugung dar, die aufgrund ihrer kompakten Bauweise vor allem für eine Energieversorgung in ländlichen, schlecht erschlossenen Gegenden geeignet ist. Sie besitzt einen ca. 3,8 m² großen Parabolspiegel, der zweiachsig der Sonne nachgeführt wird. Die auf der Spiegelfläche einfallende solare Strahlungsenergie wird reflektiert und einem Absorber gebündelt zugeführt, dabei herrschen im Brennpunkt Temperaturen von bis zu 800°C. Das Besondere an dieser Technik ist, dass die zum Betrieb der Stirling-Anlage erforderliche Wärmeenergie in Form von solarer Einstrahlung dem System von außen zugeführt wird. Im Absorber wird der Verdrängerkolben, ein Teilstück des Gas-Kreislaufes, erhitzt, der in den Stirlingmotor eingebunden ist. Als Medium eignet sich neben Helium und Wasserstoff auch herkömmliche Luft, wobei man bei der Auswahl auch immer den besten Wirkungsgrad (H₂ aufgrund der wesentlich höheren Wärmeleitfähigkeit) mit berücksichtigen sollte.

Aufgrund der in Bild 7 dargestellten physikalischen Vorgänge im Gaskreislauf wird in einem in den Gaskreislauf eingebundenen Stirlingmotor Wärmeenergie in mechanische Energie umgewandelt. Mit dieser Energie wird ein nachgeschalteter Generator angetrieben. Es erfolgt hierbei eine Umwandlung von mechanischer in elektrische Energie. Aufgrund der geringen jährlichen Betriebszeiten der Demonstrationsanlage wird die erzeugte elektrische Energie nicht zwischengespeichert, sondern direkt einigen elektrischen Verbrauchern zugeführt. Die Zu- und Abschaltung der einzelnen Verbraucher (Bild 5) in Abhängigkeit der solaren Einstrahlung und Drehzahl der Maschine erfolgt dabei über eine individuell angepasste speicherprogrammierbare Steuerung.



Bild 3 Solar-Stirling-Anlage mit Parabolspiegel, Stirlingmotor und mechanischer Konstruktion



Bilder 4 und 5 Steuerungs- und Regelungstechnik der Solar-Stirling-Anlage
Anlagenregelung und Kühlkreislauf (Bild 4) sowie Verbrauchersteuerung (Bild 5)

Historischer Abriss zu dieser Technik

Der Stirling-Motor kann auf eine lange Geschichte zurückblicken. Bereits Anfang des 19. Jahrhunderts entwickelte der schottische Pastor Robert Stirling einen Heißluft-Motor, dessen Leistung die der damals üblichen Dampfmaschinen entsprach. Im Gegensatz zu den Dampfmaschinen arbeitete der Motor mit einem abgeschlossenen Arbeitskreislauf, in dem das sich darin befindende Gas auf verschiedene Art und Weise erhitzt werden kann; ein Hochdruckkessel wurde

nicht benötigt. Das Funktionsprinzip des Motors war denkbar einfach. Abwechselnd erhitzt man das Gas und kühlt es anschließend wieder ab; die sich daraus ergebenden Druckschwankungen treiben einen Kolben an.

Diese erste Stirlingmaschine lieferte 2 PS und wurde zur Entwässerung eines Bergwerkes eingesetzt. Aufgrund der Minderwertigkeit der damals verwendeten Materialien, welche den hohen Temperaturen und Drücken nicht standhielten, lief diese Maschine nur wenige Jahre und setzte sich nie richtig durch. Weiterhin war die Leistungsabgabe in Bezug auf die Anlagengröße relativ gering und eine nur mäßige Zuverlässigkeit im Gegensatz zur damals entwickelten Dampfmaschine.

Erst in den 30er Jahren des vergangenen Jahrhunderts wurde der Stirlingmotor durch die dänische Firma Philips weiterentwickelt. Obwohl dies zu einer Steigerung der Effizienz führte, gelang es nicht, die Marktreife zu erreichen.

In den 1970er Jahren wurden Bemühungen unternommen, einen Stirlingmotor zum Antrieb eines Autos einzusetzen. Das Problem der langen Startzeit und die schwierige Regelung ließen diese Bemühungen jedoch scheitern.

Aus heutiger Sicht ist der Stirlingmotor sehr interessant, da er auf keinen speziellen Kraftstoff angewiesen ist. Die Wärmeenergie muss von außen herbeigeführt werden, wofür die Wärme sowohl aus der Verbrennung verschiedener Gase und allen möglichen festen und flüssigen Brennstoffen als auch der auf der Erde einfallenden Sonnenenergie genutzt werden kann. Damit spielt die Stirlingmaschine eine wichtige Rolle bei der umweltfreundlichen und vor allem energiesparenden Bereitstellung von mechanischer und elektrischer Energie sowie von Kälte und Wärme.

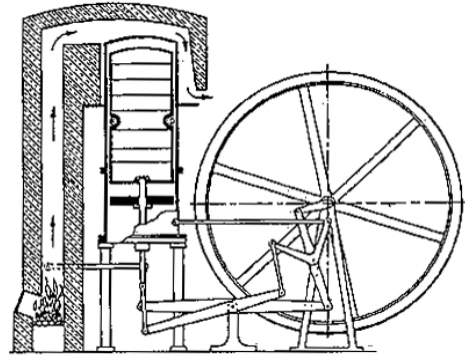


Bild 6 Patentzeichnung des ersten Stirlingmotors

Funktionsprinzip einer Stirling-Anlage

Die Arbeitsgrundlage eines Stirlingmotors ist der Temperaturunterschied zweier Wärmervorräte zur Erzeugung mechanischer Arbeit. Je größer der Temperaturunterschied der warmen zur kalten Seite ist, desto größer ist die gelieferte Arbeit. Das Arbeitsmedium im Motor befindet sich in einem geschlossenen Kreislauf und bewegt sich zwischen heißem und kaltem Wärmervorrat hin und her. Durch Kontakt des Arbeitsmediums mit der heißen Seite am Verdrängerkolben dehnt es sich aus an der kalten Seite des Motors zieht es sich wieder zusammen und treibt dadurch über einen Arbeitskolben ein Schwungrad an. Für den Betrieb eines Stirling-Motors eignen sich verschiedene Gase, beispielsweise kann man ihn mit Luft, Wasserstoff oder Helium betreiben.

Der Stirling-Prozess unterteilt sich entsprechend Bild 7 theoretisch in insgesamt vier nacheinander ablaufende Zustandsänderungen; zwei isochore und zwei isotherme Zustandsänderungen:

- Takt 1: Isotherme Expansion
- Takt 2: Isochore Abkühlung
- Takt 3: Isotherme Komprimierung
- Takt 4: Isochore Aufheizung

Nach Durchlauf aller Zustandsänderungen beginnt der Kreislauf wieder von vorn.

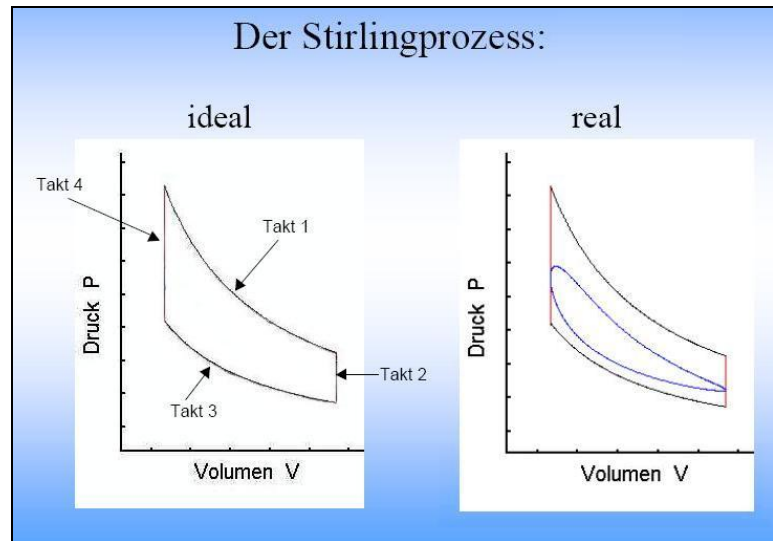


Bild 7 Idealer und realer Kreisprozess

Energiebilanz einer Solar-Stirling-Anlage

Im Bild 8 ist die Energiebilanz der Solar-Stirling-Anlage dargestellt, aus der hervorgeht, dass eine Vielzahl von Faktoren berücksichtigt werden müssen.

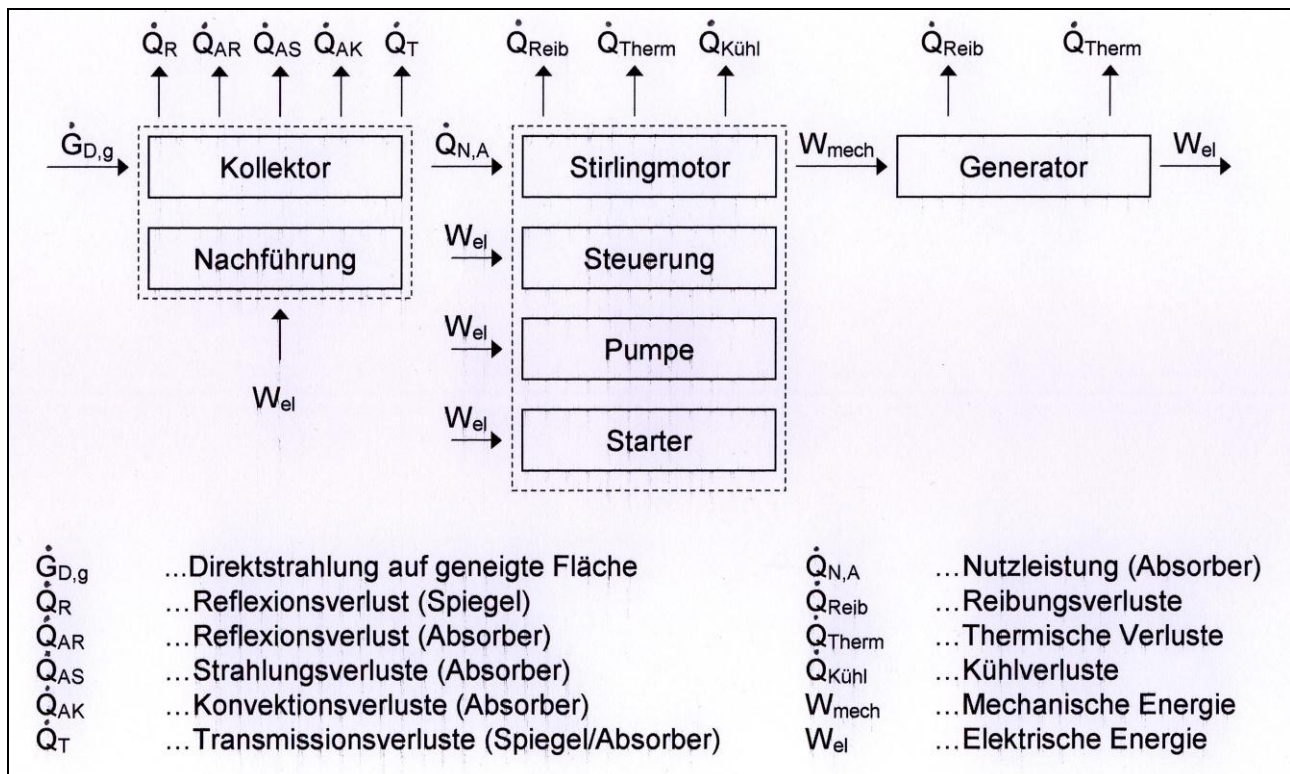


Bild 8: Energiebilanz einer Solar-Stirling-Anlage

Es ist ersichtlich, dass sich der Gesamtwirkungsgrad der Solar-Stirling-Anlage aus den Teilwirkungsgraden Kollektor, Stirlingmotor mit Absorber und Generator zusammensetzt:

$$\eta_{Ges} = \eta_{Spiegel} * \eta_{Stirling-Motor} * \eta_{Generator}$$

$$\eta_{Ges} = \frac{\dot{Q}_{N,A}}{\dot{G}_{D,g}} * \frac{W_{mech}}{\dot{Q}_{N,A}} * \frac{W_{el}}{W_{mech}}$$

$$\eta_{Ges} = \frac{W_{el}}{\dot{G}_{D,g}}$$

In der einschlägigen Literatur wird dieser Gesamtwirkungsgrad in Abhängigkeit des gewählten Wärmeträgermediums (Luft, Wasserstoff und Helium) im Bereich von 15 bis 35% angegeben. Entsprechend der dargestellten Energiebilanz ist erkennbar, dass für die Beurteilung und Auslegung einer Stirling-Anlage eine Vielzahl von Komponenten berücksichtigt werden müssen.

Bei der Umwandlung der einfallenden Strahlungsenergie der Sonne $G_{D,g}$ in Wärmeenergie muss man sowohl Verluste des Spiegels durch:

- Unvollständige Reflexion (zwischen 7 und 24 Prozent der einfallenden Strahlung)
- Oberflächenfehler des Parabolspiegels (zwischen 1 und 3 Prozent)
- Orientierungsfehler bei ungenauer Sonnenstandsnachführung
- Windbelastung (zwischen 5 und 7 Prozent)

als auch Verluste im Absorber, hervorgerufen durch:

- Reflexion am Absorber
- Abstrahlung des Absorbers im langwelligen Bereich
- Konvektion
- Transmission

berücksichtigen. Bei der Aufstellung der Energiebilanz gemäß Bild 8 müssen ebenfalls Faktoren in Betracht gezogen werden, die für den laufenden Betrieb erforderlich sind, beispielsweise die benötigten Hilfsenergien zum Betreiben der elektrischen Anlagensteuerung, der Nachführeinrichtung und des Kühlkreislaufes.

Betriebserfahrungen mit der Solar-Stirling-Anlage

Der Betrieb einer Solar-Stirling-Anlage erfordert eine sehr hohe direkte Sonneneinstrahlung. Der Anlagenhersteller gibt für den Betrieb eine minimale direkte Sonneneinstrahlung von 450 W/m² bis 500 W/m² vor. Die Auswertung der am Standort aufgezeichneten Wetterdaten hat ergeben, dass bei einer Direktstrahlung von mindestens 450 W/m² die Anlage bei einer theoretischen Verfügbarkeit von 100 Prozent an maximal 380 bis 460 Stunden im Jahr in Betrieb wäre. Im nachstehenden Bild 9 ist ein Überblick über die theoretisch möglichen Betriebsstunden seit dem Jahr 2000 sowie der Vergleich mit den bedeutend längeren Laufzeiten einer PV-Anlage am gleichen Standort dargestellt, die bereits ab einer PV-Generatorleistung von 4 Watt arbeitet. Aus technischen Gründen muss man bei der Stirling-Anlage gleichzeitig die möglichen Betriebsstunden der Monate Oktober bis Mitte März abziehen. In diesem Zeitraum ist zwar die geforderte Direktstrahlung vorhanden, die

Anlage lässt sich aber aufgrund des zu niedrigen Sonnenstandes nicht in den Brennpunkt fahren. Weiterhin ist zu beachten, dass die Stirling-Anlage bei dem angegebenen Mindestwert der Direktstrahlung von 450 W/m^2 im unteren Leistungsbereich arbeitet, erst bei einer Sonneneinstrahlung von 1000 W/m^2 wird die maximal mögliche elektrische Anlagenleistung von 300 W erreicht.

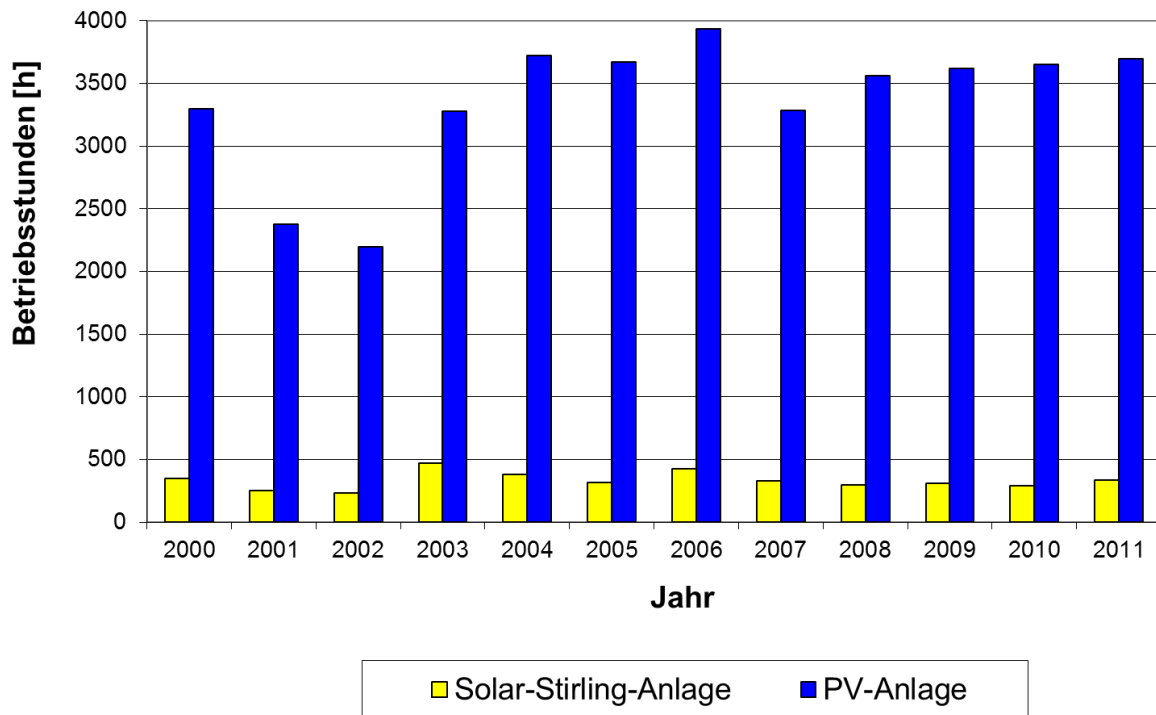


Bild 9 Vergleich der jährlichen Betriebsstunden einer Solar-Stirling-Anlage und einer PV-Anlage am Standort der HTWK Leipzig, Fakultät ME

Während der praktischen Tests wurde neben den mechanischen Eigenschaften des Systems hauptsächlich die Anlagenleistung in Abhängigkeit der auf den Parabolspiegel einfallenden Sonnenstrahlen untersucht, aber auch der Einfluss einer verschmutzten Spiegelfläche stand im Mittelpunkt der Versuche. Die im Bild 10 dargestellten Leerlauf-Kennlinien zeigen, dass sich der Stirlingmotor mit einer mit Fensterputzmittel gereinigten Spiegelfläche im Vergleich zu einer normalen Witterungsbedingungen ausgesetzten Spiegeloberfläche mit durchschnittlich 50 Umdrehungen/min schneller dreht. Bei einer Direktstrahlung zwischen 470 und 650 W/m^2 und einem Betriebsdruck von 4 bar bewirkte dies im Belastungsfall eine Leistungssteigerung um bis zu 30 Prozent.

Des Weiteren ist es bei den Versuchen aufgefallen, dass eine saubere Spiegelfläche die Aufheizzeit der Anlage erheblich verkürzt und diese somit schneller in Betrieb gehen kann.

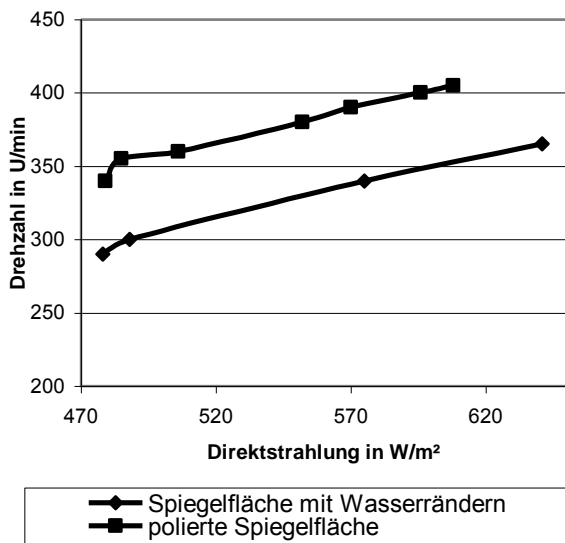


Bild 10 Leerlaufdrehzahl in Abhängigkeit der Spiegelbeschaffenheit

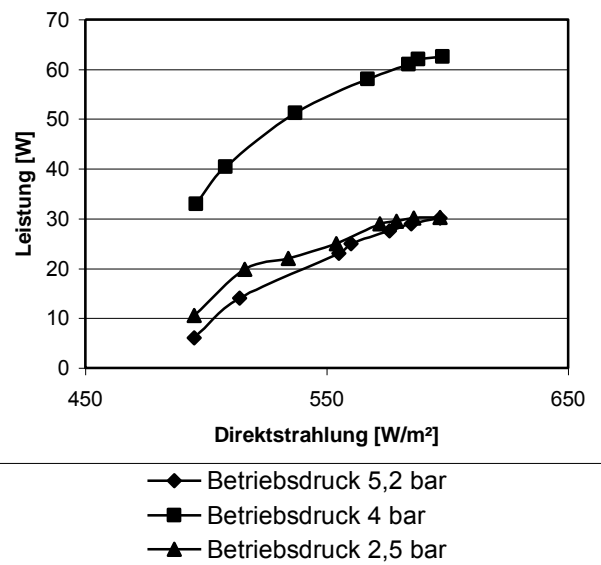


Bild 11 Anlagenleistung in Abhängigkeit des Betriebsdrucks

Ein weiterer Versuch beschäftigte sich mit dem Einfluss des eingestellten Betriebsdrucks. Dieser wurde auf die vom Hersteller vorgegebenen 4 bar sowie auf 2,5 und 5 bar eingestellt. Aus den im Bild 11 gezeigten Kennlinien ist ersichtlich, dass ein Absenken des Betriebsdrucks auf 2,5 bar eine Leistungssteigerung von bis zu 100 Prozent im Vergleich zum empfohlenen Betriebsdruck bewirkt.

Der Parabolspiegel wird der Sonne zweiachsig mit den in Bild 12 dargestellten Strahlungspyranometern nachgeführt. Im laufenden Betrieb hat es sich gezeigt, dass dieses System für eine Stirlinganlage nicht geeignet ist, da eine ständige hundertprozentige Orientierung des Brennpunktes zur Sonne nicht gewährleistet werden kann. Aus diesem Grund wird in Erwägung gezogen, die derzeitige Nachführung zeitnah durch eine astronomische Nachführung mit einem Planetengetriebe zu ersetzen.



Bild 12 Strahlungspyranometer der zweiachsigen Nachführeinrichtung



Bild 13 Verschleißerscheinungen im Absorber

Die bereits erwähnte hohe Betriebstemperatur in Absorbernähe von bis zu bis 800°C führte nach einer gewissen Laufzeit der Anlage zu Verschleißerscheinungen im Absorber. Im Bild 13 ist beispielsweise die Bildung von Rissen auf der Absorberoberfläche dargestellt. Bedingt durch diese Risse sank der Anlagendruck erheblich ab und die Funktionstüchtigkeit der Anlage war nicht mehr gewährleistet. Sie musste daher zeitweise außer Betrieb genommen werden. Aus diesem Grund werden deshalb schrittweise verschiedene hitzebeständige Materialien bezüglich eines dauerhaften Einsatzes untersucht.

Zusammenfassung

Die an der Fakultät Maschinen- und Energietechnik der HTWK Leipzig errichtete Solar-Stirling-Anlage zeigt auf interessante Art und Weise eine Möglichkeit der dezentralen Energieversorgung auf. Aufgrund der gemessenen geringen solaren Direkteinstrahlung und der damit verbundenen geringen Anlagenlaufzeiten (im Bild 9 dargestellt) ist sie für einen wirtschaftlichen Einsatz in unseren geographischen Breiten nicht geeignet. Für sonnenreiche Länder im europäischen Mittelmeerraum sowie hauptsächlich auf dem afrikanischen Kontinent sowie in Süd- und Lateinamerika stellt eine Solar-Stirling-Anlage aber eine echte technische Bereicherung dar, zumal der Anlagenwirkungsgrad bei sehr guten meteorologischen Bedingungen im Vergleich zu PV-Anlagen doppelt so hoch ist.

Weitere Einzelheiten zum Komplexversuchsstand und der Stirling-Anlage sind zu entnehmen:

- [1] R. Müller, A. Rackwitz
Der Komplexversuchsstand „Regenerative Energien“ der HTWK Leipzig
als Demonstrationsobjekt für die Nutzung erneuerbarer Energien
Tagungsband zum 18. Symposium „Nutzung regenerativer Energiequellen und Wasserstoff-
technik“ FH Stralsund, 2011
- [2] A. Rackwitz
Projektierung und Dokumentation eines Komplexversuchsstandes „Regenerative Energien“,
Diplomarbeit HTWK Leipzig, Fachbereich EIT, 2005

Lithiumionen Batterien als Speicheroption für elektrischen Strom

Philip Schmit, Bodo Groß

IZES gGmbH Altenkesseler Straße 17 A1, D-66115 Saarbrücken

Schlüsselwörter: Lithium, Ionen, Batterien, Stand der Technik, Alterung, Sicherheit, Kosten

Zusammenfassung:

Elektrochemische Energieträger, insbesondere die in dieser Arbeit diskutierten Lithium-Ionen-Batterien bieten bisher einen einzigartigen Kompromiss der wesentlichen Eigenschaften eines Speichers. So haben sie eine um ein vielfaches höhere Energiedichte als beispielsweise Druckluftspeicher, sind dabei aber nicht standortgebunden oder wie Pumpspeicher in ihrer geologischen Verfügbarkeit weitgehend erschöpft. Lithiumionen Batterien können in einem sehr großen Leistungsspektrum eingesetzt werden und besitzen sehr kurze Reaktionszeiten. Bisher verhindern lediglich hohe Kosten für das Gesamtsystem, sowie sicherheitstechnische Bedenken und ihre noch relativ begrenzte Lebensdauer ihren großtechnischen Einsatz außerhalb der Energieversorgung elektronischer Geräte. Das globale Interesse finanzkräftiger, innovativer Firmen wie Energieversorgern, der Automobilbranche und der Elektronikkonzerne an der Weiterentwicklung der Batterietechnologie lässt eine rasante Verbesserung der heute noch kritischen Eigenschaften erwarten.

Einleitung:

Zwar existieren bis heute schon eine ganze Reihe unterschiedlicher Speicherkonzepte, diese sind aber bisher noch in keiner Weise in der Lage Energie in ausreichender Menge und ökonomisch sinnvoll so zu verschieben, dass eine allein auf regenerativen Energieträgern beruhende Energieversorgung sichergestellt werden kann. So verfügen heute diskutierte Energiespeicher über fehlende Ausbaupotentiale (Pumpspeicher), hohe Verwirklichungskosten (Druckluftspeicher), oder geringe Wirkungsgrade (Wasserstoff, Methan). Ähnlich gestaltet sich das Bild im Mobilitätssektor, mit dem Unterschied, dass hier flüssige und bedingt gasförmige, chemische Energieträger aufgrund ihres günstigen Verhältnisses von speicherbarer Energie zu ihrer Masse oder ihrem Volumen (Energiedichte) bisher alternativlos sind. Auf absehbare Zeit werden jedoch Wasserstoff und die Batterietechnik um den Platz des Energieträgers der Zukunft konkurrieren, wobei Wasserstoffantriebe beispielsweise in Brennstoffzellenfahrzeugen systembedingt zusätzliche Batterien benötigen werden. In dieser Arbeit soll deshalb die derzeit vielversprechendste Batterietechnologie, die Lithiumionen Batterie, im Hinblick auf den derzeitigen Stand der Technik sowie der wichtigsten Eigenschaften zur Realisierung eines großtechnischen Einsatzes diskutiert werden.

1 Grundlagen und Aufbau

Sekundäre galvanische Zellen, die das Redoxpotential des Systems Li/Li^+ nutzen, sind aufgrund der Reaktionsfreudigkeit metallischen Lithiums sehr riskant in ihrer Anwendung. Um die Reduktion der Lithiumionen zu metallischem Lithium zu verhindern, bestehen die Elektroden in Li-Ionensystemen aus sogenannten Wirtsstrukturen, in welche die Li-Ionen reversibel eingelagert werden können. Die reversible Ein- bzw. Auslagerung während des Lade- oder Entladeprozesses wird als Interkalation bzw. Deinterkalation bezeichnet. Geeignete Wirtsstrukturen verfügen dazu über eine ausreichende Anzahl nicht besetzter Gitter- oder Zwischengitterplätzen. Während der Interkalation werden die Li-Ionen physikalisch an die Wirtsgitter gebunden, wobei dieses gleichzeitig Elektronen aufnimmt, also reduziert wird, um nach außen hin elektrisch neutral zu bleiben. Umgekehrt werden während der Deinterkalation Elektronen und Li-Ionen frei, das Wirtsgitter wird oxidiert. Freiwerdende Li-Ionen werden von der Elektrode an den Elektrolyten abgegeben, die Elektronen fließen in den externen Stromkreis mit einem elektrischen Verbraucher. Dieser transportiert die Li-Ionen durch den Separator hindurch zur gegenüberliegenden Elektrode, wo die Ionen in das Kristallgitter eingebaut werden. Abbildung 1 zeigt hierzu schematisch die ablaufenden Prozesse während der Be- und Entladung von Lithium-Ionen-Batterien. Die Definition von Anode und Kathode ist für wiederaufladbare Batteriezellen nie eindeutig, da sich die Elektrodenbezeichnungen für Ladung bzw. Entladung umkehren. Die Angabe von Anode und Kathode wie in Abbildung 1 bezieht sich deshalb konventionsgemäß auf den Entladezyklus, bei dem durch Oxidation der Anode Elektronen freigesetzt werden und damit das niedrigere Potential anliegt. Die Kathode nimmt die an der Anode freiwerdenden Elektronen auf und wird dabei reduziert – damit liegt an der Kathode folglich das höhere Potential an. Je niedriger das Potential der Anode und je höher das der Kathode ist, desto höhere Zellspannungen lassen sich generieren.

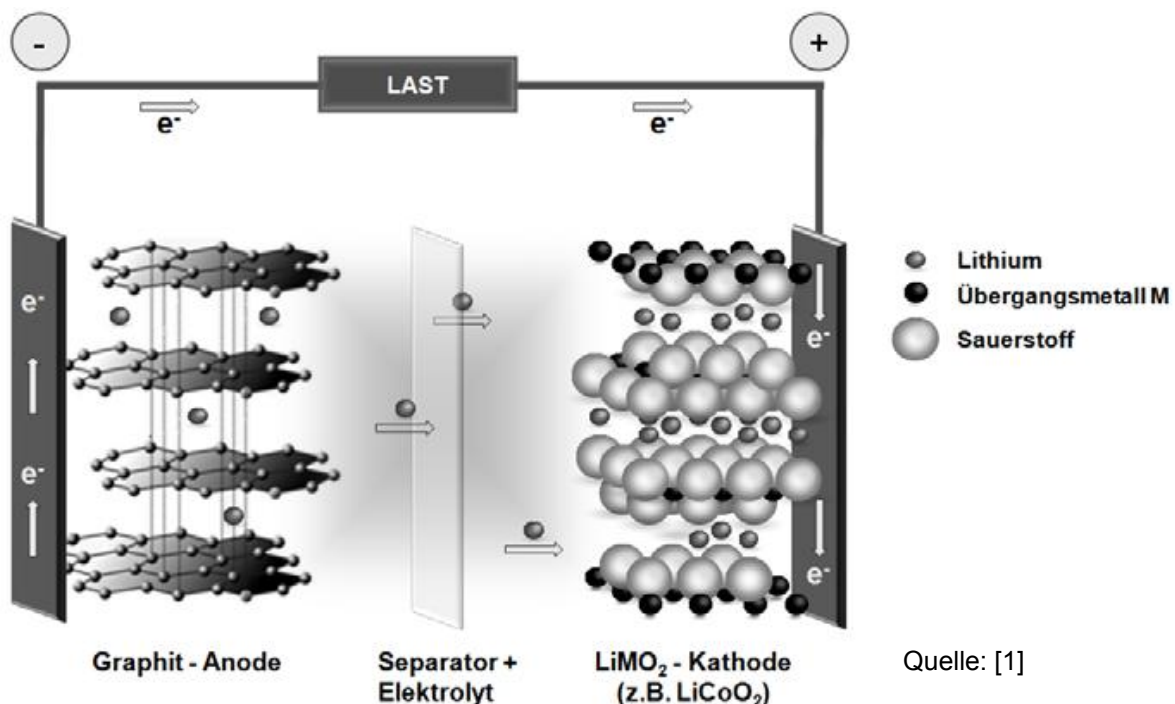


Abbildung 1 Schematische Darstellung des (De-)Interkalationsprozesses in Lithium-Ionen-Zellen anhand des Elektrodenpaares Graphit- LiCoO_2

2 Stand der Technik

Bei heute kommerziell verfügbaren Li-Ionenzellen wird als Anodenmaterial meist Graphit verwendet das einen guten Kompromiss aus Haltbarkeit, elektrochemischen Potential und Materialkosten darstellt. Vereinzelt kommt auch Lithium-Titanat zum Einsatz, vor allem in Anwendungen die ein hohes Maß an Sicherheit und Haltbarkeit der Elektrode erfordern und dafür eine geringere Energie- und Leistungsdichte in Kauf nehmen. Kathodenseitig wird heute noch meist LiCoO_2 als Aktivmaterial verwendet. Aufgrund seiner schlechten Umweltverträglichkeit und hohen Beschaffungskosten werden inzwischen auch Mischoxidelektroden unter Verwendung von Nickel, Mangan und Aluminium angeboten. Mittlerweile drängt mit LiFePO_4 eine neue Elektrodenkonfiguration auf den Markt, die vor allem sicherheitstechnisch, ökologisch und preislich deutlich günstigere Eigenschaften besitzt als die bisher verwendeten Übergangsmetalloxide. Dafür muss eine geringere elektrische Leitfähigkeit der Elektrode, eine niedrigere Zellspannung und damit eine niedrigere Energiedichte der Batterie in Kauf genommen werden.

Aktive Materialien	Speicher- kapazität	Nominal Spannung	Stabil gegen		Materialkosten	
			Chemische Formel (Entladezustand)	(mAh/g)	(Volt)	hohe Temp. und SoC
LiCoO_2	145	3,6	gut genug	sehr gut	30-40	57-75
$\text{Li}(\text{Ni}_{0,85}\text{Co}_{0,1}\text{Al}_{0,05})\text{O}_2$	160	3,6	gut genug	sehr gut	28-30	~50
$\text{Li}(\text{Ni}_{1/3}\text{Co}_{1/3}\text{Mn}_{1/3})\text{O}_2$	120 (200)	3,6 (3,9)	gut	gut	22-25	~55 (~30)
LiMnO_2	100	3,9	sehr gut	ausreichend	8-10	~25
LiFePO_4	150	3,3	sehr gut	sehr gut	16-20	~35

Quelle: [5]

Abbildung 2 Eigenschaften bekannter Kathodenmaterialien

Der Elektrolyt besteht derzeit meist aus einem flüssigen, organischen Lösungsmittel und einem Lithiumsalz welches die Ionenleitfähigkeit des Elektrolyten erhöht und damit höhere Stromstärken erlaubt. Wässrige Elektrolyte würden durch die hohe Zellspannung in Li-Ionen Batterien zersetzt und kommen deshalb nicht in Frage. Die bislang verwendeten flüssigen, organischen Lösungsmittel können bei einer Undichtigkeit der Zelle austreten oder sich unter Wärmeeinwirkung entzünden. Man forscht deshalb derzeit intensiv an festen Polymerelektrolyten, welche die Sicherheit der Gesamtzelle maßgeblich erhöhen sollen. Allerdings haben diese bisher, vor allem bei niedrigen Temperaturen, eine schlechte Ionenleitfähigkeit und führen damit zu höheren Innenwiderständen der Zelle. Als Leitsalz wird heute meist LiPF_6 verwendet, ist aber aufgrund seiner geringen Stabilität gegenüber Wärmeeinwirkung und Wasser (im ppm-Bereich) noch problematisch und erfordert noch Weiterentwicklungen. Beim Einsatz flüssiger Elektrolyte werden Separatoren benötigt, die heute meist in Form von Polyolefinmembranen eingesetzt werden. Diese sollen jedoch in Zukunft durch deutlich hitzeresistentere Materialien wie beispielsweise keramische Membranen ersetzt werden, die auch unter äußerer oder innerer Wärmeeinwirkung ihre Struktur erhalten und damit Kurzschlüsse, bzw. die explosionsartige Freisetzung der gespeicherten Energie verhindern.

3 Eigenschaften von Li-Ionenbatterien

3.1 Alterung

Die Alterung von Batteriezellen beschreibt die Verschlechterung wesentlicher Eigenschaften der Batterie wie der Kapazität oder der Energie- und Leistungsabgabe während ihrer Lebensdauer. Die Alterung des Systems unterscheidet die Batterie vor allem im elektromobilen Einsatz wesentlich von den bisher eingesetzten chemischen Energieträgern, deren Energiespeicherung in Tanks während der gesamten Lebensdauer keiner merklichen Degradation unterliegt. Die Ursachen der Degradation in Batteriezellen liegen einerseits in dynamischen Belastungen während der Lade- und Entladezyklen und andererseits in Wechselwirkungen zwischen Elektrolyt und Elektroden außerhalb des regulären Betriebs.

Beide Elektroden ändern ihr Volumen während des (De-)Interkalationsvorgangs der Li^+ -Ionen. Während die Volumenausdehnung an der Anode mit weniger als 10% relativ gering ist, kann die Volumenexpansion an der Kathode deutlich stärker ausfallen. Die strukturellen Veränderungen während der (De-)Interkalation führen zu einer schwingenden, mechanischen Beanspruchung der spröden Materialien. Diese kann zu Kontaktverlusten, Rissen im Kristall und einer Verminderung der Porosität der Elektrodenstruktur führen. Alterungserscheinungen können auch durch chemische Materialveränderungen im Elektrolyten oder den Elektroden auftreten. LiMO_2 -Kathoden (M= Co, Ni, Mn) können oxidierend gegenüber den Elektrolyten wirken und darüberhinaus selbst als Sauerstoffquelle für die Oxidation dienen. In diesem Fall entstehen an der Kathodenoberfläche sauerstoffarme Bereiche, deren Permeabilität für Li-Ionen sinkt. An der gegenüberliegenden Anode wirkt Graphit mit seinem geringen elektrochemischen Potential stark reduzierend auf den Elektrolyten. Die heute verwendeten Elektrolyten sind gegenüber dieser starken reduzierenden Wirkung nicht stabil, ungeeignete Elektrolyten würden fortwährend zersetzt. Gängige Elektrolyten sind jedoch in der Lage eine sehr feine Deckschicht aus Zersetzungsprodukten des Elektrolyten zwischen Elektrode und Elektrolyt, die SEI (Solid Elektrolyt Interface) zu bilden. Diese verhindert vergleichbar mit einer Aluminiumoxidschicht die kontinuierliche Korrosion des Elektrolyten.

3.2 Sicherheit

Die neuen Anwendungsfelder in denen die Li-Ionentechnologie zukünftig eingesetzt werden soll, bringen deutlich schlechtere Umgebungsbedingungen mit sich unter denen die Batterien funktionieren müssen. Zudem müssen sehr viel größere Energiemengen gespeichert werden als bis heute üblich. Damit erhöhen sich im Fehlerfall auch die Gefahren für den Anwender. Es existieren vielfältige Fehlerquellen, die in der Zelle zu spontanen, explosionsartigen Reaktionen führen können, wie hohe Temperaturen, Über- oder Tiefenentladung, externe oder interne Kurzschlüsse oder mechanische Deformationen. Die größte Gefahr geht bei Li-Ionenzellen vom direkten Kontakt der beiden Elektroden aus, wodurch die gespeicherte Energie schlagartig nach außen freigesetzt wird. Erwärmt sich die Zelle über eine kritische Temperatur können zudem selbstunterhaltende Nebenreaktionen ablaufen, die zusätzliche Wärme erzeugen und damit zur Zersetzung oder Entflammung der brennbaren organischen Elektrolyten, dem sog. „thermal runaway“ führen. Deshalb werden dem Elektrolyten entzündungshemmende Additive zugegeben, die den Flammpunkt des Elektrolyten erhöhen.

3.3 Systemkosten

Die größte Relevanz werden Li-Ionen-Batterien in Zukunft wohl im Elektromobilitätssektor verzeichnen, wo sie in Verbindung mit Elektromotoren die bislang mit fossilen Energieträgern befeuerten Otto- bzw. Dieselmotoren ersetzen sollen. Um elektrochemische Energiespeicher auf der Grundlage von Lithium-Ionen dauerhaft am Markt zu etablieren, müssen die Li-Ionen Batterien in Zukunft nicht nur technologisch mit Konkurrenzsystemen wie Brennstoffzellen oder alternativen Batteriekonzepten mithalten können, sondern auch wirtschaftlich konkurrenzfähig sein. Wann immer heute über die Markteinführung von Li-Ionen-Batterien diskutiert wird, treten die hohen Investitionskosten der Batteriestacks in den Vordergrund. Zur Ermittlung der Kostenstruktur von Lithium-Ionen-Batteriestacks, ging man in einer Studie der Boston Consulting Group (BCG) im Jahr 2009 von Gesamtkosten zwischen ca. \$990 und \$1.220 pro kWh aus. Für ein 15 kWh-Batteriesystem ergäbe das Gesamtkosten in Höhe im Bereich von \$15.000- \$18.000. BCG rechnet damit, dass bis 2020 eine Reduktion der Kosten für einen 15 kWh- Batteriesystem von ca. 65% realisiert werden könne. Dies würde einen Rückgang der Kosten pro kWh von \$990- \$1.220 auf \$360- \$440, oder für den gesamten System von ca. \$16.000 auf ca. \$6.000 bedeuten. Damit liegt das Preisniveau über dem, dass die Automobilindustrie als Ziel ausgibt. Diese sieht Preise zwischen \$250 und \$400 in Anlehnung an die Preise heute angebotener Standard-Lithiumionen-Batterien für Kleinanwendungen als realistisch an. BCG begründet die unterschiedlichen Preiserwartungen damit, dass in der elektromobilen Anwendung höhere Anforderungen in Bezug auf Sicherheit, Belastung usw. an die Batterie gestellt werden. Begrenzt wird das Kostenreduktionspotential in erster Linie durch den Anteil an Kosten, die nicht den oben genannten Skaleneffekten unterliegen, wie Rohstoffe und heute schon standardisierte Zukaufteile. So erwartet die Roland Berger Unternehmensberatung einen mittelfristigen Rückgang der Rohstoffkosten auf Zellebene im Bereich von lediglich 10% - 15%. Der Preisrückgang auf Systemebene wird jedoch teilweise von steigenden Margen der Automobilbranche kompensiert werden, da diese die Batterien in der aktuellen Einführungsphase durch den Verzicht auf hohe Margen noch „subventionieren“.

