

**NUTZUNG
REGENERATIVER
ENERGIEQUELLEN
UND
WASSERSTOFF-
TECHNIK
2014**

Thomas Lushtinetz und Jochen Lehmann (Hrsg.)



Schirmherrschaft
Christian Pegel
Minister für Energie, Infrastruktur und Landesentwicklung
des Landes Mecklenburg-Vorpommern

21. Symposium

Nutzung Regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik

Stralsund, 6. - 8. November 2014

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

© 2014 by: Fachhochschule Stralsund
Alle Rechte vorbehalten

Printed in Germany by:
Digitaldruck Kruse Stralsund

ISBN 978-3-9813334-8-0

Komitee der Konferenz:

Jürgen Garche, 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	6
Vorwort	7
<i>Sebastian Arns, Bodo Groß</i> Entwicklung eines Modells zur Auslegung von speichergestützten Photovoltaiksystemen zur Eigenverbrauchsoptimierung	8
<i>Sebastian Arns, Eduard Bohlender, Bodo Groß</i> REGENA - Ressourceneffizienz im Gebäudebetrieb durch Nutzerintegration und Automation: Weiterentwicklung eines Multifunktionsmessgeräts zur anwendungsoptimierten Datenerfassung	11
<i>Andreas Dengel</i> Wärmespeicher in Kraftwerken zur Flexibilisierung und Ressourcenschonung	14
<i>Heike Ehrich, Elka Kraleva, Matthias Boltze</i> Bioethanol als Wasserstoffquelle für Festoxidbrennstoffzellen	19
<i>Ester Fokuhl, Viktor Wesselak, Pia Manz, Sebastian Voswinckel, Benno Trautmann, Christoph Schmidt</i> Kennlinien-Simulation und Parameterbestimmung für systembedingt CIGS-Dünnschichtphotovoltaikmodule	23
<i>Sebastian Gerhard, Andreas Kohler, Stefan Saatmann</i> Rahmenbedingungen stationärer Batteriespeicher im Stromverteilnetz	28
<i>Bodo Groß, Alexander Zipp</i> Brennstoffzellenaktivitäten in Deutschland und Japan - Installationen und Patentanmeldungen	34
<i>Johannes Haller, Thomas Link</i> Kombinierter Gas- und Dampfprozess im emissionsfreien H ₂ -O ₂ -Verbrennungsmotor - erste Untersuchungsergebnisse	40
<i>Marcel Hartung, Dirk Schmidt, Bertram Schrödl, Normen Szesni, Martin Ekstrand</i> Das „Modulare Wasserstoffkraftwerk“ - Entwicklungsstand des LOHC-Speichersystems	46
<i>Bettina Hirdina-Falk</i> Wasser mit Sonnenlicht spalten - eine Zukunftsvision	53
<i>Sven Hohenstein, Claudia Langowsky</i> Vorgehensweise zur Steigerung der Energieeffizienz in Produktionsbetrieben der Bahnbranche	58
<i>Vollrath Hopp</i> Technische und physiologische Nutzenergie - die Gemeinsamkeiten und Unterschiede	63

<i>Martin Hörenz</i> Turbulenz im Windpark - Vorteil der ENO 3.5 MW-Plattform	69
<i>Tobias Kampet</i> Energieeffizienz und regenerative Energien – Konkurrenten oder Partner?	73
<i>Bert Kohlmann, Mildred Linkimer Abarca, Mirko Barz</i> Sustainable Rural Energy Supply Solutions for Costa Rica - Agro-waste as Energy Source for Biogas Production	78
<i>Jörn Kolbe</i> ReeVOLT! Meine Energierevolution	83
<i>Perco Krüger, Christian Ziems, Daniel Tannert, André Voigt, Ulrich Fischer, Hans Joachim Krautz</i> Wirtschaftlichkeitssimulation zur optimierten Betriebsführung von Druckelektrolyseuren in hybriden Kraftwerkssystemen - Prognose und Wasserstoffproduktion	91
<i>Tobias Lerche</i> Geodaten für energetisches Planen und Gestalten: Landkreise als Akteure - das Projektbeispiel „Energieservices M-V	96
<i>Reinhard Müller, Axel Rackwitz</i> Der Komplexversuchsstand „Regenerative Energien“ der HTWK Leipzig ein Demonstrationsobjekt für die Nutzung erneuerbarer Energien	102
<i>Michael Nelles, Jan Liebetrau, Andrea Schüich</i> Energiewende in Mecklenburg-Vorpommern: Beitrag der energetischen Verwertung von Abfällen und Biomasse	110
<i>Lydia Neumann, Elisabetta Alberico, Martin Nielsen, Christoph Cordes, Henrik Junge, Matthias Beller</i> Novel Catalysts for the selective Decomposition of Methanol as Hydrogen Carrier	116
<i>Jonas Obermeier, Karsten Müller, Wolfgang Arlt</i> Konzept eines überregionalen Energietransports mit Hilfe thermochemischer Wärmespeicher	121
<i>Elisete Ternes Pereira</i> What if we could start anew?	126
<i>Anan Pongtornkulpanich, Sukruedee Sukchai, Sarayooth Vaivudh</i> Simulation Program for Solar Driven Double-Stage Ejector Refrigeration System	133
<i>Stefan Saatmann</i> Dynamiken globaler Energiewenden – am Beispiel China, Brasilien und Deutschland	142
<i>Simon Schäfer-Stradowsky</i> Power to Gas - Rechtlicher Rahmen und offene Fragen	148