4 Einordnung der Lithiumionentechnologie

Wie lassen sich diese gewonnenen Erkenntnisse nutzen, um die Position der Lithiumionentechnologie in der Energieversorgung einzuordnen? Dank ihrer extrem geringen Reaktionszeit und ihrer hohen elektrischen Wirkungsgrade ($> 95\%$) eignen sich Lithiumionen Batterien für Anwendungen in denen Energie oft und schnell verschoben werden muss, wie der hochvolatilen Energiebereitstellung in elektromobilen Fahrzeugen. Ein Vergleich der Lithiumionentechnologie mit den Energieträgern Wasserstoff und Benzin in Abbildung zeigt sehr deutlich wo die Stärken und Schwächen jeder einzelnen Technologie für einen Einsatz in Fahrzeugen liegen. So zeigt sich, dass der durchschnittliche Energieverbrauch von wasserstoff- bzw. benzinbetriebenen Fahrzeugen um den Faktor zwei bzw. drei höher liegt, als der mit Lithiumionen Batterien gespeister Fahrzeuge. Dies schlägt sich unter anderem auch in den Energiekosten pro 100 km nieder. Vernachlässigt man die Kosten für die Tanks bzw. die in Kapitel 3.3 besprochenen Kosten für das Batteriesystem, liegen die reinen Energiekosten pro km gefahrener Wegstrecke der Lithiumionenspeicher heute schon erheblich unter denen der Konkurrenzsysteme. Abbildung zeigt jedoch auch, welches enorme Gewicht batteriebetriebene Elektrofahrzeuge ständig mitführen müssen, um eine angesichts

der langen Ladezeiten vertretbare Reichweite zu erreichen. Dieses liegt um mehr als den Faktor acht höher als das wasserstoff- und mehr als 23-mal höher als das benzinbetriebener Fahrzeuge.

	Wasserstoff	Benzin	Li-Ionen
Energieverbrauch [kWh/100km]	40 ¹⁾	60 ²⁾	22 ²⁾
Energiedichte [kWh/kg]	33,30	11,50	0,13 ³⁾
Energiedichte [kWh/m ³]	1400	8900	150
Gewicht Energieträger [kg/500km]	6,01	26,09	---
Systemgewicht Energiespeicher [kg/500km]	125 ¹⁾	36 ¹⁾	833,33
Kosten (20ct/kWh _{el} , 1,65 €/l) [€/100km]	16,20 ⁴⁾	11,12	4,40

¹⁾ Opel Hydrogen 4 ²⁾ [7] ³⁾ Tesla Motors ⁴⁾ mit: 6 kWh/m³(H₂-700 bar)

Abbildung 3 Typische Eigenschaften wichtiger Energieträger im Mobilitätssektor

Der Erfolg von Lithiumionen Batterien, vor allem in der Elektromobilität, hängt noch von einer Vielzahl von technischen Weiterentwicklungen dieser noch jungen Technologie vor allem im Hinblick auf Energiedichte, Sicherheit und Haltbarkeit, aber auch vom Erreichen der Kostenreduktionsziele ab. Die teilweise gegenläufigen Anforderungen an die Materialauswahl und –beschaffenheit erschwert dabei die rasante Weiterentwicklung der kritischen Charakteristika. Erhöht man beispielsweise die Sicherheit der Batterie durch Einsatz polymerer Elektrolyte, sinken Energie- und Leistungsdichte ähnlich wie durch den Einsatz haltbarer Elektrodenmaterialien wie LiPO₄ oder Li₄Ti₅O₁₂. Erst wenn in allen angesprochenen Bereichen wesentliche Fortschritte erzielt werden, kann die Lithiumionentechnologie dauerhaft konkurrenzfähig zu anderen Energieträgern werden.

5 Quellen

- [1] B. Ketterer et al., Lithium-Ionen Batterien: Stand der Technik und Anwendungspotential in Hybrid-, Plug-In Hybrid und Elektrofahrzeugen, Forschungszentrum Karlsruhe, 2009
- [2] K. Möller, M. Winter, Primäre und wiederaufladbare Lithium-Batterien, TU Graz, 2005
- [3] A. Vezzini, Lithiumionen-Batterien als Speicher für Elektrofahrzeuge, FH Bern, 2009
- [4] H. Körner, Lithiumionen-Akkumulatoren- neue Entwicklungen und Verbesserungen, Universität Konstanz, 2010
- [5] F. Herb, Alterungsmechanismen in Lithiumionen-Batterien und Brennstoffzellen und deren Einfluss auf daraus bestehende Hybrid-Systeme, Universität Ulm, 2010
- [6] D. Moosbauer, Elektrochemische Charakterisierung von Elektrolyten und Elektroden für Lithiumionen-Batterien, Universität Regensburg, 2010
- [7] M. Beermann et al., Quo vadis Elektroauto?, TU Graz, 2010

VERBINDUNG VON HOCHSCHUL-AUSBILDUNG UND SPITZEN-FORSCHUNG AM BEISPIEL DER HTW BERLIN UND DES PVCOMB

Bert Stegemann^{1*}, Oliver Suchaneck¹, Klaus-Dieter Wustig¹, Christof Schultz¹,
Frank Fink¹, Rutger Schlatmann^{1,2}, Volker Quaschnig¹

¹Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW) Berlin, Wilhelminenhofstr. 75 A, D-12459 Berlin

²PVcomB, Helmholtz-Zentrum Berlin für Materialien und Energie GmbH, Schwarzschildstr. 3, D-12489 Berlin
eMail: bert.stegemann@htw-berlin.de

Schlüsselwörter: Photovoltaik, Dünnschichtsolarzellen, Laser

Zusammenfassung: Ein wichtiger Beitrag für die Ausbildung von Fachkräften für die Solarbranche wird seit 1993 an der Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW) Berlin mit dem Studiengang „Umwelttechnik/Regenerative Energien“ geleistet. Eine weitere Intensivierung der Anstrengungen in Ausbildung und Forschung erfolgt nun durch die Kooperation der HTW mit dem Kompetenzzentrum Dünnschicht- und Nanotechnologie für Photovoltaik Berlin (PVcomB). In diesem Beitrag werden die Einrichtungen des PVcomB-Forschungszentrums näher vorgestellt, und es wird das Konzept zur Integration der Forschungslabore in die Hochschulausbildung erläutert.

1. Die Photovoltaik-Ausbildung an der HTW Berlin

Die Solarbranche am Standort Deutschland steht derzeit vor großen technologischen Herausforderungen, um konkurrenzfähige Produkte entwickeln zu können. Um diese Herausforderungen bewältigen zu können, ist ein hohes Maß an technologieorientierter Forschung und Entwicklung notwendig. Dafür werden hochqualifizierte Fachkräfte dringend benötigt. Ein wichtiger Beitrag für die Ausbildung dieser Fachkräfte wird seit 1993 an der Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW) Berlin mit dem speziellen Studiengang „Umwelttechnik/Regenerative Energien“ geleistet. Durchgängig hohe Bewerberzahlen sprechen für den Bedarf und die Attraktivität dieser Ausbildung. Die Absolventen haben mit dem vermittelten Fachwissen deutliche Vorteile in der Branche gegenüber Seiteneinsteigern.

Die Photovoltaik ist ein wichtiger Bestandteil dieser Ausbildung und wurde in den letzten Jahren in Lehre und Forschung kontinuierlich verstärkt. Besonderer Wert in der Lehre wird dabei auf Praxisnähe gelegt. Dazu verfügt die HTW über umfangreiche und gut ausgestattete Labore. Jedoch können die hochschuleigenen Labore alleine aus Kostengründen nur noch einen Teil der technischen Vielfalt abbilden, während in der Photovoltaikindustrie in den vergangenen Jahrzehnten die Komplexität und der Wert der technologischen und messtechnischen Ausrüstung stark zugenommen haben. Neben der Lehre zählt die Forschung zu den zentralen Aufgaben einer Hochschule. Durch die Verknüpfung von Forschung und Lehre können aktuelle Forschungsergebnisse direkt in die Lehre einfließen und die Studierenden lernen somit hochaktuelle Themenstellungen kennen. Die Studierenden haben während ihres Master- und Bachelor-Studiums auch die Möglichkeit, aktiv an Forschungsprojekten des Studiengangs mitzuwirken, die auch auf hochwertige Einrichtungen außerhalb der Hochschule zurückgreifen.

Eine weitere Intensivierung der Anstrengungen in Forschung und Ausbildung ist nun durch die Kooperation der HTW mit dem Kompetenzzentrum Dünnschicht- und Nanotechnologie für Photovoltaik Berlin (PVcomB) möglich. Hierdurch ergibt sich auch die einzigartige Chance, Studierende schon während ihres Studiums mit hochwertigen und kostenintensiven Versuchseinrichtungen vertraut zu machen und damit die Ausbildung weiter zu verbessern.

2. Das Kompetenzzentrum Dünnschicht- und Nanotechnologie für Photovoltaik Berlin (PVcomB)

PVcomB ist ein Verbundprojekt von Forschungsinstituten und Hochschulen aus Berlin und Brandenburg, an dem neben der HTW Berlin das Helmholtz-Zentrum Berlin für Materialien und Energie Berlin (HZB), die Technische Universität Berlin, das DFG-Forschungszentrum Matheon, das IHP Frankfurt, die Universität Potsdam sowie das Forschungszentrums Jülich beteiligt sind. PVcomB wird im Rahmen des Programms „Spitzenforschung und Innovationen in den neuen Ländern“ vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) und vom Senat Berlin gefördert und durch alle führenden deutschen Technologieunternehmen der Dünnschicht-Photovoltaik unterstützt. Die Partner im Verbundprojekt bauen mit den Fördermitteln dieses Kompetenzzentrum am High-Tech-Forschungsstandort Berlin-Adlershof nahe des HTW-Campus auf, wobei die Schwerpunkte auf der industrienahen Forschung und Entwicklung zur Optimierung der Dünnschicht-Photovoltaik liegen.

Im PVcomB ist eine technologische Plattform entstanden, mit der eine produktionsnahe Forschung an bestehenden als auch an innovativen Dünnschichtkonzepten und nanotechnologischen Ansätzen unter Einbeziehung von Kompetenzträgern aus den Bereichen Analytik, Modellierung und Neue Materialsysteme möglich ist. An industrienahen Referenzlinien mit Modulgrößen von $30 \times 30 \text{ cm}^2$ werden zwei Technologien untersucht, Dünnschicht-Silizium und CIGS (Abbildung 1). Das Kernstück der Dünnschicht-Silizium-Referenzlinie bildet eine automatisierte PECVD-Industrieanlage (Cluster Tool AKT1600A) mit drei Prozesskammern zur Abscheidung der Siliziumbasierten Schichten. In der CIGS-Referenzlinie kommen mehrere Sputteranlagen, RTP-Öfen als auch alternative Depositionstechnologien zum Einsatz. Zudem verfügt das PVcomB über eine umfangreiche und hochmoderne Analytik-Ausstattung für die Analyse von photovoltaischen Materialien, Solarzellen und Modulen.

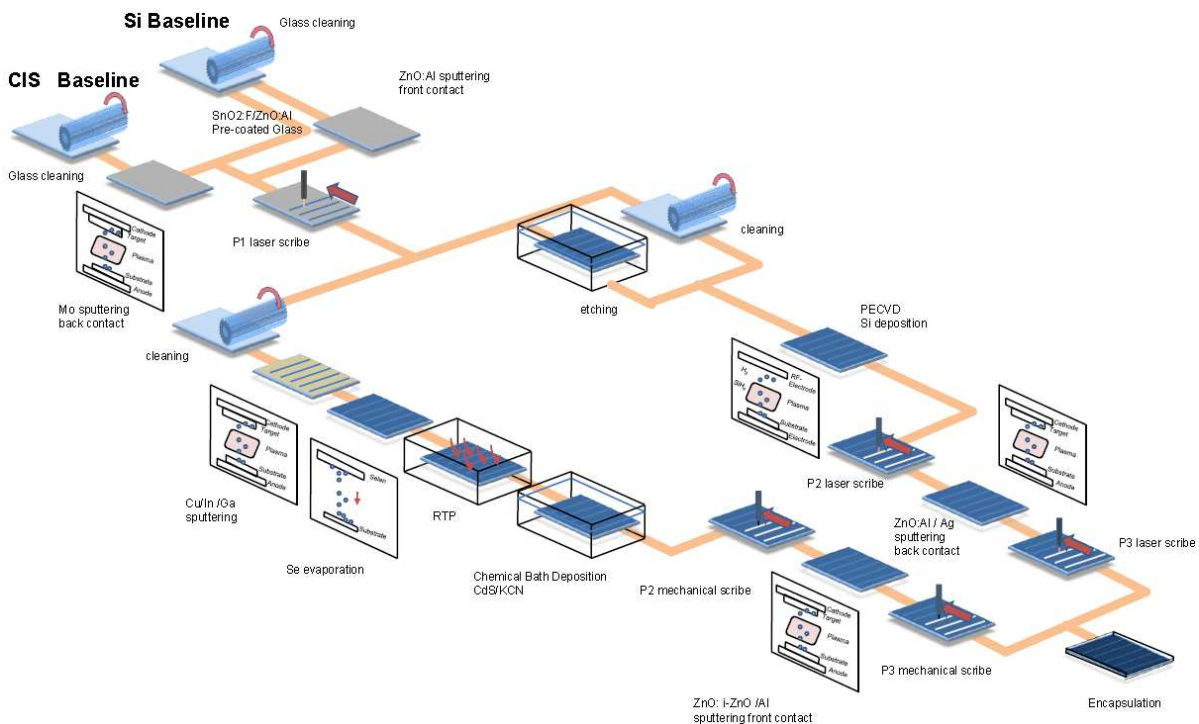


Abbildung 1: Schematische Übersicht über die Forschungslinien für die Fertigung von Dünnschicht-Silizium- und CIGS-Solarmodulen.

3. Aufgaben der HTW im PVcomB

Die Aufgaben des unter Verantwortung der HTW durchgeführten Teilvorhaben des Verbundprojekts PVcomB liegen - neben der praxisnahen Qualifizierung und Ausbildung von Fachkräften - in der Entwicklung eines zukunftstauglichen Gesamtkonzepts zum Einsatz von Laserpuls für die Strukturierung und Randschichtentfernung von Dünnschichtsolarzellen. Dazu wurde eine flexible Laser-Strukturierungsanlage (Fa. Rofin Baasel Lasertech) für die Verschaltung von a-Si:H/ μ c-Si:H- und Chalkopyrit-Solarzellen in den Prozessschritten P1, P2 und P3 in Betrieb genommen, die Bestandteil der am PVcomB aufgebauten Entwicklungsstrecke ist (vgl. Abbildung 1). Neben der erprobten Strukturierung mit Laserimpulsen im Nanosekundenbereich sowie mittels Nadelritzern wird die präzise und effiziente Strukturierung mit ultrakurzen Laserimpulsen im Pikosekundenbereich untersucht. Das integrierte ps-Lasersystem emittiert Laserstrahlung mit 1064 nm / 532 nm / 355 nm mit einer mittleren Leistung von 15 W (IR) und Pulsdauern < 12 ps. Zusätzlich ist ein Nanosekunden-Laser integriert mit der Wellenlänge 532 nm und einer Laserleistung von bis zu 2 W. Die Anlage zeichnet sich durch ein hochpräzises x/y-Bewegungssystem mit einer Wiederholgenauigkeit von $\pm 1 \mu\text{m}$ und Achsengeschwindigkeiten von bis 1 m/s aus. Die motorische z-Positionierung erfolgt mit einer Auflösung von $0,5 \mu\text{m}$ und einer Positioniergenauigkeit von $\pm 10 \mu\text{m}$.

4. Integration der PVcomB-Labore in die Hochschulausbildung an der HTW

Gegenwärtig werden von der HTW Konzepte entwickelt, um die hochmoderne Infrastruktur am PVcomB in den eigenen Ausbildungsbetrieb einzubinden sowie im Rahmen des ‚Berlin Solar Network‘ übergreifend einzubringen. Dazu gehört die Durchführung von Lehrveranstaltungen zur begleitenden Theorievermittlung insbesondere im Wahlpflichtbereich, in denen unter anderem die Grundlagen der Dünnschicht-Photovoltaik und der Lasertechnologien vermittelt werden und gezielt auf aktuelle Entwicklungen im Bereich der Charakterisierung und der Neuen Materialien eingegangen wird. Dabei wird auf eine enge Wechselwirkung mit den Kooperationspartnern Wert gelegt, um nicht nur praxisnah sondern auch bedarfsgerecht auszubilden. Die Durchführung von einzelnen Laborversuchen erlaubt es den Studierenden, unter kompetenter Betreuung prozessnahe und industrierelevante Herstellungs-, Charakterisierungs- und Analytikmethoden kennenzulernen, eigenständig zu erproben und diese im Rahmen des Praxissemesters weiter zu vertiefen.

Die Durchführung von Bachelor- und Master-Abschlussarbeiten kann gezielt an die industrieorientierten Forschungsprojekte gekoppelt werden, so dass die Studierenden zusätzlich die Tätigkeit in einem interdisziplinären Verbundprojekt kennenlernen und damit auch vom Know-how der außeruniversitären Forschungseinrichtungen und anderen Projektpartner profitieren können. Die Studierenden erlernen so unmittelbar die Entwicklung neuer Konzepte und Technologien, was eine wichtige Voraussetzung für eine spätere Tätigkeit am Produktionsstandort Deutschland sowie die Sicherung des technischen Vorsprungs bildet. Die Kooperationen und engen Kontakte mit den einschlägigen Industriepartnern erleichtern den Absolventen den Übergang in das Berufsleben (Abbildung 2).

Aber auch die HTW mit dem Studiengang „Umwelttechnik/Regenerative Energien“ sowie das PVcomB gewinnen damit an Attraktivität und profitieren auf diese Weise von der Einbindung des wissenschaftlichen Nachwuchses. Ein weiterer wichtiger Baustein ist die Einbeziehung von Wissenschaftlern vom PVcomB und dem HZB über Lehraufträge in die Hochschulausbildung. Diese Aktivitäten konnten durch die gemeinsame, dauerhafte Einrichtung einer S-Professur weiter vertieft und über Forschungsprojekt hinaus verstetigt werden.

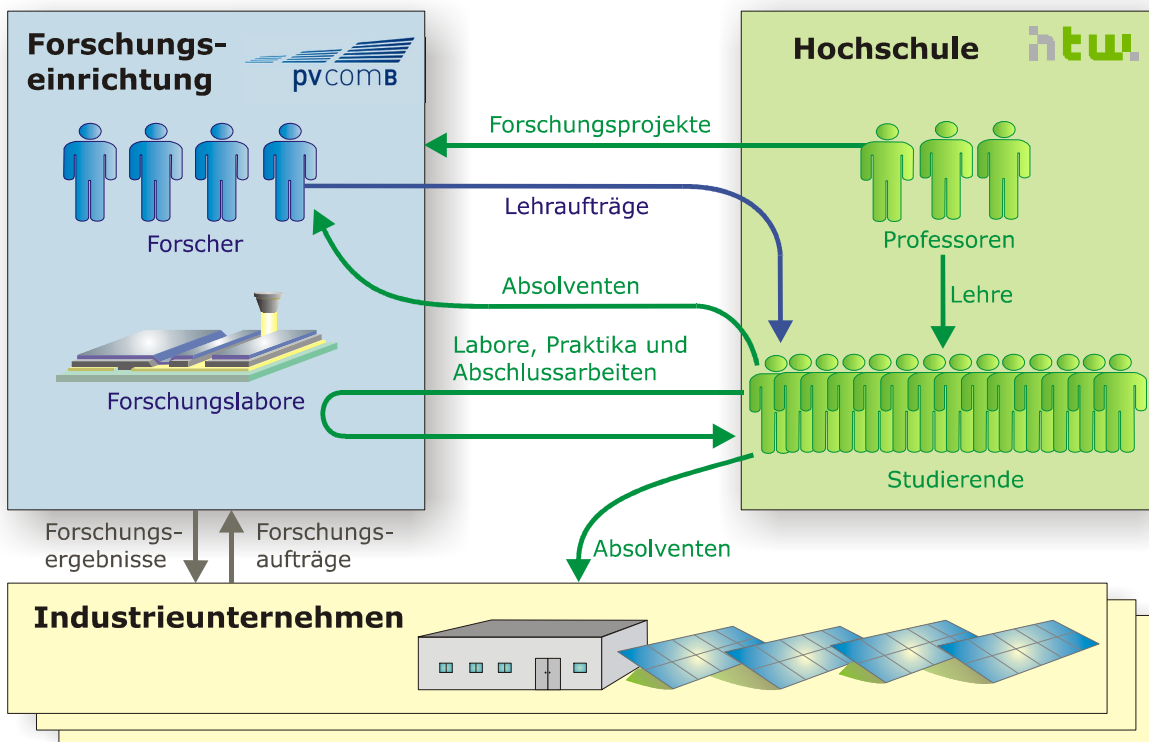


Abbildung 2: Verzahnung von Forschungseinrichtung, Hochschule und Industrie im Rahmen der Photovoltaikausbildung

5. Fazit

Durch die enge Verzahnung von Forschungseinrichtungen mit der Hochschul-ausbildung profitieren beide Seiten. Die Hochschule kann die Qualität der Ausbildung durch die Nutzung hochwertiger Einrichtungen für die Lehre und die Einbeziehung von Forschern über Lehraufträge steigern. Die Forschungseinrichtung profitiert über den direkten Zugriff auf junge Fachkräfte, die bereits im Rahmen von Laboren, Projekten und Abschlussarbeiten zielgerichtet ausgebildet werden können und später direkt bei der Forschungseinrichtung oder Industriepartnern eingesetzt werden können. Um den langfristigen Erfolg einer solchen Kooperation zu garantieren, sollte die Hochschule unbedingt unmittelbar in die Forschungsaktivitäten eingebunden werden. Das Beispiel der HTW Berlin und des PVcomB zeigt, dass eine erfolgreiche Verzahnung einen hohen Nutzen für beide Seiten darstellt und auch die Photovoltaikbranche von dieser Entwicklung profitiert.

Danksagung

Die Arbeiten werden vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) und der Landesregierung von Berlin (SENBWF) im Rahmen des Programms "Spitzenforschung und Innovation in Den Neuen Ländern" (Projekt 03IS2151C) unterstützt.

Einrichtung und Erfahrungen aus der Inbetriebnahme einer fortschrittlichen alkalischen Druckelektrolyseanlage

D. Tannert, C. Ziems, C. Tillmann, H. J. Krautz
BTU Cottbus, Lehrstuhl Kraftwerkstechnik
Universitätsstraße 22, D-03046 Cottbus
E-Mail: daniel.tannert@tu-cottbus.de

Zusammenfassung:

Die Entwicklung und Optimierung von Langzeitspeichertechnologien ist das primäre Ziel zahlreicher Forschungsprojekte mit dem Hintergrund der Wasserstofferzeugung und -speicherung. Eben diese Zielrichtung streben auch die Kooperationspartner BTU Cottbus und die ENERTRAG AG mit dem Forschungs- und Entwicklungsvorhaben „Erzeugung von Wasserstoff mittels Erneuerbarer Energien“ an.

Das Teilprojekt der ENERTRAG AG umfasst FuE-Arbeiten zum Aufbau und Betrieb eines Hybridkraftwerks, einer Anlage zur Erzeugung von Wasserstoff aus ausschließlich regenerativen Quellen am Standort Dauerthal mit anschließender Rekonversion der gespeicherten Energie.

Die BTU Cottbus baut parallel dazu im Rahmen ihres Teilprojekts die notwendigen infrastrukturellen und technischen Ressourcen für die Forschung und Entwicklung der nächsten Generation von Elektrolyseuren auf, welche als Kernkomponente ihren Einsatz in künftigen, wasserstoffgestützten Hybridkraftwerken finden werden.

Die Anlage wird mit einem Druck von bis zu 60 bar betrieben und in einem sehr weiten Lastbereich flexibel einsetzbar sein. Dies erhöht die Jahresvolllaststundenzahl des Gesamtsystems, da insbesondere kurzzeitige und geringe Lastschwankungen der Windkraftanlagen genutzt werden können.

Die Elektrolysetechnologie selbst ist seit langer Zeit bekannt und erprobt, jedoch stellt der angestrebte Einsatzzweck veränderte Anforderungen an die Parameter der Elektrolyseeinheit, sowohl aus verfahrenstechnischer als auch aus konstruktiver Sicht.

Nach Abschluss der Installation der Anlage erfolgte die sukzessive Inbetriebnahme und Abstimmung der einzelnen Komponenten nach vorgegebenen Prozeduren.

An die derzeit stattfindende Inbetriebnahmephase und Sachverständigenabnahme schließt sich ein ausführlicher Versuchsbetrieb an. Bei diesem wird im weiteren Verlauf, insbesondere das Dynamikverhalten im Hinblick auf den Einsatz des Prototypen als Netzregelkomponente untersucht.



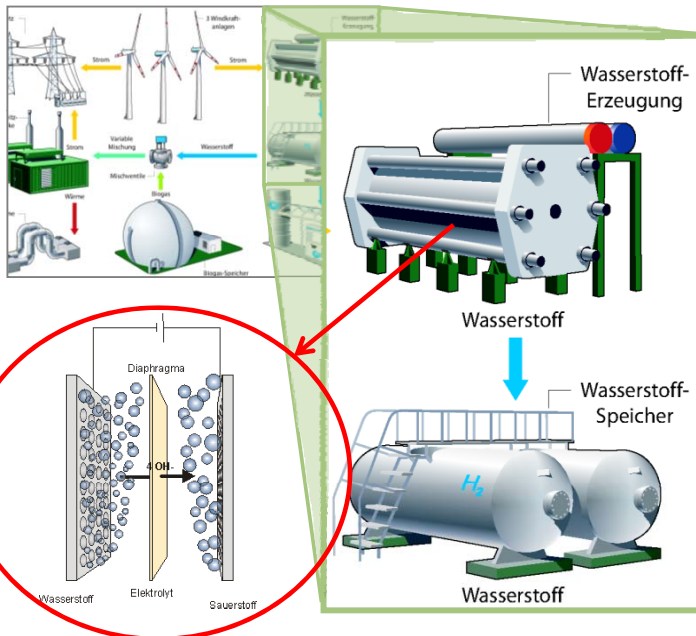
08-11-2012
**Einrichtung und Erfahrungen aus der
Inbetriebnahme einer fortschrittlichen
alkalischen Druckelektrolyseanlage**

Brandenburgische Technische Universität
Lehrstuhl Kraftwerkstechnik

Dipl.-Ing. Daniel Tannert,
Dipl.-Ing.(FH) Christian Ziems
Dipl. Wi.-Ing. (FH) Christine Tillmann
Prof. Dr.-Ing. Hans Joachim Krautz

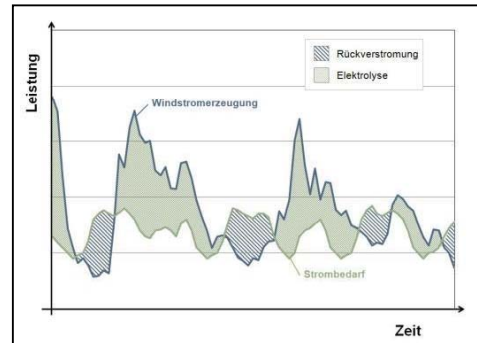
Gliederung

- 01 Einleitung und Projektvorstellung**
- 02 Anpassung der Infrastruktur und Einrichtung der Versuchsanlage**
- 03 Inbetriebnahme der Versuchsanlage**
- 04 Weitere Schritte – Versuchsplanung**



Erzeugung von Wasserstoff aus regenerativen Energien

- Partner: BTU Cottbus & ENERTRAG AG
- Laufzeit: 2010 – 2013 (kostenneutrale Verlängerung)
- Integration regenerativer Energien in das Stromnetz



Wasserstoff
ForschungsZentrum

b-tu
Brandenburgische
Technische Universität
Cottbus



Auszug der Forschungsthemen:

- Technologiekette der Wasserstofferzeugung mittels Elektrolyse, anschließender Speicherung sowie der Umwandlung des Wasserstoffs
- Entwicklung von Energiespeicherkonzepten im Kontext mit konventionellen, flexiblen Kraftwerken und der Nutzung von Überschussenergien aus PV und Windenergieanlagen
- Entwicklung von Speicherkomponenten unter Einbeziehung von Elektrolyseuren und Katalyseanlagen

Teilprojekt BTU:

„Komplexerprobung und Optimierung der H₂-Erzeugung aus fluktuierender Windenergie mittels Druckelektrolyse und Speicherung der Produktgase“

- Aufbau und Komplexerprobung alkalische Druckelektrolyse
- Modellierung technischer Parameter, Entwicklung Steuerungs- und Regelungskonzepte
- Anlagen- und Betriebssicherheit
- Speichervarianten, Transport und Logistik, Wirtschaftlichkeit
- Anbindung regenerativer Energien
- Einzel-Zellversuchsstand
- Optimierungspotential & Steuerungstechnische Einbindung in das Hybridkraftwerk → großtechnisches Anlagenkonzept



Anpassung der Infrastruktur und Einrichtung der Versuchsanlage

Anpassung der Infrastruktur

- Blitzschutz
- Differenzdruckmessung
- Integration von Gassensoren, Flammendetektoren sowie optisch-akustischen Warngeräten
- Konzeption und Installation der Leittechnik-Hardware zur Verknüpfung der sicherheitsgerichteten Regelkreise mit der vorhandenen Infrastruktur



Einrichtung der Versuchsanlage

- Aufstellung und Anbindung der Elektrolyseeinheit und ihrer peripheren Komponenten
- Errichtung eines Druckspeichertanks
- Installation und Verknüpfung der Leittechnik mit der Untersteuerung der Elektrolyseeinheit
- Vorbereitung der Sachverständigenabnahmen

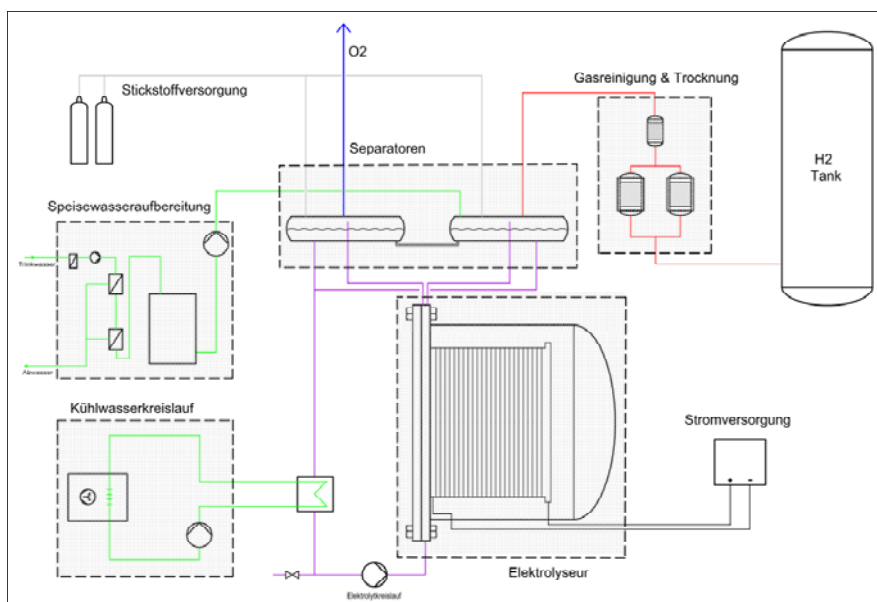


02 Anpassung der Infrastruktur und Einrichtung der Versuchsanlage

7

Inbetriebnahme der Versuchsanlage

Elektrolyseur - Übersichtsschema



03 Inbetriebnahme der Versuchsanlage

8

Elektrolyseur

Eckpunkte Inbetriebnahme:

- Dichtheitsprobe verbindender Rohrleitungen
- Auskochbetrieb zur Aktivierung der Elektroden
- Laugenwechsel
- Überprüfen und Einstellen der Regelkreise für Druck, Füllstandsausgleich und Temperatur



03 Inbetriebnahme der Versuchsanlage

9

Gasreinigungs- und Trocknungsanlage

Hauptkomponenten:

- KOH-Filter
- Reaktor zur katalytischen O₂-Entfernung
- Vorkühler
- Abscheider
- Adsorbereinheit

Eckpunkte Inbetriebnahme:

- Inertisierung mit Stickstoff
- Überprüfung der Steuerungsfunktionalität (Verriegelungen, Sicherheitsabschaltungen..)
- Einstellen des notwendigen Volumenstromes des Regenerationsgases
- Aktivierung der Adsorber-Füllungen (Erstregeneration)



03 Inbetriebnahme der Versuchsanlage

10

Gleichrichter (Thyrobox)

Hauptkomponenten:

- Leistungsschrank mit Gleichrichter
- Steuerschrank mit Kühlsystem und Erdschlussüberwachung

Eckpunkte Inbetriebnahme:

- Überprüfung der Systemfunktionalität an einer der Elektrolyse parallel geschalteten Prüflast (kalte IB)
- Überprüfung der Steuerungsfunktionalität (Verrieglungen, Sicherheitsabschaltungen)
- Abgleich der abgelegten Soll-Parameter mit realen Prozeßparametern



Kälteanlage

Hauptkomponenten:

- Ausseneinheit: TAE EVO 301
- Wasser-Glykol-Gemisch zur Erhöhung der Frostsicherheit
- Prozesskühlung über drei separat regelbare Kühlstränge
 - Gaskühlung
 - Elektrolytkühlung
 - Gleichrichterkühlung

Eckpunkte Inbetriebnahme:

- Füllen der Kälteanlage mit Wasser-Glykol-Gemisch
- Dichtheitsprobe unter Druckbeaufschlagung
- Sichtkontrolle auf Undichtigkeiten



Speisewasseranlage

Hauptkomponenten:

- Umkehrosmoseanlage
- Vollentsalzung mittels Ionentauscher
- Speisewasserbehälter



Eckpunkte Inbetriebnahme:

- Dichtheitsprüfung
- Prüfung Systemtrenner
- Prüfung der Sensorik (Leitfähigkeit, Temperatur)
- Prüfen der Wasserparameter
- Konfiguration Umkehrosmose, Einstellen Magnetventile

Wasserstoff - Speichertank

Hauptkomponenten:

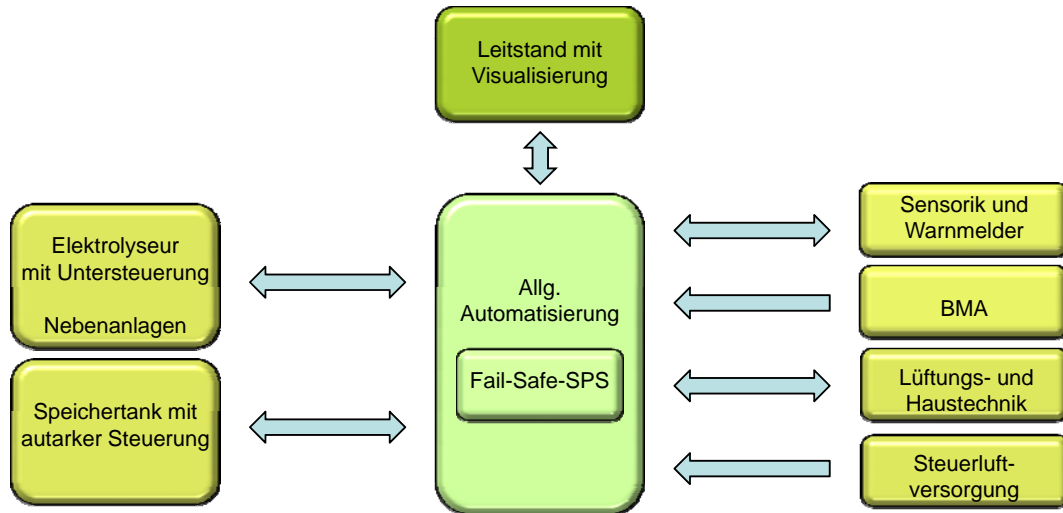
- Speichertank 50 m³ geometr. Volumen
- Armaturentafel
- Produktgas-, Regeneriergasleitung (Rohrbrücke)
- Stickstoffversorgung

Eckpunkte Inbetriebnahme:

- Installation einer Rohrbrücke zur Aufnahme der verbindenden Rohrleitungen Speichertank-Elektrolyseeinheit
- Druck- und Dichtheitsprüfungen
- Überprüfung der Steuerungsfunktionalität (Verrieglungen, Sicherheitsabschaltungen)



Leittechnik - Konzept



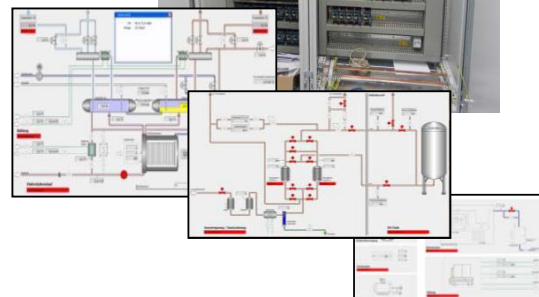
Leittechnik

Hauptkomponenten:

- Schaltschrank mit Lastspeisungen
- Komponenten zur Ansteuerung der Lüftungs- und Sicherheitstechnik
- Fail-Safe SPS SIEMENS S7
- Visualisierungs-PCs mit WinCC-Flexible-Applikation
- NAS-Server

Eckpunkte Inbetriebnahme:

- Partielle Inbetriebnahme einzelner Schnittstellen, entsprechend deren Arbeitsstand



Weitere Komponenten

- Stickstoffversorgung
 - 50 l Flaschen mit 200 bar
 - Unterbringung in Gasflaschenschrank
- Steuerluftversorgung
 - 520 l/min
 - bis zu 10 bar
- Sensorik, Detektoren und Abschaltvorrichtungen
 - Wasserstoffsensoren
 - Sauerstoffsensoren
 - Rauchmelder
 - Feuermelder
 - Not-Aus-Taster



Weitere Schritte – Versuchsplanung

Weitere geplante Untersuchungen

$$U_{\text{Stack/zelle}} = f \left(\begin{matrix} I_{\text{ges, k}} & T_{\text{ges, k}} & p_{\text{ges, k}} & n_{\text{Pumpe, v}} \\ I_{\text{ges, k}} & T_{\text{ges, k}} & p_{\text{ges, v}} & n_{\text{Pumpe, k}} \\ I_{\text{ges, k}} & T_{\text{ges, v}} & p_{\text{ges, k}} & n_{\text{Pumpe, k}} \\ I_{\text{ges, v}} & T_{\text{ges, k}} & p_{\text{ges, k}} & n_{\text{Pumpe, k}} \end{matrix} \right)$$

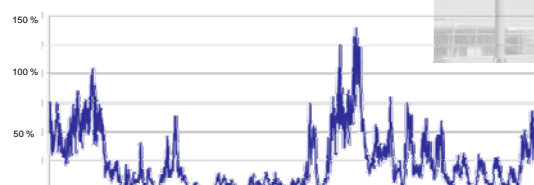
Abkürzungen:

- $U_{\text{Stack/Zelle}}$ = Stack-/Zellspannung
- I_{ges} = Gesamtstrom
- T_{ges} = Betriebstemperatur
- p_{ges} = Betriebsdruck
- n_{Pumpe} = Pumpendrehzahl pro Minute

Indizes:

- $x_{\dots, k}$ = konstanter Parameter
- $x_{\dots, v}$ = variabler Parameter

Simulation fluktuierender Lasten



**Vielen Dank für
Ihre
Aufmerksamkeit!**



Dipl.-Ing. Daniel Tannert
Lehrgebäude 3
Walther-Pauer-Straße 5
03046 Cottbus

T +49 (0)355/693582
F +49 (0)355/694011
E daniel.tannert@tu-cottbus.de
I www.kwt-cottbus.de

Hydridspeicher aus Al-Legierungen zur Entkopplung von Wärme und Strom

R. Urbanczyk¹, K. Peinecke², M. Felderhoff², K. Hauschild², S. Peil¹

¹Institut für Energie- und Umwelttechnik e.V., Bliersheimerstr. 60, D-47229 Duisburg, urbanczyk@iuta.de

²Max-Planck-Institut für Kohlenforschung, Kaiser-Wilhelm-Platz 1, D-45470 Mülheim an der Ruhr, peinecke@kofo.mpg.de

Schlüsselwörter: Wasserstoffspeicher, Metallhydrid, Na₃AlH₆, Aluminiumlegierung, stranggepresst, HT-PEM

In diesem Beitrag wird die Entwicklung eines H₂-Festkörperpeichers aus Aluminium-Legierungen vorgestellt. Der Speicherbehälter wurde aus einer stranggepressten Rundstange der Al-Legierung EN AW 6082 T6 gefertigt. Zur Wärmeübertragung wurde eine ebenfalls stranggepresste Wärmeübertragungsstruktur aus EN AW 6060 T6, als Bajonett-Wärmeübertrager eingesetzt. Das Wärmeübertragungsmedium war ein zirkulierendes Thermoöl. Der Speicher wurde mit dem komplexen Metallhydrid Na₃AlH₆ befüllt und in mehreren Hydrier- und Dehydrierzyklen betrieben. Das Na₃AlH₆ speichert theoretisch 3 Massen-% Wasserstoff und wird im Unterschied zur Dehydriervorstufe NaAlH₄ bei niedrigeren Drücken hydriert und dehydriert. Das Speichermaterial wurde bei einer Temperatur von ca. 180°C mit einem Druck von 15 bar H₂ dehydriert und bei 25 bar hydriert. Der Einsatz des Speichers in Hinblick auf die thermische Kopplung mit einer HT-PEM Brennstoffzelle in stationären Anwendungen wird diskutiert. Durch das eingesetzte Strangpressverfahren könnten stationäre Speichersysteme in großer Stückzahl in einfachster Weise gefertigt werden.

1. Einleitung

Der Einsatz von Wasserstoff als sekundärer Energieträger wird aktuell in vielen Bereichen der Technik, in der Wissenschaft sowie in der Politik diskutiert. Außer in etablierten Bereichen, wie beispielsweise der petrochemischen Industrie, wird das Gas unter anderem als Kraftstoff in der Automobilindustrie [1] oder als Energiespeicher bei überschüssigen, regenerativ bereitgestellten Energien vorgeschlagen [2]. Da Wasserstoff das kleinste Molekulargewicht aller Elemente aufweist und im Verhältnis zur Masse ein relativ hohes Volumen einnimmt (11 l/g H₂), spielt die Wasserstoffspeicherung eine wichtige Rolle bei allen Wasserstoffanwendungen und ist gleichzeitig eine technische Herausforderung. Die Speicherung kann sowohl physikalisch durch Druckerhöhung (bis ca. 700 bar) oder Verflüssigung (77 K) oder auch adsorptiv durch Gasanlagerung an Oberflächen aktiver Substanzen erfolgen (MOFs, Aktivkohle). Eine weitere Speichermöglichkeit besteht darin, H₂ chemisch mit anderen Substanzen zu verbinden. Hier spielen die Hydride (CH₄, H₂O) und im speziellen die Metallhydride (LaNi₅H₆, NaAlH₄, MgH₂) eine große Rolle. Die Eigenschaften der Metallhydride wie Gleichgewichtsdruck, Wasserstoffkonzentration, Reaktionsenthalpie oder auch die Zyklenstabilität entscheiden über die Einsatzmöglichkeiten als H₂-Speicher, Wärmespeicher, in Kältemaschinen und Wärmepumpen, als Wärmetransformatoren oder auch als H₂-Verdichter.

Wasserstoffspeicher auf Metallhydridbasis wurden in den letzten Jahren theoretisch [3] und praktisch [4, 5] intensiv untersucht. Ein prominentes Beispiel ist dotiertes Natriumalanat NaAlH₄ [6]. Hier wurden z.B. thermisch gekoppelte Systeme eines Natriumalanat-H₂-Speichers mit einer HT-PEM Brennstoffzelle vorgeschlagen [7], [8] und realisiert [9], [10].