<i>Stefan Sieling, Michael Bonda, Hans-Josef Allelein</i> Erweiterung eines Verfahrens zur Bewertung dezentraler PV-Batterie-Systeme mit Wärmepumpe	159
<i>Gustav Sievers, Florian Steffen, Sven Jakubith, Angela Kruth, Volker Brüser</i> Mesoporous Pt catalysts for fuel cells	164
<i>Bert Stegemann, Johannes Weniger, Max Mesenholl, Robert Baldy, Hans-Otto Troeder</i> Analyse und Optimierung des Eigenverbrauchs von Solarstrom in Mehrfamilienhäusern	169
<i>Eric Timmermann, Heiko Engelhardt</i> Ergebnisse bei der Entwicklung einer wirtschaftlichen Wärmekraftmaschine für niedrige Temperaturdifferenzen und kleine Leistungen	177
<i>Jens Unkenstein, Wolfgang Heinzl</i> Memsys – technology opportunities water treatment and air conditioning	183
<i>Visal Veng, Chatchai Sirisamphanwong, Anan Pongthornkulpanich</i> Solar Concrete Wall Collector	188
<i>André Voigt, Perco Krüger, Daniel Tannert, Christian Ziems, Ulrich Fischer, Hans Joachim Krautz</i> Ermittlung des Druck- und Temperatureinflusses auf die Stromdichte-Zellspannungs-Charakteristik einer fortschrittlichen alkalischen Druckelektrolyseanlage	196
<i>Sebastian Voswinckel, Viktor Wesselak, Pia Manz, Esther Fokuhl, Benno Trautmann, Christoph Schmidt</i> Systembedingte Degradationsmechanismen von Dünnschichtphotovoltaikmodulen	202
<i>Miachael Wenske, Florencio Gamallo</i> H2BER-Projekt – Schaufenster der Energiewende	209
<i>Viktor Wesselak, Joachim Fischer, Thomas Link, Thomas Schabbach, Stephan Scholz</i> 5 Thesen für eine nachhaltige Energiepolitik	215
<i>Michał Zeńczak</i> Exposure of natural environment on 50 Hz electric and magnetic fields by distributed and centralized generations	218
<i>Wojciech Zeńczak, Andrzej Adamkiewicz</i> Beurteilung der Beförderungsweise der Biomasse in das Kohlekraftwerk im Blick auf die Beschränkung der Emission von CO ₂	223
<i>Jochen Lehmann, Thomas Luschtinetz, Johannes Gulden</i> Bemerkungen zur Energiewende	228
<i>Birgit Steffenhagen, Johannes Gulden, Jochen Lehmann, Thomas Luschtinetz</i> The means and importance of teaching innovative hydrogen technology	233

Grußwort

Die Energiewende bietet der Wirtschaft und den Menschen in Mecklenburg-Vorpommern beste wirtschaftliche Chancen. In unserem Land haben wir optimale natürliche Voraussetzungen, um aus Wind an Land und auf der Ostsee Strom zu erzeugen. Die überdurchschnittlich hohen Sonnenstunden sind nicht nur gut für das Tourismusland Mecklenburg-Vorpommern, sie sorgen auch für gute Erträge aus der Solarenergie und als ein klassisches Agrarland kann auch über Biomasse und Gülle kontinuierlich Strom und Wärme erzeugt werden.