2. H₂-Feststoffspeicher im stationären BZ-Heizenergiesystem für Hausenergieversorgung

Eine Großzahl der Untersuchungen zu H₂-Speicherung in Festkörpern bezieht sich auf den Einsatz in Fahrzeugen mit Brennstoffzellenantrieb. Im Gegensatz dazu wird hier der Betrieb eines H₂-Speichers auf Metallhydridbasis im stationären Einsatz vorgeschlagen. Der Einsatz von BZ-Heizgeräten in der Hausenergieversorgung als μ -KWK Anlagen wird seit Jahren in Feldtests untersucht. Dabei werden die Anlagen vorwiegend mit Erdgas betrieben. Die BZ-Heizgeräte werden wärmegeführt betrieben, d.h. bei fehlendem Wärmebedarf wird die Anlage ausgeschaltet. Um die Idee eines virtuellen Kraftwerks zu realisieren und somit mit mehreren kleinen Anlagen flexibel den Strombedarf bereitstellen zu können, müssen solche BZ-Heizgeräte stromgeführt betrieben werden. In diesem Falle ist es jedoch problematisch, die während des Sommers produzierte Wärme als Nutzwärme einzusetzen. Hier kann ein Wasserstoffspeicher auf Metallhydridbasis, der gleichzeitig als Wärmespeicher dient, Abhilfe schaffen. Überschüssige Wärme einer HT-PEM Brennstoffzelle dient zur Dehydrierung des Metallhydrides und somit zur Bereitstellung von zusätzlichem Wasserstoff für die Brennstoffzelle. Im anderen Fall kann überschüssiger Wasserstoff aus dem Reformier unter Freisetzung von Wärme im Metallhydrid zwischengespeichert werden. Ein weiterer Vorteil ist, eine mögliche Reduzierung der Brenngaserzeugungseinheit, die dann weniger oft abgeschaltet werden müsste. Eine vereinfachte Verschaltungsvariante eines BZ-Heizsystems mit integriertem H₂-Speicher auf Metallhydridbasis gibt die Abbildung 1 wieder.

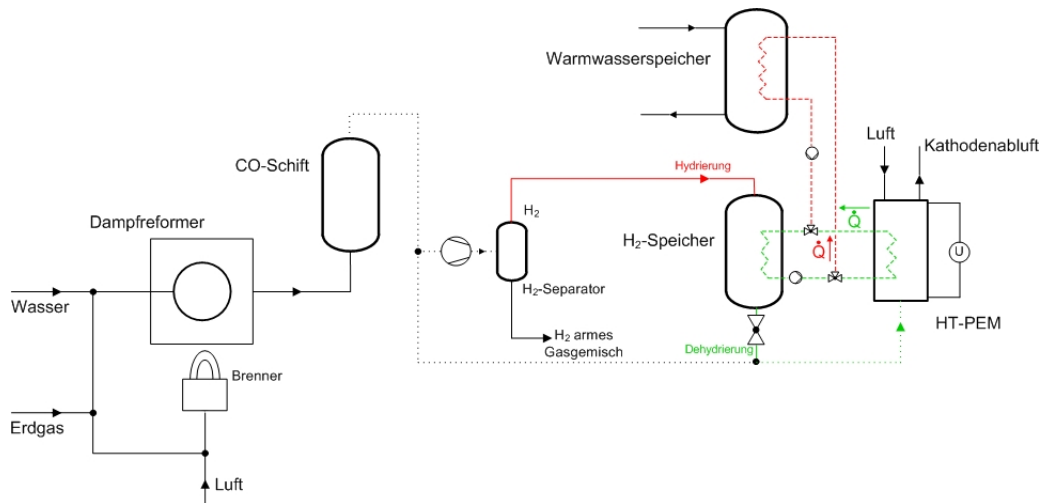


Abbildung 1 H₂-Speicher auf Metallhydridbasis integriert im BZ-Heizsystem

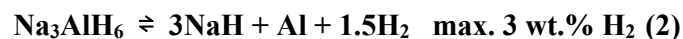
3. Das H₂-Speichermaterial Na₃AlH₆

3.1 Darstellung des Speichermaterials

Natriumaluminiumhexahydrid Na₃AlH₆ (dotiert mit 4 mol% TiCl₃) wurde in einem Reaktionsschritt durch Kugelmahlen von 2 NaH, NaAlH₄ und TiCl₃ entsprechend der Gleichung 1 hergestellt:



Für die Zyklentests wurden ca. 2 g dotiertes Na₃AlH₆ eingesetzt und unter unterschiedlichen Druck und Temperaturbedingungen zahlreichen De- und Rehydrierungen (Reaktion 2) ausgesetzt (Hydrierung: p=30 bar, T=170-160°C, Dehydrierung : p= 1 bar, T=170°C)



3.2 Zykleneigenschaften von Wasserstoff-Speichermaterial

Ein typischer Reaktionsverlauf eines Zyklentests ist in der Abbildung 2 gezeigt. Über einen Zeitraum von 52 h wurden insgesamt 24 De- und Rehydrierungen durchgeführt.

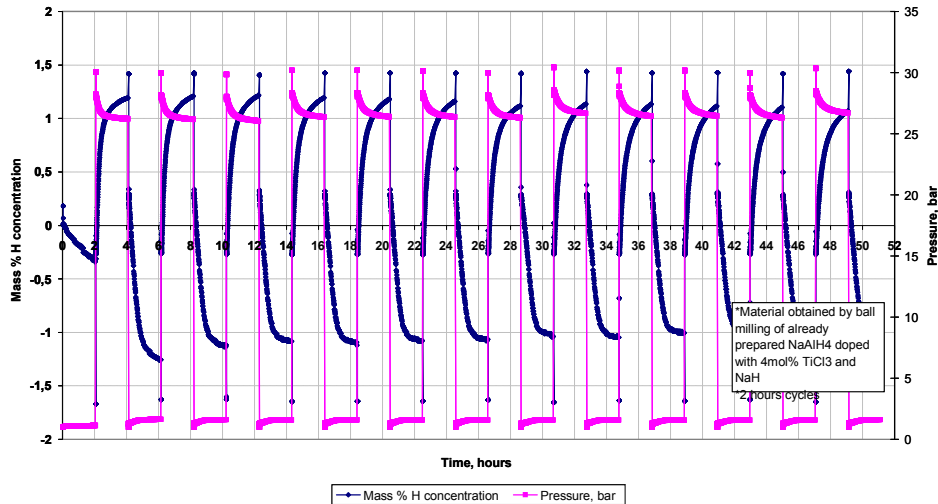


Abbildung 2 Zyklentest von Na_3AlH_6 (dotiert mit 4 mol% TiCl_3)

Zur Befüllung des Speichertanks wurden 250g dotiertes Material hergestellt und die Materialeigenschaften bestimmt. Der Wasserstoffgehalt des Materials wurde durch thermische Desorption des Wasserstoffs bestimmt. Dazu wurde das Material bis auf 170°C aufgeheizt und der entstehende Wasserstoff in einer Gasbürette gemessen. (Abbildung 3)

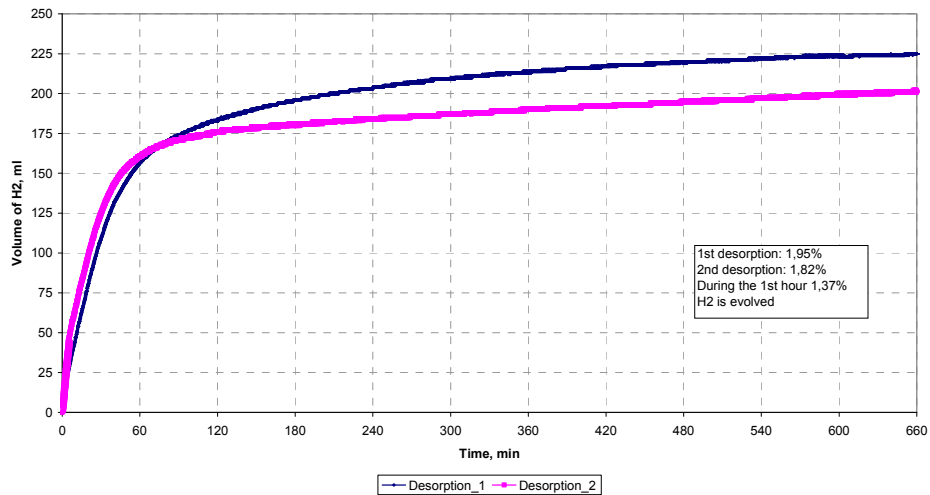


Abbildung 3 Bestimmung des Wasserstoffgehaltes von Na_3AlH_6 (4 mol% TiCl_3) durch thermische Desorption

4. Der H_2 -Speicher aus Aluminium Legierungen

Normalerweise werden die Behälter der Wasserstoffspeicher, die mit Metallhydriden befüllt wurden, aus geeigneten Edelstahlsorten entwickelt und gefertigt (z.B. austenitische korrosionsbeständige Stähle wie Werkstoff-Nr. 1.4571). Werkstoffe wie z.B. die Aluminium (Al)-Legierungen wurden bisher nicht als Materialien für Behälterhüllen verwendet, besitzen aber Vorteile wie eine geringere Dichte und bessere Wärmeleitfähigkeit. Auch haben manche Al-Legierungen größere Festigkeitswerte wie z.B. höhere Streckgrenzen $R_{p0,2}$.

Tabelle 1. Kennwerte vom ausgewählten Stahl- und Al-Werkstoffen

Werkstoffe/Kennwerte (Raumtemperatur)	ρ [kg/m ³]	λ [W/K*m]	$R_{p0,2}$ [MPa]	E-Modul [GPa]
Austenitischer Stahl:				
Werkstoff-Nr. 1.4571 ^{[11],[12]}	8000	15	190	200
Aluminium Knetlegierung:				
EN AW 6082 T6 ^[13]	2710	172	280	70

Das E-Modul von Al-Legierungen ist deutlich kleiner als beim Stahl. Einige Kennwerte sind in Tabelle 1 zusammengefasst. Die Streckgrenze $R_{p0,2}$ sinkt bei dieser Al-Legierung stärker als bei dem Stahlwerkstoff und beträgt bei einem kurzzeitigem Betrieb von ca. zwei Stunden bei 200°C ca. 65% des Wertes bei Raumtemperatur [13]. Die Tests mit dem hier gebauten Speicher wurden über ca. sechs Stunden bei ca. 190°C und bis 25 bar H₂-Druck durchgeführt. Entsprechende Kennwerte für die Zeitdauer und den Al-Werkstoff aus (Tabelle 1) sind unbekannt. , Daher wurde der Speicher (ausgelegt für 50 bar, bei 200°C) zunächst ohne Metallhydrid elfmal bei den Betriebsparametern betrieben. Danach wurde er mit 213 g Na₃AlH₆ (4 mol.% TiCl₃) beladen und 20 mal hydriert und dehydriert. Die Wärmeübertragungsstruktur innerhalb des Behälters wurde aus einer Al-Legierung des Werkstoff EN AW 6060 T6 durch Strangpressen hergestellt. Die Komponenten des Speicherbehälters sowie der zusammengebauter Speicher sind in Abbildung 4 dargestellt.

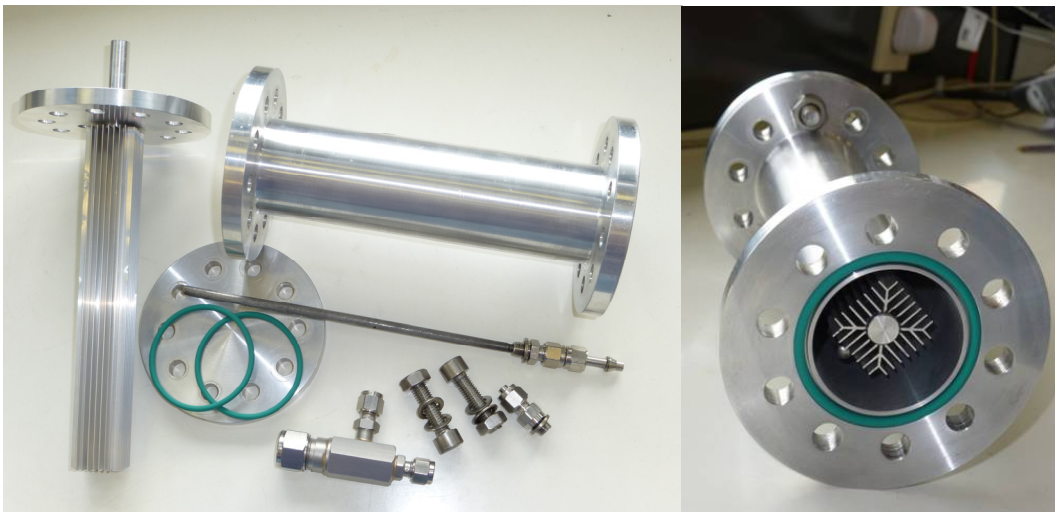


Abbildung 4 Komponenten des H₂-Speicherbehälters und zusammengebauter Speicher

Die Wärmeübertragung erfolgte mit Hilfe eines temperierten Thermoöls, das in der Wärmeübertragungsstruktur des H₂-Speichers strömte.

5. Experiment des Hydrids im Aluminiumspeicher

Ein Dehydrierversuche ist in Abbildung 5 dargestellt. Hier wurde die Temperatur des Speichermaterials mit Hilfe des temperierten Thermoöls bis auf ca. 180°C gebracht. Die Thermolemente TC1 bis TC8 stellen die Temperaturverläufe im Metallhydrid dar. Die Positionen der Thermolemente im Speicher können der Abbildung 5 entnommen werden. Außerdem sind dort die Öltemperaturen im Eintritt und Austritt des Wärmeübertragers sowie der Druck im Reaktor und der Öl-Massenstrom und H₂-Volumenstrom dargestellt. In diesem Versuch wurden bei ca. 22 l/h H₂-Volumenstrom 3,6 g H₂ dehydriert, entsprechend 1,7 Massen-% H₂ (bezogen auf die Hydridmasse).

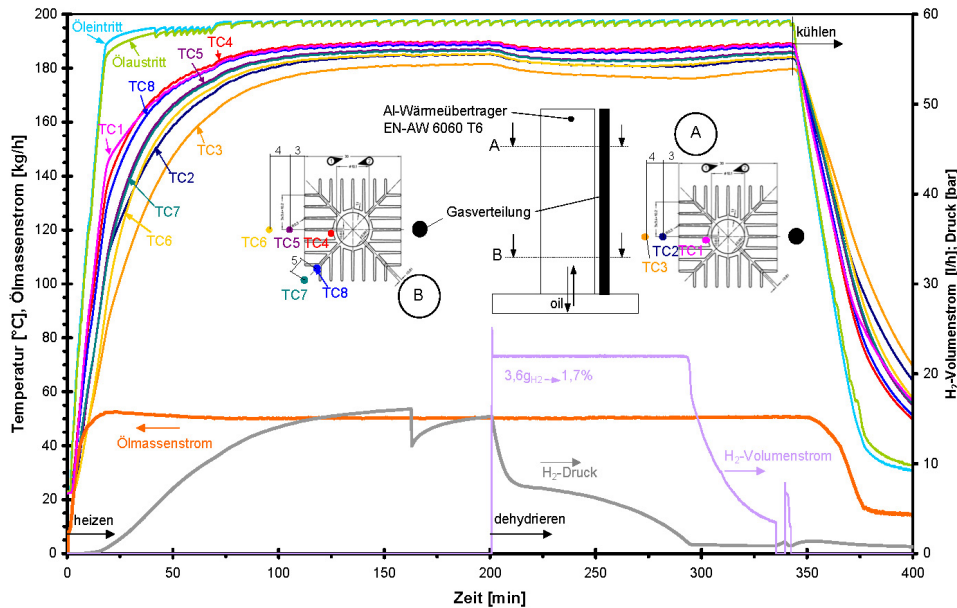


Abbildung 5 Dehydrierversuch von Na_3AlH_6 im Aluminiumbehälter. Wärmeübertragungsstrukturen aus Al-Legierung von F.W. Brökelmann Aluminiumwerk GmbH + Co. KG (Ense-Höingen)

Literatur

- [1] C. Weidenthaler, M. Felderhoff, *Energy & Environmental Science*, 4 (2011), 2495-2502
- [2] A. Ozarlan, *International Journal of Hydrogen Energy*, 37 (2012), 14265-14277
- [3] C. Na Ranong, M. Höhne, J. Franzen, J. Hapke, G. Fieg, M. Dornheim, N. Eigen, J. von Colbe, O. Metz, *Chemical Engineering & Technology*, 32 (2009) 8, 1154-1163
- [4] D.A. Mosher, S. Arsenault, X. Tang, D.L. Anton, *Journal of Alloys and Compounds*, 446-447 (2007), 707-712
- [5] J. von Colbe, O. Metz, G.A. Lozano, P.K. Pranzas, H.W. Schmitz, F. Beckmann, A. Schreyer, T. Klassen, M. Dornheim, N. Eigen, *International Journal of Hydrogen Energy*, 37 (2012), 2807-2811
- [6] B. Bogdanovic, M. Schwickardi, *Journal of Alloys and Compounds*, 253-254 (1997), 1-9
- [7] J.O. Jensen, Q. Li, R. He, C. Pan, N.J. Bjerrum, *Journal of Alloys and Compounds*, 404-406 (2005), 653-656
- [8] P. Pfeifer, C. Wall, O. Jensen, H. Hahn, M. Fichtner, *International Journal of Hydrogen Energy*, 34 (2009), 3457-3466
- [9] I. Utz, N. Schmidt, A. Wörner, J.J. Hu, O. Zabara, M. Fichtner, *International Journal of Hydrogen Energy*, 36 (2011), 3556-3565
- [10] R. Urbanczyk, S. Peil, D. Bathen, C. Heßke, J. Burfeind, K. Hauschild, M. Felderhoff, F. Schüth, *Fuel Cells*, 11 (2011) 6, 911-920
- [11] Norm: DIN EN 10088-1:2005 (D), Seite 21
- [12] Norm: DIN EN 10216-5:2004, Seite 16
- [13] F. Ostermann, *Anwendungstechnologie Aluminium*, Springer-Verlag Berlin Heidelberg 1998, 2007, Seiten 763; 769

Gegenwart und Zukunft von Dünnschichtphotovoltaikmodulen

Sebastian Voswinckel

Fachhochschule Nordhausen, Institut für Regenerative Energietechnik (in.RET), Weinberghof 4, D-99734 Nordhausen,
voswinckel@fh-nordhausen.de

Zusammenfassung

Die Dünnschichtphotovoltaik ist eine Technologie mit hohem Zukunftspotential der Solarenergiebranche. Ein hohes Kostensenkungs- und technisches Entwicklungspotential führten zu einem massiven Ausbau von Produktionskapazitäten. Ihr werden vorteilhafte technische Eigenschaften, wie ein gutes Schwachlichtverhalten und eine höhere Effizienz bei hohen Temperaturen zugeschrieben, dem aber auch technische Herausforderungen gegenüber stehen. Neben den geringeren Wirkungsgraden kann es insbesondere bei amorphen Siliziummodulen unter bestimmten Umständen zu einer irreversiblen Degradation des transparenten Frontkontaktes kommen. Effektive Maßnahmen zur Verhinderung dieser sogenannten TCO-Korrosion müssen auf Modul- und Systemebene entwickelt und umgesetzt werden. Ebenso müssen zeit- und kostensparende Prüfmethode zur Bewertung des Schadenspotentials entwickelt werden. Der zunehmende Preisverfall kristalliner Solarzellen setzt die Dünnschichtbranche ebenfalls unter Druck. Mit Blick auf die in der Vergangenheit geweckten technischen und wirtschaftlichen Erwartungen und zum Teil ungelösten Problemen der Dünnschichttechnologie, soll ein Ausblick auf die zukünftigen Chancen und Risiken dieser Technologie gegeben werden, Vor- und Nachteile von Dünnschichtphotovoltaikmodulen sowie Ansätze zur Lösung der technischen Schwierigkeiten aufgezeigt werden.

Schlüsselwörter: Dünnschichtsolarzellen, Amorphes Silizium, Kupferindiumdiselenid, Cadmiumtellurid, TCO-Korrosion, Wirkungsgrad, mikrokristallines Silizium, Degradation, Staebler-Wronski-Effekt

1. Einführung

Der Marktanteil der weltweiten Produktionsmenge von Dünnschicht-Photovoltaikmodulen beträgt heute rund 12 %. Dabei existiert eine Vielzahl unterschiedlicher Zelltypen, deren Bezeichnung auf der jeweiligen Materialzusammensetzung beruht. Im wesentlichen haben sich drei Technologien am Markt etabliert: amorphes Silizium (aSi:H) bzw. mikrokristallines Silizium (μ Si), Cadmiumtellurid (CdTe) und Kupferindiumdiselenid (CIS).

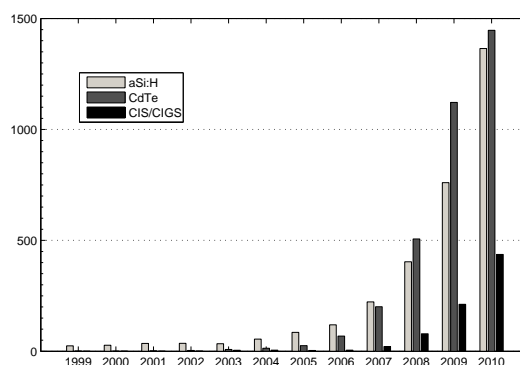


Abb. 1: Weltweite Produktionsmenge der etablierten Dünnschichttechnologien.

Dünnschichtsolarzellen bestehen aus stark absorbierenden Materialien. Ihr großer Absorptionskoeffizient führt dazu, dass das einfallende Sonnenlicht bereits ab Schichtdicken zwischen 1 und 3 μ m nahezu vollständig absorbiert werden kann [4]. Es ist offensichtlich, dass hier im Vergleich zu kristallinen Solarzellen (cSi), mit Schichtdicken von 180 μ m eine Materialeinsparung von 98% einhergehen kann.

Ein wesentlicher produktionstechnischer Vorteil von Dünnschichtphotovoltaikmodulen ist die hohe Produktionstiefe in der Fertigung. Auf einem Substrat wird das Zellmaterial vollflächig abgeschieden, welches in einem vorherigen Produktionsschritt mit einem leitfähigen Material beschichtet wurde. Mittels eines Lasers kann die Fläche dann in einzelne Solarzellen unterteilt werden. Aufwendige Produktionsschritte wie der Druck von Kontaktfingern und die Kontaktierung der einzelnen Solarzellen erfolgen hier vollautomatisch. Der benötigte Energieaufwand zur Produktion eines Dünnschichtphotovoltaikmoduls ist ebenfalls deutlich geringer, da die benötigten Prozesstemperaturen zur Abscheidung des Zellmaterials (200 - 900 °C) deutlich geringer sind als bei der kristallinen Zellproduktion (800-1450 °C). Die Prozesstemperaturen unterscheiden sich in Abhängigkeit des Zellmaterials aber zum Teil erheblich, sodass hier unterschiedliche Anforderungen an die thermische Stabilität des Substrats gestellt werden.

Neben den Vorteilen von Dünnschichtphotovoltaikmodulen gibt es aber auch einige Nachteile bzw. Schwierigkeiten bei der Herstellung und deren Betrieb. Der Wirkungsgrad von industriell gefertigten Dünnschichtphotovoltaikmodulen liegt deutlich unter dem von kristallinen Photovoltaikmodulen. Hierbei kommt die Entwicklungsgeschichte von Dünnschichtphotovoltaikmodulen zum tragen. Während im Bereich kristalliner Zellen auf Verfahren und Prozesse der Elektronikindustrie zurückgegriffen werden konnte, liegt im Bereich der Dünnschichttechnik eine wesentlich dünnere Wissensbasis hinsichtlich der Materialeigenschaften, der Herstellungsprozesse und der Langzeitstabilität vor. Insbesondere die Produktionsprozesse von CIS- und CdTe-Photovoltaikmodulen sind dabei nur schwer zu kontrollieren, was sich besonders deutlich in dem relativ großen Unterschied zwischen Laborwirkungsgrad und Wirkungsgrad industriell gefertigter CIS-Photovoltaikmodule widerspiegelt (vgl. Tab. 1).

Tab. 1: Wirkungsgrade einfacher industriell gefertigter Photovoltaikmodule sowie Wirkungsgrade einfacher unter Laborbedingungen hergestellter Solarzellen.

Technologie	Wirkungsgrad in % (industriell)	Wirkungsgrad in % (Labor)
cSi (monokristallin)	20	25
cSi (polykristallin)	14 - 18	20,4
aSi:H	6 - 8	10,1
aSi:H/ μ Si	9 - 11	14
CdTe	11 - 12	16,7
CIS/ CIGS	12	20

2. Produktionsverfahren und technische Eigenschaften

Wo liegen die Probleme und kommenden Herausforderungen für die Dünnschichtindustrie? Um diese Frage zu klären müssen zunächst die Produktionsverfahren und die Haupteigenschaften der drei am Markt etablierten Technologien dargestellt werden.

2.1. Amorphes Silizium

Amorphes Silizium (aSi) wird aus Silangas (SiH_4) mittels einer plasmaunterstützten chemische Gasphasenabscheidung (PECVD) auf ein Substrat aufgebracht. Dieses Herstellungsverfahren wird bei der Herstellung von Flachbildschirmen angewendet und erlaubt es große Flächen gleichmäßig zu beschichten. Reines amorphes Silizium weist aufgrund der ungeordneten Struktur eine Vielzahl von ungesättigten Valenzen auf. Um die Defektanzahl zu reduzieren werden diese offenen Bindungen mit einem bis zu 10%-igen Wasserstoffanteil gesättigt. Man spricht deshalb auch von hydrogenisiertem amorphem Silizium (aSi:H). Aufgrund der atomaren Struktur absorbiert aSi:H das Sonnenlicht besser als cSi. aSi:H wird bei einer Temperatur von 150-250 °C abgeschieden. Das ist im Vergleich zu allen anderen Dünnschichttechnologien die niedrigste Temperatur und ermöglicht die Beschichtung von einfachen und kostengünstigen Substraten, ohne spezielle Anforderungen an die Temperaturbeständigkeit. Hauptsächlich werden aSi:H Module in Form von Tandem- oder Tripelzellen hergestellt. Die einzelnen Schichten absorbieren das Licht dabei in einem jeweils separaten Spektralbereich, wodurch der Wirkungsgrad signifikant gesteigert werden kann. Der aktuelle Trend geht dabei in Richtung von Tandemsolarzellen aus amorphen und mikrokristallinen Silizium (aSi/ μ Si). Mikrokristallines Silizium ist eine Mischphase aus amorphen Silizium und kristallinem Silizium und kann durch geringfügige Modifikation auf den selben Produktionsanlagen abgeschieden werden. Eine Sättigung der ungesättigten Valenzen mit Wasserstoff ist hier ebenfalls erforderlich. Diese Zellkonfiguration birgt den Vorteil, dass der Staebler-Wronski-Effekt (SWE) deutlich schwächer in Erscheinung tritt, im Vergleich zu Zellen aus reinem aSi:H. Der SWE beschreibt dabei eine reversible Wirkungsgradreduktion in den ersten Betriebsmonaten.

Module mit einem stabilisierten Wirkungsgrad von 8-10% sind heute am Markt verfügbar. Ein stabilisierter Wirkungsgrad industriell gefertigter Module im Bereich von 12 % ist die aktuelle Herausforderung dieser Technologie. Dazu sind die Auswirkungen des SWE weiter zu reduzieren bzw. zu vermeiden. Für eine Reduktion der Produktionskosten ist eine Erhöhung der Durchsatzraten erforderlich. Aufgrund des bereits sehr hohen Automatisierungsgrades des Produktionsprozesses ist das vorwiegend durch eine kürzere und effizientere Beschichtungsdauer zu realisieren.

Si-Dünnschichtmodule werden im industriellen Maßstab ausschließlich mit dem chemischen Plasmadepositionsverfahren (PECVD) gefertigt [3]. Diese Technik ist aus der Displayproduktion hinreichend bekannt und bewährt. Der Sprunghafte Ausbau der Produktionskapazität ab dem Jahr 2007 beruht auf dem damals vorhandenen Angebot von turnkey Produktionsanlagen. Dabei handelt es sich um komplette Produktionsstraßen, welche von einigen wenigen Produktionsanlagenbauern als schlüsselfertige Fabriken gebaut wurden. Auf diesen standardisierten Produktionsanlagen sind großflächige Abscheidungen von Siliziumschichten auf Flächen von bis zu 5,7 m² möglich. Trotz der hohen Produktionstiefe in der Fertigung sind auch die Hersteller von Si-Dünnschichtmodulen dem enormen Preisdruck der Photovoltaikindustrie, aufgrund der derzeitigen Überproduktion, ausgesetzt. Um diesem Preiskampf standzuhalten gilt es daher technologische Verbesserungen schnell in bestehende Produktionsanlagen zu integrieren. Die enorme Größe der einzelnen Module und das daraus folgende hohe Modulgewicht erfordern zudem die Entwicklung kostengünstiger Konzepte für die Installation in Photovoltaikanlagen.

2.2. Cadmiumtellurid

Cadmiumtellurid (CdTe) Solarzellen basieren auf den Elementen Cadmium, das als Kuppelprodukt bei der Zinkproduktion anfällt, und Tellur, was als Kuppelprodukt bei der Kupferproduktion anfällt. Die Rohstoffverfügbarkeit und die Rohstoffpreise hängen folglich direkt mit der weltweiten Kupfer- und Zinkproduktion zusammen. Im Gegensatz zu den anderen etablierten Dünnschichttechnologien gibt es hier eine Vielzahl von Herstellungsprozessen. Diese variieren von der Abscheidung der CdTe Schicht in einem nass-chemischen Bad bei ca. 50 °C, mit Schichtwachstumsraten von einem μm pro Stunde, und der Schichtabscheidung in Vakuumkammern mit einem Sublimationsverfahren bei rund 600-700 °C, mit Schichtwachstumsraten von einem μm pro Minute. Der Herstellungsprozess eines pn-Übergangs aus CdTe ist sehr aufwendig und führt zu sehr hohen Oberflächenrekombinationsverlusten. Daher wird der pn-Übergang einer CdTe Solarzelle mit Hilfe einer Fensterschicht aus Cadmiumsulfid (CdS) gebildet. Typischerweise erfolgt die industrielle Herstellung mit einem Sublimationsverfahren. Der Vorteil liegt dabei in dem vergleichsweise schnellen Schichtwachstum, der robusten Prozessführung und den geringen Anforderungen an das verwendete Vakuum. Dabei wird der Ausgangsstoff CdTe in Form von Granulat in einem Tiegel auf 900 °C erwärmt und auf ein bereits mit CdS beschichtetes Glassubstrat, mit einer Temperatur von rund 500 °C, übersublimiert [1]. Das CdTe bildet dabei ohne weitere Dotierung die n-Schicht, wohingegen die CdS die p-Schicht bildet. Um einen möglichst hohen Wirkungsgrad zu erzielen ist eine thermische/chemische Nachbehandlung bei ca. 400 °C in einer Cl und O₂ Atmosphäre erforderlich. Dadurch wird eine Verbesserung der Kristallstruktur sowie eine Passivierung der Korngrenzen erzielt und die elektronische Qualität des CdTe erhöht. CdTe Schichten benötigen zudem eine Nachbehandlung zur niederohmigen Kontaktierung. Dabei werden ungewollte Oxide durch ätzen entfernt, so dass eine mit Te angereicherte Schicht zur Kontaktierung zur Verfügung steht [2]. Problematisch bei der Herstellung von CdTe Modulen ist, dass der gesamte Produktionsprozess die einzelnen bereits hergestellten Schichten beeinflusst. Veränderungen einzelner Schritte sind demnach mit einem sehr hohem Risiko hinsichtlich des Verbesserungspotentials verbunden und bedürfen eines sehr hohen Erprobungsaufwandes hinsichtlich der Langzeitstabilität.

2.3. Kupferindiumdiselenid

Kupferindiumdiselenid Solarzellen (CIS) bestehen aus den Elementen Kupfer (Cu), Indium (In), Gallium (Ga) und Selen (Se). Als Ersatz für Selen kann auch Schwefel (S) verwendet werden, was zu einer veränderten spektralen Empfindlichkeit führt. Auf die Glasfläche wird zunächst der Rückkontakt aus Molybdän aufgesputtert. Sputtern ist ein Vakuumprozess, bei dem aus einem Festkörper durch Ionenbeschuss Atome herausgelöst werden und in die Gasphase übergehen. Bringt man ein Substrat in den Prozess mit ein, so schlagen sich Atome aus der Gasphase auf dem Substrat nieder und bilden eine Schicht aus.

Anschließend wird eine Laserstrukturierung des Rückkontakts vorgenommen, die den späteren Zellen entspricht. Dieser Prozessschritt ist bei allen Dünnschichttechnologien nahezu identisch. Dabei werden mittels eines Lasers dünne Kanäle in dem zuvor aufgetragenen Material erzeugt. Die Bildung des Halbleitermaterials kann über eine Reihe unterschiedlicher Prozesse erfolgen. So werden beispielsweise in einem ersten Schritt zunächst die Ausgangselemente Kupfer und Indium aufgesputtert. In einem zweiten Schritt wird das Substrat bei einer Temperatur von etwa 500 °C einer Selen-Atmosphäre ausgesetzt. Kupfer und Indium gehen zunächst Verbindungen mit Selen ein, um dann zu Kupferindiumdiselenid zu reagieren. Anschließend wird über ein chemisches Bad eine Cadmiumsulfid-Schicht aufgetragen. Kupferindiumdiselenid stellt die p-leitende und Cadmiumsulfid die n-leitende Schicht der Solarzelle dar. Nach einer weiteren Strukturierung wird der

Frontkontakt vollflächig aufgetragen. Ein weiterer mechanischer Strukturierungsschritt schließt den Herstellungsprozess ab. Die Strukturierungen dienen zur Trennung und anschließenden Verschaltung der einzelnen Zellen [5].

Unter Laborbedingungen wurden bereits CIS-Solarzellen mit einem Wirkungsgrad von 20% hergestellt. Jedoch ist es bisher nicht gelungen diese Wirkungsgrade im industriellen Bereich zu realisieren. Die Ursache liegt vor allem darin, dass der Herstellungsprozess schwieriger zu kontrollieren ist als bei aSi oder CdTe. Dieser Sachverhalt spiegelt sich auch in der geringeren Produktionskapazität im Vergleich zu CdTe und aSi wieder (vgl. Abb. 1).

3. Degradationsmechanismen am Beispiel von Si-Dünnschichtphotovoltaikmodulen

Photovoltaikmodule weisen eine Lebensdauer von 20 Jahren auf und sind über den gesamten Lebenszyklus der freien Witterung ausgesetzt. Alle Zelltechnologien, ob kristallin oder Dünnschicht, unterliegen in diesem Zeitraum Veränderungen. Insbesondere die Leistung von Photovoltaikmodulen kann über die Lebensdauer einer Leistungsdegradation von bis 20 % unterliegen. Die Ursache dafür liegt zum einen in einer Verschlechterung der Materialien um die Solarzellen herum. Der Transmissionsgrad des Frontglases und der Laminierfolien kann sich verschlechtern. Weniger Licht gelangt somit in die Solarzelle. Auslöser sind immer die Betriebsbedingungen und die Materialzusammensetzung der Photovoltaikmodule. Zum anderen kann eine Verschlechterung des Zellmaterials selbst eintreten und zu einer Leistungsdegradation führen. Im Folgenden sollen zwei bedeutende Degradationsmechanismen dargestellt werden.

3.1. Staebler-Wronski-Effekt

Dünnschichtphotovoltaikmodule aus amorphen Silizium unterliegen in den ersten Betriebsmonaten einer Wirkungsgradabnahme von rund 20 %. Dieser Effekt wird als Staebler-Wronski-Effekt (SWE) bezeichnet. Als Auslöser gelten rekombinierende Überschussladungsträgerpaare im aSi:H. Überschüssige Ladungsträger können auf zwei Arten entstehen. Entweder durch das Anlegen einer Spannung und dem damit verbundenen Betrieb des Moduls in Durchlassrichtung oder durch Sonnenbestrahlung. Die vom Sonnenlicht erzeugten Ladungsträger brechen schwache Si-Si-Verbindungen auf, so dass Dangling Bonds (DB) entstehen. An diesen können freie Ladungsträgerpaare rekombinieren, bevor sie die Raumladungszone erreichen und getrennt werden. In Folge dessen kommt es zu einem Wirkungsgradverlust. Nach einiger Zeit stabilisiert sich der Wirkungsgrad auf einem niedrigerem Niveau. Dünnschichtmodulhersteller planen diesen Degradationseffekt normalerweise in ihren Leistungsberechnungen ein, so dass Angaben im Datenblatt SWE-bereinigt sind.

Durch eine kurze Erwärmung auf über 160 °C kann dieser Effekt rückgängig gemacht werden, worauf die Wirkungsgradreduktion aber erneut eintritt. In den warmen Sommermonaten kann bei Temperaturen über 60 °C ebenfalls eine langsame Verbesserung des Wirkungsgrades eintreten, was als *thermal annealing* bezeichnet wird.

Leistungsangaben von Photovoltaikmodulen werden für eine Zelltemperatur von 25 °C und eine Einstrahlung von 1000 W/m² angegeben. Die typische Betriebstemperatur liegt je nach Installationsart in Deutschland zwischen 50 und 70 °C. In südlicheren Regionen kann sie deutlich darüber liegen. Aufgrund eines negativen Temperaturkoeffizienten nimmt die Leistung mit steigender Temperatur ab. Der Temperaturkoeffizient von Si-Dünnschichtmodulen liegt deutlich unter dem von kristallinen Modulen. In südlicheren Regionen mit höheren Temperaturen sinkt die Leistung daher weniger ab als bei kristallinen Modulen. Der im Vergleich zu cSi geringere aber immer noch negative Temperaturkoeffizient kann sich daher in Kombination mit *thermal annealing* im Vorzeichen umkehren und somit zu einer Leistungssteigerung führen. Aufgrund des geringeren Wirkungsgrades von Si-Dünnschichtmodulen gegenüber kristallinen Modulen ist eine größere Fläche für die Installation der selben Leistung erforderlich. Daher kann der technologische Vorteil des *thermal annealings* in südlichen Regionen nur genutzt werden, wenn die benötigte Fläche für die Installation einer Photovoltaikanlage keinen limitierenden Faktor darstellt.

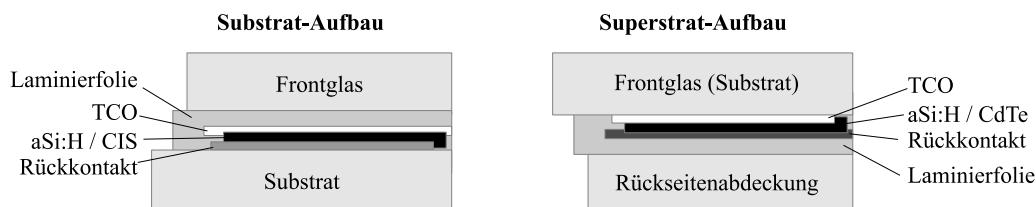


Abb. 2: Substrat- und Superstrat-Aufbau

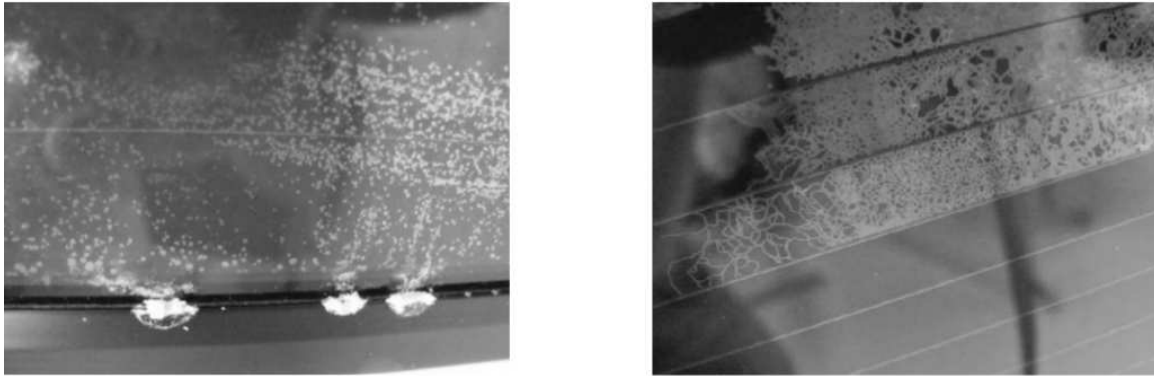


Abb. 3: Schadensbild der TCO-Korrosion bei positiven (links) und negativen (rechts) Potential zwischen Modulanschlussklemmen und Frontglas bzw. Modulrahmen eines Si-Dünnschichtphotovoltaikmoduls. [6]

3.2. TCO-Korrosion

Als TCO-Korrosion wird die Delamination der TCO-Schicht bezeichnet. Als Folge tritt eine irreversible Degradation der Modulleistung ein. Nach heutigem Stand der Wissenschaft liegt die Ursache dieser Delamination in einer Reaktion von Wasser mit aus dem Deckglas in die TCO-Schicht diffundierten Na^+ -Ionen. TCO-Korrosion ist bisher nur an Modulen beobachtet worden, die nach der Superstrat-Bauweise gefertigt wurden (vgl. Abb. 2). Dabei wird mit der Schichtabscheidung auf dem Frontglas begonnen. Die TCO-Schicht hat dabei direkten Kontakt zum Frontglas. Anwendung findet diese Technik nur bei Si-Dünnschichtmodulen und CdTe-Modulen. Die TCO-Schicht besteht bei diesen Modulen typischerweise aus mit Fluor dotiertem Zinnoxid ($\text{SnO}_2 : \text{F}$). $\text{SnO}_2 : \text{F}$ weist dabei eine relativ hohe thermische Stabilität auf und ist dadurch auch als TCO für CdTe-Module geeignet. Durch die Dotierung mit Fluor ist zudem eine hohe Oberflächenrauigkeit zu erzielen. Eine bessere Lichteinkopplung in die Solarzelle ist die Folge. Ein weiterer Vorteil der Fluor Dotierung ist die Erhöhung der elektrischen Leitfähigkeit, was geringere ohmsche Verluste zur Folge hat.

Bisher wurde angenommen, dass die Diffusion der positiv geladenen Natriumionen aus dem Deckglas in die TCO-Schicht durch ein negatives elektrisches Feld zwischen den Modulanschlüssen (-) und dem Modulrahmen bzw. dem Frontglas (+) beschleunigt wird. In einer chemischen Reaktion wird dann die TCO-Schicht beschädigt, bei der neben elementarem Zinn, Natriumhydroxid und Flusssäure entsteht. Optisch ist die Delamination durch eine streifenförmige Riefenbildung in den betroffenen Zellstreifen zu erkennen (vgl. Abb. 3 rechts).

Das negative Potential, welches die Natriumionendiffusion begünstigt, entsteht aufgrund von Rückwirkungen des Wechselrichters. Das negative Potential kann durch die Erdung des negativen DC-Pols vermieden werden. Das ist jedoch aus technischen Gründen nur bei Wechselrichtern mit Transformatoren möglich. Nachteilig beim Einsatz von Trafo-Wechselrichtern ist der geringere Wirkungsgrad gegenüber Wechselrichtern ohne Transformator.

Durch die Erdung des negativen DC-Pols galt die Gefahr der TCO-Korrosion zunächst als gebannt. Klimakammertests, bei denen das Photovoltaikmodul einer Temperatur von 85 °C und einer relativen Luftfeuchtigkeit von 85% ausgesetzt wurden haben aber gezeigt, dass TCO-Korrosion auch bei anliegen eines positiven Potentials auftreten kann [6]. An der Universität Singapur wurde dabei eine punktförmige Korrosion festgestellt (vgl. Abb. 3 rechts). Ähnliche Dabei wird vermutet, dass die für die TCO-Korrosion benötigten Natriumionen aus dem Rückglas durch das Zellmaterial in die TCO-Schicht diffundieren. Die Eignung von natriumhaltigem Fensterglas als kostengünstiges Substrat für Photovoltaikanwendungen ist daher fraglich. In weiterführenden Klimakammer- und Freilandtests ist insbesondere die Wirkung eines positiven Potentials auf die TCO-Schicht zu untersuchen.