Der beste Beleg dafür ist die rechnerische Deckung des Strombedarfs aus regenerativen Quellen. Wenn sich der Stromverbrauch und der Zubau von Erzeugungsanlagen für erneuerbare Energien im vergangenen Jahr im gleichen Maß entwickelt haben wie in 2012, dann versorgen wir uns derzeit rechnerisch bereits vollständig aus Erneuerbaren Energien.

Damit aus der rechnerischen Vollversorgung mit Strom aus regenerativen Quellen eine faktische Vollversorgung wird, muss die Volatilität der Energieträger ausgeglichen werden. Dazu bedarf es grundsätzlich einer deutlich gesteigerten Energieeffizienz und zusätzlich großer Speichermöglichkeiten sowie der geschickten Verknüpfung unterschiedlicher Energiequellen und -träger.

All dies werden Ergebnisse von wissenschaftlichen und technischen Innovationen sein, die nicht nur entwickelt werden müssen. Sie müssen vielfältig erprobt und marktfähig gemacht werden. Das ist nicht einfach und erfordert gemeinsame Anstrengungen der Akteure aus Wissenschaft und Wirtschaft. Die FH Stralsund und ihr Energie-Symposium tragen konsequent und erfolgreich dazu bei, dass Innovationen entstehen und diese in wissenschaftlichen Netzwerken und in Kooperation mit nichtakademischen Institutionen weiterentwickelt werden. So wird „Made in MV“ zum Markenzeichen für Innovationen und technologischen Fortschritt beim fundamentalen Umbau unserer Stromversorgung. Und Stralsund zu einer "Ersten Adresse" der Energiewende.

Christian Pegel
Minister für Energie, Infrastruktur und Landesentwicklung
des Landes Mecklenburg-Vorpommern

Vorwort

Die von der e-mobil Baden-Württemberg beauftragte, von der LBST in souveräner Weise erstellte und vom DWV (www.dwv-info.de) als Positionspapier verbreitete Metastudie – „Über“-Studie - „Die Rolle des Wasserstoffs in der Energiewende“ fasst die zahlreichen Studien zusammen, die zu dieser Thematik inzwischen existieren und in ihrer Gesamtheit wohl von niemandem mehr überblickt werden können. Sie ist so etwas wie die Spitze des gewaltigen Bergs von Überlegungen, Kalkulationen, Strategien, Schlussfolgerungen und Forderungen zum partnerschaftlichen Miteinander von Wasserstoff als Energieträger und regenerativen Energien, der über die Jahre zusammen gekommen ist.

Auch die auf den Stralsunder Energiesymposien der letzten beiden Jahre diskutierte NOW-Studie über den Umgang mit überschüssigem Windstrom ist spürbar eingegangen. Das Symposium kann übrigens ein wenig stolz darauf sein, dass die Speicherung von Windstrom mittels Wasserstoffs bereits in seiner ersten Ausgabe, 1993, thematisiert worden war, denn Wind wird wohl in Deutschland vorerst die hauptsächliche erneuerbare Energie bleiben.

Eine der wichtigsten Aussagen der Metastudie lautet: Ohne Stromspeicherung in einem so großen Maße, wie es bisher noch nicht geschah, realisiert mittels des saubersten Energieträgers, wird die Energiewende nicht gelingen, vermag Wasserstoff doch die drei Bereiche der Energiewirtschaft - Elektrizität, Kraftstoff und Wärme - synergiereich zu verbinden.

Es wird Zeit, dass Taten folgen. Ganz wichtig dabei, die Gesetzlichkeit muss endlich grünen Wasserstoff so einordnen, dass Investitionswilligen Anreiz geboten und Sicherheit gewährt werden. Und wenn in der Metastudie steht, erst in zwanzig Jahren würde Kavernenspeicherung von Wasserstoff unumgänglich werden, dann heißt das noch lange nicht, wir hätten Zeit damit zu beginnen: Allein die Beantragung einer Kaverne kann schon mal zehn Jahre dauern, vom Ausspülen des Salzstocks ganz abgesehen und der restlichen Ausführung.

In diesem Sinne sei dem 21. Symposium ein erfolgreicher Verlauf gewünscht, möge keiner der Teilnehmer ohne Anerkennung und ohne Anregungen heimkehren!

Und natürlich: Vielen Dank den Vortragenden, den Sponsoren und den Organisatoren für ihre Arbeit und ihre Mühen!

Die Herausgeber

Entwicklung eines Modells zur Auslegung von speichergestützten Photovoltaiksystemen zur Eigenverbrauchsoptimierung

Sebastian Arns, Bodo Groß

IZES gGmbH (Institut für ZukunftsEnergieSysteme), Altenkesseler Straße 17A1, D-66115 Saarbrücken

Schlüsselwörter: Photovoltaik, Energiespeicher, Modellbildung, Eigenverbrauch

Kurzfassung

Im Rahmen einer Eigenforschungsinitiative ist in der Forschungsgruppe „Technische Innovationen“ am IZES ein SIMULINK-Modell entstanden mit dessen Hilfe sich die Energieflüsse in einem beliebigen Gebäude, Industriebetrieb oder einer Gebäudeansammlung mit PV-Anlage (oder eines alternativen Stromproduzenten) und stationärem Batteriesystem zwecks Betriebsoptimierung simulieren lassen.

1. Vorhabensbeschreibung

Infolge der Einführung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) im Jahr 2000 kam es in Deutschland zu einem starken Wachstum der installierten Photovoltaik-Leistung. Durch den rapiden Anstieg der Strompreise sowie den sinkenden Anlagenpreisen für Photovoltaiksysteme und den daraus resultierenden sinkenden Stromgestehungskosten wird der Eigenverbrauch des erzeugten Stroms immer attraktiver. Zusätzlich sind die Beträge für die Einspeisevergütung unter den Preis einer vom Netz bezogenen Kilowattstunde gefallen. In diesem Kontext wird auch der Einsatz von Speichertechnologien zukünftig eine größere Rolle spielen, um den selbst genutzten Anteil des erzeugten PV-Stroms zu erhöhen.

Ein wichtiges Kriterium bei der Auslegung der dafür nötigen Systemkomponenten (PV-Generator, Leistungselektronik, Energiemanagementsystem, Speichersystem,...) sind sogenannte Lastprofile, da die Gleichzeitigkeit von Erzeugung und Verbrauch die optimale Größe von Batterien, Solarwechselrichtern sowie der Entlade- und Ladeelektronik des Speichers bestimmt. Ziel dieser Arbeit ist dieses Gesamtsystem mittels geeigneter Modelle zu simulieren und daraus Aussagen über die optimale Auslegung treffen zu können.

2. Modellbildung

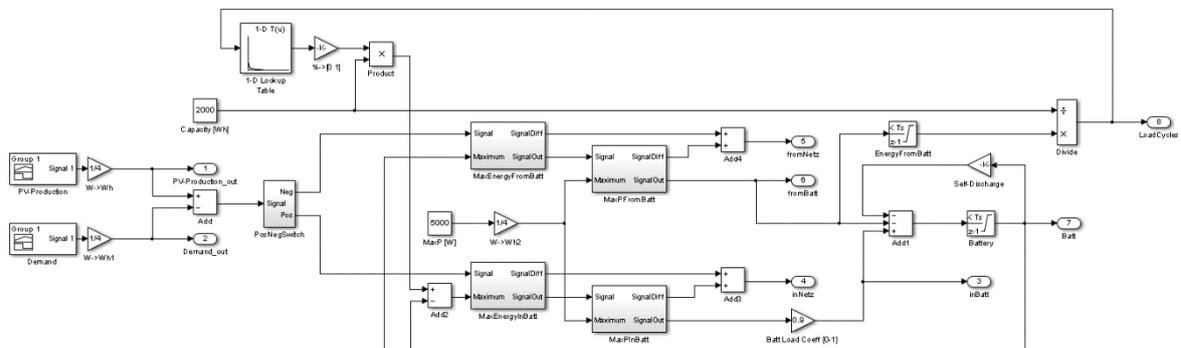


Abbildung 1: Speichergestütztes Eigenverbrauchsmodell

Das Modell (Abbildung 1) benötigt als Eingangsgrößen ein Lastprofil, ein PV-Produktionsprofil und die Vorgaben des stationären Speichers (Kapazität, Wirkungsgrad, Degradationskurve des gewählten Speichersystems etc.). Mit diesen Parametern können die Energieflüsse innerhalb des individuell gewählten Zeitraums berechnet und so Erzeugerleistung und Speicherkapazität technisch und wirtschaftlich aufeinander abgestimmt werden. Als Ergebnis erhält man Eigenverbrauch, Speicherausnutzung, Netzeinspeisung, Netzbezug sowie die dazu notwendigen Ladezyklen.