4. Umweltbilanz und Rohstoffverfügbarkeit

Die energieintensiven Prozesse bei der Herstellung von Solarzellen haben immer wieder zu der These geführt, dass Solarzellen die zu ihrer Herstellung notwendige Energie nicht zurückerstatten können. In Tab. 2 sind die kumulierten Energieaufwendungen für auf unterschiedlichen Zelltechnologien basierende Photovoltaikanlagen zusammengestellt. Sie umfassen jeweils die nach dem aktuellen Stand der Technik für die Herstellung, den Betrieb und die Entsorgung benötigte Primärenergie. Um die Zelltechnologien miteinander vergleichen zu können, wird der kumulierte Energieaufwand auf die Nennleistung der Photovoltaikanlage bezogen. Aus dem Energieaufwand kann mittels des spezifischen Energieertrags die Energierücklaufzeit (d.h. die energetische Amortisationszeit) berechnet werden. Der spezifische jährliche Energieertrag ist ebenfalls auf die Nennleistung bezogen und beträgt für eine in Deutschland stehende, optimal ausgerichtete Anlage

ungefähr 950 kWh/kW_p. Dabei gibt es zwei unterschiedliche Ansätze: Bei der Wirkungsgradmethode wird die erzeugte elektrische Energie direkt mit dem Primärenergieaufwand ins Verhältnis gesetzt. Damit ergibt sich für Photovoltaikanlagen mit Si-Dünnschichtphotovoltaikmodulen eine Energierücklaufzeit von rund 70-76 Monaten. Bei der Substitutionsmethode wird angenommen, dass eine regenerativ erzeugte Energieeinheit eine fossile Energieeinheit und den mit ihr verbundenen Primärenergieaufwand ersetzt. Daher wird die regenerativ erzeugte Energieeinheit mit einem durchschnittlichen Kraftwerkswirkungsgrad von 34 Prozent ins Verhältnis gesetzt. Mit dieser Berechnungsmethode ergeben sich also um den Faktor 3 kürzere Energierücklaufzeiten.

Tab. 2: Kumulierter Primärenergieaufwand für Photovoltaikanlagen unterschiedlicher Zelltechnologien. [5]

Technologie	kWh/kW_p	Energierücklaufzeit (Monate) (Wirkungsgradmethode)
Si mono-/ polykristallin	7500	95
Si-Dünnschicht	5500-6000	70-76
Kupferindiumdiselenid (CIS/CIGS)	6000-6500	76-82
Cadmiumtellurid (CdTe)	3500	44

Die kürzeste Energierücklaufzeit benötigen demnach Photovoltaikmodule aus CdTe. Die Rohstoffverfügbarkeit für diese Technologie ist jedoch stark von der Zink- und Kupferproduktion abhängig. Unter Annahme eines Anstiegs der weltweiten Photovoltaikproduktion in den TW_p-Bereich, ist trotz des geringen Materialeinsatzes die Rohstoffverfügbarkeit problematisch. Aufgrund des auch zukünftig herrschenden Kostendrucks wirken sich Rohstoffpreissteigerungen übermäßig stark aus. Dies würde vor allem CdTe- und CIS-Module betreffen.

In Anbetracht der ökologisch problematischen Stoffe Cd und Te, in CdTe-Modulen und CIS-Modulen, sind bei weiter wachsenden Produktionsvolumina geeignete Recyclingverfahren erforderlich. Ein geschlossener Stoffkreislauf beim Recycling würde zudem der Rohstoffverknappung entgegen wirken.

Sowohl bei CdTe Modulen als auch bei CIS Modulen ist der Produktionsprozess schwierig zu beherrschen. Das verwendete Substrat muss aufgrund der im Vergleich zu Si-Dünnschichtmodulen hohen Prozesstemperaturen standhalten, was sich in höheren Produktionskosten widerspiegelt. Aufgrund der geringen Prozesstemperaturen, der vergleichsweise einfachen Prozessführung und der günstigen Rohstoffverfügbarkeit stellt sich die Produktion von Si-Dünnschichtmodulen am vermeintlich attraktivsten dar. Dies spiegelt sich auch in der relativ großen Zahl von Produzenten von Si-Dünnschichtmodulen wieder, wohingegen insbesondere die Produktion von CdTe Modulen primär von einem Hersteller dominiert wird.

5. Zukunft der Dünnschichtphotovoltaik

Die weltweite Produktionskapazität von Dünnschichtphotovoltaikmodulen belief sich im Jahr 2010 auf über 3,2 GW_p und umfasst ein Volumen wie der gesamte Photovoltaikmarkt drei Jahre zuvor. Innerhalb von zwei Jahren (2008-2010) konnte die weltweite Produktionskapazität verdreifacht werden. Der Kostendruck der Photovoltaikindustrie geht dabei auch nicht an den Dünnschichtproduzenten vorbei. Auch hier sind weitere massive Kosteneinsparungen in den nächsten Jahren notwendig um langfristig auf dem Markt zu bestehen. Aufgrund des sehr hohen Automatisierungsgrades bei der Herstellung, ist eine konkurrenzfähige Fertigung auch außerhalb von Niedriglohnländern möglich.

Die industrielle Fertigung befindet sich noch in einem vergleichsweise frühen Stadium. Herstellungsverfahren von etablierten Branchen, wie der Displayfertigung, konnten erfolgreich adaptiert werden. Jedoch besteht noch ein hoher Forschungsbedarf hinsichtlich der Langzeitstabilität der verwendeten Zellmaterialien. Neben der Steigerung des Wirkungsgrades, der Einführung neuer optimierter Prozess- und Produktionstechnologien und der Substitution kritischer Materialien ist für eine Vertiefung des Materialverständnisses besonders die Untersuchung von dauerhaften Umwelteinflüssen auf die Module notwendig. Aufgrund der langen Lebensdauer müssen geeignete Alterungsmodelle und Prüfzyklen für eine sichere Alterungsvorhersage entwickelt werden.

Für eine umweltfreundliche und nachhaltige Form der Energieerzeugung ist es aber auch unabdingbar, dass geeignete Recyclingverfahren entwickelt werden. Darunter zählt insbesondere die Einführung eines geschlossenen Stoffkreislaufes zwischen Fertigung und Recycling. Dies betrifft aber nicht nur speziell die Dünnschicht-Technologien sondern die gesamte Photovoltaikbranche.

6. Danksagung

Diese Arbeit entstand mit freundlicher Unterstützung des Europäischen Sozialfonds (ESF).

Literatur

- [1] BONNET, Dieter: Kadmium-Tellurid (CdTe)-Dünnschichtsolarzellen. In: *Sixth User Forum Thin-Film Photovoltaics*, 2010, S. 24–35
- [2] LUQUE, Antonio (Hrsg.) ; HEGEDUS, Steven (Hrsg.): *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*. 2nd Ed. Wiley, 2011
- [3] POWALLA, Michael ; SCHOCK, Hans-Werner ; RAU, Uwe: Dünnschichtsolarzellen – Technologie der Zukunft? In: *FVEE Themen 2010* (2010), S. 61–67
- [4] WAGEMANN, H.-G. ; ESCHRICHT, H.: *Photovoltaik - Solarstrahlung und Halbleitereigenschaften*. Wiesbaden : B.G. Teubner Verlag, 2007
- [5] WESSELAK, Viktor ; VOSWINCKEL, Sebastian: *Technik im Fokus*. Bd. 2: *Photovoltaik*. Berlin, Heidelberg : Springer Verlag, 2012. – ISBN 978–3–642–24296–0
- [6] XIONG, Zhengpeng ; WALSH, Timothy M. ; ABERLE, Armin G.: PV module durability testing under high voltage biased damp heat conditions. In: *Energy Procedia* 8 (2011), Januar, S. 384–389

Elektrolyse als nachhaltige Netzdienstleistung

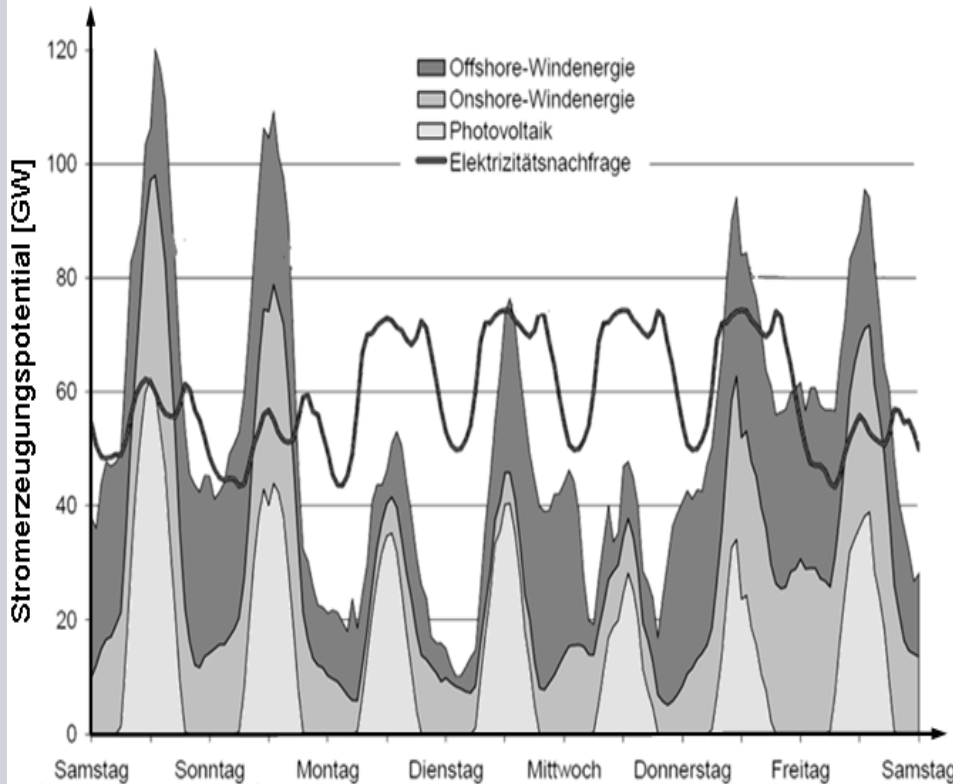
Manfred Waidhas

**Siemens AG,
Erlangen**



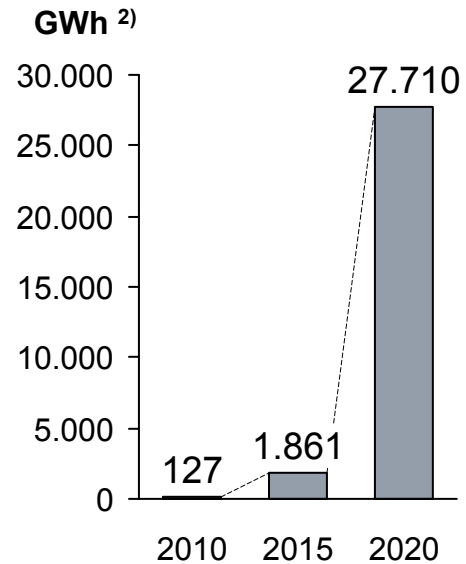
Integration of renewable energy ...will challenge the energy industry

Power generation and load curves



Source: TU Berlin, Prof. Erdmann, extrapolated for the year 2020

Curtailment ¹⁾



1) EnBW (Münch) at BMU Strategy Meeting, 05.09.12
 2) total demand Germany 2011: 615.000 GWh

The future CO₂-optimized energy scenario will require smart solutions.

Integration of renewable energy

A changing energy scenario...

Renewable energies



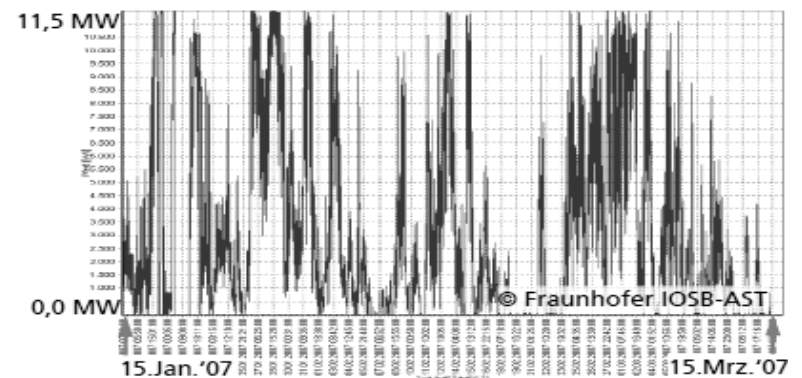
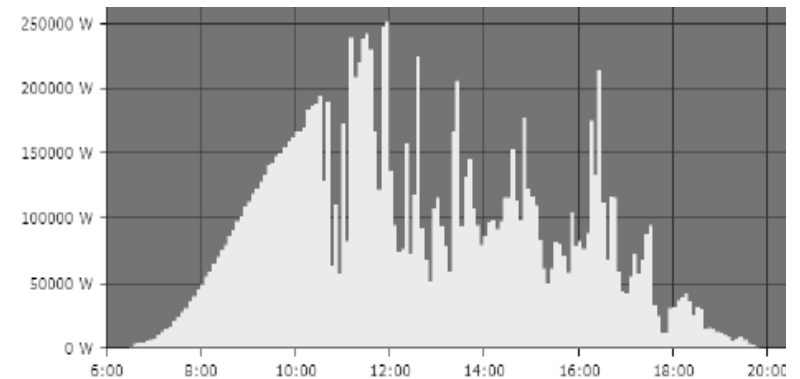
PV



Wind

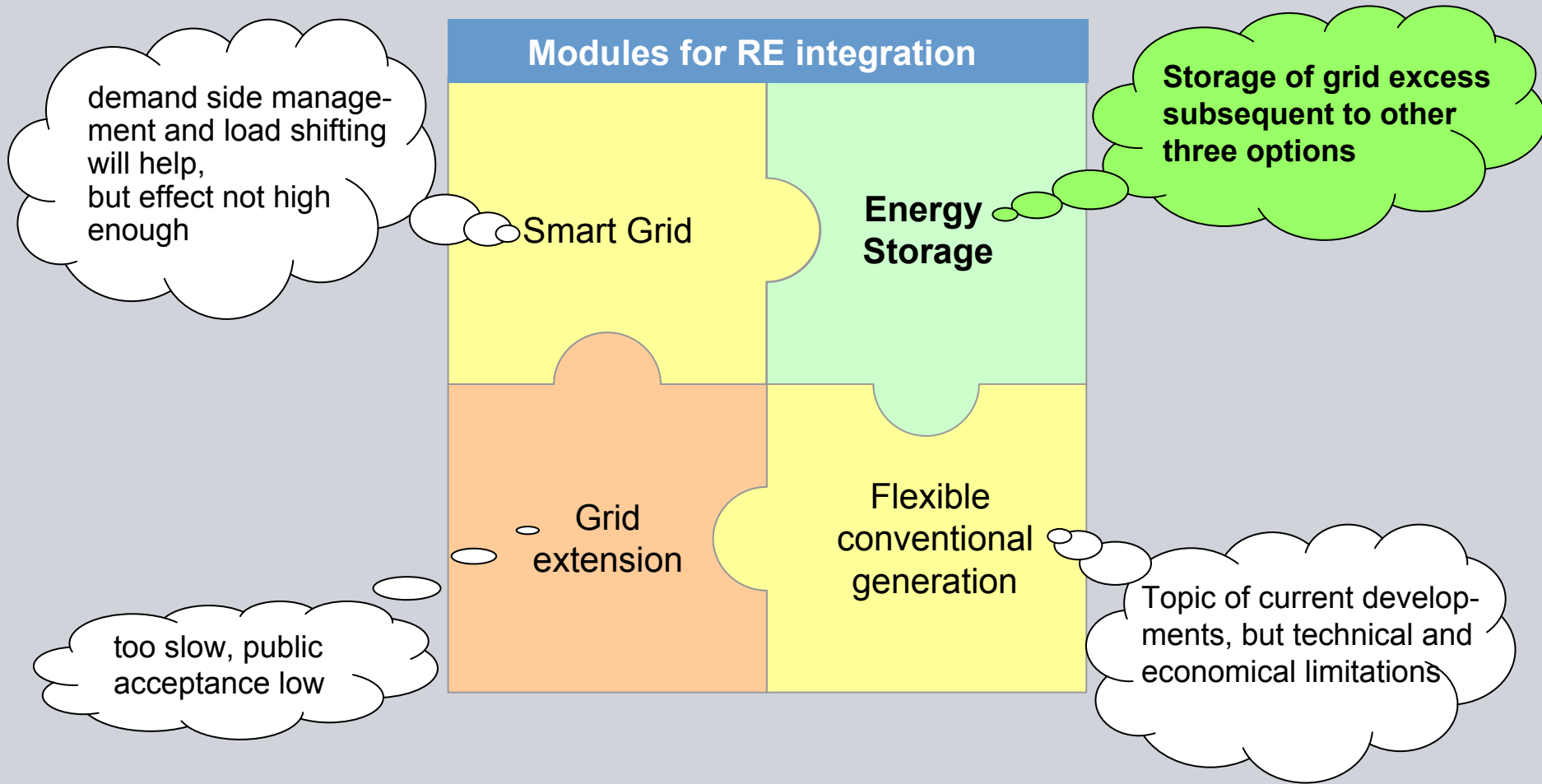


Typical generation profiles



Vision: 85% renewable energy for Germany in 2050

“Toolbox” for renewable energy integration

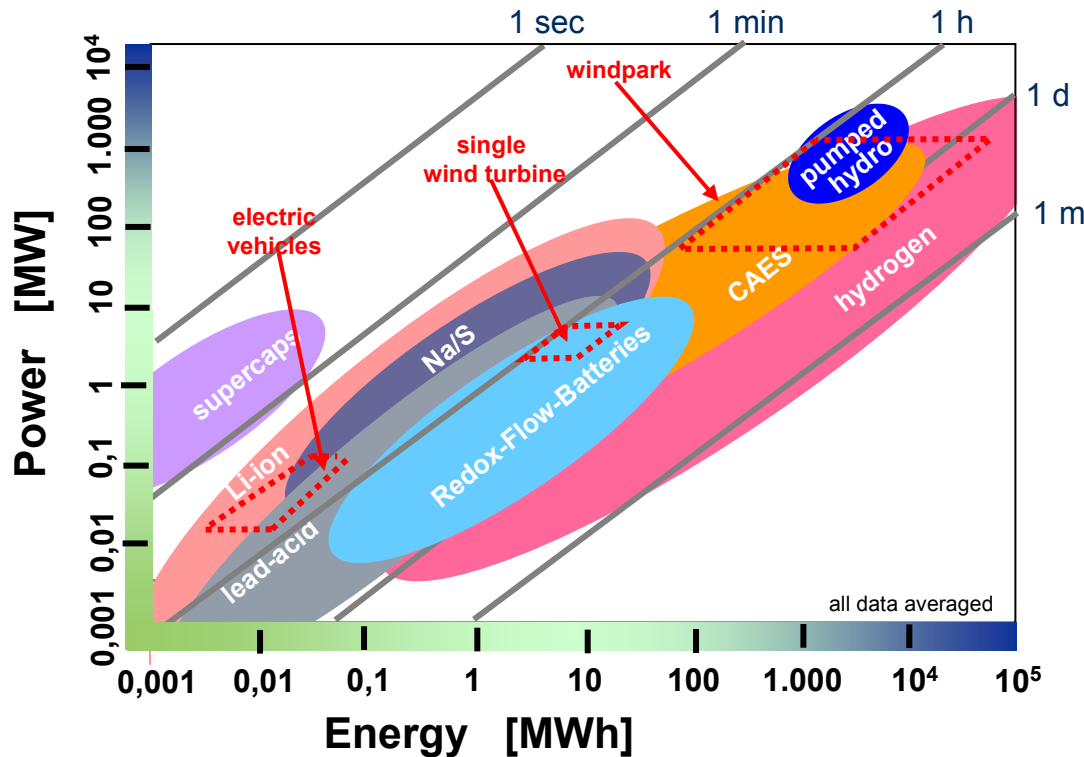


Energy storage will be an essential key for a future CO₂ optimized scenario

Large Scale Energy Storage

Options to address `grid storage` are limited

segmentation of large-scale (electrical) energy storage

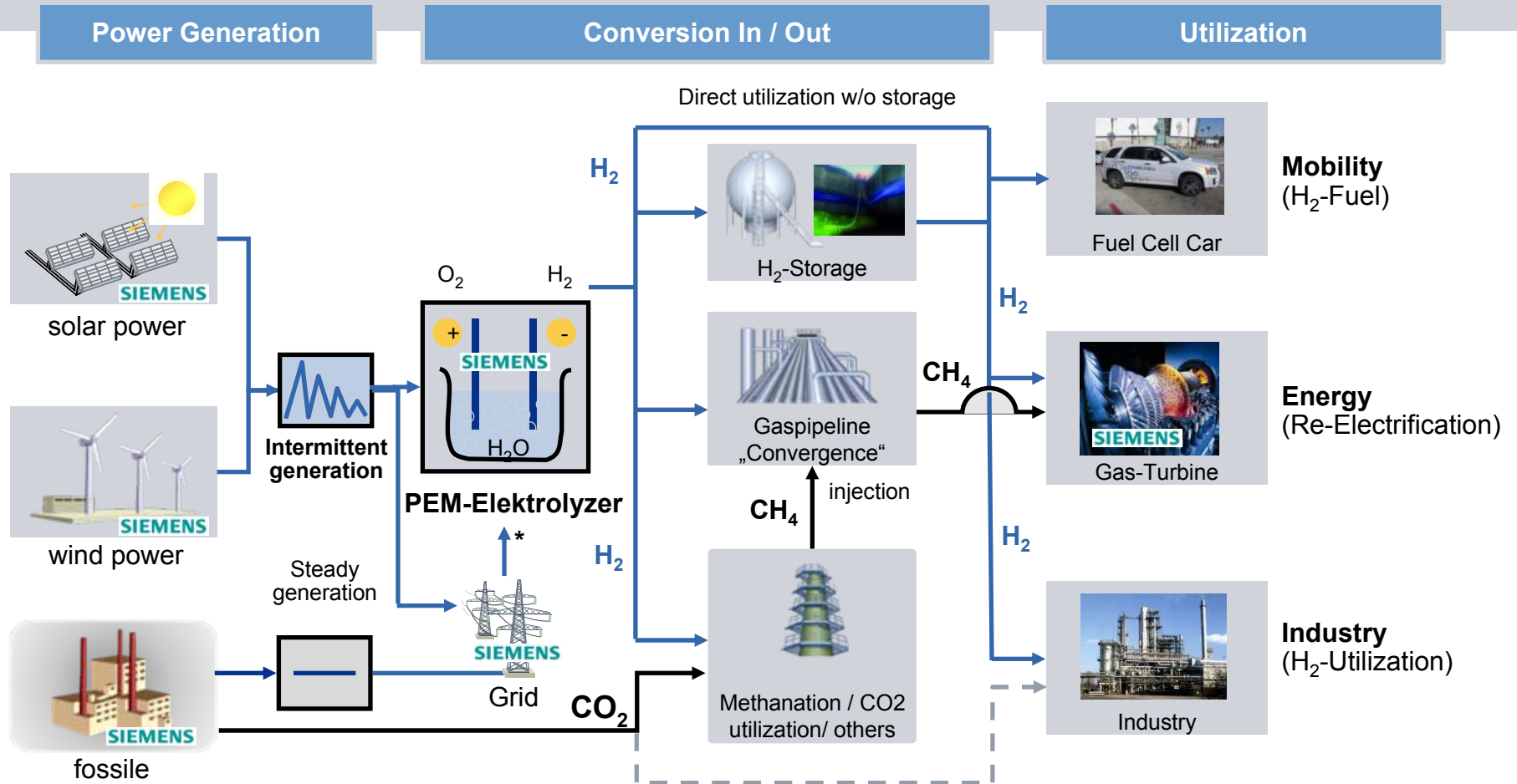


key statements:

- Battery storage applications are limited in the hour range
- Energy storage >100 MW can only be addressed by Pumped Hydro, Compressed Air (CAES) and Hydrogen
- The potential to extend pumped hydro capacities is very limited
- CAES has limitations in operational flexibility and capacity

Hydrogen is the only option to cover energy capacities > 10 GWh

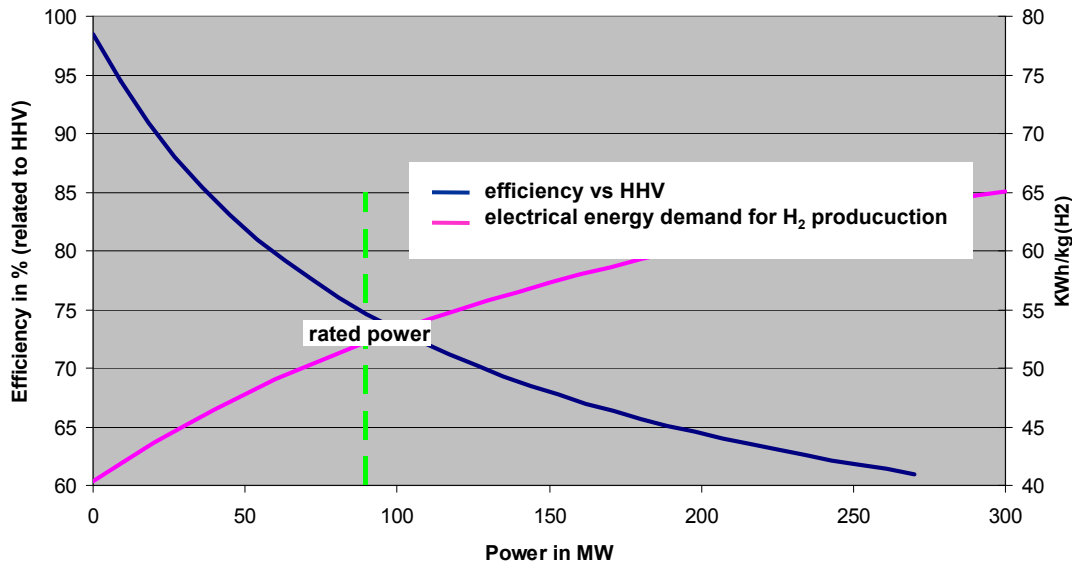
Big Picture Hydrogen: Conversion of electrical into chemical power



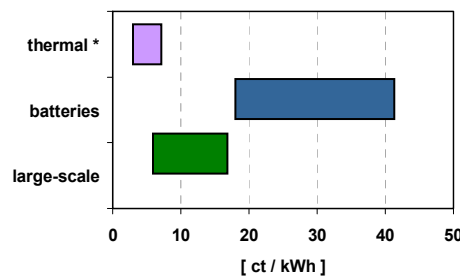
H_2 drives the convergence between energy & industry markets

The role of efficiency Often misleading information given

extrapolated performance of a 90 MW System



invest



Costs of storage
(per kWh_{out})

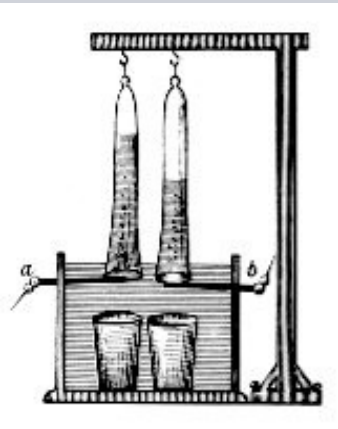
key statements:

- efficiency is related to a specific point of operation or a specified cycle
- efficiency data without the above mentioned information do not say anything !!!
- life cycle costs is a key indication to find the most reasonable storage technology
- “efficiency” is implemented part of the equation.

$$\eta = E_{in} / E_{out}$$

Hydrogen Production via Electrolysis

Use Cases



Johann Wilhelm Ritter,
1800

today

fields of application

- generation of H₂ / O₂ with very high purity (≥ 5.0)
- application in remote areas (where transport is costly)
- production in regions with very low electricity costs

technical requirements

- high efficiency
- continuous operation

tomorrow

- **hydrogen mobility**
- **energy storage**

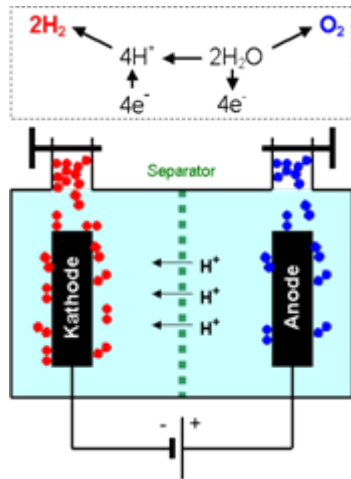
- green generation
- high dynamic
- black start capability
- high pressure operation

The principle of water electrolysis and the potential of hydrogen is known for more than 200 years. State-of-the-art are systems with an alkaline electrolyte.

Water Electrolysis

Principle

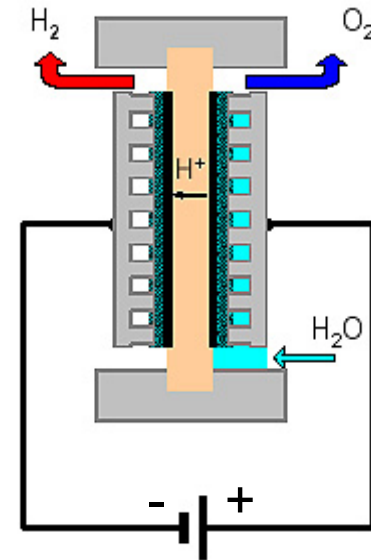
basics:



key spec:

- DC current splits water into hydrogen and oxygen
- production rate is related to current
- 9 liters of water yield 1 kg of hydrogen
- approx. 50 kWh electrical energy generate 1 kg/h hydrogen
- 1 kg of hydrogen contain 33,3 kWh energy

PEM* technology:



* Polymer -Electrolyte-Membrane

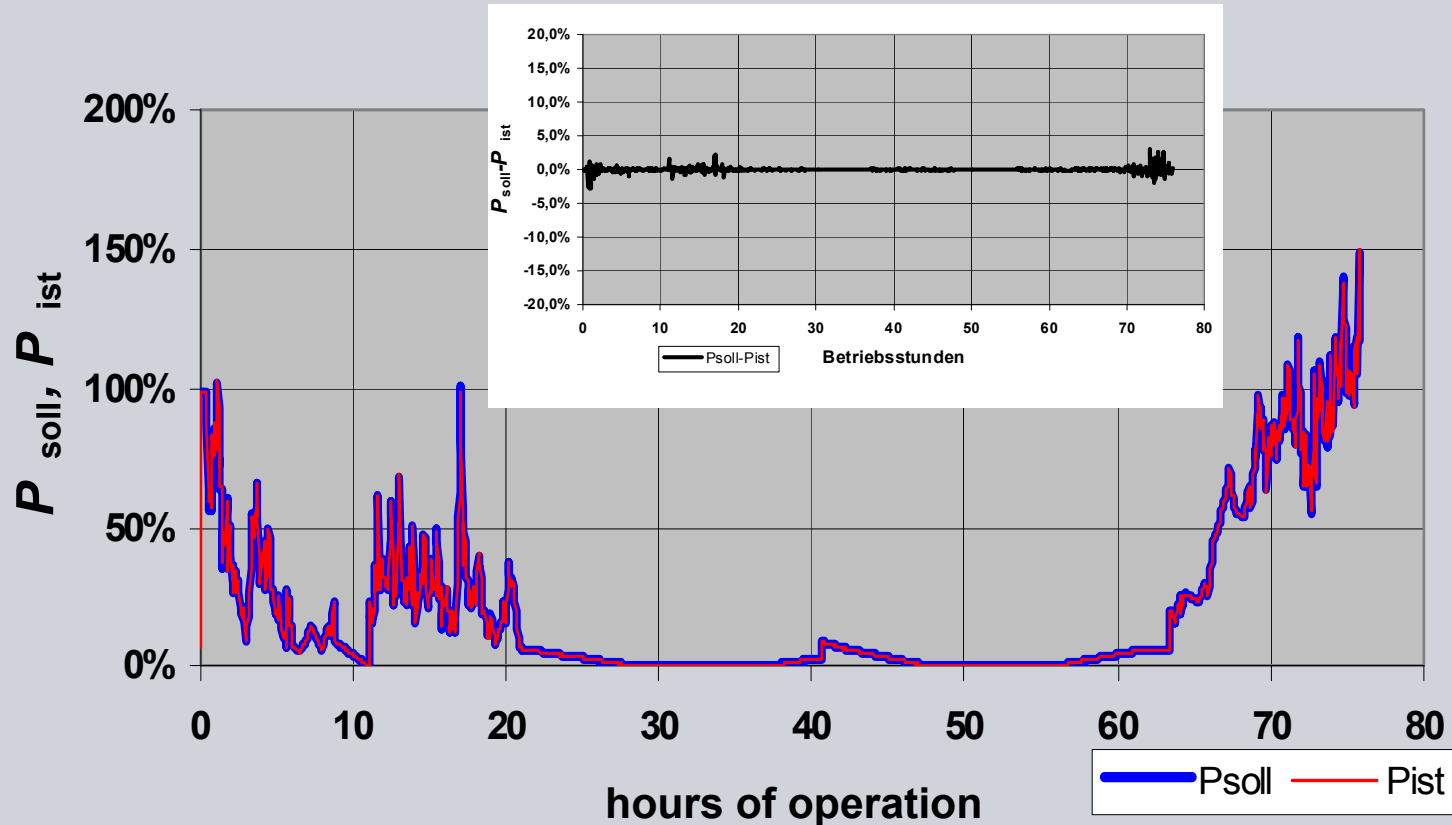
- purpose:
- ion conductor (H^+)
 - electric isolator
 - gas-tight separator

The PEM technology uses a robust polymer membrane as electrolyte.

PEM Electrolyzer @ Siemens

Following real wind profiles

lab test of a Siemens PEM electrolyzer stack following wind profiles



PEM electrolyzers are extremely dynamic and tolerant to overload even under pressurized operation.

PEM Electrolyzers @ Siemens

100 kW Demonstrator

SIEMENS



key statements:

- rated power of the system is 100 kW, peak power 300 kW (electrical stack input)
- H₂ and O₂ are produced at an outlet pressure of 50 bar
- The container is an „self-sustaining“ system. Power supply as well as water purification are onboard
- a 100 kW-demonstrator will be delivered 2012 to RWE in the context of the BMBF-funded project CO2RRECT*

*CO₂-Reaction using Regenerative Energies and Catalytic Technologies

First units of highly dynamic Siemens-Electrolyzers will be available in 2012.

PEM electrolyzer @ Siemens

Superior technology for high capacity electrolyzers

Hydrogen: Enabling conversion between electrical and chemical energy

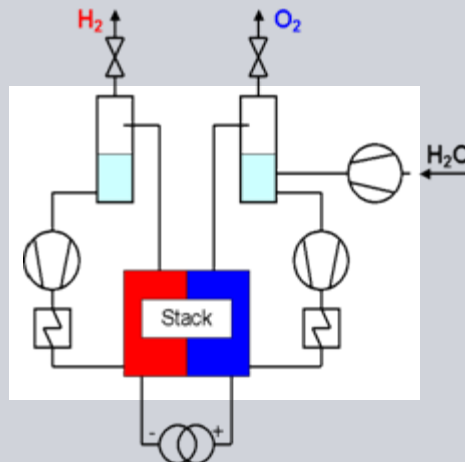
Excess Energy
Renewable Energy



Chemical Energy

PEM Electrolyzer Technology

- Robust polymer membrane as electrolyte
- Extremely dynamic and tolerant to overload even under pressurized operation
- High pressure operation without efficiency loss
- Operation as dynamic load for secondary and even primary control power
- Pure water – no leach
- on-off switching without any delay
- No N₂-purge and preheating necessary

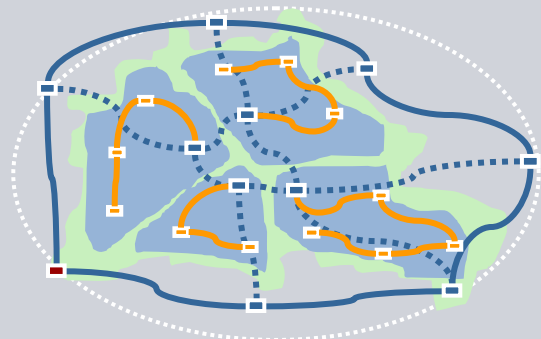
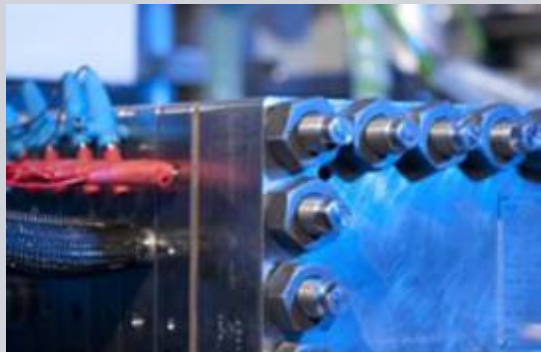


Siemens Expertise

- PEM electrolyzer development started 1998
- Reference list in electrolyzer technology:
 - continuous lab operation > 50.000 h
 - 10y field operation (prototype)
 - 100 bar prototype
 - 40y electrode know-how
- complete solution in one hand
 - heavy duty rectifiers (up to 70.000 A)
 - transformers
 - control units
 - grid connection
 - gas turbines

Summary

Hydrogen will play a major role in future energy scenarios



- CO₂-reduction targets are clearly linked with renewables. They will require storage capacities in the TWh-range
- Hydrogen is the only viable approach to store energy quantities > 10 GWh
- Siemens is addressing large-scale energy storage by developing high capacity PEM electrolyzers
- PEM electrolyzers are very robust and extremely dynamic. They can be used as load for control power
- We foresee a strong convergence between industry and energy related applications
- The Energy market place needs to quickly develop business models to define economics for storage
- Regulators need to adapt their framework conditions necessary to trigger investments.

I DT LD HY

Industry Sector
Drives Technology Division

Hydrogen Solutions

contact:

Gaelle Hotellier (Head of Hydrogen Solutions)
gaelle.hotellier@siemens.com

Dr. Manfred Waidhas (Head of Business Development)
manfred.waidhas@siemens.com

EINFLUSS VON SCHIFFSBEWEGUNGEN AUF DIE KAPAZITÄT VON BIOMASSEGEFEUERTEN WIRBELSCHICHTDAMPFERZEUGERN

W. Zeńczak

*Westpommersche Technische Universität Szczecin, Fakultät für Meerestechnik und Transport
Al. Piastów 41, 71-065 Szczecin PL
wojciech.zenczak@zut.edu.pl*

Schlüsselwörter: Kraftstoffe, Umweltschutz, Schiffsantrieb, Wirbelschichtdampferzeuger

Zusammenfassung: Im vorliegenden Artikel werden ausgewählte Ergebnisse von Laboruntersuchungen des Einflusses von Schiffsbewegungen auf den Seewellen auf den Wert vom Wärmeübergangskoeffizienten in Wirbelschicht eines biomassegefeuerten Wirbelschichtdampferzeugers erörtert. Auf Basis der präsentierten Untersuchungsergebnisse wurde eine mögliche Änderung der Dampferzeugerleistung, die durch diese Störung verursacht wurde, eingeschätzt. Um die Simulation von Schiffsbewegungen zu ermöglichen, wurde ein Modell des Wirbelschichtdampferzeugers gebaut, das auf einer schwenkbaren Plattform untergebracht ist.

Summary: The article presents the selected results of the experimental research of the influence of the ship's motion on the sea waves on the value of the heat transfer coefficient between the fluidised bed and the heating surface of the ship's fluidised-bed biomass fired boiler immersed therein. Pursuant to the research results the likely boiler capacity change has been estimated caused by this disturbance. The research has been conducted at the original physical boiler model.

1. Einführung

Eine wesentliche Reduzierung von CO₂-Emissionen kann auf den Schiffen durch das Einsetzen von erneuerbaren Energiequellen wie z.B. dem Wind oder der Solarenergie erreicht werden. Der Nachteil dieser Energiequellen ist aber eine kleinere Dichte im Vergleich zur Energie von konventionellen Quellen. Bei einer auf den Schiffen begrenzten, zur Verfügung stehenden Fläche ist also ihre Anwendung erschwert. Außerdem sind zeitliche Pausen zu ihrem Zugang. Eine andere Möglichkeit stellt die Anwendung der Biomasse und ihre Verbrennung in den Wirbelschichtdampferzeugern dar [1].

Aus diesen Gründen führt der Autor seit bestimmter Zeit die experimentelle Untersuchungen auf den physischen Modellen von Wirbelschichtdampferzeugern unter dem Gesichtspunkt des Verhaltens der Wirbelschicht und der Erkennung des Wärmeübergangsprozesses bei den Störungen von der Schiffsbewegung auf der Seewelle. Die Beschreibung des Prüfstands, der angewandten Methoden der Messung wie auch vieler Untersuchungsergebnisse wurden u.a. in den Veröffentlichungen [2, 3, 4, 5] dargestellt.

2. Bemerkungen zu dem physischen Modell des Wirbelschichtdampferzeugers

Zum Zweck der Erweiterung der Anwendbarkeit des Dampferzeugersmodells wurden in der Konstruktion vom Wirbelschichtreaktor wesentliche Veränderungen eingeführt. Im Vergleich zum ersten Modell des Dampferzeugers wurde statt eines runden, ein viereckiger Querschnitt des Reaktors eingesetzt, wodurch die Konstruktion von realen Dampferzeugern besser abgebildet wird. Außerdem wurde eine Möglichkeit zum Einbringen von Heizelement auf verschiedenen

Höhen des Wirbelschachtsreaktors vorgesehen. Der Heizelement (eine Sonde) war an einer durchsichtigen Kappe befestigt. Die Kappe konnte in einem von vier Öffnungen auf einer Wand des Reaktors positioniert werden. Die übrigen Öffnungen waren mit den durchsichtigen Kappen eingblendet. Der neue Prüfstand ermöglicht, ähnlich wie die erste Version, die Durchführung von Untersuchungen sowohl der stationären als auch der zirkulierenden Wirbelschichtfeuerungen. Das Schema des Stands ist im Bild 1 dargestellt.

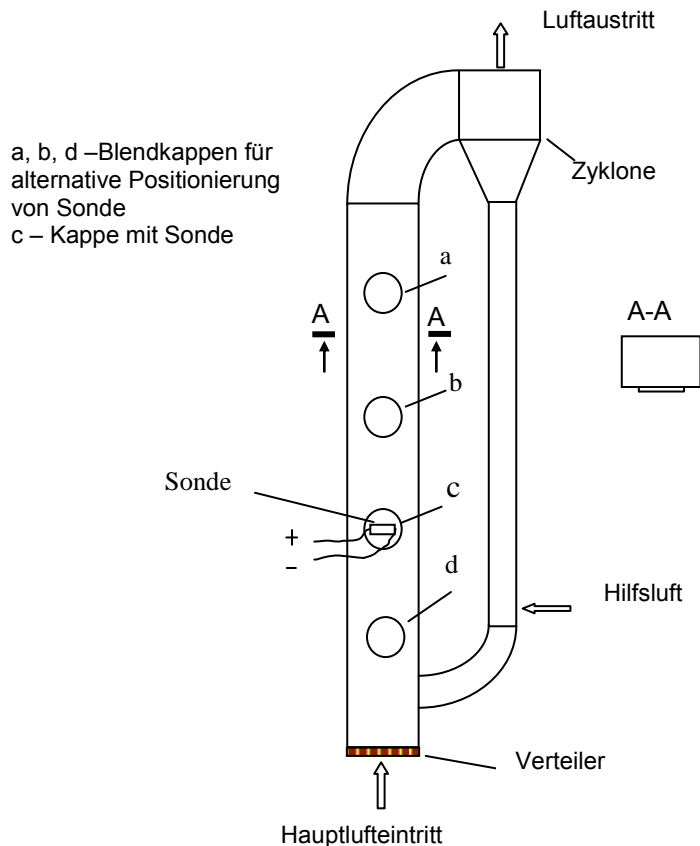


Bild 1. Schema des Stands

Die Untersuchungsergebnisse des mittleren Wärmeübergangskoeffizienten, die in der Veröffentlichungen [6, 7] beschrieben wurden, weisen darauf hin, dass sein Wert stark von dem Abstand der Sonde zu dem Verteiler (Rost) abhängig ist. Diese Untersuchungen haben jedoch keinen Einfluss von periodischen Bewegungen des Reaktors, die während des Betriebs auf einem Schiff eintreten können, berücksichtigt. Der neue Stand erlaubt die Durchführung von Untersuchungen des mittleren Wärmeübergangskoeffizienten in der zirkulierenden Wirbelschicht in Abhängigkeit von dem Abstand der Sonde vom Rost sowie während der periodischen Bewegungen des Reaktors.

3. Ausgewählte Untersuchungsergebnisse

Im Bild 2 werden die Untersuchungsergebnisse von mittleren Wärmeübergangskoeffizienten in einer stationären Wirbelschicht bei verschiedenen Abständen zwischen der Sonde und dem Rost im Stillstand (ohne Bewegung des Reaktors) dargestellt. Die mittlere Luftgeschwindigkeit betrug in allen Fällen 6,8 m/s.

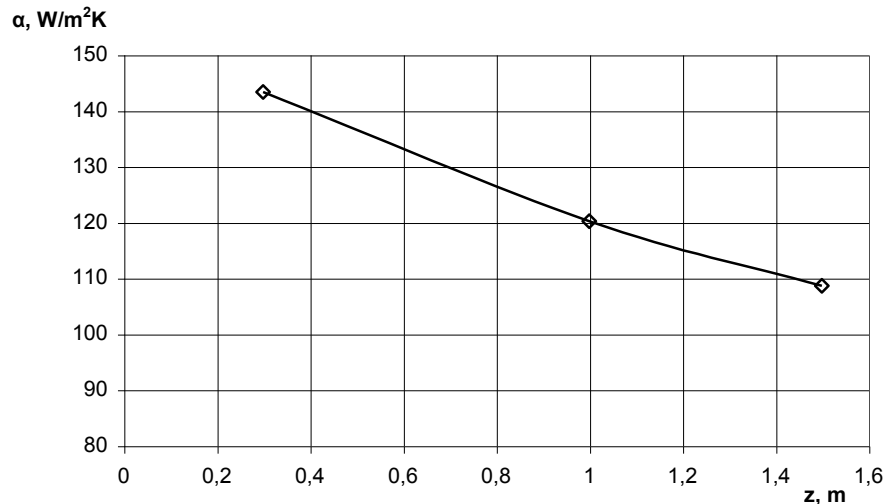


Bild 2. Abhängigkeit des mittleren Wärmeübergangskoeffizienten von dem Abstand der Sonde zu dem Rost

Aus dem Bild ist zu ersehen, dass je größer der Abstand der Sonde vom Rost desto kleiner der Wärmeübergangskoeffizient ist. Die Ursache einer solchen Abhängigkeit ist kleinere Konzentration des Schichtmaterials in höheren Zonen des Reaktors. Einen ähnlichen Verlauf haben auch andere Forscher ermittelt [8].

Alle Untersuchungen des Wärmeübergangsprozesses in einer stationären Wirbelschicht in dem periodisch bewegtem Reaktor zeigten, dass der Wert des Wärmeübergangskoeffizienten kleiner ist, als in dem Fall, wenn der Reaktor unbeweglich bleibt. Außerdem wurde festgestellt, dass der Wert des Wärmeübergangskoeffizienten im Bereich der untersuchten Bewegungsperioden auch bei kürzeren Perioden kleiner ist. Im Bild 3 werden die Werte des Wärmeübergangskoeffizienten in einer stationären Wirbelschicht bei einer konstanten Drehzahl des Luftgebläses ($n=4400 \text{ min}^{-1}$) für unbeweglichen, senkrecht stehenden Reaktor und für beweglichen Reaktor mit den Zeitperioden von $T=57 \text{ s}$ und $T=34 \text{ s}$ dargestellt. Der Neigungswinkel vom Lot betrug 30° . Bei kleineren Drehzahlen des Luftgebläses, also bei kleineren mittleren Luftstromgeschwindigkeit, wurde eine gleiche Tendenz des Abfalls von Wärmeübergangskoeffizienten bei kürzeren Pendelperioden des Reaktors beobachtet.

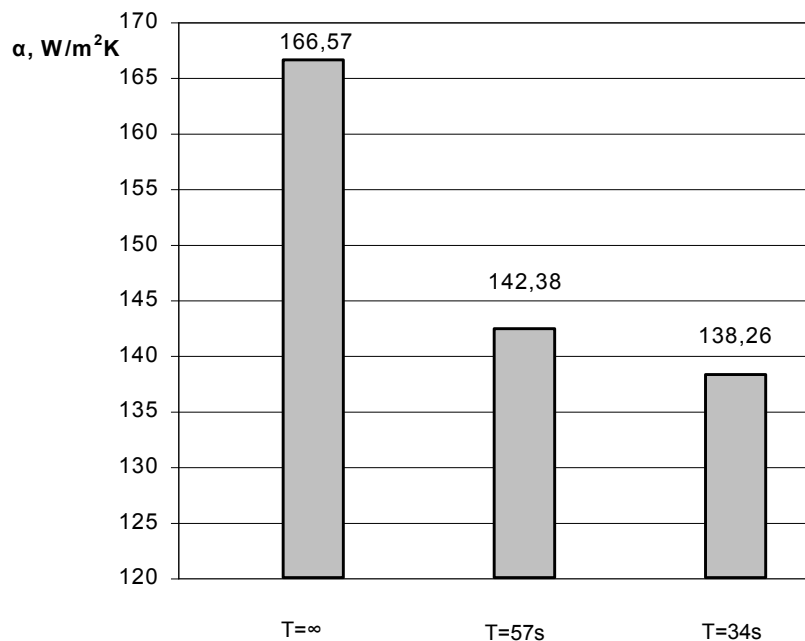


Bild 3. Mittlerer Wärmeübergangskoeffizient in stationärer Wirbelschicht bei konstanter Drehzahl des Luftgebläses ($n=4400 \text{ min}^{-1}$) für unbeweglichen, senkrecht stehenden Reaktor ($T = \infty$) und beim Pendeln mit verschiedenen Perioden

Überdies wurden auch Untersuchungen für andere Luftstromgeschwindigkeiten und für andere Mengen des Schichtmaterials ($H = 0,08 \text{ m}$ im Stillzustand) durchgeführt. Dabei wurde auch der Neigungswinkel des Reaktors vom Lot bis 25° geändert. Im Bild 4 wird der mittlere Wärmeübergangskoeffizient in der stationären Wirbelschicht bei drei verschiedenen Drehzahlen vom Luftgebläse ($n = 4557 \text{ min}^{-1}$, $n = 5107 \text{ min}^{-1}$ und $n = 5264 \text{ min}^{-1}$) als eine Funktion der mittleren Winkelgeschwindigkeit des Reaktorspendelns dargestellt. In diesem Fall ist die Pendelzeitperiode durch eine umgekehrt proportional Winkelgeschwindigkeit ersetzt. Der Zustand, in dem der Reaktor unbewegt bleibt, entspricht der Winkelgeschwindigkeit gleich Null ($\omega = 0$). Auf diese Weise vermeidet man die Darstellung eines unendlichen Wertes der Zeitperiode ($T = \infty$) im Diagramm.

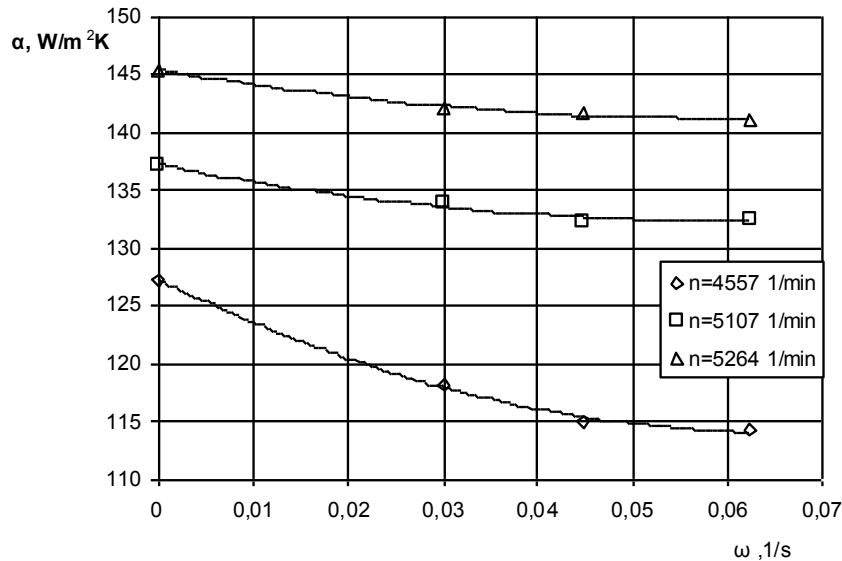


Bild 4. Mittlere Drehzahlen des Luftgebläses als eine Funktion von mittlerer Winkelgeschwindigkeit des Reaktorspendelns

Eine ganz andere Tendenz in der Entwicklung des Wärmeübergangskoeffizienten tritt in einer zirkulierenden Schicht während des Reaktorspendelns auf. In diesem Fall wächst der Wärmeübergangskoeffizient gleich nach dem Auftreten der Bewegungen.

Im Experiment, das eine solche Tendenz nachgewiesen hat, wurde die Erfassung der Messergebnisse noch vor dem Übergang der stationären Wirbelschicht in eine zirkulierende vorgenommen. Das Pendeln des Reaktors begann erst nach dem Entstehen der zirkulierenden Wirbelschicht. Auf diese Weise konnte auch das Verringern des Wärmeübergangskoeffizienten während des Übergangs der Wirbelschicht von dem stationären in einen zirkulierenden Zustand infolge der Verkleinerung der Schichtmaterialkonzentration, gezeigt werden. In einem zirkulierenden Zustand der Wirbelschicht betrug die Luftgeschwindigkeit $w=7,3$ m/s und blieb nahezu konstant. Im Bild 5 wird ein Zeitverlauf der momentanen Werte des mittleren Wärmeübergangskoeffizienten während des Übergangs der Wirbelschicht von dem stationären in einen zirkulierenden Zustand (die Luftgeschwindigkeit steigert vom $w=6,14$ m/s bis $w=7,3$ m/s – der Reaktor bleibt unbeweglich) und seine Änderung nach dem Auftreten von Schwingungen (ab 12:31:41 auf der Zeitachse) dargestellt.

Die Beobachtungen haben gezeigt, dass die Schwingungen des Reaktors die Aufschüttung des Materials auf die senkrecht zur Schwingungsrichtung stehende Wände verursachen. Infolge dessen werden die Materialteilchen an der Wandschicht des Reaktors hinunter geleitet. Dadurch wird sich die Konzentration des Materials an den Wänden und im Kern des Luftstroms vergrößern. Im Endeffekt steigt der Wärmeübergangskoeffizient an der Sonde an, die sich in dem Luftstromkern befindet.

Außerdem wurde festgestellt, dass die Änderungen des Wärmeübergangskoeffizienten zyklisch sind. Der Zyklus wird mit dem Pendeln des Reaktors verknüpft.

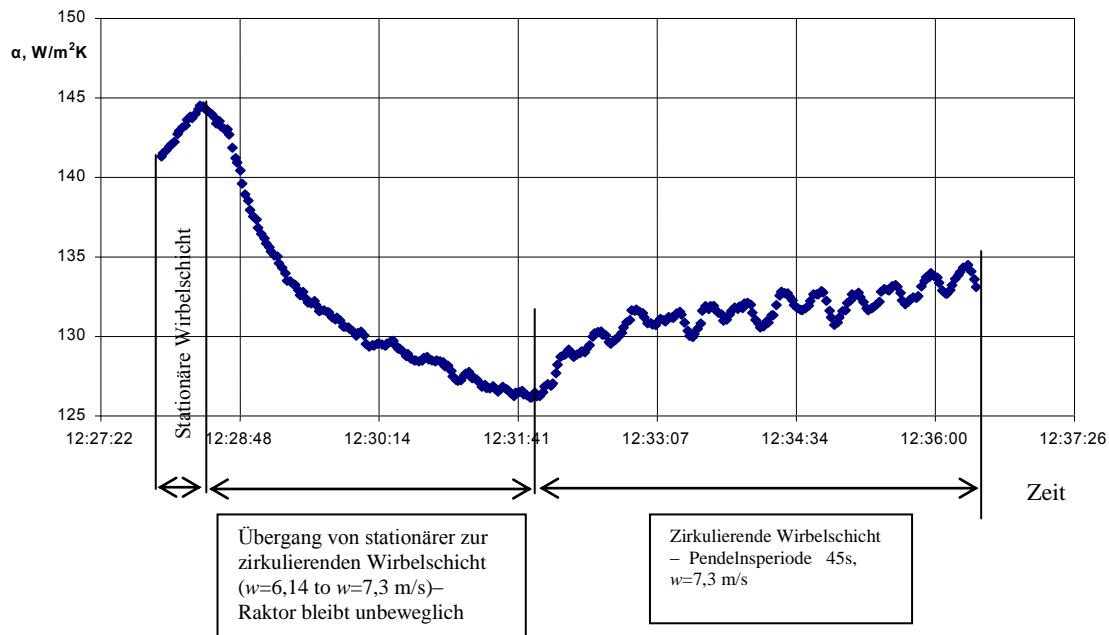


Bild 5. Zeitverlauf der momentanen Werte des mittleren Wärmeübergangskoeffizienten während des Übergangs der Wirbelschicht von dem stationären in einen zirkulierenden Zustand und nach dem Auftreten der Schwingungen

4. Abschätzung des Einflusses der Änderung des Wärmeübergangskoeffizienten auf die Leistung des Wirbelschichtdampferzeuers

Die Änderungen des Wärmeübergangskoeffizienten, die unter den Laborbedingungen beobachtet wurden, werden eine Änderung seiner Leistung in einem realen Wirbelschichtdampferzeuer verursachen. Eine vereinfachte Abschätzung der Leistungsänderung kann wie folgt durchgeführt werden.

Der Wärmestrom \dot{Q} , der durch die Wärme­fläche des Verdampfers angenommen wird, kann aus der Gleichung

$$\dot{Q} = kF\Delta t \quad (1)$$

berechnet werden.

Wobei:

F – Verdampferfläche,

Δt – mittlere Temperaturdifferenz zwischen Wirbelschicht und Arbeitsmittel (Dampf­wassermischung)

k – Wärmedurchgangskoeffizient bezeichnen.

Der Wärmedurchgangskoeffizient k für eine saubere Fläche wird aus der Gleichung

$$k = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + \frac{s}{\lambda} + \frac{1}{\alpha_2}} \quad (2)$$

mit

s – Trennwanddicke,

λ – Wärmeleitfähigkeit der Trennwand,

α_1 – Wärmeübergangskoeffizient zwischen der Wirbelschicht und Verdampferfläche,

α_2 – Wärmeübergangskoeffizient zwischen der Verdampferfläche und Arbeitsmittel ermittelt.

Es kann angenommen werden, dass der Wärmedurchgangskoeffizient k dem Wärmeübergangskoeffizienten zwischen der Wirbelschicht und Verdampferfläche α_1 nahezu gleich ist. In der Gleichung (2) können nämlich die Glieder $\frac{1}{\alpha_2}$ und $\frac{s}{\lambda}$, die technisch gesehen sehr klein sind, vernachlässigt werden:

$$k \approx \alpha_1 \quad (3)$$

Im Endeffekt ist der angenommene Wärmestrom proportional zu α_1 , d.h.

$$\dot{Q} \sim \alpha_1 \quad (4)$$

Das bedeutet, dass die Verringerung des Wärmeübergangskoeffizienten α_1 in einer stationären Wirbelschicht (z.B. um 15% -Bild 3) infolge der Entstehung der Schiffsschwankungen im ähnlichen Maße auf die Änderung des Wärmestroms und die Leistung des Dampferzeugers einfließt.

Der Einstieg des Wärmeübergangskoeffizienten, der in einer zirkulierenden Wirbelschicht nach dem Auftreten von Schwankungen des Schiffes festgestellt wurde, wird dagegen eine Leistungssteigerung des Dampferzeugers verursachen.

5. Zusammenfassung

Die durchgeführten Untersuchungen zeigen, dass wenn ein Dampferzeuger mit einer stationären Wirbelschicht auf einem Schiff eingesetzt ist, wird die Leistung des Dampferzeugers kleiner nach dem Auftreten der Schiffsbewegungen auf der Wellen. Im Fall der Verwendung eines Dampferzeugers mit einer zirkulierenden Schicht tritt ein günstiger Anstieg der Leistung auf. Es muss aber daran gedacht werden, dass der Dampferzeuger mit einer zirkulierenden Schicht infolge großen Abmessungen nur auf großen Schiffen eingesetzt werden kann.

Für einen wirtschaftlichen Betrieb des Schiffes mit Wirbelschichtdampferzeuger sollen auch seine mögliche Leistungsänderungen während Schiffsbewegungen geachtet werden.

Referenzen

- [1] Zeńczak W. Biomasse als Betriebsstoff für Schiffe, XVII Symposium Nutzung regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik, 4-6 November 2010, Stralsund. s. 195-201
- [2] Zeńczak W.: Investigation of Fluidized Bed of the Physical Model of the Marine Fluidized Bed Boiler. Journal of Polish CIMAC , Vol.3 No.1. Gdańsk 2008, 183-190
- [3] Zeńczak W.: The Research of the Influence of the Cylindrical Heating Surface Location on the Local Heat Transfer Coefficients in Fluidised Bed of the Marine Fluidised Bed Boiler. Journal of Polish CIMAC, vol.4 no.1, Gdańsk 2009, 161- 167
- [4] Zeńczak W.: Kohle als Reservebetriebsstoff für die Schiffe, XVI Symposium Nutzung regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik, 5-7 November 2009, Stralsund
- [5] Adamkiewicz A., Zeńczak W.: Method of estimation of heat transfer coefficient between the fluidized bed and the surface immersed in it on an experimental simulation stand of a ship boiler. Zeszyty Naukowe AM w Szczecinie 21(93). Szczecin 2010, 12-19
- [6] Bis Z., Busoul M., Gajewski W.: Określenie współczynnika wymiany ciepła pomiędzy cyrkulacyjną warstwą fluidalną a powierzchnią w niej zanurzoną. Gospodarka Paliwami i Energią, 1992 nr 3, 14-16
- [7] Jhavar A.K., Prakash A.: Analysis of local heat transfer and hydrodynamics in bubble column using fast response probes. Chemical Engineering Science 2007, Nr 62. 7274-7281
- [8] Kolar A.K, Sundaresan R.: Effect of axial tube location on heat transfer in the core of a circulating fluidized bed, Edizioni ETS 2001, Experimental Heat Transfer, Fluid Mechanics and Thermodynamics, Pisa 2001, 1729-1734

Innovative Lösungen zur Speicherung von Energie

Dr. Andrei Zschocke
Technology & Innovation
E.ON Innovation Center Energy Storage

Die Versorgung mit Strom soll in Zukunft zunehmend aus regenerativen Quellen erfolgen, um einerseits Ressourcen zu schonen und andererseits CO₂-Emissionen zu mindern. Gerade in Deutschland sind die Wachstumsziele ehrgeizig gesteckt, so dass wir einen stark wachsenden Anteil an Wind- und Sonnenenergie beobachten. Im Unterschied zu konventionellen Quellen liefern Wind und Sonne aber nicht bedarfsgerecht, sondern wetterabhängig. Die große Herausforderung besteht darin, kosteneffizient die Integration dieser fluktuierenden Quellen zu vollziehen, so dass Erzeugung und Verbrauch in Balance stehen und Netzengpässe minimiert sind. Neben dem Ausbau der Stromnetze können bewährte Speichersysteme, aber auch neue Technologien dazu beitragen.

Derzeit finden sich mehrere innovative Ansätze zur Stromspeicherung in der Entwicklung, die sich hinsichtlich der gespeicherten Energieform (mechanische, chemische, thermische und elektrische Energie), der Leistungsgröße, des Entwicklungsstandes, der Kosten und vieler weiterer Kriterien unterscheiden und so in Zukunft am Energiemarkt unterschiedliche Dienste anbieten könnten. So werden Pumpspeicher im heutigen Strommarkt als Stunden- oder Tagesspeicher im Megawatt-Maßstab kommerziell genutzt; innovative Druckluftspeicher – bisher als Schwarzstart-Kraftwerk errichtet – sind theoretisch in der Lage, ähnliche Leistungen zu erbringen wie Pumpspeicher. Batterien werden derzeit in verschiedenen Pilotvorhaben hinsichtlich des Ausgleichs der tageszeitabhängigen Photovoltaik-Erzeugung im Kilowattmaßstab erprobt. „Power to Gas“ bietet die Möglichkeit, große Mengen an Energie über Elektrolyse in Wasserstoff umzuwandeln. Dieser steht dann verschiedenen Nutzungsmöglichkeiten wie Rückverstromung, Wärmemarkt, Mobilität oder als Grundstoff in der Industrie zur Verfügung. Die bestehende Erdgasinfrastruktur bietet potenziell die Möglichkeit, die Energie zu transportieren und zu speichern.

Um die „Power to Gas“-Technologie weiterzuentwickeln, errichtet E.ON im brandenburgischen Falkenhagen eine Pilotanlage. Sie hat eine elektrische Leistung von 2 Megawatt und wird den Wasserstoff in das lokale Erdgasnetz einspeisen. Die Anlage basiert auf bewährter Technologie und dient dazu, Erfahrung in der Errichtung, der Genehmigung und dem Betrieb zu sammeln. Der Standort in Falkenhagen charakterisiert sich durch ein hohes Aufkommen an Wind- und Sonnenenergie, das zeitweise nicht vollständig abtransportiert werden kann und daher ungenutzt bleibt. In Zukunft kann ein Teil dieses Stroms über die „Power to Gas“-Technologie gespeichert und zeitversetzt verwertet werden. Die Region zeigt modellhaft, welche Herausforderung der Ausbau Erneuerbarer Energien mit sich bringt, aber auch wie eine sinnvolle Integration gestaltet werden kann.

The Application of Solar – Boosted Heat Pump for Increase of Working Hour of Hot Water Production

Sorawit Sonsaree*, Sukruedee Sukchai and Wisut Chramsard
Solar Thermal Research Unit, School of Renewable Energy Technology (SERT),
Naresuan University, Phitsanuloke 65000, Thailand.

Tel: +6655 963195 Fax: +6655 963182

*Corresponding author. E-mail: mechanical_nu@hotmail.com

Abstract

A technique of vapor compression heat pump to upgrade heat from flat-plate solar collector compared with evacuated-tube heat pipe solar collector to increase operating hours for hot water generating was conducted. A simulation was performed by taking a 5 kW R-123 heat pump extracted heat from flat-plate solar collector. The flat-plate collector has an area of 2.35 m² with $F_R(\tau\alpha)_e$ and $F_R U_L$ of 0.72 and 10.52 W/m²-K respectively, compared to evacuated-tube heat pipe solar collector which has an area of 2.96 m² with $F_R(\tau\alpha)_e$ and $F_R U_L$ of 0.5 and 1.6 W/m²-K respectively. The results showed that the solar boosted heat pump system with evacuated-tube heat pipe was more appropriate than using solar boosted heat pump system with flat-plate collector while hot water more than 80°C was required. When 12 units of heat-pipe evacuated tube collector was connected in parallel to generate heat supplied to a storage tank with a capacity of 600 L while the water consumption rate of 0.08 L/s, Solar-boosted heat pump system could produce the hot water about 10 hr/day in average annually. Whereas the system with flat-plate solar collector could operate only 5 hr/day.

Keywords: *Solar Collector, Heat Pipe Evacuated – Tube, Flat – Plate, Solar – Boosted Heat Pump*

1. Introduction

Conversion of thermal energy obtained from solar radiation to a form of high temperature heat often uses evacuated tube solar collectors integrated with heat pipes due to high thermal efficiency and low heat loss. However, the collector is expensive and cannot operate for the whole day due to a limited of sunshine hours. Therefore, the collector is not favorite. From the literature review, it was found that a vapor compression heat pump system using R-123 as working fluid in the system can be used to increase the heat quality received by the solar collector to produce the hot water at temperature over 80 °C

Therefore, the mentioned system might upgrade the heat from heat pipe evacuated tube solar collector instead of an electrical heater during low solar radiation period and no radiation. As the heat accumulated in a tank of hot water produced by the solar collector can be used as a heat source supplied to the vapor compression heat pump to produce the high temperature hot water. This additional heat allows the solar hot water system to produce the high temperature hot water for longer period of time, which results in longer operating hours.

2. Operational Principle

Hot water production by a solar auxiliary heat pump is shown in Figure 1. The heat of produced hot water from the solar collector is exchanged with evaporator of heat exchanger in heat pump system. The working fluid which received the heat is boiled and vaporized then compressed at the compressor to increase temperature and pressure. Then it will release the heat at the condenser which is a heat exchanger.

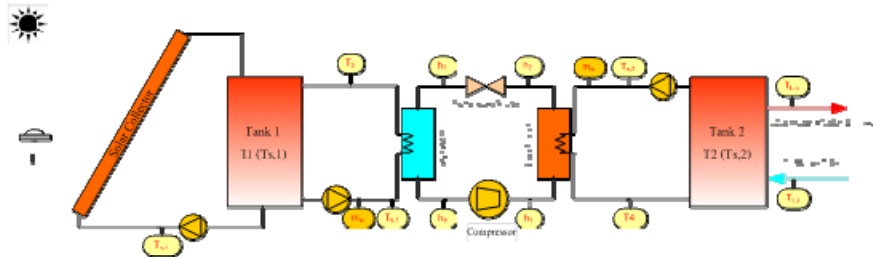


Figure 1. Solar – boosted heat pump system

2.1 Mathematical Modeling

Solar collector: Solar collector is used to convert solar energy into thermal energy transferred to the fluid flow inside the solar collector. The rate of heat transfer from the solar collector at any time can be calculated from [2]

$$\dot{Q}_{Coll} = A_c \left[F_R (\tau\alpha)_e I_T - F_R U_L (T_{S,1} - T_{amb}) \right] \quad (1)$$

Heat Pump: Index performance of the heat pump is the ratio of heat applied to the condenser (\dot{Q}_{Cond}) (Energy Efficiency Ratio – EER) to the power supplied in the system (P_{Elect}) [3], as follows.

$$EER = \frac{\dot{Q}_{Cond}}{P_{Elect}} \quad (2)$$

Preliminary tests showed that the EER varies according to the temperature difference between the water temperatures of both tanks. (Figure 2). The EER can be represented in the following equation.

$$EER = a + b(T_{S,2} - T_{S,1}) \quad (3)$$

Therefore, the condenser heat rate can be calculated from

$$\dot{Q}_{Cond} = EER \times P_{Elect} \quad (4)$$

The temperature of the water in the tank 1 can be found from the energy balance of the hot water tank and to make it easier to consider. The storage tank temperature is

uniformly and non – stratified tank. The water temperature in the tank 1 can be calculated as follows.

$$(MC_p)_s \left(\frac{dT_s}{dt} \right) = (\dot{Q}_{Coll} - \dot{Q}_{Evap} - \dot{Q}_{Loss}) \quad (5)$$

$$\dot{Q}_{Evap} = \dot{Q}_{Cond} - \dot{W}_{Comp} \quad (6)$$

$$EER = \frac{\dot{Q}_{Cond}}{\dot{W}_{Comp} / Eff_{Comp}} \quad (7)$$

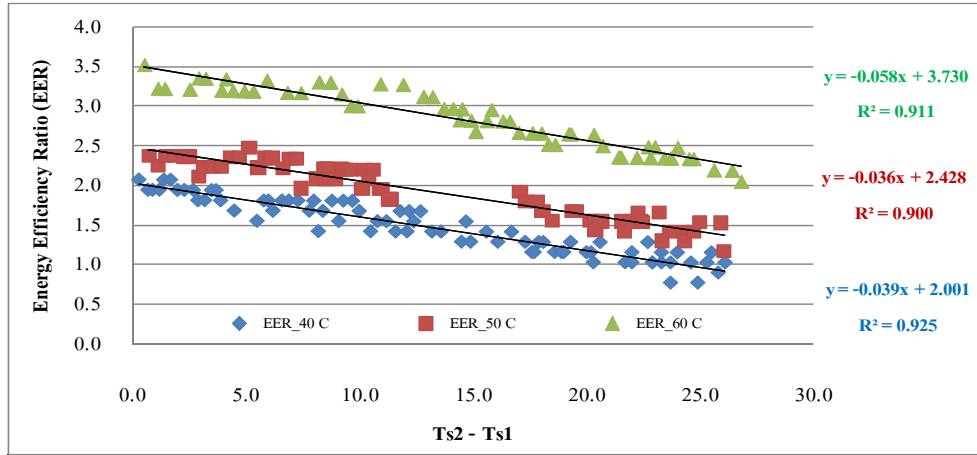


Figure 2. Energy Efficiency Ratio (EER): Tank 1 at a water temperature 40, 50 and 60 °C

$$EER = \left[9.1 - 0.4T_{s,1} + (4.4 \times 10^{-3})T_{s,1}^2 \right] + \left[-0.3 + 0.01T_{s,1} + (-1.3 \times 10^{-4})T_{s,1}^2 \right] \times [T_{s,2} - T_{s,1}] \quad (3A)$$

$$+ \left[(3.8 \times 10^{-4}) + (-1.2 \times 10^{-5})T_{s,1} + (8.7 \times 10^{-8})T_{s,1}^2 \right] \times [T_{s,2} - T_{s,1}]^2$$

From equation 5, the water temperature of tank 1 can be discretized by numerical techniques by assuming that there is no heat loss from the tank. This temperature variation can be written as follows.

$$T_{s,1}^{t+\Delta t} = T_{s,1}^t + \frac{\Delta t}{(MC_p)_s} \left[A_c \left[F_R (\tau\alpha)_e I_T - F_R U_L (T_{s,1} - T_{amb}) \right] - \dot{Q}_{Evap} \right] \quad (8)$$

The water temperature of tank 2 can be found from the energy balance of the hot water tank. The storage tank temperature is uniformly and non – stratified tank. Water temperature variation in the tank 2 can be calculated from the following equations.

$$(MC_p)_s \left(\frac{dT_s}{dt} \right) = (\dot{Q}_{Cond} - \dot{Q}_{Load} - \dot{Q}_{Loss}) \quad (9)$$

$$\dot{Q}_{Load} = \dot{m}_w C_p (T_{L,o} - T_{L,i}) \quad (10)$$

From equation 9, the water temperature of hot water tank 2 can be formulated through the numerical techniques by assuming that there is no heat loss from the tank as follows.

$$T_{s,2}^{t+\Delta t} = T_{s,2}^t + \frac{\Delta t}{(MC_p)_s} \left[[a + b(T_{s,2} - T_{s,1})] \times P_{Elect} - \dot{m}_w C_p (T_{L,o} - T_{L,i}) \right] \quad (11)$$

2.2 Critical or Threshold Solar Radiation, I_{TC} [4]

Critical or Threshold solar radiation (I_{TC}) is the amount of solar radiation that allows the system to work. (Figure 3), which is used to determine the number of operation hours of the system. In other words, within 1 year, the system will be able to work a few hours. I_{TC} can be calculated as the following equation.

$$\dot{Q}_{coll} = A_c \left[F_R (\tau\alpha)_e I_T - F_R U_L (T_{s,1} - T_{amb}) \right] = 0 \quad (12)$$

$$I_{TC} = \frac{F_R U_L (T_{s,1} - T_{amb})}{F_R (\tau\alpha)_e} \quad (13)$$

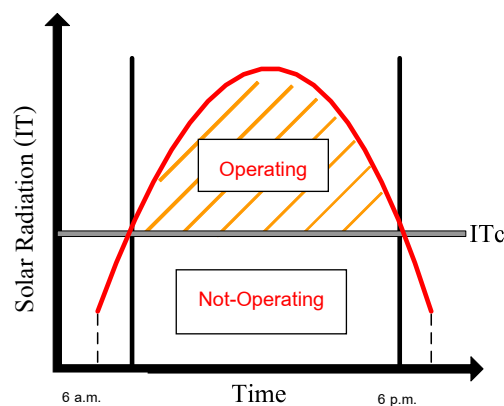


Figure 3. Critical or Threshold solar radiation

3. Methodology

In this research, the working hours of the solar hot water system was increased by using a flat plate solar collector and heat pipe evacuated tube solar collector for hot water production which can be applied in conjunction with a heat pump to produce higher temperature hot water (Figure 4), the operation principle is described as follows (i) during normal operation, the hot water produced from solar collector (ii) The heat pump operates when the water temperature in tank 1 is below the desired temperature or at the time of the solar radiation is low and at the time when there is no solar radiation (iii) The hot water system pumps the hot water for usage when is at the desired temperature. Data for the mathematical modeling of the 2 systems is shown in Tables 1 and 2. In addition, the calculation steps are shown Figure 5.

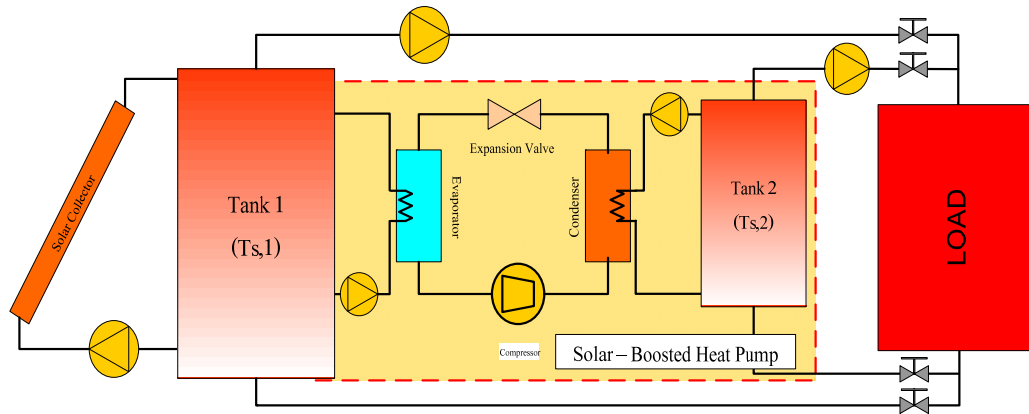


Figure 4. System diagram

Table 1: Data of Heat Pump

Heat Pump		
Capacity	5	kW
Compressor Eff.	80.19	%
Hot Water Temp. (HP Stop)	90	°C
Refrigerant	R-123	
Etc.		
System stop (Tank 2)	< 60	°C
Tank Size (Tank 2)	600	L

Table 2: Data of mathematical modeling

	Flat Plate	Heat Pipe	
		Evacuated Tube	
A_c	2.35	2.96	m^2
$F_R(\tau\alpha)_e$	0.72	0.5	
$F_R U_L$	10.52	1.6	$W/m^2 K$
Etc.			
Collector water flow rate	0.47	0.47	kg/s
Hot water used flow rate	0.08	0.08	kg/s
Tank Size (Tank 1)	600	600	L

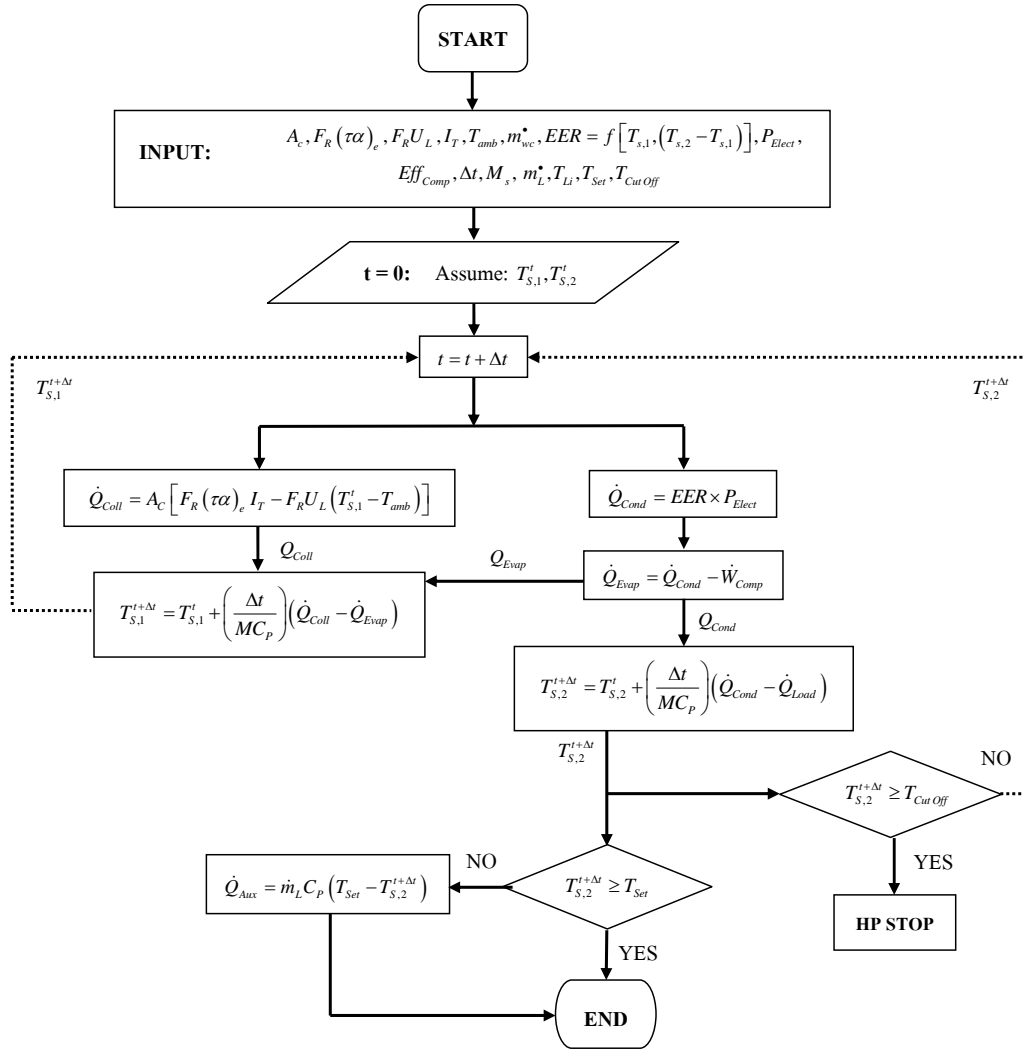


Figure 5. Calculation flowchart

4. Results and Discussion

The results from the mathematical modeling analysis were obtained by the modeling of the system operating throughout the year. The weather data of Phitsanulok province, Thailand is used for the simulation. The desired parameters are the water at temperature of 85 °C, The consumption rate of water at 0.08 kg/s, and operation period of the system between 6 a.m. and 12 p.m. The results are presented as follows.

4.1 Case I: Flat Plate Solar Collector

The results from the mathematical model of the system showed that the system require 20 sets of flat plate solar collector (2 sets of parallel connected of 10 collectors) to produce hot water at the desired temperature. The hot water temperature variation in each period is shown in the Figure 6.

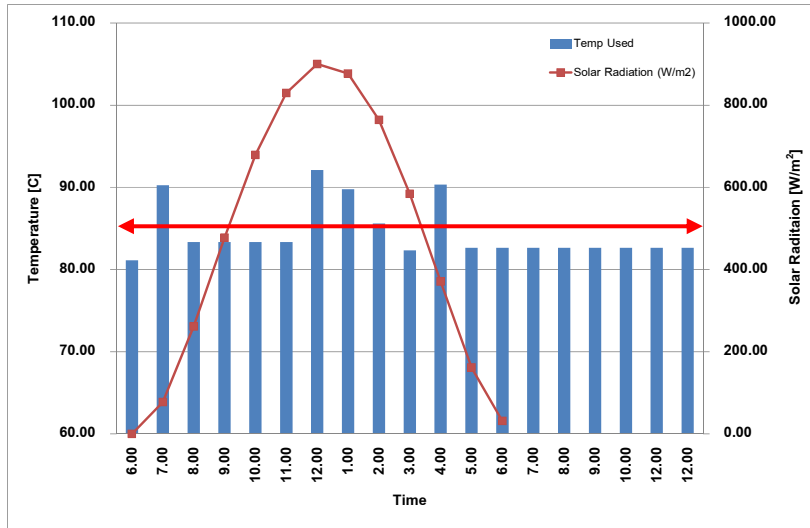


Figure 6. Hot water temperature, data taken in January
Case: Flat Plate Solar Collector

From Figure 6, between 6.00 a.m. – 12.00 p.m., the system is capable to produce the hot water at the temperature of 85 °C for 5 hours a day. The system can be used in the period that the system can store the heat at day time.

4.1 Case I: Heat Pipe Evacuated Tube Solar Collector

The results from the mathematical model of the system showed that the system requires 12 sets of the heat pipe evacuated tube solar collector connected in parallel to produce hot water at the desired temperature. The hot water temperature in each period is shown in Figure 7.

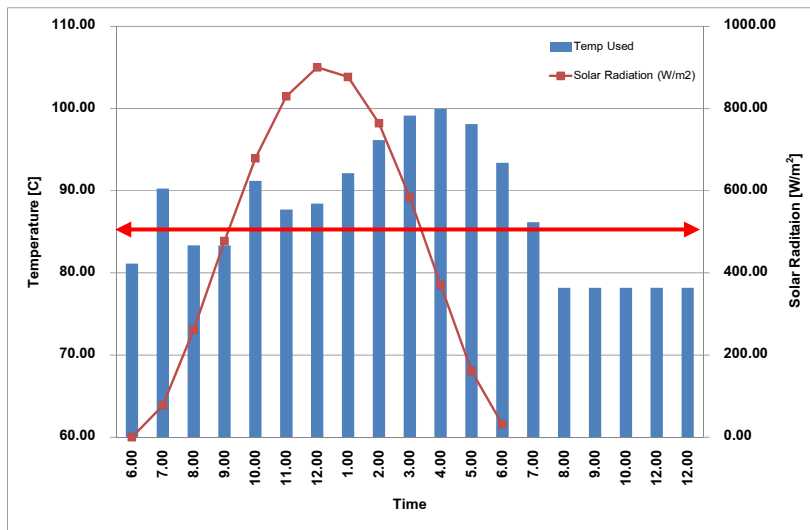


Figure 7. Hot water temperature, data taken in January
Case: Heat Pipe Evacuated Tube Solar Collector

From Figure 7, at the time 6.00 a.m. – 12.00 p.m. the system can produce the hot water at the temperature of 85 °C for 11 hours a day. The hot water temperature is quite

constant as the system uses the thermal energy which is stored in the hot water tank supplied to the heat pump.

The comparison for the operating hour of the two systems and the percentage of increasing operating hour along the year are shown in Figure 8 and 9 respectively.

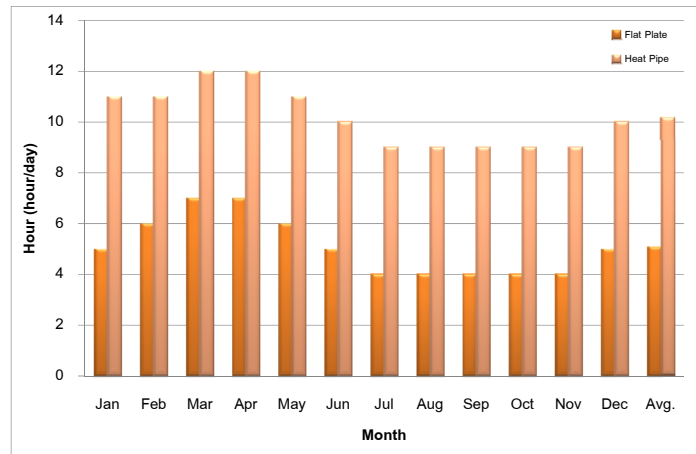


Figure 8. Annual working hour

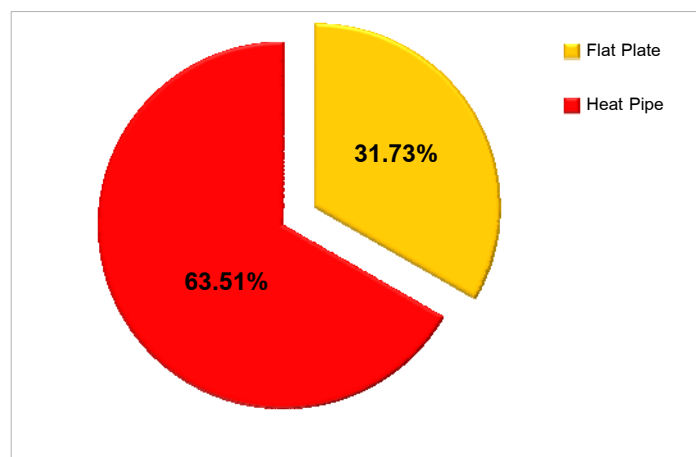


Figure 9. Percentage of increasing working hour

In Figure 8 the daily average working hour throughout the year of the solar – boosted heat pump system when the flat plate solar collector and heat pipe evacuated tube solar collector were used, is 5 and 10 hours a day, respectively. In Figure 9, it shows that the percentage of working hours increases from 31.73 to be 63.51 in average when the heat pipe evacuated tube solar collector was used.