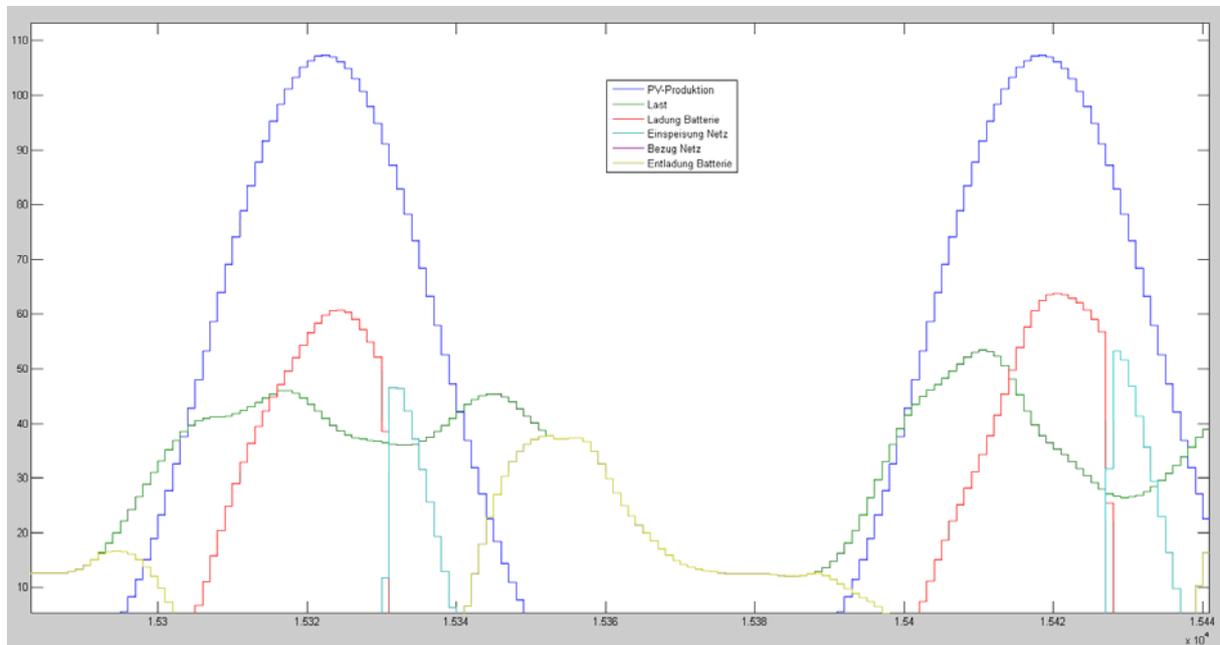


Abbildung 2: Energieflüsse im System an zwei Beispieltagen

In Abbildung 2 ist die Ausgabe einer entsprechenden Simulation dargestellt. Als Eingangsgröße wurde das Solarprofil einer typischen deutschen Solaranlage gewählt (780 kWh/a). Das Lastprofil ist ein Standard H0-Lastprofil (1.000 kWh/a), wie es typischerweise in der Energiewirtschaft eingesetzt wird. Als Speicher wurde ein Lithiumionenspeicher mit einer Kapazität von 2 kWh eingesetzt. Die Werte der Degradation wurden im Modell hinterlegt. Der dargestellte Zeitraum umfasst zwei typische Juli-Tage. Zu Beginn des Tages wird der Haushaltsbedarf aus der Batterie gedeckt (gelbe Linie). Mit ansteigender PV-Produktion (blaue Linie) nimmt der Bedarf aus der Batterie stetig ab. Nachdem der Schnittpunkt von Bedarf (grüne Linie) und PV-Produktion erreicht ist beginnt die Ladung der Batterie mit der überschüssigen PV-Produktion (rote Linie). Ist die Kapazitätsgrenze des Speichers erreicht wird der überschüssige Strom ins Netz eingespeist (hellblaue Linie).

3. Ausblick

Mit dem entwickelten Modell lassen sich eine Vielzahl von Szenarien simulieren und Fragestellungen klären, u.a.:

- Bis zu welchem Anteil lässt sich der Eigenverbrauch durch einen stationären Speicher technisch erhöhen und bis zu welcher Speichergröße ist die Maßnahme wirtschaftlich sinnvoll?
- Wie viele Ladezyklen durchläuft der angenommene Batteriespeicher in einem definierten Zeitraum?
- Welchen Einfluss hat das individuelle Lastprofil auf die Kombination von Speicher und Erzeuger?
- Welchen Einfluss haben die batteriespezifischen Parameter, wie beispielsweise Verluste, Degradation, etc. auf die Kombination von Speicher und Erzeuger?