5. Conclusion

Solar – boosted heat pump can be used to produce high temperature hot water even the amount of solar radiation is low or when depletion of solar radiation is faced owing to the heat pump system can be used with the thermal energy from the storage tank and supply the heat to the system. The daily average working hour along the year of solar – boosted heat pump system with a flat plate solar collector and heat pipe evacuated tube solar collector are

5 and 10 hours a day, respectively while the working hours percentage was increased from 31.73 to 63.51.

6. Acknowledgements

The authors grateful to the Thermal System Laboratory, Department of Mechanical Engineering, Faculty of Engineering, Chiang Mai University and the School of Renewable Energy Technology (SERT), Naresuan University for the support of experimental equipments and instruments.

7. References

- [1] Sorawit Sonsaree, Tanongkiat Kiatsiriroat and Nattaporn Chaiyat, “Performance Analysis of a Solar – Boosted Heat Pump with Flat Plate Solar Collector for High Temperature Hot Water Production”, 2nd Science Agricultural Engineering and Environmental Research Conference, 25 August 2010, page 178 – 185.
- [2] Tanongkiat Kiatsiriroat, (1996), “Design of Thermal Energy”, School of Energy, Environment and Materials, King Mongkut’s University of Technology Thonburi.
- [3] Marut Burapa, Natanee Vorayos, Tanongkiat Kiatsiriroat and Suriyon Chomdee. “Simplified Model of Solar Water Heating with Heat Pump Assisted”. Industrial Technology. Lampang Rajabhat University. Volume 1, No. 2, (October 2551 – March 2552): 15-23.
- [4] Duffie, John A. ; Beckman, William A. Solar engineering of thermal processes second edition. New York: John Wiley, 1980.
- [5] SOLAR RATING & CERTIFICATION CORPORATION, SRCC OG-100, Apricus Inc, Model AP-20, Type: Tubular.

8. Nomenclature

A_c	Solar collector area (m^2)	EER	Energy efficiency ratio
Eff_{Comp}	Compressor efficiency	$F_R U_L$	Heat loss coefficient ($W/m^2 K$)
$F_R (\tau\alpha)_e$	Solar collector absorber coefficient	I_T	Total solar radiation (W/m^2)
I_{TC}	Critical or threshold solar radiation (W/m^2)		
\dot{m}_w	Water Flow Rate (kg/s)		
$(MC_p)_S$	Specific heat of water ($J/^\circ C$)		
\dot{Q}_{Coll}	The heat transfer rate at the solar collector (W)		
\dot{Q}_{Cond}	The heat transfer rate at the condenser (W)		
\dot{Q}_{Evap}	The heat transfer rate at the evaporator (W)		
\dot{Q}_{Load}	The heat removed from use (W)		
\dot{Q}_{Loss}	Heat loss coefficient (W)	P_{Elect}	Electrical power (kW)
T_{amb}	Ambient temperature ($^\circ C$)	$T_{L,i}$	Water temperature input ($^\circ C$)
$T_{L,o}$	Water temperature output ($^\circ C$)	$T_{S,1}$	Hot water temperature tank 1 ($^\circ C$)
$T_{S,2}$	Hot water temperature tank 2 ($^\circ C$)	\dot{W}_{Comp}	Power input compressor (W)
Δt	Time different (Second)		

Direct Microwave-assisted Synthesis of CuAlO_2 for Quasi-Solid Electrolyte used for Dye Sensitized Solar Cells

Tawat Suriwong^{1,*}, Titipun Thongtem^{2,4}, Anan Pongtornkulpanich¹,
Sukruedee Sukchai¹ and Somchai Thongtem^{3,4}

¹ School of Renewable Energy Technology, Naresuan University,
Phitsanulok 65000, Thailand

Tel. +66 (0)55 963180, Fax. +66 (0)55 963182

² Department of Chemistry, Faculty of Science, Chiang Mai University,
Chiang Mai 50200, Thailand

³ Department of Physics and Materials Science, Faculty of Science,
Chiang Mai University, Chiang Mai 50200, Thailand

⁴ Materials Science Research Center, Faculty of Science,
Chiang Mai University, Chiang Mai 50200, Thailand

* Corresponding author, E-mail: tawats@nu.ac.th

Abstract

A single phase of delafossite CuAlO_2 (CAO) was produced by direct reaction of the mixture of aluminum nitrate nanohydrate ($\text{Al}(\text{NO}_3)_3 \cdot 9\text{H}_2\text{O}$) and copper acetate hydrate ($\text{Cu}(\text{CH}_3\text{COO})_2 \cdot n\text{H}_2\text{O}$) with 1:1 molar ratio of Cu:Al by a 600 W microwave radiation for 20 min. The direct microwave heating of the starting raw materials for the synthesis of CAO enabled us to save energy consumption. The optical properties of CAO powder were investigated, including the influence of CAO contents on the photocurrent density-voltage characteristic by forming a quasi-solid electrolyte (QSE) of a DSSC. As the results suggested that the effect of CAO in QSE was to improve the ionic conduction and charge transport properties of the redox system. The optimum CAO content to achieve the maximum value of J_{sc} (0.333 mA/cm^2) and V_{oc} (0.317 V) was 1 %wt CAO.

Keywords: CuAlO_2 , Direct microwave heating, Quasi-solid electrolyte, Dye-sensitized solar cells

1. Introduction

Delafossite CuAlO_2 (CAO) is known as a p-type transparent conducting oxide (TCO), which has wide range of applications: optoelectronic materials for solar cells, flat panel displays and thermoelectric (TE) materials [1-6]. The different methods have been used for

the CAO synthesizing such as solid state reaction at high temperature [4-6], hydrothermal method [7], sol-gel synthesis [8,9] and sputtering [10,11]. Generally, almost of them involve high temperature, high energy cost and long heating time. Furthermore, high temperature and long processing time can play the role in product grain size enlargement, leading to the formation of agglomerations, which significantly affect the TE [12] and optical properties [2,3]. Direct microwave heating is one of the novel and attractive method which leads to the progress in the solid state synthesis of inorganic compounds. Both particle size and reaction enthalpy seem to be affected by microwave (coherent and polarized) coupling and hence microwave heating [13]. The radiations are able to strongly couple and interact with dielectric materials (dielectric heating) which caused the materials to be heated up very rapidly. Dye sensitized solar cells (DSSCs) is one of the solar cells with new candidate technologies of low-cost photovoltaic devices. At present, liquid electrolytes are used in DSSCs and achieve an efficiency of 11%, although they have several problems such as: leakage of liquid electrolyte during long term operation, hazardous to human health, desorption of the dye, corrosion problem of electrodes and chemical reaction with sealing materials [2,14,15]. Thus, liquid electrolytes have been replaced by quasi-solid and solid electrolytes for the stability problems solving [14-16]. Quasi-solid electrolyte (QSE) is prepared by adding molten salts, inorganic nanoparticles, organic molecule gels or polymers into liquid electrolytes [16]. Torkian et al. reported on how to prepare CAO by conventional, including the microwave heating of copper oxide and aluminum nitrate. But the optical properties and quasi-solid electrolyte application of CAO for dyed sensitized solar cells have not been reported [12]. Furthermore, p-type CAO has been reported as hole collectors in dye sensitized solid state solar cells [2]. Therefore, the morphology and absorption properties of CAO synthesis by direct microwave heating of raw materials was investigated in this research. The influence of CAO on photocurrent density-voltage characteristics of the QSE-DSSC was also determined.

2. Experiment

A single phase of CAO powder was produced by direct reaction of aluminum nitrate nanohydrate ($\text{Al}(\text{NO}_3)_3 \cdot 9\text{H}_2\text{O}$) and copper acetate hydrate ($\text{Cu}(\text{CH}_3\text{COO})_2 \cdot n\text{H}_2\text{O}$) precursors with 1:1 molar ratio of Cu:Al in a crucible. The precursors were heated by 600 W microwave radiation for 20 min and left the system cool down to room temperature. Lastly, the solid products were produced. They were milled and grounded into finer powders, which were

subsequently washed in 1 M HNO₃ solution at 80 °C for 4 hours to remove the excessive copper oxide (CuO).

The powders were characterized and recorded on a Philips X'Pert Chromator of Cu-K α radiation ($\lambda = 0.154056$ nm). Field-emission scanning electron microscopic (FE-SEM) image was characterized by a JEOL JSM-6335F operated at 15.0 kV beam energy. Ultraviolet (UV)-visible-near infrared spectra were carried out by a Lambda 19 spectrometer (Perkin-Elmer) at room temperature. The sample for absorption testing was prepared by dissolving of 0.01 g CAO powder in 10 ml ethanol and followed by 20 min sonication.

To fabricate the DSSCs, the polymer gel electrolyte was prepared by mixing 0.01, 0.03 and 0.05 wt% of p-type CAO in liquid electrolyte of solid LiI and I₂ with 10:1 molar ratio of LiI:I₂, 2.5 $\times 10^{-4}$ M poly(ethylene glycol (PEG, MW = 20,000, Fluka) and 0.5 M 4-tertbutylpyridine (4-tBP) in 10 ml acetonitrile (CH₃CN). The colloidal liquid electrolyte was stirred at 60 °C for 30 min until clear homogeneous QSE was achieved. FTO transparent conducting glasses (fluorine-doped tin oxide, Solaronix SA) was used as photoelectrodes. FTO glass substrates were coated with porous TiO₂ films by doctor blade technique and then annealed at 450 °C for 30 min. Each of TiO₂ photoelectrodes was immersed into the solution of the Eosin Y dye in ethanol (1 mM) for 24 h. Concurrently, the FTO counter electrodes were prepared by coating a Plasitol T (Transparent platinum catalysts paint, Solaronix SA) on FTO glass, followed by 450 °C and 10 min heating. The QSE was dropped into the dyed TiO₂ photoelectrode with an active area of 1 cm², and followed by the counter was placed on the top. The two electrodes were sealed together with thermal adhesive films (Surlyn, Dupont) by heating. The photocurrent density-voltage characteristics of the DSSCs were measured by Keithley 2611A source meter under a xenon light source (100 mW/cm²) with 1.5 AM at ambient temperature.

3. Results and discussion

All spectra (Figure 1a and b) of the products were characterized using XRD and JCPDS database (Reference codes: 01-075-2356 for CuAlO₂ and 02-1041 for CuO) [17]. At 600 W, 20 min microwave heating condition (Fig. 1a), the product were composed of CAO with some impurities (CuO).

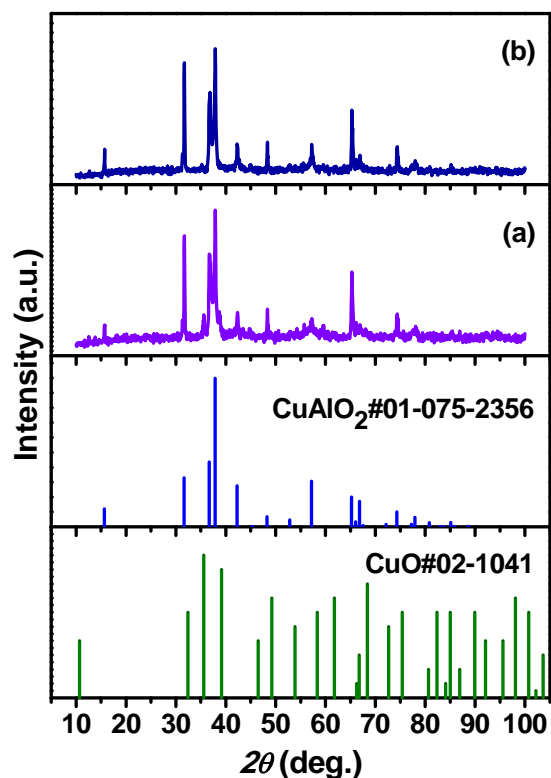


Figure 1. XRD patterns of CAO products: (a) after microwave heating at 600 W for 20 min and (b) after leaching in 1 M HNO₃ solution, compared with the reference code nos: 01-075-2356 for CuAlO₂ and 02-1041 for CuO.

When the product was leached in 1M HNO₃, there was no detection of such impurities as in Fig. 1b. Thus the single phase CAO was produced at the present stage. This process consumed energy lower than the previous one, particularly, Torkian et al. who prepared the CAO by microwave heating of aluminum nitrate and copper oxide using a 1000 W microwave radiation for 20 min [12]. This direct microwave heating for the synthesis of CAO enabled us to save energy consumption. This lower energy consumption for the synthesis of CAO attributed to the high efficient absorption and strong dielectric heating of aluminum nitrate nanohydrate and copper acetate hydrate by microwave radiation. A number of inorganic materials are known to strongly couple by microwave radiations, such as natural minerals, metal oxides and metal halides [18].

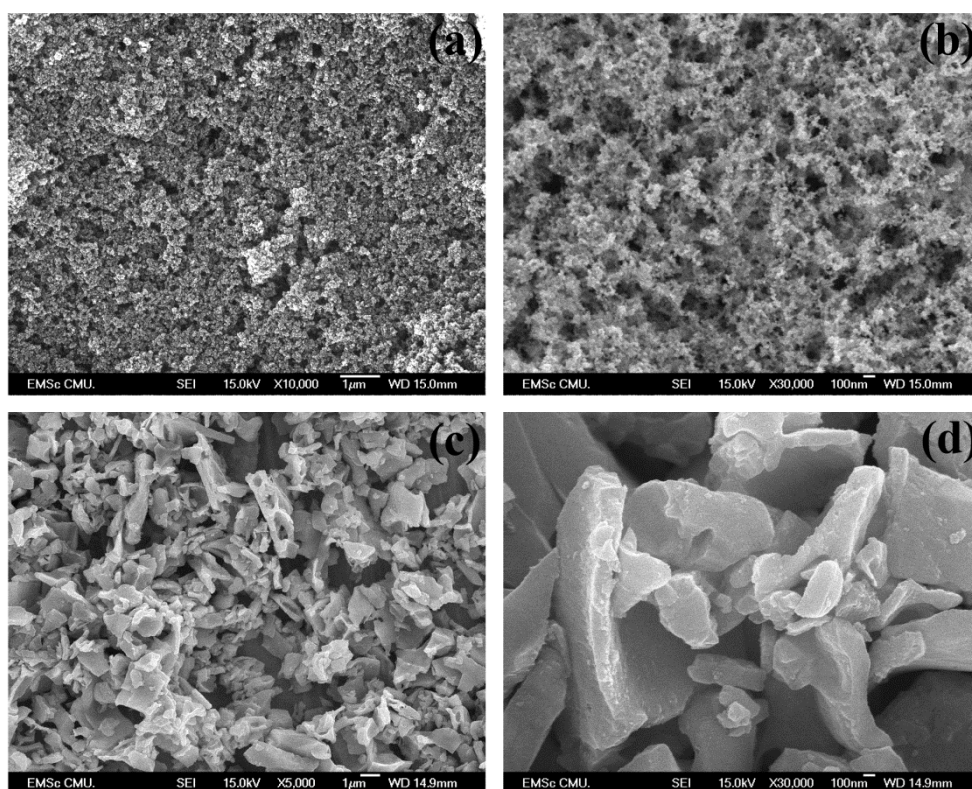


Figure 2. FE-SEM images of (a) TiO_2 photoelectrode ,
(b) Pt counter electrode and (c, d) CAO powders.

FE-SEM images of surface of TiO_2 photoelectrode and Pt counter electrode are shown in Figure 2a and 2b, respectively. TiO_2 film on FTO glass presents the TiO_2 nanoparticles with 15-20 nm with a lot of pores, which indicated high surface area for absorbing of dyed and filled with QSE (Figure 2a). Figure 2b confirms Pt coating on FTO glass, which consists of the nanoscale of Pt powder with 20-30 nm in size. Figure 2c and 2d present the low and high magnification FE-SEM images of CAO, respectively. The morphology of the CAO powder was composed of quite distorted plates with 200-350 nm thick, leading to the generation of stress inside, with smaller in size of the CAO reported in literatures [2,3,5,8,12]. Furthermore, the morphology of CAO powder produced by direct microwave heating was quite different from other several methods, like hydrothermal [2], sol-gel [3,8,9] and conventional heating methods[5].

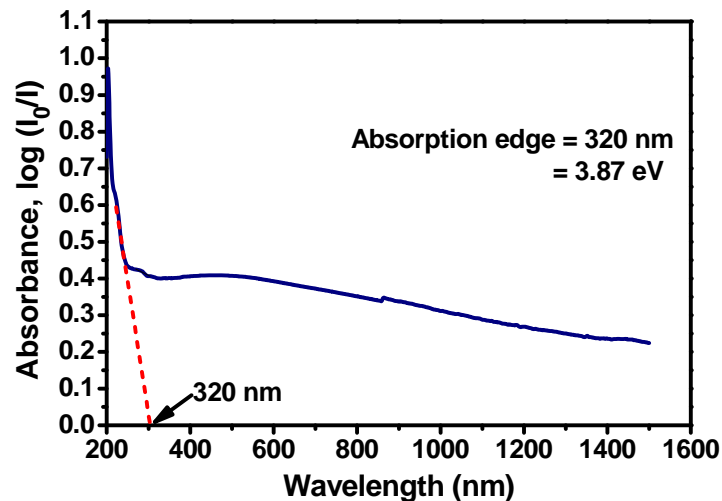


Figure 3. UV-VIS NIR absorption spectrum of CAO powder.

The UV-VIS-NIR absorption spectrum of the CAO at room temperature is shown in Figure 3. The fundamental absorption was used to determine absorption edge, corresponding to the electronic transition from the valence band to the conduction band. The absorption edge wavelength was determined to be 320 nm (3.87 eV), in accordance with those of the previously reports for the direct energy gap (E_g) of CAO nanoparticles (3.9 eV) [9] and CAO thin film (3.5-4.20 eV) [1,19-21]. In the high energy region of the absorption edge (wavelength < 320 nm), the absorption was monotonously increased with the increase in the phonon energy.

The schematic diagram for the structure and operating principle of QSE including CAO powder in DSSCs is shown in Figure 4. Under the incident photon flux (sunlight), Eosin Y dye at the TiO₂ surface are excited from ground state (S) to the excited state (S*), leading to the injection of electrons into the conduction band of the TiO₂ nanoparticles. The dye molecules (S⁺) is subsequently regenerated by the I₃⁻/I⁻ redox system, which itself is regenerated at the Pt counter electrode by electrons passed through the external load. The open-circuit voltage (efficiency) of the DSSCs corresponds to the difference between the redox potential of the electrolyte and the Fermi level of the TiO₂ semiconductor [22-25].

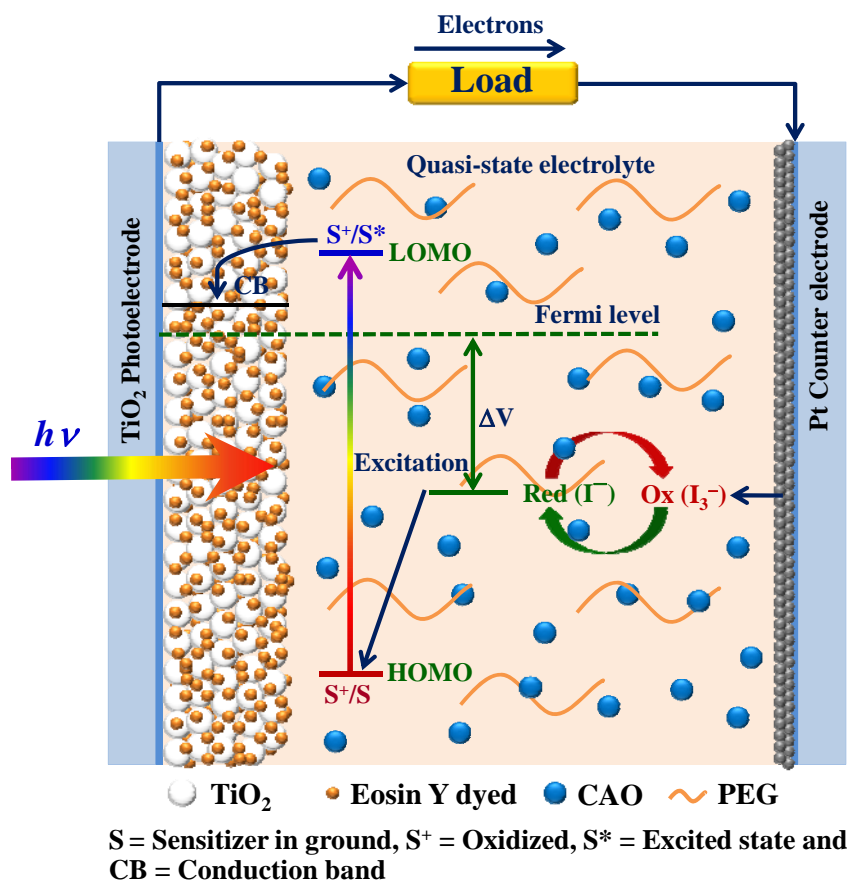


Figure 4. Schematic diagram for the structure and operating principle of QSE-DSSCs.

CAO powder was randomly dispersed in QSE and PEG polymer. The addition of oxide nanoparticles such as Al_2O_3 , SiO_2 and TiO_2 into the polymer gel electrolyte could enhance the photovoltaic performance of DSSCs by increasing the ionic conductivity and charge transport properties of the I_3^-/I^- redox system [26-28]. In the present study, CAO powder was added to QSE-DSSCs to form composite gel electrolyte.

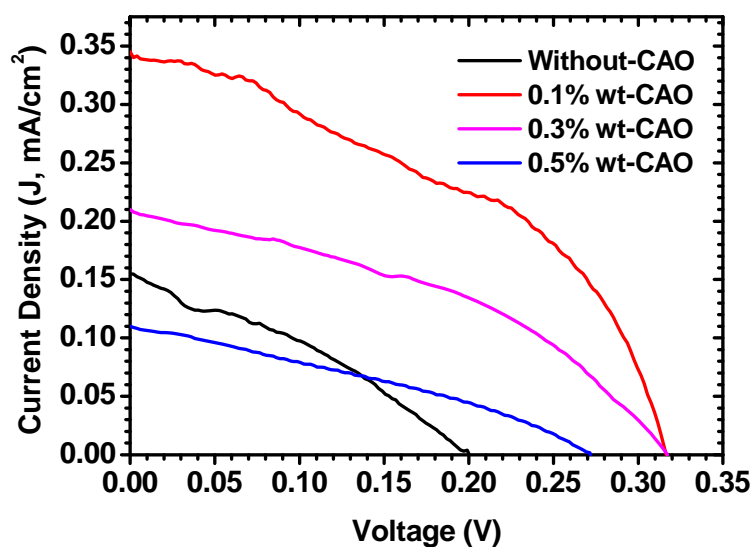


Figure 5. Photocurrent density-voltage characteristics for different CAO contents in QSE-DSSCs.

Figure 5 presents the photocurrent density-voltage characteristics for different CAO content in QSE–DSSCs at an irradiation of 1.5 AM (100 mW/cm^2). The short-circuit current density (J_{sc}) was increased by the addition of 0.1 and 0.3 %wt CAO, but decreased by 0.5 %wt CAO adding. At 0.1 %wt CAO, it had the highest J_{sc} because this condition improved the charge transport properties of the redox system, and the S^* could be regenerated easier than those of the other conditions. A decrease of the J_{sc} beyond 0.1 %wt CAO attributed to the blocking effect on the charge transfer by the aggregation of CAO powders, in accordance with the reports of Lim et al. for Al_2O_3 nanoparticles [26] and Kang et al. [27] for SiO_2 contents. In case of open circuit voltages (V_{oc}), the V_{oc} values of the each CAO contents had higher than those without CAO. The V_{oc} at 1 %wt CAO was equal to 0.3 %wt CAO conditions and reached a maximum value, as a results of the enhance of charge transport process, by reducing the recombination of injected electrons with the electrolyte as well as reducing the recombination of the injected electrons with S^* , corresponding to the previous literatures [26,27]. These results suggest the effect of CAO in QSE to improve the ionic conduction and the charge transport properties of the redox system. As a consequence, the optimum CAO content to achieve the maximum value of J_{sc} (0.333 mA/cm^2) and V_{oc} (0.317 V) is 1 %wt CAO.

4. Conclusions

In the present study, a single phase of delafossite CuAlO_2 (CAO) was successfully synthesized by inexpensive direct reaction of the mixture of aluminum nitrate nanohydrate ($\text{Al}(\text{NO}_3)_3 \cdot 9\text{H}_2\text{O}$) and copper acetate ($\text{Cu}(\text{CH}_3\text{COO})_2 \cdot n\text{H}_2\text{O}$) with 1:1 molar ratio of Cu:Al by a 600 W microwave radiation for 20 min. The direct microwave heating of starting raw materials for the synthesis of CAO enabled us to save energy consumption. The CAO powder was composed of quite distorted plates with 200-350 nm thick. The fundamental absorption was used to determine the absorption edge, determined to be 320 nm wavelengths (3.87 eV). The addition of an appropriate CAO content into QSE is 1 %wt CAO to achieve maximum value of J_{sc} (0.333 mA/cm^2) and V_{oc} (0.317 V).

5. Acknowledgements

We are grateful to the support of Thailand Research Fund (TRF) through Royal Golden Jubilee Ph.D. Program (RGJ-Ph.D.); grant number PHD/0078/2550, the National Nanotechnology Center (NANOTEC), National Science and Technology Development Agency: P-10-11345, the Thailand's Office of the Higher Education Commission through the National Research University (NRU) Project for Chiang Mai University and Naresuan University, Phitsanulok, Thailand.

6. References

- [1] Kawazoe, H., Yasukawa, M., Hyodo, H., Kurita, M., Yanagi, H. and Hosono, H. p-type electrical conduction in transparent thin films of CuAlO_2 . *Nature* 389 (1997) 939-942.
- [2] Bandara, J. and Yasomanee, J. P. p-type oxide semiconductors as hole collectors in dye-sensitized solid-state solar cells. *Semicond. Sci. Technol.* 22 (2007) 20-24.
- [3] Nattestad, A., Zhang, X., Bach, U. and Cheng, Y. B. Dye-sensitized CuAlO_2 photocathodes for tandem solar cell applications. *J. Photon. Energy.* 1 (2011) 011103.
- [4] Koumoto, K., Koduka, H. and Seo, W. S. Thermoelectric properties of single crystal CuAlO_2 with a layered structure. *J. Mater. Chem.* 11 (2001) 251-252.
- [5] Park, K., Ko, K. Y., Kwon, H. C. and Nahm, S. Improvement in thermoelectric properties of CuAlO_2 by adding Fe_2O_3 . *J. Alloys Comp.* 437 (2007) 1-6.

- [6] Liou, Y. C., Chang, L. S., Lu, Y. M., Tsai, H. C. and Lee, U. R. Effects of mechanical milling on preparation and properties of $\text{CuAl}_{1-x}\text{Fe}_x\text{O}_2$ thermoelectric ceramics. *Ceram. Int.* 38 (2012) 3619-3624.
- [7] Shahriari, D. Y., Barnabe, A., Mason, T. O. and Poepelmeier, K. R. A High-Yield Hydrothermal Preparation of CuAlO_2 . *Inorg. Chem.* 40 (2001) 5734-5735.
- [8] Deng, Z., Zhu, X., Tao, R., Dong, W. and Fang, X. Synthesis of CuAlO_2 ceramics using sol-gel. *Mater. Lett.* 61 (2007) 686-689.
- [9] Ghosh, C. K., Popuri, S. R., Mahesh, T. U. and Chattopadhyay, K. K. Preparation of nanocrystalline CuAlO_2 through sol-gel route *J. Sol-Gel Sci. Technol.* 52 (2009) 75-81.
- [10] Banerjee, A. N., Kundoo, S. and Chattopadhyay, K. K. Synthesis and characterization of p-type transparent conducting CuAlO_2 thin film by DC sputtering. *Thin Solid Films* 440 (2003) 5-10.
- [11] Lan, W., Pan, J. Q., Zhu, C. Q., Wang, G. Q., Su, Q., Liu, X. Q., Xie, E. Q. and Yan, H. Role of oxygen structural properties of annealed CuAlO_2 films. *J. Cryst. Growth* 314 (2011) 370-373.
- [12] Torkian, L. and Amini, M. M. Low temperature synthesis of delafossite (CuAlO_2) using aluminum nitrate. *Mater. Lett.* 63 (2009) 587-588.
- [13] Bhunia, S. and Bose, D. N. Microwave synthesis, single crystal growth and characterization of ZnTe. *J. Cryst. Growth* 186 (1998) 535-542
- [14] Sharma, G. D., Balraju, P., Kumar, M. and Roy, M. S. Quasi solid state dye sensitized solar cells employing a polymer electrolyte and xanthene dyes. *Mater. Sci. Eng., B* 162 (2009).
- [15] Durrant, J. R. and Haque, S. A. Solar cells: A solid compromise. *Nature Mater.* 2 (2003) 362-363.
- [16] Lin, H., Wang, W. L., Liu, Y. Z., Li, X. and Li, J. B. New trends for solar cell development and recent progress of dye sensitized solar cells. *Front. Mater. Sci. China* 3 (2009) 345-352.
- [17] JCPDS-ICDD. Powder Diffraction file. 12 Campus Boulevard, Newtown Square, PA 19073-3273, U.S.A. (2001).
- [18] Rao, K. J., Vaidyanathan, B., Ganguli, M. and Ramakrishnan, P. A. Synthesis of Inorganic Solids Using Microwaves. *Chem. Mater.* 11 (1999) 882-895.

- [19] Kim, D. S., Park, S. J., Jeong, E. K., Lee, H. K. and Choi, S. Y. Optical and electrical properties of p-type transparent conducting CuAlO₂ thin film. *Thin Solid Films* 515 (2007) 5103–5108.
- [20] Cai, J. and Gong, H. The influence of Cu/Al ratio on properties of chemical-vapor-deposition-grown p-type Cu-Al-O transparent semiconducting films. *J. Appl. Phys.* 98 (2005) 033707.
- [21] Shy, J. H. and Tseng, B. H. A novel method for preparing CuAlO₂ thin films and the film properties. *J. Phys. Chem. Solids* 69 (2008) 547-550.
- [22] Grätzel, M. Dye-sensitized solar cells. *J. Photochem. Photobiol. C: Photochem. Rev.* 4 (2003) 145-153.
- [23] Kalaignan, G. P. and Kang, Y. S. A review on mass transport in dye-sensitized nanocrystalline solar cells. *J. Photochem. Photobiol. C: Photochem. Rev.* 7 (2006) 17-22.
- [24] Yum, J. H., Chen, P., Grätzel, M. and Nazeeruddin, M. K. Recent Developments in Solid-State Dye-Sensitized Solar Cells. *ChemSusChem* 1 (2008) 699-707.
- [25] Kong, F. T., Dai, S. Y. and Wang, K. J. Review of Recent Progress in Dye-Sensitized Solar Cells. *Adv. Optoelectron.* 2007 (2007) 1-13.
- [26] Lim, S. J., Kang, Y. S. and Kim, D. W. Dye-sensitized solar cells with quasi-solid-state cross-linked polymer electrolytes containing aluminum oxide. *Electrochim. Acta* 56 (2011) 2031-2035.
- [27] Kang, M. S., Kim, J. H., Won, J. and Kang, Y. S. Oligomer Approaches for Solid-State Dye-Sensitized Solar Cells Employing Polymer Electrolytes. *J. Phys. Chem. C* 111 (2007) 5222-5228.
- [28] Huo, Z., Dai, S., Wang, K., Kong, F., Zhang, C., Pan, X. and Fang, X. Nanocomposite gel electrolyte with large enhanced charge transport properties of an I₃⁻/I⁻ redox couple for quasi-solid-state dye-sensitized solar cells. *Sol. Energy Mater. Sol. Cells* 91 (2007) 1959-1965.

Thermal Efficiency of Evacuated Tube Solar Hot Water System with Compound Parabolic Concentrator (CPC)

Wisut Chramsa-ard*, Sukruedee Sukchai, Sorawit Sonsaree,
Paitoon Laodee, Anan Pongtornkulpanich
Solar Thermal Research Unit, School of Renewable Energy Technology (SERT),
Naresuan University (NU), Phitsanulok 65000, Thailand.
Tel: +6655 963 195 Fax: +6655 963 182
*Corresponding author. E-mail: wisutc@nu.ac.th

Abstract

In this paper, thermal efficiency of evacuated tube solar hot water system with compound parabolic concentrator (CPC) is presented. The major components of this system consist of 1) 9 evacuated tubes with 37 mm. inner diameter and 47 mm. outer diameter. 2) 100 liter storage tank and 3) 9 compound parabolic concentrators with 14.71 cm. width and 145 cm. length. Gross area and absorber area of this collector are 2.18 m² and 1.44 m² respectively. Testing result was compared with evacuated tube solar hot water system without compound parabolic concentrator (Non-CPC) that consists of 1) 9 evacuated tubes with 37 mm. inner diameter and 47 mm. outer diameter and 2) 100 liters storage tank. Gross area and absorber area of this collector are 2.18 m² and 0.72 m² respectively. The results showed that the evacuated tube solar hot water system with compound parabolic concentrator (With-CPC) can produce more energy per 1 MJ/m² of solar energy equal to 73.7% than the evacuated tube solar hot water system without compound parabolic concentrator (Non-CPC). Thermal efficiency based on a gross area of the evacuated tube solar hot water system with compound parabolic concentrator and without compound parabolic concentrator are 45.6% and 26.3%, respectively. Therefore, after adding CPC to non-CPC system, it can increase 73.38% of thermal efficiency.

Keywords: *Evacuated Tube / Solar Collector / Compound Parabolic Concentrator (CPC) / Thermal Efficiency*

1. Introduction

Typically, solar collector can be categorized into 2 main types. First is non-concentrating solar collector and second is concentrating solar collector. For non-concentrating solar collector such as flat plate collector and evacuated tube collector, these kinds of technologies are appropriate for low temperature solar thermal applications. For concentrating solar collector such as parabolic trough, parabolic dish, linear Fresnel and heliostat collector are appropriate for high temperature solar thermal applications or solar thermal power plant.

Compound parabolic concentrator (CPC) is another type of concentrator reflectors that can concentrate solar radiation with concentration ratio (CR) about 1.1 – 10. Compound parabolic concentrator is fixed concentrator; that means no moving parts and power supply for tracking system. Therefore, compound parabolic concentrator is appropriate for solar thermal applications in medium range temperature such as hot water system for industrial process and solar cooling system. This research work integrates compound parabolic concentrator to evacuated tube solar hot water system. Useful heat and thermal efficiency will be evaluated and compared with evacuated tube solar hot water system without compound parabolic concentrator.

2. Design of Compound Parabolic Concentrator

The compound parabolic concentrator was designed under the following assumptions:

1. The outer and inner diameters of evacuated tube are 47 mm. and 37 mm., respectively.
2. Acceptance angle, Q_c , is 11.5 degree.
3. Aperture width of compound parabolic concentrator is 14.71 cm.

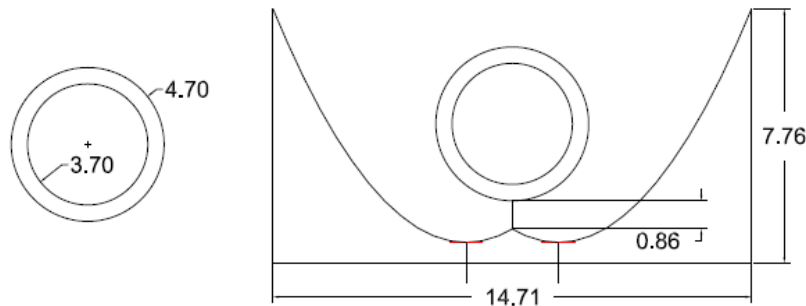


Figure 1. Dimension of the compound parabolic concentrator

From the above assumptions, the compound parabolic curve is shown in figure 1. The height of the compound parabolic concentrator is 7.76 cm. and the distance between an evacuated tube to the center point of the compound parabolic concentrator is 0.86 cm.

3. Methodology

Testing of developed compound parabolic concentrator was done by thermal efficiency comparison of the evacuated tube solar hot water system with compound parabolic concentrator (CPC) to the thermal efficiency of the evacuated tube solar hot water system without compound parabolic concentrator (Non-CPC). The detail of each system is as follows:

System 1: The evacuated tube solar hot water system with compound parabolic concentrator (CPC) consists of:

- 9 evacuated tubes with outer diameter of 47 mm., inner diameter of 37 mm. and length of 145 cm.
- 9 compound parabolic concentrators, aperture width of 14.71 cm. and length of 140 cm.
- Quantity of water in the system is 106.7 liters.
- Gross area is 2.18 m².
- Absorber area is 1.44 m².

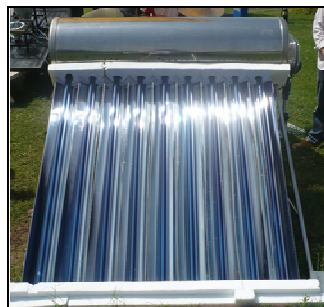


Figure 2. Evacuated tube solar hot water system with compound parabolic concentrator (CPC)

System 2: The evacuated tube solar hot water system without compound parabolic concentrator (Non-CPC) consists of:

- 9 evacuated tubes with outer diameter of 47 mm., inner diameter of 37 mm. and length of 145 cm.
- Quantity of water in system is 106.7 liters.
- Gross area is 2.18 m².
- Absorber area is 0.72 m².



Figure 3. Evacuated tube solar hot water system without compound parabolic concentrator (Non-CPC)

4. Results and Discussion

4.1 Tested results of the evacuated tube solar hot water system with compound parabolic concentrator (CPC)

The test duration was done between 10.00 am to 04.00 pm. The water temperature at the starting time was 36.6 °C and the highest temperature was 62.9 °C at 04.00 pm. The ambient temperature from 10.00 am to 04.00 pm was between 32.3 – 39.8 °C and the solar radiation was between 138.1 – 1,015.8 W/m².

Table 1. Data analysis results of evacuated tube solar hot water system with compound parabolic concentrator (CPC)

Collector Type	Temp [°C]		Temp Diff	T _{amb} (Avg.)	I _T	Q	Efficiency [%]
	Start	End	[°C]	[°C]	[MJ/m ²]	[MJ]	(based on gross area)
With - CPC	36.6	65.9	29.3	36.4	13.2	13.1	45.6

The evacuated tube solar hot water system with compound parabolic concentrator (CPC) was able to increase 29.3 °C of the water temperature from 36.6 °C to be 65.9 °C within 6 hours (10.00 am – 04.00 pm).

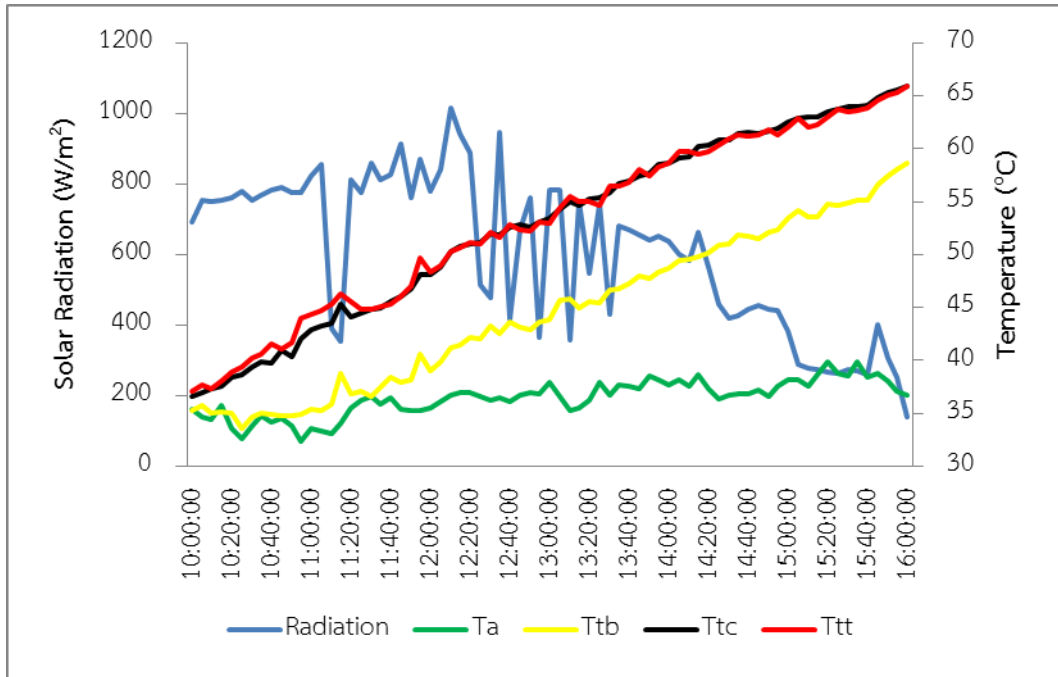


Figure 4. Parameters from the test result of evacuated tube solar hot water system with compound parabolic concentrator

The heat energy of 13.1 MJ was produced by this system while the solar energy was 13.2 MJ/m² (0.992 MJ per 1 MJ/m² of solar energy). The system efficiency of evacuated tube solar hot water system with compound parabolic concentrator based on a gross area is 45.6 %.

4.2 Tested results of the evacuated tube solar hot water system without compound parabolic concentrator (Non-CPC)

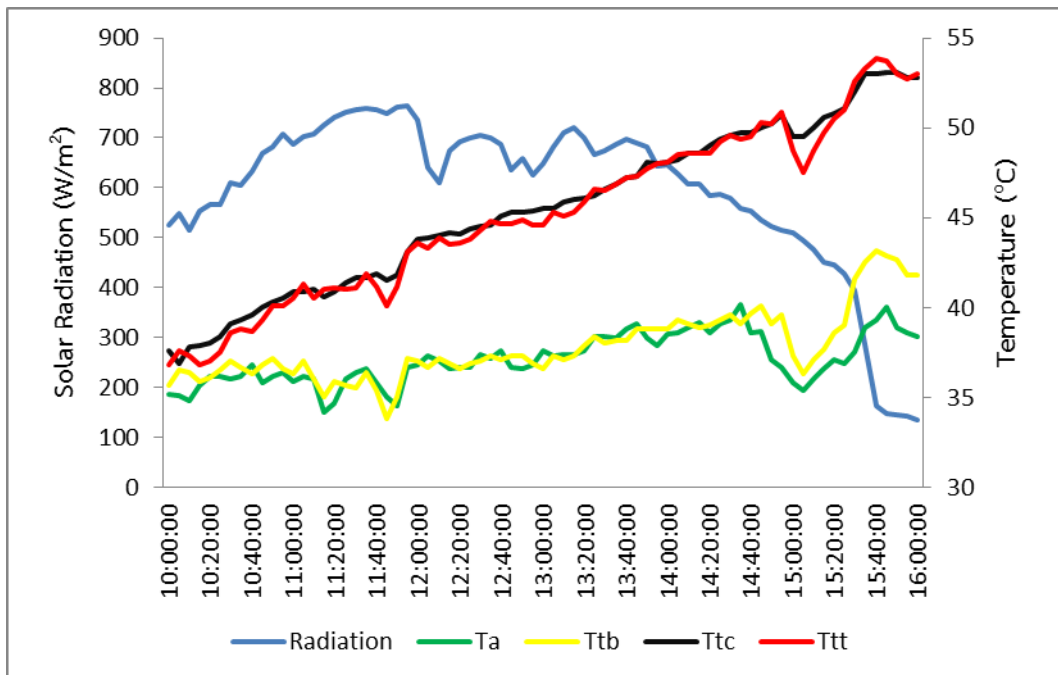


Figure 5. Parameters from the test results of evacuated tube solar hot water system without compound parabolic concentrator (Non-CPC)

The test was done between 10.00 am to 04.00 pm. The lowest water temperature was 36.9 °C at 10.05 am and the highest temperature was 53.1 °C at 03.45 pm. An ambient temperature from 10.05 am to 03.45 pm was between 34.2 – 40.2 °C while the solar radiation was between 147.8 – 764.3 W/m².

Table 2. Data analysis results of the evacuated tube solar hot water system without compound parabolic concentrator (Non-CPC)

Collector Type	Temp [°C]		Temp Diff	T _{amb} (Avg.)	I _T	Q	Efficiency [%]
	Start	End	[°C]	[°C]	[MJ/m ²]	[MJ]	(based on gross area)
Non - CPC	36.9	53.1	16.2	37.1	12.6	7.2	26.3

The evacuated tube solar hot water system without compound parabolic concentrator (Non-CPC) was able to increase 16.2 °C of the water temperature from 36.9 °C to be 53.1 °C within 5 hours 40 minutes (10.05 am – 03.45 pm). The heat energy of 7.2 MJ was produced by this system while the solar energy was 12.6 MJ/m² (0.571 MJ per 1 MJ/m² of solar energy). The system efficiency of evacuated tube solar hot water system without compound parabolic concentrator based on a gross area is 26.3 %.

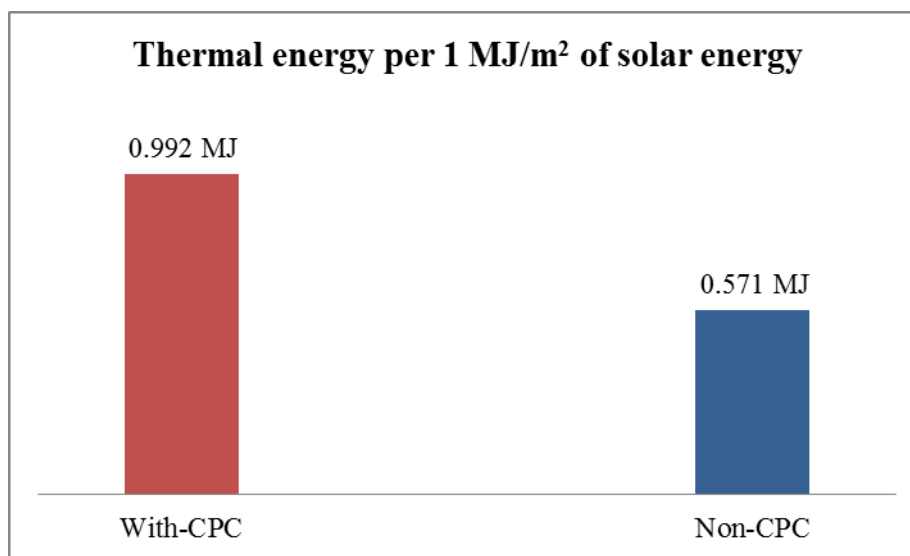


Figure 6. Comparison of thermal energy per 1 MJ/m² of solar energy which produced by the collector with-CPC and non-CPC systems

Thermal energy per 1 MJ/m² of solar energy which produced by the evacuated tube solar hot water system with compound parabolic concentrator (CPC) and without compound parabolic concentrator (non-CPC) are 0.992 MJ and 0.571 MJ, respectively. This shows that the evacuated tube solar hot water system with compound parabolic concentrator can produce more energy than the evacuated tube solar hot water system without compound parabolic concentrator up to 73.7%.

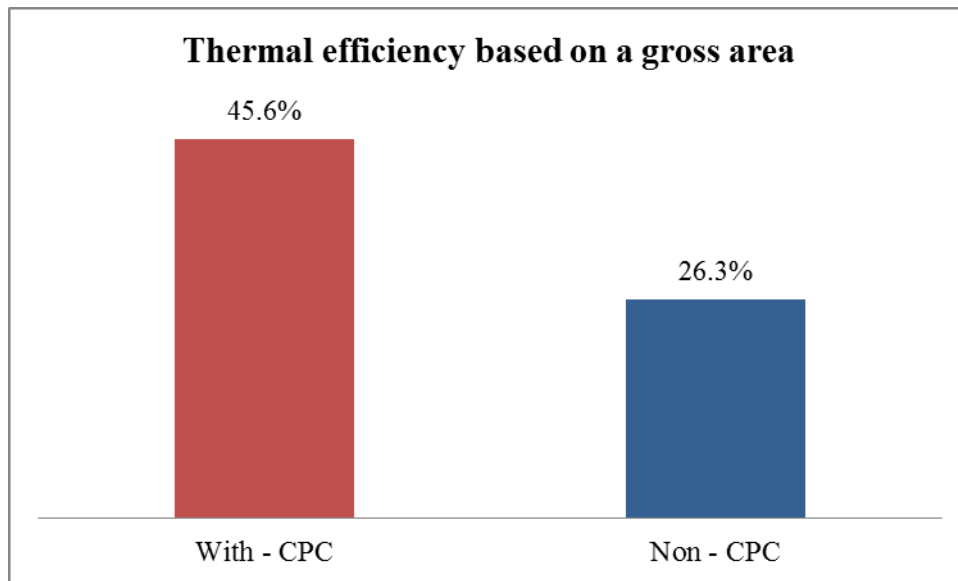


Figure 7. Comparison of the thermal efficiency of with-CPC and non-CPC systems

Thermal efficiency based on a gross area of the evacuated tube solar hot water system with compound parabolic concentrator and without compound parabolic concentrator are 45.6% and 26.3%, respectively. This shows that the evacuated tube solar hot water system with compound parabolic concentrator is 19.3 % higher than the evacuated tube solar hot water system without compound parabolic concentrator. Therefore, after adding CPC to non-CPC system, it can increase 73.38% of thermal efficiency.

5. Conclusion

The evacuated tube solar hot water system with compound parabolic concentrator (With-CPC) can produce more energy per 1 MJ/m^2 of solar energy equal to 73.7% than the evacuated tube solar hot water system without compound parabolic concentrator (Non-CPC). Thermal efficiency based on a gross area of the evacuated tube solar hot water system with compound parabolic concentrator and without compound parabolic concentrator are 45.6% and 26.3%, respectively. Therefore, after adding CPC to non-CPC system, it can increase 73.38% of thermal efficiency.

6. References

- [1] John A. Duffie and William A. Beckman, 1991, Solar Engineering of Thermal Processes, Solar Energy Laboratory University of Wisconsin-Madison.
- [2] A. Rabl, 1985, Active solar collectors and their applications, Oxford University Press.
- [3] A. Fasulo, L. Odicino and D. Perello, 1986, Development of a CPC with low thermal losses, Laboratorio de Energía Solar, Universidad Nacional de San Luis, Escuela de Física.
- [4] Ari Rabl, 1976, Optical and thermal properties of compound parabolic concentrators, Solar Energy Group, Argonne National Laboratory, U.S.A.
- [5] A. Rabl, J. O'Gallagher and R. Winston, 1980, Design and test of non-evacuated solar collectors with compound parabolic concentrators, Enrico Fermi Institute, University of Chicago, U.S.A.

- [6] Jose A. Manrique, 2003, A compound parabolic concentrator, Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey Department of Thermal Engineering Monterrey, Mexico.
- [7] M. Adsten, A. Helgesson and B. Karlsson, 2005, Evaluation of CPC-collector designs for stand-alone, roof- or wall installation, The Angstrom Laboratory, Uppsala University, Sweden.
- [8] M.J. Carvalho and group, 1994, Optical and thermal testing of a new 1.12X CPC solar collector, INETI-DER, Portugal.
- [9] Yong Kim, GuiYoung Han and Taebeom Seo, 2007, An evaluation on thermal performance of CPC solar collector, Department of Mechanical Engineering, Inha University, South Korea.

Solar Driven 1-Ton Single-Stage Ejector Refrigeration System

Anan Pongtornkulpanich*, Sukruedee Sukchai, Tawat Suriwong and Sorawit Sonsaree
Solar Thermal Research Unit, School of Renewable Energy Technology,

Naresuan University, Phitsanulok, Thailand 65000

Tel: +6655963195 Fax: +6655963182

**Corresponding author, Email: ananpo@nu.ac.th*

Abstract

In this research, the experimental solar driven single-stage ejector refrigeration system was constructed and studied. Testing results for 1 Ton refrigeration system under boiler condition which temperature and absolute pressure of saturated steam used to be primary fluid driving an ejector was about 120°C and 2 bar, respectively and mass flow rate of steam was 0.0032 kg/s. At steady state for 1 hour of chilled water used, the analyzed results show that heat transfer rate at evaporator (Q_E) and energy efficiency ratio (EER) of refrigeration system at constant 18°C chilled water leaving evaporator were 0.13 kW_{th} and 0.01 kW_{th}/kW_{el}, respectively. In addition, power of refrigeration system consumed was 13 kW_{el} and rate of chilled water produced was 160.56 litre/hr or 3,853.44 litre/day.

Keywords: solar energy / refrigeration system / ejector

1. Introduction

Energy supply to refrigeration and air-conditioning system constitutes a significant role in the world. It has been estimated by the International Institute of Refrigeration (IIR) that approximately 15% of all electricity produced worldwide is used for refrigeration and air-conditioning processes of various kinds. According to the statistics survey by JARN and JRAIA [1], the demand for air conditioners worldwide has the fundamental tendency of steady increment. The global growth rate is about 17%. In 2012, world air conditioner demand for office and residential building, which reported by JRAIA, has been found approximately 92,000 million units increasing 8% from 2011 [1]. In Thailand, production rate of air-conditioner in 2011 increased to be 17 million units as compared to 2009. In order to reduce and replace electricity for driving at compressor of conventional air conditioner, vapor compression type, this can be achieved by utilizing thermal energy or low grade heat. In addition, performance improvement of thermally driven air conditioning should be performed to compete with conventional system in the future. There are many types of solar thermally driven cooling system which depends on application uses [2]. For air conditioning system purpose, there have been two suitable types, absorption and ejection types, which quite yield higher efficiency than other thermally driven air conditioning systems [2]. From the comparison between both types [2,3], although absorption type yields system efficiency, that is defined as coefficient of performance or (COP~0.7) over ejection type (COP~0.4). However, the disadvantage of absorption type has been use of binary solution consisting of refrigerant and absorbent solution and has risk of crystallization when is operated at high generator temperature. This differs from ejection type which uses a single refrigerant such as water (R718b), that the most environmentally friendly substance can used as the working fluid. Concerning of system structure, absorption type gives more complex while structure of ejection refrigeration system has a simpler construction and more resembles with vapor

compression system. Moreover, an ejector refrigeration system has few moving parts and no chemical corrosion and seems to be the most appropriate system for large scale refrigeration in the present energy and environmental situation. It can utilize low-grade waste heat from power plants, incinerators and industrial processes to generate the useful refrigeration [4]. Then, development and improvement in ejection refrigeration system efficiency will be effective way to competition in cooling market in the near future. In addition, mitigation of global warming and environment aspect will be happened as well.

2. System operation of 1 Ton Solar steam ejection refrigeration system

A steam ejector refrigerator was first developed by Le Blance and Charles Parsons around 1901 [5]. It experienced a wave of popularity during the early 1930s for air conditioning systems of large buildings. However, it was supplanted after the vapor compression system was launched. Fig. 1 shows a schematic diagram of a single-stage ejector refrigerator unit and Fig.3 shows the fully operational solar-driven 1 Ton single-stage ejection refrigeration system. This cycle is similar to the conventional vapor compression system except that the compressor is replaced by a liquid circulation pump, boiler and ejector. Briefly, as heat is added to the boiler or heat generator, the evaporated refrigerant is evolved at high temperature and pressure (2). This high pressure refrigerant, which can be called either “primary fluid” or “motive fluid”, expands through the primary nozzle in an ejector and produces a very low pressure region at the primary nozzle exit plane (3). This low pressure allows a liquid refrigerant in the evaporator to vaporize at low temperature to create the refrigeration effect. Heat used to vaporize this refrigerant is the cooling load of the system. The evaporated “secondary fluid” will be entrained from the evaporator and mixed with the primary fluid in a mixing chamber of the ejector. The mixed stream is discharged via the diffuser to a condenser (4), where the vapor is condensed (5). The accumulated liquid refrigerant in the condenser is returned back to the boiler by the feed pump (1) whilst the remainder is expanded through the throttling valve to the evaporator (6), to complete the cycle [4].

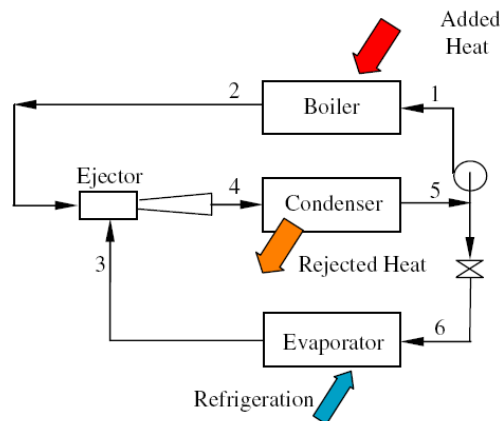


Fig 1. Single-stage ejector refrigeration system [4]

The fully operational solar-driven 1 Ton single-stage refrigeration system is designed and implemented at The School of Renewable Energy Technology, SERT, Naresuan University, Phitsanulok, Thailand. The main purpose of this demonstration system is to produce chilled water. Fig 2 shows the experimental solar-driven 1 Ton single-stage refrigeration system with roof-mounted solar collectors.



Fig 2. Solar-Driven 1 Ton Single-Stage Steam Refrigeration System with a 2.40 m² roof-mounted Heat-pipe Evacuated Tube Collector

A schematic diagram of the major components is given in Fig. 3. The construction was funded by the National Research Council in Thailand (NRCT). The overall system consists of nine major components: roof-mounted solar collector, Heat Generator/Boiler, Ejector, Evaporator, Condenser, Expansion valve, Piping System and Pump, Cooling Tower and Chilled Water Storage Tank.

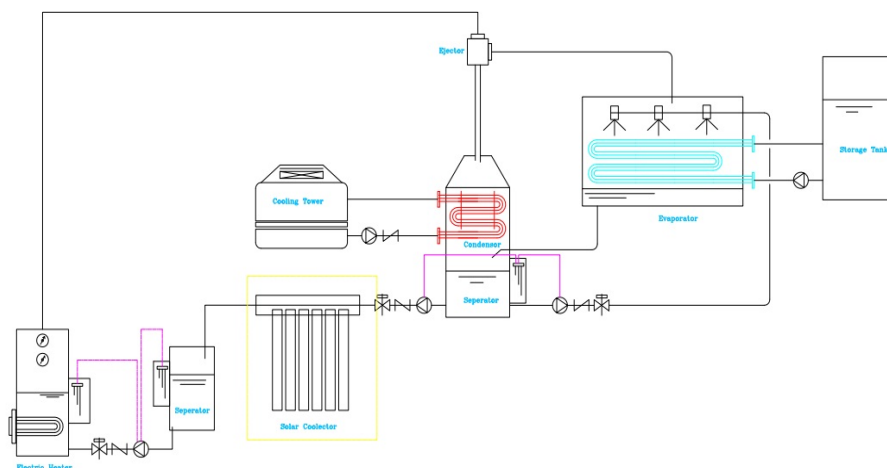


Fig 3. Schematic diagram of solar-driven single-stage refrigeration system

3. System Components

The technical details of these major components are as follows.

3.1 Roof-mounted evacuated heat pipe tube solar thermal collector

Evacuated heat pipe tube solar collector with collector area of 2.40 m² is placed with a 16° inclined plane on the roof of system. The energy collection efficiency is experimentally determined according to ASHRAE93-77 Standard which is certified by SERT and is expressed as

$$\eta = 0.81 - 2.55 \left(\frac{T_{f,i} - T_a}{G_T} \right) \quad (1)$$

where $T_{f,i}$ = Inlet collector working fluid temperature, °C
 T_a = Ambient Temperature, °C
 G_T = Global radiation, W/m²

3.2 Heat Generator

Insulated heat generator with capacity of 8.23 kW is used to be auxiliary heat for system to produce high pressure saturated steam at 2 bar, 120°C and 0.0032 kg/s, respectively This steam is a motive or primary fluid to enter to nozzle of ejector.

3.3 Condenser

After mixed steam (primary and entrained fluid) leaves from diffuser of an ejector, this steam enters vacuum condenser to be condensed. The condenser, copper tube type, was designed with capacity and heat transfer area of 11.2 kW and 0.35 m², respectively.

3.4 Evaporator

Condensed liquid water or refrigerant leaving from condenser passes through expansion valve and enters evaporator. Low pressure occurring at exit of nozzle allows a liquid refrigerant in the evaporator to vaporize at low temperature to create the refrigeration effect. The evaporator was designed with capacity of 3 kW, evaporator temperature of 10 °C and heat transfer area of 1.6 m². The low pressure refrigerant is entrained with mass flow rate of 0.0013 kg/s.

3.5 Chilled water storage tank

Chilled water produced from system will be accumulated at chilled water storage tank with capacity of 200 liter.

3.6 Cooling Tower

The cooling tower unit, counter flow type, is the model cooling man type CMB-10 which is used to reject heat at condenser.

3.7 Circulation pump

It is the model ELECTRA type WB-WB2 Series with capacity up to 16 m³/hr, head up to 60 m and electrical potential of 380 volt which is one part of vapor compression effect for refrigerant.

3.8 Valve system, pressure measurement and other components

Various valves for entering and leaving water at any components of system such as boiler, and solar collector, pressure gauge at evaporator and boiler and water level

tubes at boiler, condenser and evaporator are installed. During system operation, various data such as temperature at any positions is monitored within control box.

4.Ejector theory and design

Fig 4 shows the schematic diagram of a typical steam ejector, key component of system. Normally, a steam ejector consists of four principal parts, which are the primary nozzle, the mixing chamber, the ejector throat and the subsonic diffuser. Moreover, the diagram describes the operating characteristic of an ejector. The high pressure primary steam (P) starts to accelerate as it enters a convergent section of the nozzle and reaches the sonic level at the nozzle throat (i). The speed of primary flow is further increased while expanding through a divergent section of the nozzle. At the exit plane, the primary fluid expands out with supersonic speed and results the low pressure region (ii). This expanded wave (jet core) of the motive steam entrains and draws the secondary fluid into the mixing chamber (S), where the secondary steam is accelerated and completely mixed with the primary steam (iii). A normal shock wave is then induced in the ejector throat (iv), creating a compression effect, and the flow speed suddenly drops to subsonic value. Further compression is achieved when the mixed stream passes through the subsonic diffuser (B).

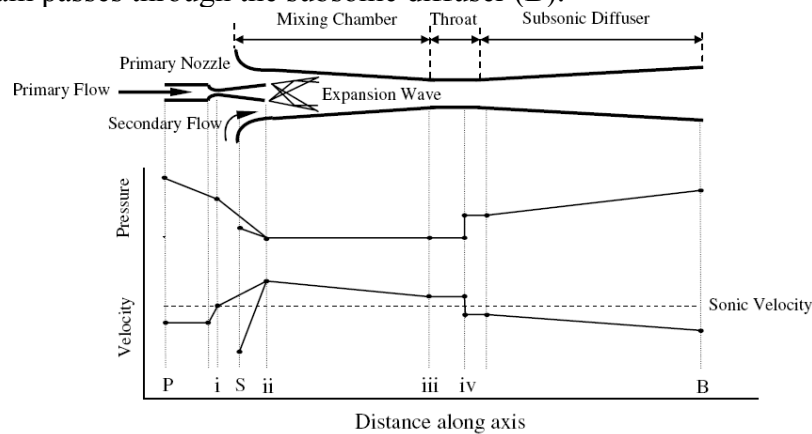


Fig 4. Typical steam ejector and flow characteristic in the ejector.[4]

In order to design an experiment solar-driven 1Ton single-stage ejection refrigeration system, computer simulation program based on ejector design by [6,7] was developed. According to flow chart of the simulation to design a high ejector performance shown in Fig. 5 under operating conditions of pressure and temperature of generator and evaporator which are studied, maximum flow rate of primary and secondary fluid flowing through throat of nozzle and entrained core or double choking condition are simulated. After that, condenser pressure and temperature which is suitable for double choking condition and many various parameters will be simulated such as dimension of any parts of an ejector, ejector

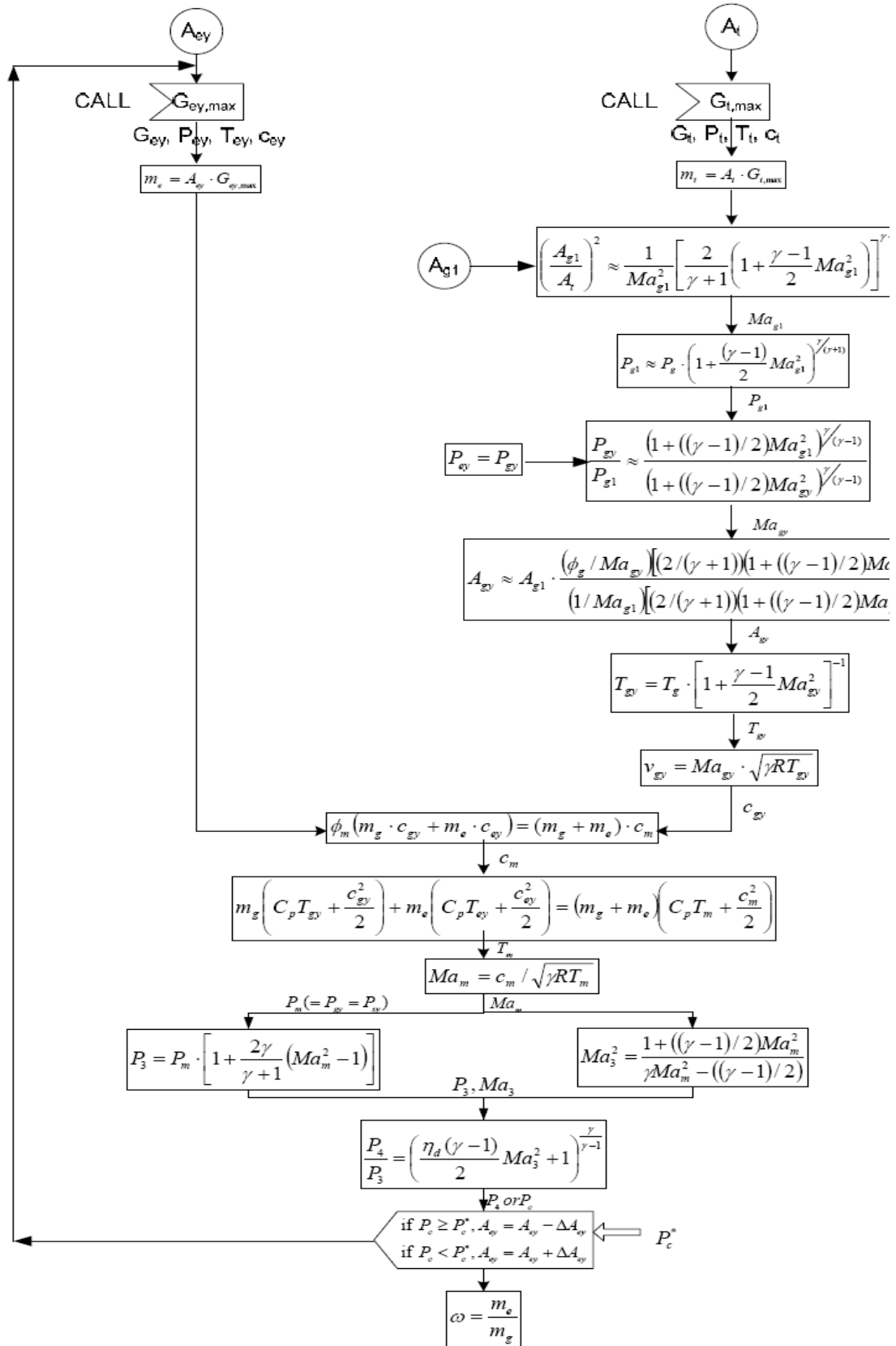


Fig 5. Procedure for calculating ejector dimension [6,7]

performance and mass flow rate at primary and secondary fluid. For significant parameters including specification of a designed ejector that are simulated, these are listed as table 1. The ejector performance or entrainment ratio, ω is expressed as equation of 2 which is defined as ratio of mass flow rate of entrained refrigerant and primary fluid [6].

$$\omega = \frac{\dot{m}_{ev}}{\dot{m}_g} \quad (2)$$

Table 1 Significant parameters which is simulated to design ejector dimension

<i>Operating Condition</i>	Value
Generator pressure, bar (Saturated steam)	2
Generator temperature, °C	120
Evaporator pressure, kPa (Saturated steam)	1.23
Evaporator temperature, °C	10
Condenser pressure, kPa	3.5
Condenser temperature, °C	26.5
Mass flow rate of primary fluid, kg/s	0.0032
Mass flow rate of entrained fluid, kg/s	0.0013
Heat transfer rate of generator, kW	8.23
Heat transfer rate of evaporator, kW	3
Heat transfer rate of Condenser, kW	11.2
Entrainment ratio, ω	0.85
<i>Specification of an ejector</i>	
Exit nozzle diameter, mm	10
Secondary inlet diameter, mm	89.1
Throat diameter, mm	12.6
Throat length, mm	71.2
Diffuser diameter, mm	39.1

5. Testing Procedure

After the system is completely constructed, many parameters such as mass flow rate, temperature and pressure are measured according to various testing positions as shown in Fig 6. The following parameters are collected every 5 minutes: inlet and outlet water temperature at cooling tower, evaporator, inlet and outlet temperature of working fluid at boiler and evaporator, working fluid temperature at evaporator, boiler, pressure at condenser, boiler and evaporator, ambient temperature, mass flow rate of chilled water used and electricity used in system.

6. Results and Discussion

In this research, solar-driven 1 Ton single-stage ejection refrigeration was designed and constructed with using water (R718b) as a working fluid as shown in Fig 2. Operation of system was tested by saturated steam with pressure and temperature of 2 bar and 120 °C used to be motive fluid for ejector to liquid refrigerant at evaporator that is vaporized at low pressure motive steam at the exit of nozzle and is entrained to mix with primary fluid at mixing chamber.

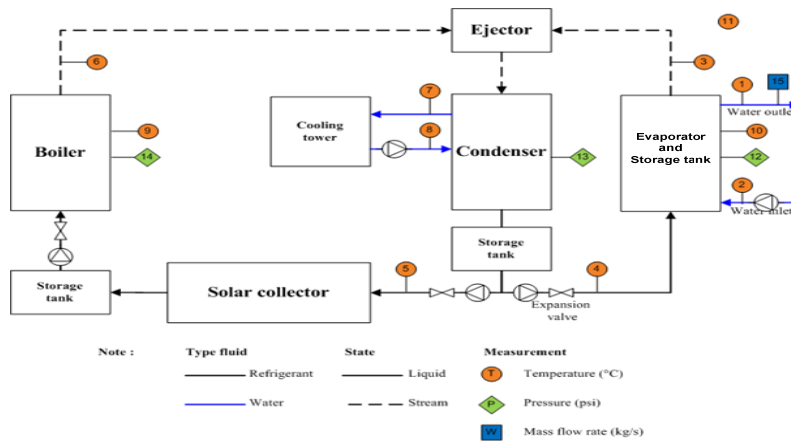


Fig. 6 Various testing positions for solar-driven single stage ejection refrigeration system

Saturated steam of primary fluid flows through an ejector by adjusting valve in the level of 10 which is equal to 0.0032 kg/s. Testing results were collected and analyzed heat transfer rate at evaporator (\dot{Q}_E , kW) and energy efficiency ratio, EER, performance index which is used for evaluating efficiency of system and is defined as ratio of heat transfer rate utilized at evaporator (\dot{Q}_E , kW_{th}) to total electricity used in system (P_{Elec} , kW_{el}) that can be expressed as

$$EER = \frac{\dot{Q}_E}{P_{elec}} \quad (3)$$

At steady state for 1 hr of chilled water used, as shown in Fig. 7, the analyzed results show that average heat transfer rate at evaporator (\dot{Q}_E) at constant 18°C chilled water temperature leaving evaporator is 0.13 kW_{th}.

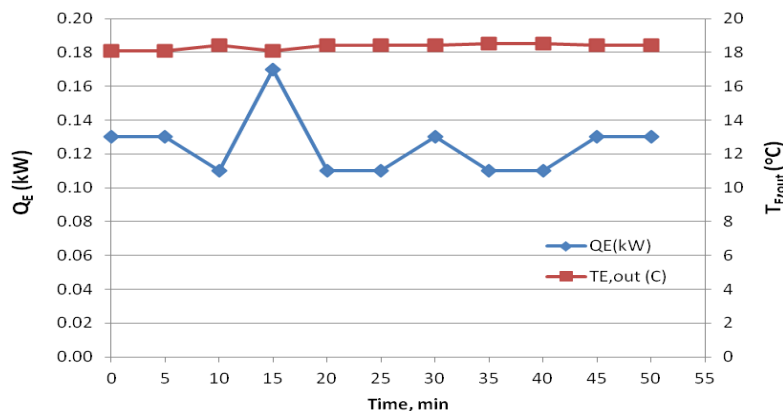


Fig 7. Heat transfer rate at evaporator and chilled water temperature leaving evaporator at any time for 1 hr of chilled water used

Fig. 8 shows average energy efficiency ratio (EER) of refrigeration system at constant 18°C chilled water leaving evaporator is 0.01 kW_{th}/kW_{el}.

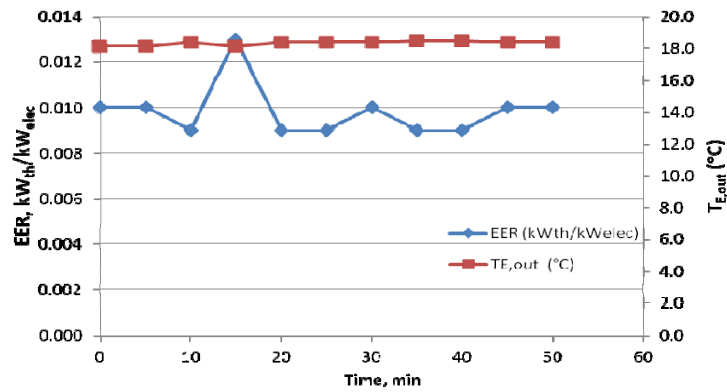


Fig 8. Energy Efficiency ratio, EER and chilled water temperature leaving evaporator at any time for 1 hr of chilled water used

As shown in Fig. 9, power of overall system for 1 hr of chilled water used at constant 18°C chilled water temperature leaving evaporator is 13 kW_{el}. In addition, rate of chilled water produced is 160.56 litre/hr or 3,853.44 litre/day.

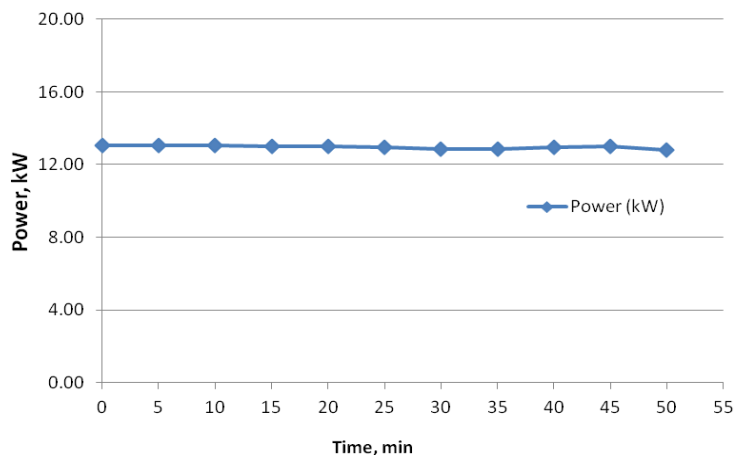


Fig 9. Power of overall system for 1 hr of chilled water used at constant 18°C chilled water temperature leaving evaporator

7. Conclusion

An experiment solar-driven 1Ton single-stage ejection refrigeration system with using water (R718b) as single refrigerant was designed and constructed which was completely installed in energy park area at the School of Renewable Energy Technology (SERT). Under operating condition of generator and evaporator, the computer simulation program was developed to design an effective ejector as well as several parameters such as mass flow rate of primary and secondary fluid, condenser pressure and temperature and ejector performance. Testing results for a refrigeration system under generator temperature and absolute pressure of saturated steam used to be primary fluid driving an ejector was about 120°C and 2 bar, respectively and mass flow rate of steam was 0.0032 kg/s. At steady state for 1 hr of chilled water used, the analyzed results show that heat transfer rate at evaporator (Q_E) and energy efficiency ratio (EER) of refrigeration system at constant 18°C chilled water leaving

evaporator were 0.13 kW_{th} and 0.01 kW_{th}/kW_{el}, respectively. In addition, power of refrigeration system consumed was 13 kW_{el} and rate of chilled water produced was 160.56 litre/hr or 3,853.44 litre/day.

8. Suggestions and Comment

In order to obtain the complete overall testing, the system should setup fan coil unit to provide cooling air instead of producing chilled water to know any problems occurrence. Because this refrigeration system is composed of some components operated under vacuum such as condenser and evaporator. Another important issue is that loss of vacuum for these components can be occurred resulting in temperature of chilled water produced. Then, the system should be examined in issue of vacuum as well.

9. Acknowledgement

The authors would like to thank The National Research Council Thailand (NRCT) for financial support in this research and The School of Renewable Energy Technology (SERT) to provide the location for installing the research system.

10. References

- [1] The Japan Refrigeration and Air Conditioning Industry Association, JRAIA NEWS, April 2012, Vol. 12-02.
- [2] Pongtornkulpanich, A., and Sukchai, S 2009., “Technology Development and Research on Solar Cooling Systems” The 16th REGWA Conference “Use of Renewable Energy Sources and Hydrogen Technology” November 5-7th 2009 FH Stralsund- University of Applied Sciences, Germany.
- [3] Pongtornkulpanich, A., Thepa, S., and Amornkitbumrung, M., 2008, “Experience with fully operational solar-driven 10-ton LiBr/H₂O single-effect absorption cooling system in Thailand,” Renewable Energy (An International Journal), Vol. 33, pp. 943-949.
- [4] Chunnanond, K., and Aphornratana, S., 2004, “An experimental investigation of a steam ejector refrigerator: the analysis of the pressure profile along the ejector, Applied Thermal Engineering, Vol. 24 (2-3), pp: 311-322.
- [5] Arora, C.P., 2001, “Refrigeration and Air Conditioning” 2nd edition, McGraw-Hill International Edition, Mechanical Technology Series.
- [6] Huang, B.J., Chang, J.M., Wang, C.P., and Petrenko V.A., 1999. “A 1-D analysis of ejector performance”, International Journal of Refrigeration. Vol. 22, PP: 354–364.
- [7] Pridasawas, W., and Lundqvist, P., 2003, “Feasibility and Efficiency of Solar-driven refrigeration systems.” 21st IIR International Congress of Refrigeration, August 17-22, Washington D.C, USA.

Direct Steam Generation (DSG) Solar Thermal Power Plant in Thailand

Sukruedee Sukchai^{1,}, Wisut Chamsa-ard¹, Sorawit Sonsaree¹, Rungrudee Boonsu¹,
Joachim Krueger², and Yuvaraj Pandian²*

¹School of Renewable Energy Technology, Naresuan University, Phitsanulok, Thailand
Tel: +66 55963195, Fax: +66 55963180

²Solarlite GmbH, Duckwitz Schloss, Duckwitz, Germany

* Corresponding Author: sukruedee@hotmail.com, sukruedeen@nu.ac.th

Abstract:

In 2010, the total electricity consumption of Thailand was 149,301 GWh, increased by 10.5% compared with that in the previous year. The economic sector accounting for the highest share of national electricity consumption was the industrial sector, holding a share of 46%; while the household and commercial sectors accounted for a share of 22% and 15% respectively. The electricity is generated from natural gas, coal, oil, hydro, import and other of 72%, 18%, 0.4%, 3%, 4%, and 2% respectively. In the past, the Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT) was the sole power producer. Later, the government had formulated a policy promoting the private sector role in the power generation sector in order to encourage competition in the generation business. Currently, it is resulting in a growing number of Very Small Power Producers (VSPP), using renewable energy as main fuel, supplying power to the grid. In this presentation, general background and situation of solar thermal power plant (DSG) in Thailand will be presented. The resource potential which presented by solar map for the central, north and northeast parts of the country is quite clear sky that receive the highest direct normal irradiation of 1,350 - 1,400 kWh/m²-year stand for 4.3% of the total areas of the country. Together with the high direct normal irradiation is received during summer from January to April about 14-17 MJ/m²-day. The first of solar thermal power plant in Thailand is presented. Solar energy development that is one of renewable energy promotion program in the nation master plan has been reviewed and discussed to indicate the recommendation. Barriers as educational, technical and financial to promote solar thermal power plant is also presented. From the investigation, this presentation proposes some idea to be the guideline for policy setting, overcome the solar thermal power plant barrier in Thailand.

Keywords: Solar Thermal Power Plant, Direct Steam Generation, Parabolic Trough

1. Introduction

During the 1970's approximately 90% of Thailand's commercial primary energy consumption (including non-energy use) was imported, mostly petroleum products. The discovery of natural gas in the Gulf of Thailand and lignite in Northern Thailand reduced about 60% of imported energy dependence to 55-62% since the mid 1980's while about 70% of electricity is generated from natural gas since 2001. The continuous discovery of oil and natural

gas has been growing the domestic commercial primary energy demand in accordance with annual Thailand energy statistics.

In 2010, the final energy consumption was 71,166 ktoe which increased of 6.7% from the previous year and worth 1,294 billion baht as a result of the robust economic recovery and strong continual expansion. The total energy imported was 64,017 ktoe, increased of 3.2% from the previous year. Almost energy imported was commercial energy shared 99.9% while renewable energy shared only 0.1%. The electricity consumption was 12,737 ktoe, increased of 10%. Most of electricity generated from imported natural gas of 9,156 ktoe, increased of 10.4% and electricity imported of 666 ktoe, increased of 220.2% from the previous year are shown in the Table 1 and 2. [1]

Table 1 Final Energy Consumption by Fuel Type (Year 2010)

Final Energy Consumption	Quantity (ktoe)			Growth (%)	
	2008	2009	2010	2009	2010
Final Energy Consumption	65,809	66,698	71,166	1.2	6.7
Commercial Energy	53,645	54,243	57,749	1.1	6.5
Petroleum Products	31,207	31,661	32,997	1.5	4.2
Electricity	11,541	11,521	12,737	0.2	10.6
Coal & Its products	7,744	7,493	7,061	3.2	5.8
Natural Gas	3,153	3,568	4,954	13.2	38.8
Renewable Energy	12,245	12,455	13,417	1.7	7.7

Table 2 Import of Energy by Fuel Type (Year 2010)

Import of Energy	Quantity (ktoe)			Growth (%)	
	2008	2009	2010	2009	2010
Import of Energy	59,447	62,006	64,017	4.3	3.2
Commercial Energy	59,404	61,953	63,958	4.3	3.2
Crude Oil	40,516	41,362	41,766	2.1	1.0
Coal	10,026	10,270	10,628	2.4	3.5
Petroleum products	364	429	161	17.9	62.5
Natural Gas	8,261	8,294	9,156	0.4	10.4
Condensate	-	1,390	1,581	-	13.7
Electricity	237	208	666	12.2	220.2
Renewable Energy	43	53	59	23.3	11.3

Thailand has been influenced by northeast monsoons. Therefore, the central, north and northeast regions are quite clear sky with the substantially high radiation potentiality for Thailand has been influenced by northeast monsoons. Therefore, the central, north and northeast regions are quite clear sky with the substantially high radiation potentiality for electricity generation which supports the need for Thailand solar energy technology development to reduce energy supply risk and to contribute to global GHG emission reductions.

This paper provides general background of solar power plant in Thailand, an analysis and discussion of solar energy resource potentiality, a review of solar energy promotion program and its barriers which will be useful for policy revision to accelerate the utilization of solar energy.

2. Potentiality of solar radiation in Thailand

The sunlight hits the Earth's surface both directly and indirectly, through numerous reflections and deviations in the atmosphere. On clear days, direct irradiance represents 80% to 90% of the solar energy reaching the Earth's surface. The main differences in the direct sunlight available from place to place arise from the composition of atmosphere and weather. A good direct normal irradiance (DNI) is usually found in arid and semi-arid areas with reliably clear skies, typically lays at latitudes from 15° to 40° North or South. The closer to the equator, the more cloudy and humid atmosphere is, especially in summer. At higher latitudes, weather is usually too cloudy. Significantly, DNI is better at higher altitudes, where absorption and scattering of sunlight are much lower. [2]

Ministry of Energy, Thailand has developed nation solar maps on which, geographical distributions of monthly and yearly average direct normal irradiation from satellite. The monthly solar maps illustrate most hectares receiving high direct normal irradiation during summer (January to April).

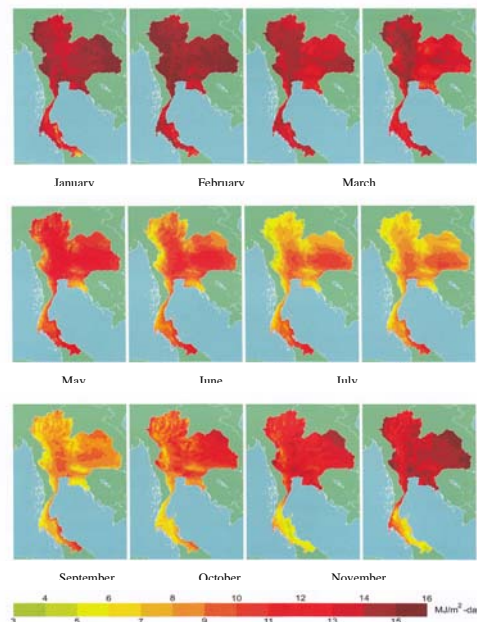


Figure 1: Monthly maps of direct solar radiation in Thailand

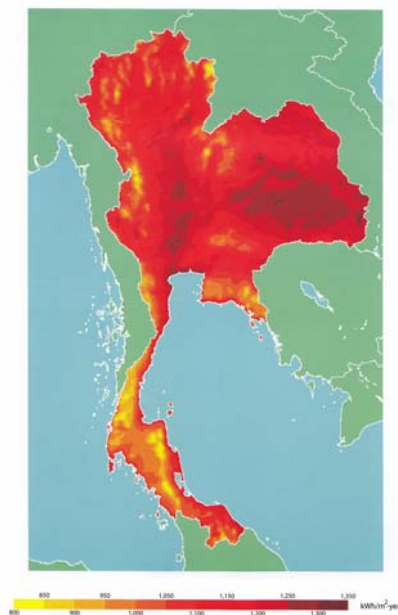


Figure 2: Yearly map of direct solar radiation in Thailand

The yearly one reveals the highest direct normal irradiation covering the northeast and central parts of the country at 1,350-1,400 kWh/m²-yr, representing 4.3% of the country total areas. The yearly average direct normal irradiation, over the entire country is at 1,200 kWh/m²-yr. The result indicates that Thailand has moderate potentiality of direct solar radiation, compared to direct radiation in other parts of the world. [3]

3. Renewable Energy Promotion Mechanism

Thailand energy policy is initiated by the Ministry of Energy, focused on principles of energy efficiency, energy security, energy price monitoring, renewable energy and sustainable development. Ministry of Energy estimated that the potentiality of power generation in Thailand was approximate 3,700 MW. Apart from bagasse, paddy husk and woodchips, other good potential resources are municipal wastes, biogas from pig farms and types of agro-industry (corn cob and wastes from palm oil factories) and micro hydro. This signals the potentiality of another 1,700 MW of power generation from renewable energy excluding wind and solar energy.