Das Modell ist universell erweiterbar und lässt sich beispielsweise mit einer Wärmepumpe oder einem „Vehicle-to-Grid“-fähigem Elektrofahrzeug ergänzen um weitere Szenarien simulieren zu können. Weiterhin könnte das Modell dazu genutzt werden um eine Software zu entwickeln die beispielsweise Installateuren oder Privatanwendern die Möglichkeit bietet, die Wirtschaftlichkeit eines stationären Speichers zu berechnen bzw. diesen auf den Anwendungsfall hin optimal auszulegen.

Die nächsten Schritte befassen sich mit der Untersuchung des Systems mit dem Hintergrund der stark fallenden Preise im Bereich der Speichertechnologien. Hier könnte das Prinzip der Selbstversorgung, aufgrund der technischen Machbarkeit bei gleichzeitig wirtschaftlicher Umsetzbarkeit, eine disruptive Wirkung im Bereich der Energieversorgung hervorrufen.

**REGENA – Ressourceneffizienz im Gebäudebetrieb durch
Nutzerintegration und Automation:
Weiterentwicklung eines Multifunktionsmessgeräts zur anwendungsoptimierten
Datenerfassung**

Sebastian Arns, Eduard Bohlender, Bodo Groß

IZES gmbH(Institut für ZukunftsEnergieSysteme), Altenkesseler Straße 17A1, D-66115 Saarbrücken

Schlüsselwörter:Energieeffizienz, Monitoring, Hardwareentwicklung, Datenerfassung

Kurzfassung

REGENA – in diesem vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestags geförderten Forschungsprojekt sollen kostengünstige Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz im Hochschulbereich entwickelt, verglichen und bewertet werden.

In diesem Beitrag wird insbesondere auf die Weiterentwicklung eines Multifunktionsmessgeräts für ein drahtgebundenes und/oder drahtloses Sensornetzwerk zur anwendungsoptimierten Datenerfassung im Rahmen des Gesamtvorhabens REGENA eingegangen.

1. Beschreibung des Gesamtvorhabens

Ziel des Forschungsprojekts ist die konzeptionelle 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 archiviert, ausgewertet und analysiert werden. Als Ergebnis soll ein auf andere Hochschulen übertragbares „REGENA-Modell“ entwickelt werden.

2. Ausgangslage INES Hardwareversion 200

Wichtiger Bestandteil des **REGENA**-Projektes ist das Erfassen von energierelevanten Messwerten. An der entsprechenden Partnerhochschule ist kein umfassendes Energiemanagement installiert. Die Messwerte fallen an den entsprechenden Stellen an werden aber nicht zentral erfasst und verarbeitet. An diesen Stellen wurde die vom IZES entwickelte Messhardware INES-Box in der Hardwareversion 200 eingesetzt. Diese kann auf einer beliebigen Hutschiene integriert werden und mit den entsprechenden Sensoren verbunden werden. Die Messbox bietet vier Eingänge für Temperatursensoren, zwei analoge und vier digitale Eingänge. Zusätzlich sind sieben digitale und zwei analoge Ausgänge für Steuer- und Regelungsaufgaben vorhanden. Über die Analogeingänge können Sensoren mit 0 – 20 V oder 4 – 20 mA Signalen angeschlossen werden. Die Digitaleingänge sind kompatibel zur S0-Schnittstelle und können Impulse eines Impulsgebers zählen.

Die minütlich erfassten Daten werden mittels Mobilfunkübertragung auf einen sogenannten INES-Server übertragen. Dort werden die Daten archiviert und ausgewertet. Software-Updates können serverseitig „Over-the-air“ auf die INES-Boxen übertragen werden. So können kunden- und anwendungsspezifische Anpassungen an der Firmware jederzeit und ohne größeren Aufwand vorgenommen werden.



Abbildung 1: INES-Box HW200 an der Hochschule Niederrhein

3. Weiterentwicklung zur INES Hardwareversion 300

Mit den in REGENA gewonnenen Erfahrungen beim Betrieb der INES-Boxen wurden Optimierungspotentiale identifiziert und eine entsprechende Maßnahmenumsetzung für die Entwicklung der Hardwareversion 300 begonnen.