The renewable energy potentiality is tapped owing to rising oil prices and global warming concerns. The government quickly issued a number of sweeping changes to the policy to promote energy efficiency and renewable energy. The opportunity policy for solar thermal power plant in Thailand as follows:

- 1) A higher tariff is granted to small power plant (SPP) and very small power plant (VSPP) through renewable energy promotion by providing an “adder” on top of the normal tariff for 10 years from the commercial operation date for proposals submitted by the end of 2008. The “adder” depends on types of renewable energy used as shown in the Table 3. The announcement of an initial target for renewable energy capacity, solicited from various types of renewable energy, are shown in Table 4, including a special “adder” for SPP/VSPP in 3 southern most

provinces of 1.50 baht/kWh for wind and solar energy, and 1.00 baht/kWh for other types of renewable energy to compensate for the political risk.

2) Financial incentives through soft loans and investment subsidies have been expanded in amount and coverage for renewable energy projects.

3) A larger budget has been made available for the provisions of technical assistance to the private sector as well as grants for pilot projects with new or unfamiliar technology.

4) Private investment has been encouraged through energy service companies, such as the establishment of ESCO Venture Capital Fund.

5) Approval of policy allowing the trading of carbon credit through clean development mechanism as an inspiration to renewable energy project investments.

6) Tax incentives have been available to increase competitiveness of renewable energy technologies; Thailand Board of Investment has introduced import duty exemptions and eight-year tax holiday on renewable energy equipment.

It is interesting to note that the “adder” of 8 baht/kWh and the establishments of PV factories in Thailand in the past few years lead to the rapid decline in the local price of solar cells. Solar farms are mushrooming as 155 projects have already been submitted to sell 892 MW to the grid (excluding roof top PV). Two of solar PV farms are in operation and the first solar thermal power plant is operating. [4]

4. Alternative Energy Development Plan in Thailand

The Ministry of Energy created an Alternative Energy Development Plan (AEDP) to set targets for the deployment of alternative energy for the period 2012-2021. The AEDP has been approved in principle by the cabinet resolution. AEDP’s target is to increase alternative energy use ratio to be 25% of final energy consumption of the country by 2021. AEDP aims to

- 1) Develop renewable energy to be one of the major energy for the country (not include natural gas development for transportation).
- 2) Sustain the country energy supply.
- 3) Strengthen the renewable energy utilization in community level in form of complete green community.
- 4) Support the industries to produce domestic energy technologies.
- 5) Research, develop and encourage renewable energy technology to be able to compete in international market.

It is expected that the implementations of the AEDP will also benefit economy, society and environment of Thailand in a long term.

Table 3 Some example of the adder for renewable energy power generation in Thailand

	Adder per kWh-VSPP	Special Adder for southern province per kWh	Support period (Years)
Wind			
Installed Capacity <=50kW	THB 4.5 (Euro 0.1125)	THB 6.0 (Euro 0.15)	10
Installed capacity > 50 kW	THB 3.5 (Euro 0.0875)	THB 5.0 (Euro 0.125)	10
Solar			
	THB 6.5 (Euro 0.1625)	THB 8.0 (Euro 0.2)	10
Biomass			
Installed capacity <= 1 MW	THB 0.5 (Euro 0.0075)	THB 1.5 (Euro 0.0375)	7
Installed capacity > 1 kW	THB 0.3 (Euro 0.01)	THB 1.3 (Euro 0.0325)	7
Biogas			
Installed capacity <= 1 MW	THB 1.5 (Euro 0.0375)	THB 2.5 (Euro 0.0625)	7
Installed capacity > 1 kW	THB 0.3 (Euro 0.0075)	THB 1.3 (Euro 0.0325)	7

Table 4 Target Renewable Energy use in 2021

Target	2021 (MW)
Solar	2,000
Wind	1,200
Hydro	1,680
Biomass	4,390
Bio-fuel	39.97 Million Littrre/day
Wave	2
Geothermal	1

5. Solar Thermal Power Plant in Thailand

At the energy park of The School of Renewable Energy Technology (SERT) in Phitsanulok province, Thailand, a solar thermal electric system was erected under TRESERT project (Tri-generation from Renewable Energy at SERT) by the Solarlite GmbH. The project was supported by Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (BMU), Germany. The project aimed to demonstrate simultaneously solar electricity production, heating and cooling at small scale with a single solar system. The main components of the installation are solar field, steam turbine and chiller (Figure 3). The solar field consists of parabolic trough collectors of the type SL4600 with a total surface of 662 m² constructed in two rows in north-south axis, which are connected in series. In the collectors focal line a vacuum receiver as used in power plants with a diameter of 70 mm has been placed, suitable for direct steam generation. It is the first CSP plant in a power range below 100 kW electric.

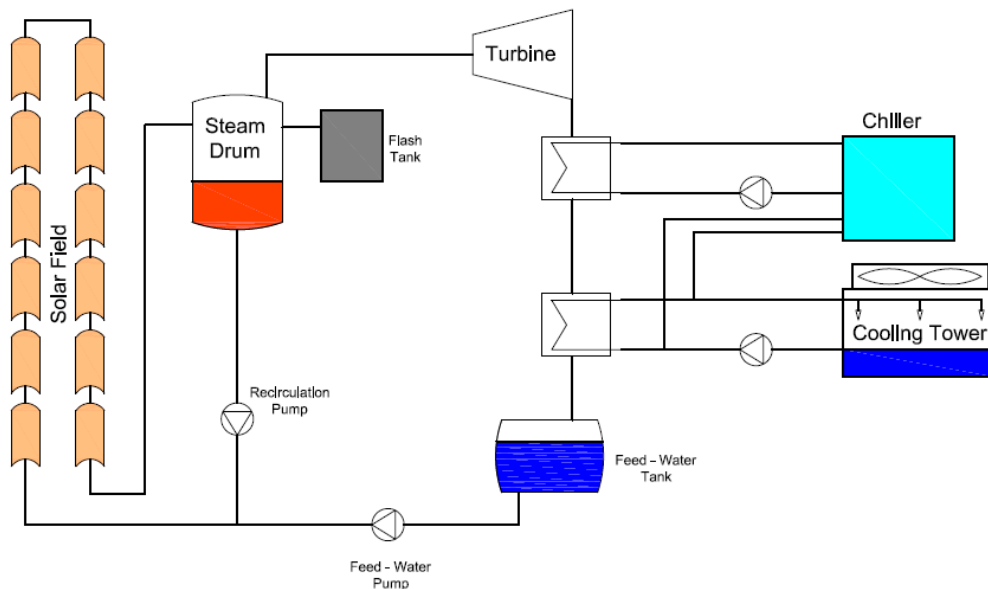


Figure 3: Layout of TRESERT plant

Unlike in a greater power plant several functions were not automated. A control system has been implemented, which includes automatic as well as manual operations. Thus the plant needs two persons for operation. The plant has been commissioned between November 2011 and February 2012. After this period the plant has been operated for several days, producing electricity and cooling.

As the plant has all the main features of a solar thermal power plant, students can be educated well to understand principles of solar thermal systems and cycles with steam turbines by operating the plant. Even future operators of CSP plants can be schooled at the site in combination with theoretical courses at the SERT.

In 2009, Thai Solar Energy (TSE) Company, started construction of Thai Solar 1 or TSE-1, the first commercial-demonstration solar thermal power project, situated in Kanchanaburi province, central Thailand. The power plant was installed of a nominal capacity of 5 MW_{elec} and

peak capacity of 9 MW_{heat} and became the first large scale parabolic trough based direct steam generation(DSG) power plant in Asia.

The power plant is a fusion of cutting edge solar thermal technology that utilizes DSG, developed along with an adaptation capacity meeting Southeast Asian climate in particular. DSG is 100 % clean technology to convert sunlight into electricity. The sun radiation is concentrated and harvested by highly reflective mirrors (parabolic troughs) with a focal line (receiver). The parabolic troughs are linked with the global positioning system (GPS) to track the movement of the sun, a maximum input. The concentration of the sunlight projects onto the receiver. The super heated steam in the receiver transports to a steam turbine to generate electricity and then to grid. As mentioned earlier, the TS1 plant is the first of its kind in the entire region. The electricity generated by TS1 has been transmitted through a provincial grid and distributed to residences in Kanchanaburi province and its neighbors.

TS1 was initiated with a goal to assist Thailand to depend on her self-sufficient energy. TS1 has been granted a number of governmental supports including perpetual electricity purchase agreement, an extensive period of adder, and tax exemption program, etc. However, loans from local banks were still needed to finance the demonstration projects. It must be noted that several Thailand banks are not only mandated but also interested on their own, to provide in lending to private investors willing to implement power projects as part of the country’s program to promote private investment in power generation. [7]

Table 5 Technical parameters of TS1

Power plant Capacity (peak):	5 MW electricity
Aperture area:	45,000 m ²
Aperture width:	4.60 m
Thermal efficiency (peak):	66 % at 330 °C
Operating parameters:	330 °C 30 bar

6. Barriers from lessons learnt and policy recommendations

Although the government has promoted solar energy electricity generation, a path to the policy success has faced many barriers. However, a few barriers have been addressed partially while the others have not yet been addressed at all. Unless the following barriers are taken care of seriously, the policy success on solar energy implementation seems not easily achievable.

1) Educational Institution

Solar energy is well known in university at fundamental level. Since solar thermal power plant is an advanced technology, fewer educational institutions–can execute research and development programs, most of researches are at the stage of conceptual design of the technology, testing in laboratory, or at the bench scale study. The investors and financiers are not well- understood and confident in technology which impacts on commercial difficulties. This barrier could be

overcome by knowledge transfer from university to government, investment sector and financial sector on training activity about technology, operation and maintenance, economics and benefits. [5] Moreover, the people who live near the area of power plant location should be educated to understand the overview of the technology and the impact, and the benefit that they will get.

2) Policy

The government policy to support renewable energy, by VSPP through “adder cost process” and SPP through bidding process, have attracted private investments. However, we believe that Thailand should diversify the use of renewable energy resources by having different policies for different energy sources and scales of power production. [8]

3) Technology

Solar energy-based electricity supply is usually intermittent because of reliability and availability. The emerging solutions are energy storage and hybridization of solar energy systems. Moreover, many main equipment, such as receivers and turbines, are usually overseas dependent product. In addition, new and advanced solar thermal power technologies are still very young in the market. It is difficult to attract investors interest to put money in this business. [9]

4) Finance

The solar power plant project is relatively innovative and its transaction costs are high. The projects are, therefore, considered highly risky by financiers’ point of view. The lesser of successful cases of solar power plant, the more difficulties in getting finance solar power project developers always confront. It is envisaged that demonstration of successful cases is very essential to build confidence among private entities and local communities. This barrier could be improved by the cost, performance or other characteristics to make solar thermal power technology attractive to energy investors and government policy. Increase production of local manufacturing plant is essential. [8]

7. Conclusion

Thailand possesses great solar energy potentiality and opportunities are open. Thai government has laid a strong foundation and infrastructures for supporting and promoting the use of renewable energy and energy conservation especially in the form of necessary legislations and support funds. However, in spite of several financial incentives, the dissemination rate of the use of solar energy technology is still unsatisfactory due to many barriers, educational institution, policy, technology and finance. Efforts have been made to try to remove such barriers, such as government organization reformation aiming to improve line of commands and coordination among organizations in the energy sector. More emphasis has been given to the promotion of renewable energy technology, particularly solar energy. It is believed that some barriers have partially been addressed and some have been never noticed. It is recommended that more systematic and comprehensive study approaches involved an extensive participation of stakeholders be needed to fully address a complete set of barrier and set up effective solution measures.

Although energy policies adopted by the government are assumed in the right direction, the pace of their implementation is slow. A clear policy and a strong signal from the government are needed to disseminate information through public campaigns, and to encourage discussion

and debate among various stakeholders so as to build a strong foundation and public confidence in renewable energy technology. These policies and signals must be clear and strong enough so that the private sectors can be confident and actively participate in the renewable energy projects. Restructuring and deregulation should ensure a real competitiveness in the energy market.

8. References

- [1] DEDE, Thailand Energy Statistics 2010, Department of Alternative Energy Development and Efficiency(DEDE), Bangkok,2010.
- [2] DEDE, Potentials of Concentration Solar Power Technology, Department of Alternative Energy Development and Efficiency(DEDE), Bangkok,2006.
- [3] DEDE, Direct Solar Radiation in Thailand, Department of Alternative Energy Development and Efficiency(DEDE), Bangkok,2008.
- [4] PEA, Announced on the Adder Cost for VSPP from Renewable Energy, Provincial Electricity Authority (PEA), Bangkok, 2007.
- [5] Ministry of Energy (MOE), Bangkok, 2012.
- [6] DEDE, Annual Report 2009, Department of Alternative Energy Development and Efficiency(DEDE), Bangkok,2009.
- [7] <http://www.thaisolarenergy.com/project1.php>
- [8] Samantha Olz, milou Beerepoot, Deploying Renewable in Southest Asia : Trends and potentials, IEA working paper, 2010.
- [9] IEA, Technology Roadmap : Concentrating Solar Power, 2010.



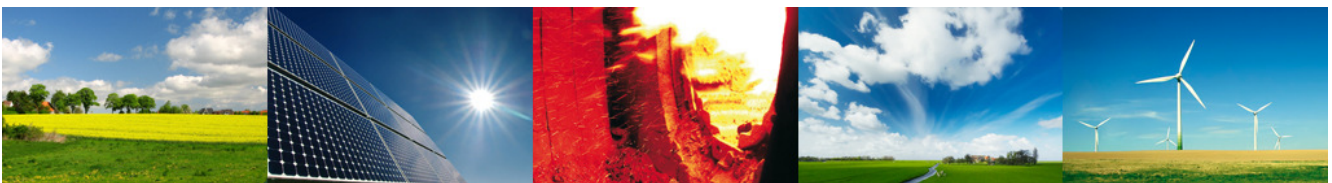
08·11·2012

**Grundlagenforschung zur Optimierung des
alkalischen Druckelektrolyseprozesses am
25 bar Einzel-Zell-Versuchsstand**
Projektvorstellung

Brandenburgische Technische Universität Cottbus
Lehrstuhl Kraftwerkstechnik

Dipl.-Ing.(FH) Christian Ziems,
Dipl.-Ing. Daniel Tannert,
Prof. Dr.-Ing. Hans Joachim Krautz

Forschungsprofil der BTU Cottbus
Ausrichtungsschwerpunkte



AUSRICHTUNGSSCHWERPUNKTE



UMWELT



BAUEN



ENERGIE



MATERIAL



INFORMATION
UND
KOMMUNIKATION



Kraftwerk Jänschwalde
0,5 MW Oxyfuel Teststand



Laborhalle - Kohltrocknung,
Korrosionsuntersuchungen



ALVA 20 -
Brennerversuchsstand



Kraftwerk Schwarze Pumpe
30 MW Oxyfuel-Pilotanlage

Quelle: Vattenfall



Kraftwerk Jänschwalde

Quelle: Vattenfall



Grundsteinlegung Wasserstoff-
Forschungszentrum

Wasserstoff-Forschungszentrum
Grundsteinlegung 16. September 2010
TU Cottbus



Wasserstoff-Forschungszentrum



2,7kW WKA



Druckelektrolyse-Prototyp



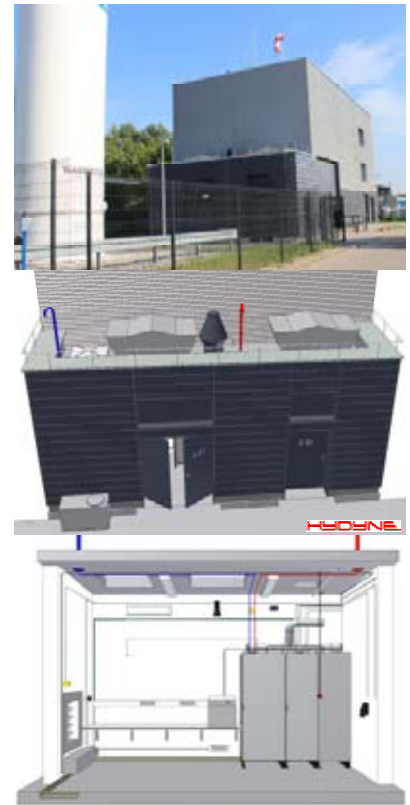
Komplexversuchsstand
Regenerative Energien



Druckelektrolyse-Prototyp

Grundlagenforschung am Einzel-Zell-Versuchsstand Anlagenplanung und Integration

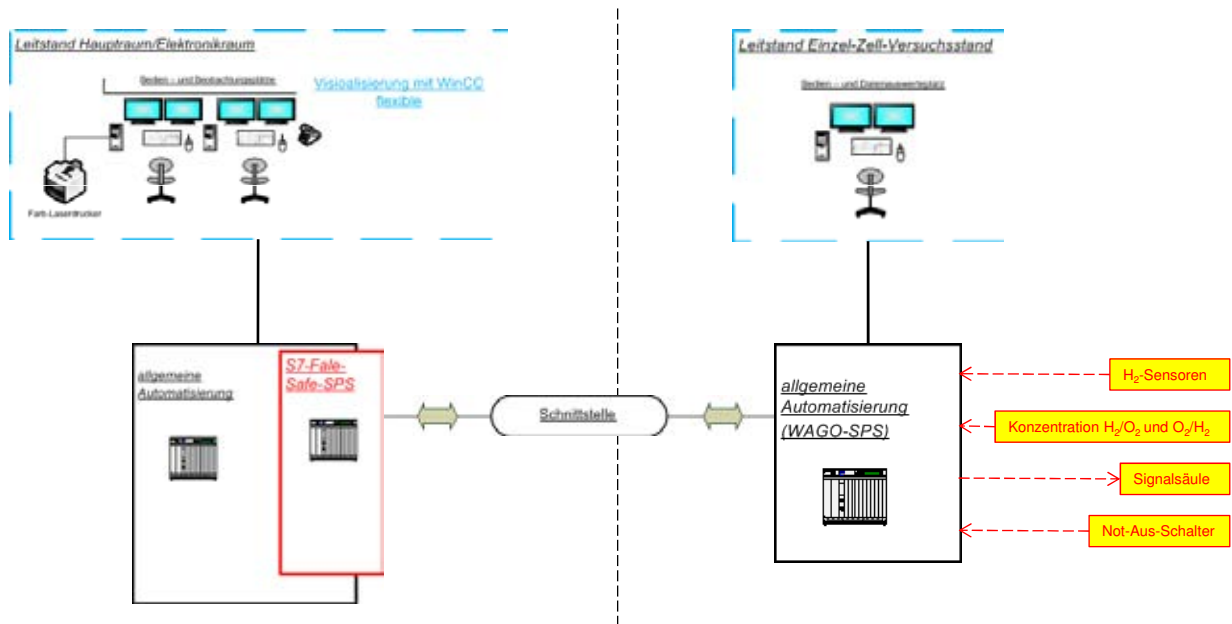
- Integration in die bestehende Lüftungsinfrastruktur des Gebäudes
- Verlegung gesonderter Ausblaseleitungen für den produzierten Wasserstoff und Sauerstoff
- Autarke Wasseraufbereitungsanlage im EZV-Raum
→ Erweiterung der Leitungsinfrastruktur zur Frischwasseranbindung
- Integration in das bestehende Sicherheitskonzept des Gebäudes sowie des Druckelektrolyse-Prototypen
- Entwicklung eines entsprechenden Sicherheitskonzeptes für den Versuchsstand
→ Kommunikation zwischen Warte ↔ EZV
- Separate Stickstoffversorgung im EZV-Raum
- Integration in das bestehende Blitzschutzkonzept des Gebäudes und des H₂-Speichertanks



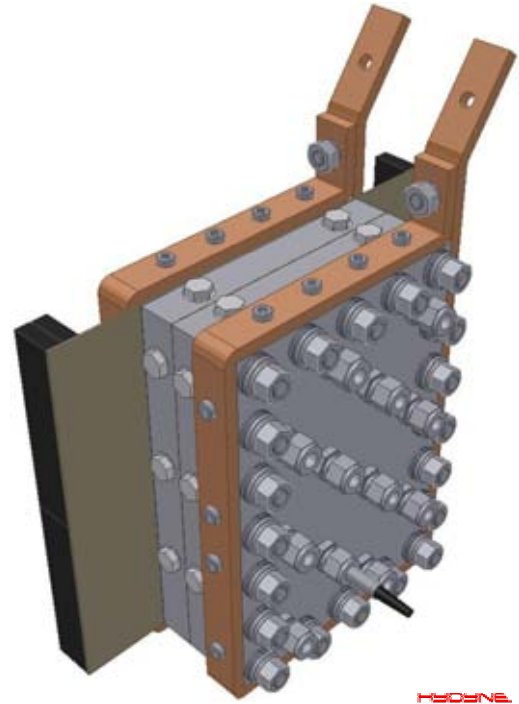
Grundlagenforschung am Einzel-Zell-Versuchsstand Sicherheitskonzept

Druckelektrolyse-Prototyp

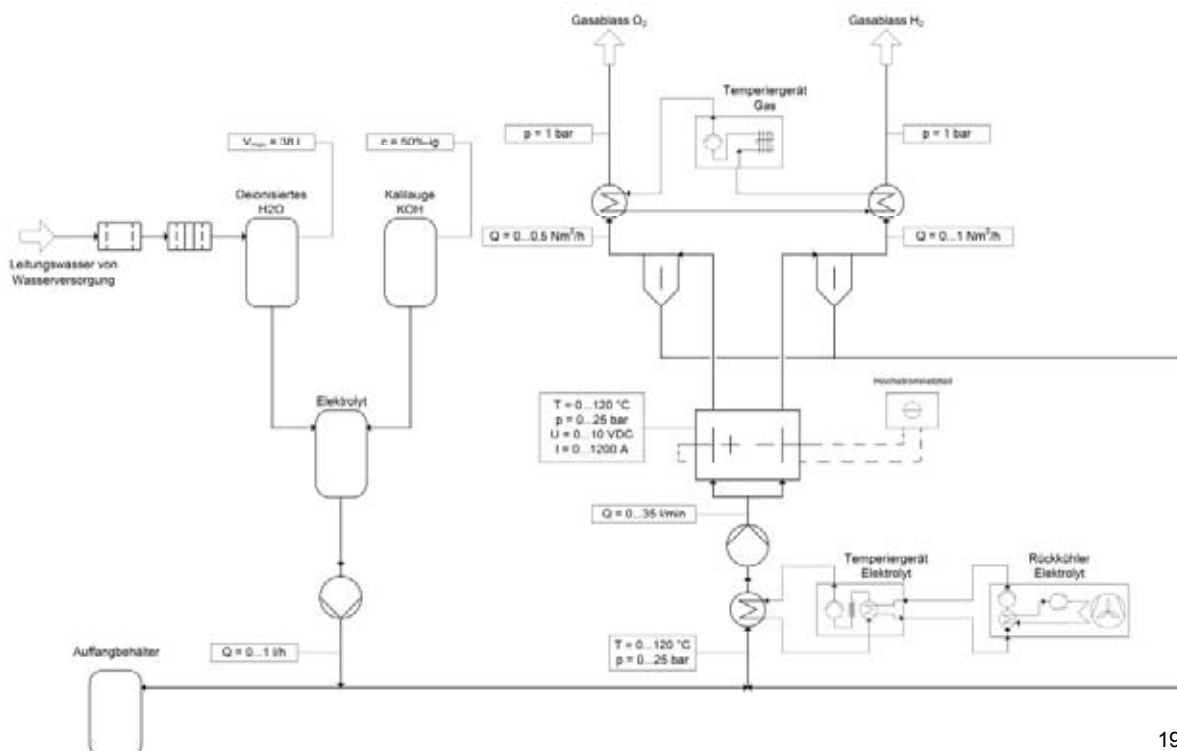
Einzel-Zell-Versuchsstand



Übersicht	
Betriebsdruck	1...25 bar
Gasproduktion H ₂ O ₂	0,2...1 Nm ³ /h 0,1...0,5 Nm ³ /h
Elektrolytkreislauf	0...2,1 m ³ /h
Temperaturbereich	25 - 120 °C
Stromversorgung DC	Nominal 4000 A/m ² = 100 % Dauerbetrieb 6000 A/m ² = 150 % Überlast 20.000 A/m ² = 500 %
Lastbereich	< 10...500 %
Elektrolytkonzentration	0...50 wt% KOH
Prozesserfassungs- möglichkeiten	Einzel-Zell-Spannungsmessung Spannungsabfall über Blasenschicht Stromdichteverteilung Temperaturverteilung Optische Prozess- / Blasenbeobachtung

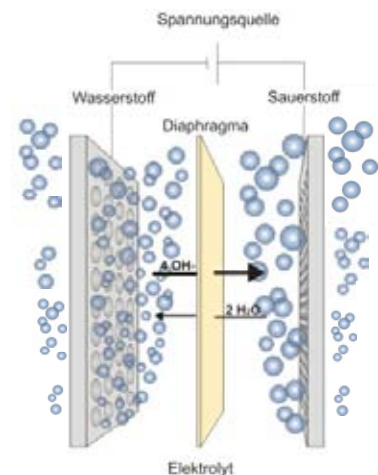


INFORM



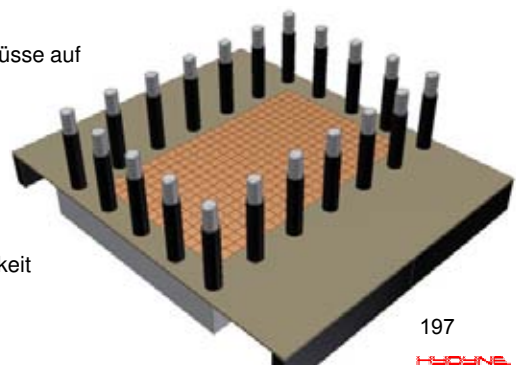
1. Bestimmung des optimalen Abstandes zwischen Membran-Elektrode sowie Elektrode-Endplatte für unterschiedliche Membran- und Elektrodenmaterialien in Abhängigkeit der Anlagenparameter

- Anlagenparameter:
 - Stromdichte, Temperatur, Druck, Elektrolytkonzentration, Volumenstrom
- Variation Abstandsrahmen:
 - 1, 2, 4, 8 und 30 mm
 - Identifikation optimaler Prozessabstände
- Abgleich der Untersuchungsergebnisse mit einschlägiger Fachliteratur im Bereich der Elektrodenforschung
 - Zero-Gap-Anordnung
 - Kapillarspaltanordnung
 - Minimalabstandskonfiguration
- Optimierungspotenziale und Konstruktionsansätze aufzeigen



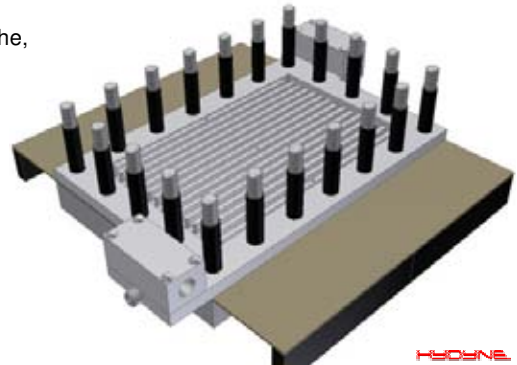
2. Untersuchung der Einflüsse unterschiedlicher Beschichtungsverfahren und -materialien auf den Elektrolyseprozess sowie auf die energetischen Verluste

- Anlagenparameter:
 - Stromdichte, Temperatur, Druck, Elektrolytkonzentration, Volumenstrom
- Variation der Beschichtungsverfahren und Elektrodentypen:
 - Unbeschichtete Elektroden
 - Atmosphärisches Plasma-Spritzgussverfahren
 - Vakuum-Plasma-Spritzgussverfahren
 - Nickelschäume
- Untersuchung der prozessrelevanten Aktivierung und deren Einflüsse auf die Wasserstoffproduktion
 - Einseitige Beschichtung, Rückseite unbeschichtet
 - Einseitige Beschichtung, Rückseite isoliert
 - Beidseitige Beschichtung der Elektrode
- Ermittlung der auftretenden Überspannungsverluste in Abhängigkeit vom verwendeten Elektrodenmaterial



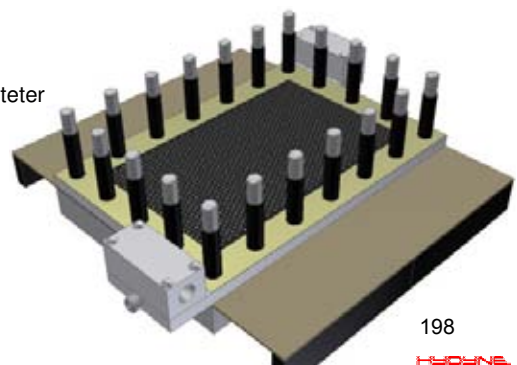
3. Untersuchung der Elektrodentransparenz und dessen Einfluss auf die disperse Fluidströmung und folglich auf den ohmschen Spannungsabfall zwischen Membran und Elektrode

- Anlagenparameter:
 - Stromdichte, Temperatur, Druck, Elektrolytkonzentration, Volumenstrom
 - Variation der Lochmatrix auf Kathoden- und Anodenseite:
 - Lochungsdurchmesser
 - Lochverteilung über die Höhe
 - Lochverteilung über die Breite
 - Konstruktive Ausführung des Lochrandes (scharfe, konische, abgerundete Kanten)
- } homogen, inhomogen Verteilung
- Bestimmung eines Betriebsoptimums für definierte Anlagenparameter
 - Stromdichte-, Temperatur- und Druckbereiche
 - Elektrolytumwälzung innerhalb der Einzel-Zelle



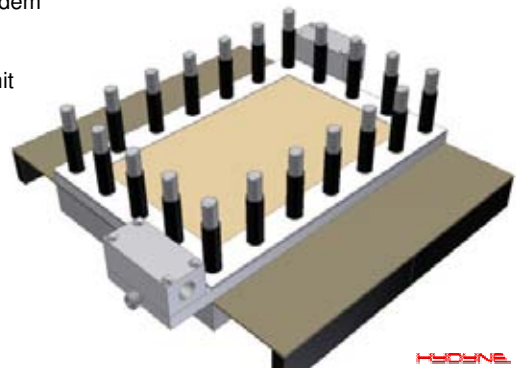
4. Untersuchung des Auftretens sowie der Einflüsse eines Blasenrückstaus innerhalb der Einzel-Zelle auf den Elektrolyseprozess

- Anlagenparameter:
 - Stromdichte, Temperatur, Druck, Elektrolytkonzentration, Volumenstrom
- Betrachtung der Kathoden- und Anodenseite für die Bestimmung der Rückstautiefe
 - Optische Untersuchungen mittels Endoskopkamera
 - Messung der Stromdichte- und Temperaturverteilung
- Identifikation konstruktiver Optimierungspotenziale in Abhängigkeit der Anlagenparameter
 - Anpassung der Zell- und Elektrodengeometrie
 - Definition konkreter Rückstaubereiche und daraus abgeleiteter Freiräume
- Wirtschaftliche Einsparungspotenziale
 - Verringerter Materialaufwand für die Elektroden
 - Verringerte Aktivierungs- und Beschichtungsfläche

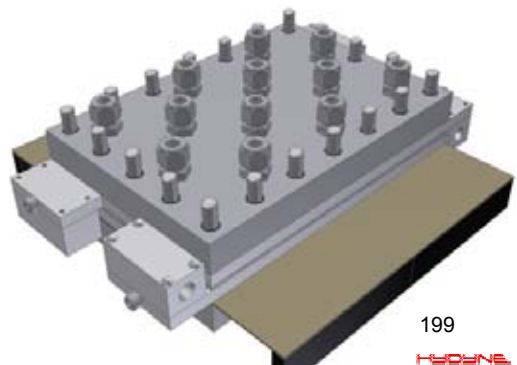


5. Untersuchung und Bestimmung von Optimierungsansätzen für das Wärmemanagement einer elektrolytischen Einzel-Zelle

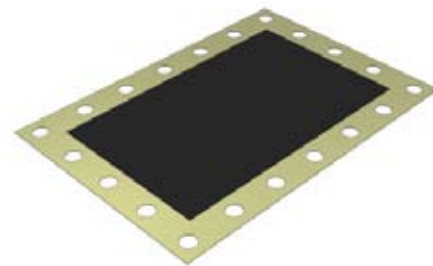
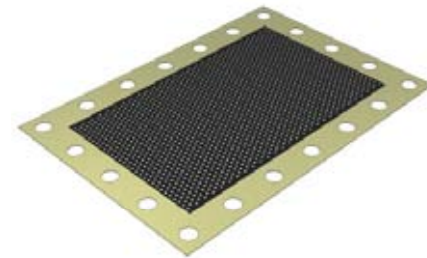
- Anlagenparameter:
 - Stromdichte, Temperatur, Druck, Elektrolytkonzentration, Volumenstrom
- Steigerung der Prozesstemperatur der Elektrolysezelle über 75°C hinaus
 - Maximaltemperatur von ca. 120°C
→ Betriebsbandbreite der Anlagentemperatur erhöht
 - Aufzuwendende Kühlleistung (Aggregatgröße) wird verringern
 - Prozessenergie in Form von Wärme wird proportional mit dem Temperaturanstieg erhöht
 - Notwendige Zersetzungsspannung der Elektrolyse sinkt mit ansteigender Wärmeenergie
- Effizienzsteigerung des Elektrolyseprozesses durch die gesteigerte Nutzung der entstehenden Wärmemengen
- Wirtschaftlichere Anlagen ↔ Lebensdauer, Alterung, KOH-Konzentration



1. Einzel-Zell-Spannungsmessung
2. Stromdichte- und Temperaturverteilung an den Elektroden
 - 360 Stromdichtemesszellen
 - 60 Temperaturmesszellen (3x2 SDMZ → 1x TMZ)
3. Endoskopkammersystem
 - Frontale Prozess- und Blasenbeobachtung
 - Seitliche Prozess- und Blasenbeobachtung
 - Visualisierung der Blasenentstehung, des Blasenwachstums, des Blasenablöse- und -aufstiegsprozesses
4. Potenzialmesssensor
 - 3 dimensionale Bestimmung des Spannungsabfalles über das Blasenprofil
 - Differenzielle Messung des Widerstandes disperser Fluidströmungen



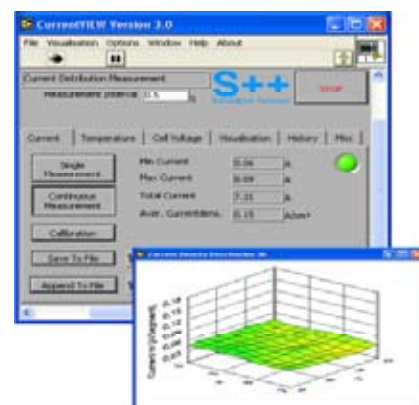
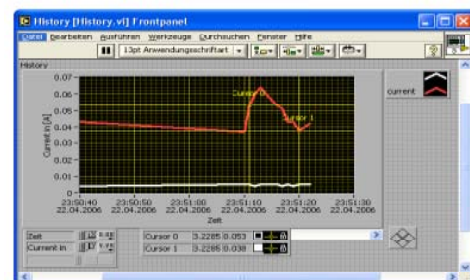
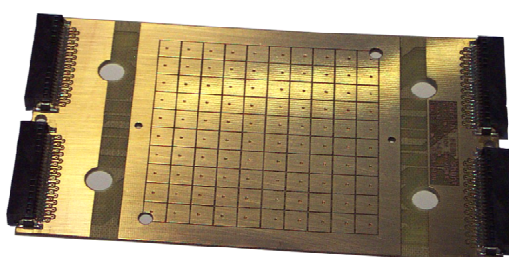
1. Perforierte Elektroden
 - Material – Alloy 201
 - Kathode – beidseitig beschichtet
VPS-Beschichtung bestehend aus NiAlMo
 - Anode – unbeschichtet
2. Massive Elektroden
 - Material – Alloy 201
 - Lochmatrix für die Potenzial- und Kamerasensoren
 - Kathode – einseitig beschichtet
VPS-Beschichtung bestehend aus NiAlMo
 - Anode – einseitig beschichtet
 - APS-Beschichtung
3. Poröse Elektroden
 - Kathode – Raney-Nickel in PTFE-Matrix
 - Anode – Nickelschaum
4. Membranen
 - Zirfon – ZP500UTp
 - FumaSep – Ionenaustauschermembran
 - Poröses PP



HYDNE

Grafical User Interface - CurrentVIEW

- Intuitive und selbsterklärend Benutzeroberfläche
- Einzel- und kontinuierliche Messungen möglich
- Visualisierung erfolgt 2D / 3D oder in Messwertenreihen erfolgen
- Speichern und archivierbar von Daten als Text-File im Tabellenformat (CSV-Format)
- Speicherung und Export von Grafiken (jpg-Format)



Grundlagenforschung am Einzel-Zell-Versuchsstand Kamera- und Potenzialmesssensor



HYDYNE

- Kamerakopf vergossen im druckfesten Edelstahlrohr ($\varnothing_A=12\text{mm}$)
- Frontfenster Saphirglas
- G 3/8"-Einschraubverschraubung mit 12mm Klemmring-Dichtung
- Auflösung: 1280 x 960 Bildpunkte
Pixelgröße: 0.1 / 1 / 10 μm
- Objektabstand: 2-300mm
- Anschluss USB
- Medienberührte Teile: Saphir (Al_2O_3), Edelstahl
- Vergossen im druckfesten Edelstahlrohr ($\varnothing_A=12\text{mm}$)
- G 3/8"-Einschraubverschraubung mit 12mm Klemmring-Dichtung
- 25 Messstellen, einreihiger, kammartiger Aufbau
- Abstand der Messpunkte zueinander <1mm
- Messdraht/Kontaktfläche Alloy 201
- Messdraht $\varnothing_A\approx 0.5\text{mm}$
- Beachtung der Aspekte der EMV
- Medienberührte Teile: POM, Edelstahl

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!



Dipl.-Ing.(FH) Christian Ziems
Lehrgebäude 3
Walther-Pauer-Straße 5
03046 Cottbus

T +49 (0)355/695184
F +49 (0)355/694011
E christian.ziems@tu-cottbus.de
I www.kwt-cottbus.de

Ergebnisse der NOW-Studie „Wind-Wasserstoff“

K. Stolzenburg

*PLANET GbR, Donnerschweer Str. 89/91, D-26123 Oldenburg,
k.stolzenburg@planet-energie.de*

Schlüsselwörter: Wasserstoff, Integration erneuerbarer Energien in das Energienetz, Wasserstofftechnologie, Wirtschaftlichkeit

Der Vortrag selbst sowie ein entsprechendes Abstrakt durften leider nicht veröffentlicht werden. Mittlerweile wurden die Ergebnisse der Studie jedoch bereits öffentlich vorgestellt sowie in anderen Publikationen zusammenfassend veröffentlicht. Für weitere Informationen zu diesem Beitrag wenden Sie sich bitte direkt an Herrn Stolzenburg oder nutzen eine der beiden folgenden Quellen in denen die Ergebnisse der Studie ebenfalls zusammengefasst werden.

- <http://www.now-gmbh.de/de/presse/2013/studie-zur-integration-von-wind-wasserstoff-systemen.html>
- Hzwei; Ausgabe April 2013 S.13-15; Hydrogeit Verlag

Verzeichnis der Autoren

<i>Arns, Sebastian</i>	7	<i>Malyszko, Olgierd</i>	57
<i>Bauer, Hans-Dieter</i>	27	<i>Mellmann, Dörthe</i>	62
<i>Beller, Matthias</i>	62	<i>Michels, Rainer</i>	7
<i>Berhardt, Alexander</i>	32	<i>Moraes, Luiz Tadeu</i>	66
<i>Boonsa, Rungrudee</i>	183	<i>Moreano, Hernan</i>	71
		<i>Müller, Reinhard</i>	81
<i>Chramsard, Wisut</i>	146, 166, 183	<i>Naumann, Stefan</i>	7
<i>Clemens, Wulf</i>	32	<i>Nitsche, David</i>	27
		<i>Nuschke, Maria</i>	21
<i>Dengel, Andreas</i>	10	<i>Peil, Stefan</i>	111
<i>Ebner, Iris</i>	7	<i>Peinecke, Kateryna</i>	111
<i>Eigenstetter, Monika</i>	7	<i>Pandian, Yuvaraj</i>	183
<i>Ehret, Oliver</i>	15	<i>Pongtornkulpanich, Anan</i>	155, 166, 173
<i>Ehrich, Heike</i>	16	<i>Quaschnig, Volker</i>	96
<i>Felderhoff, Michael</i>	111	<i>Rackwitz, Axel</i>	81
<i>Fink, Frank</i>	96	<i>Ruff, Ariane</i>	21
<i>Fischer, Joachim</i>	21	<i>Scheppat, Birgit</i>	27
<i>Franke, Ingo</i>	27	<i>Schlatmann, Rutger</i>	96
<i>Genske, Dieter</i>	21	<i>Schmit, Philip</i>	90
<i>Gollmer, Klaus</i>	7	<i>Schultz, Christof</i>	96
<i>Groß, Bodo</i>	7, 32, 90	<i>Schwarze, Matthias</i>	21
<i>Hauschild, Klaus</i>	111	<i>Sonsaree, Sorawit</i>	146, 166, 173, 183
<i>Henschel, Oliver</i>	27	<i>Sponholz, Peter</i>	62
<i>Heßke, Christian</i>	62	<i>Stegemann, Bert</i>	96
<i>Hopp, Vollrath</i>	40, 43	<i>Stolzenburg, Klaus</i>	202
<i>Jähn, Verena</i>	7	<i>Stops, Michael</i>	27
<i>Jödecke, Thomas</i>	21	<i>Suchaneck, Oliver</i>	96
<i>Junge, Henrik</i>	62	<i>Sukruedee Sukchai</i>	146, 155, 166, 173, 183
<i>Klenner, Steffi</i>	21	<i>Suriwong, Tawat</i>	155, 173
<i>Kolbe, Christian</i>	46	<i>Tannert, Daniel</i>	100, 293
<i>Kraleva, Elka</i>	16	<i>Thongtem, Titipun</i>	155
<i>Krautz, Hans Joachim</i>	100, 193	<i>Tillmann, Christine</i>	100
<i>Krueger, Joachim</i>	183	<i>Urbanczyk, Robert</i>	111
<i>Laodee, Paitoon</i>	166	<i>Voswinckel, Sebastian</i>	116
<i>Lehmann, Jochen</i>	51	<i>Waidhas, Manfred</i>	123
<i>Lezsovits, Fernec</i>	32	<i>Wesselak, Viktor</i>	21
<i>Lopes Cabral, Sérgio Henrique</i>	66	<i>Wustig, Klaus-Dieter</i>	96
<i>Luschtinetz, Thomas</i>	46, 51	<i>Zeńczak, Michał</i>	57
		<i>Zeńczak, Wojciech</i>	137
		<i>Ziems, Christian</i>	100, 193
		<i>Zschocke, Andrei</i>	145

Notizen

Notizen



Fachhochschule Stralsund
Zur Schwedenschanze 15
D-18435 Stralsund

IRES Institut für Regenerative
EnergieSysteme
www.IRES.biz
www.komplexlabor.de

Zentrale
Fon +49 3831 455
Fax +49 3831 456680
www.fh-stralsund.de