Die in der INES 200 eingesetzte Prozessorarchitektur ATmega 128a ist mittlerweile technisch überholt. Der Programm- und Arbeitsspeicher liegt beim Betrieb der Box an der oberen Grenze der möglichen Kapazität. Aus diesem Grund wurde in der Hardwareversion 300 die ARM Cortex M3 als neue Prozessorarchitektur eingesetzt. Sie bietet ausreichende Leistungsreserven für den Betrieb als Messwerterfassungssystem. Die neue Platine wird in das gleiche Hutschienengehäuse wie die INES 200 implementiert (9 Standardeinheiten). Durch die Miniaturisierung der Bauteile ist ein deutlicher Platzgewinn im Gehäuse

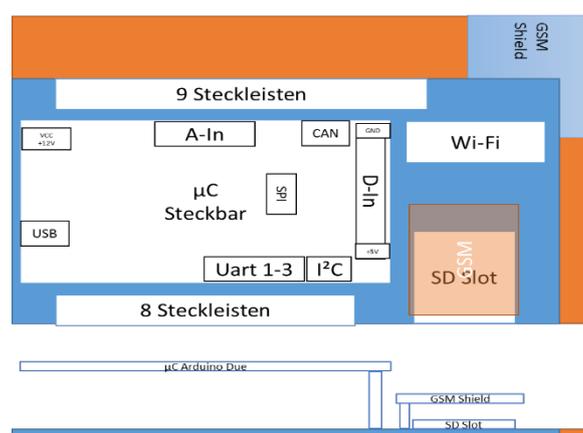


Abbildung 2: Schematischer Aufbau INES HW 300

entstanden. Deshalb wurde das neue System in einer modularen Weise aufgebaut, indem die Prozessorplatine auf die Peripherieplatine angesteckt werden kann. Somit ist eine Trennung der Prozessorarchitektur mit den Peripheriegeräten gegeben, was einen leichteren Austausch in Zukunft ermöglicht.

Im Vergleich zur INES 200 wird die INES 300 zusätzlich mit WLAN-Schnittstelle, SD-Karte und USB-Port ausgerüstet. WLAN bietet sich mittlerweile als kostengünstige Alternative zur Datenübertragung an, da dort keine weiteren laufenden Kosten entstehen. Der Prototyp der Weiterentwicklung soll testweise im Projekt REGENA ab erstem Quartal 2015 eingesetzt werden. Die Firmware der INES-Box wird auf die Hardwareversion hin angepasst und bietet somit weiterhin die gewohnte Funktionalität.

Parallel zur Übertragung der Messwerte via Funkverbindung werden in der neuen INES 300 alle Daten parallel auch auf eine SD-Karte gespeichert, welche insbesondere auch als Backup-Medium dient.

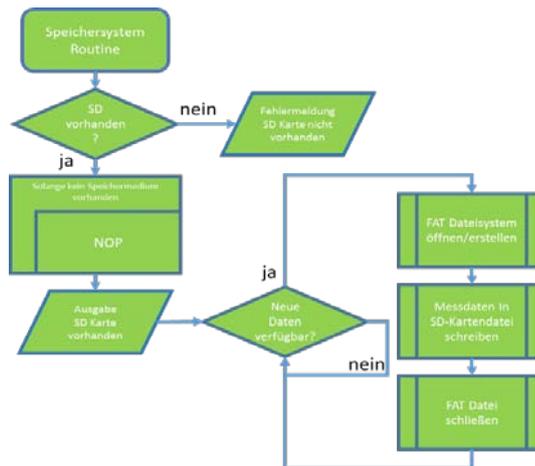


Abbildung 3: Flussdiagramm Ablaufroutine Speicherung der Messdaten

4. Projektpartner

Das Projekt REGENA wird gemeinsam von den Partnern IZES gGmbH, der Hochschule Trier (Umweltcampus Birkenfeld) am Institut für Softwaresysteme in Wirtschaft, Umwelt und Verwaltung (ISS) unter gemeinsamer Leitung von Prof. Dr. Stefan Naumann und Prof. Dr.-Ing. Klaus-Uwe Gollmer und der Hochschule Niederrhein (Campus Krefeld) am Institut Arbeitssicherheit, Umweltschutz, Gesundheitsförderung und Effizienz (A.U.G.E.) unter Leitung von Frau Prof. Dr. Monika Eigenstetter durchgeführt. Aktuell befindet sich das Vorhaben nach etwas mehr als der Hälfte seiner Laufzeit in der Monitoringphase. Mittel- bis langfristig ist geplant das REGENA-Modell auch auf andere Hochschulen zu übertragen, um dort die hier identifizierten gering- und geringstinvestiven Energieeinsparpotentiale ebenfalls nutzen zu können. Weitere Informationen zum Projekt REGENA sind unter www.regena-projekt.de zu finden.

REGENA wird gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages unter Förderkennzeichen 03ET1070.

„Wärmespeicher in Kraftwerken zur Flexibilisierung und Ressourcenschonung“

A. Dengel

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

Schlüsselwörter

Kraftwerke, Kraft-Wärme-Kopplung, Regelenergiemarkt, Energiespeicher, Besicherung, Lastspitzen, Latentwärmespeicher,

Zusammenfassung

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.

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. Daneben führen Lastspitzen oder außerplanmäßige Anforderungen zum Einsatz von Besicherungsinstrumenten, deren Einsatz ökonomisch, aber auch wegen des Primärenergieeinsatzes ökologisch (CO₂) wenig wünschenswert ist.

Einleitung

Bereits zum 19. Symposium REGWA Ende 2012 war die Projektidee zur Integration von Hochtemperatur-Wärmespeichern als Flexibilisierungsinstrument für Kraftwerke vorgestellt worden. 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) wird nun ein öffentlich gefördertes Vorhaben mit dem Titel „Thermische Energiespeicher für die Erhöhung der Energieeffizienz in Heizkraftwerken und Elektrostahlwerken“ unter dem Förderkennzeichen 03ESP011 beim BMWi durchgeführt. Im ersten Schritt wurde in einer Studie das Potenzial für solche Speicher an den Standorten der beiden Unternehmen aus Energiewirtschaft und Stahlerzeugung ermittelt. Parallel hierzu ist konkret die Entwicklung und Erprobung eines Latentwärmespeichers in einem Heizkraftwerk der STEAG New Energies GmbH geplant.

Ergebnisse der Potenzialstudie

Die Betrachtung der Anlagen erfolgte anhand von Daten aus dem Anlagenpark des Unternehmens. Aspekte der Wirtschaftlichkeit und Marktverfügbarkeit der Systeme sind zunächst nachrangig. Die bestehenden Anlagenkonfigurationen sollten unverändert bleiben und Besitzverhältnisse, unternehmensrechtliche Aspekte sowie organisatorische Strukturen wurden nicht berücksichtigt.

Da eine detaillierte Einzelbetrachtung aller Anlagen den zeitlichen Rahmen dieser Untersuchung sprengen würde, wurden Anlagengruppen gebildet, die auf praxisnahen Basis-Szenarien beruhen. Hieraus filterten sich letztendlich sechs Anlagengruppen heraus:

Gruppe 1: EEG-subventionierte, stromgeführte Anlagen, die – sofern eine Wärmesenke vorhanden ist – den Wärmebedarf vollständig über die Kraft-Wärme-Kopplung decken.

Gruppe 2: EEG-subventionierte, stromgeführte Anlagen, die den Wärmebedarf der angeschlossenen Verbraucher nicht vollständig über die Kraft-Wärme-Kopplung decken können. Der zusätzliche Wärmebedarf wird durch den Einsatz fossiler Brennstoffe (zumeist Erdgas H) bereitgestellt.

Gruppe 3: Wärmegeführte, fossil befeuerte KWK-Anlagen zur Versorgung von gewerblichen und privaten Verbrauchern. Die benötigte Heizleistung kann nicht vollständig durch die Kraft-Wärme-Kopplung bereitgestellt werden.

Gruppe 4: Fossil befeuerte Heizwerke zur Versorgung von gewerblichen und privaten Verbrauchern.

Gruppe 5: Heizwerke zur Versorgung von gewerblichen und privaten Verbrauchern. Die Wärme wird nicht in SNE-eigenen Anlagen erzeugt sondern von externen Wärmequellen (Abwärme, übergeordnete Wärmenetze) bezogen, auf deren Betriebsweise nicht oder nur indirekt Einfluss genommen werden kann.

Gruppe 6: Fossil befeuerte Heizwerke und KWK-Anlagen zur Versorgung von Industriekunden mit Prozesswärme, zumeist in Form von Prozessdampf.

Die Potenziale in Anlagengruppe 1 sind trotz der Größe der Gruppe sehr gering. Die erweiterten Absatzmöglichkeiten für Wärme durch mobile Wärmespeicher werden die zur Verfügung stehenden Wärmemengen nur zu einem geringen Anteil ausschöpfen können. Neben den Einschränkungen, die sich aus den Eigenschaften der Speichersysteme ergeben, ist dieser Umstand auch auf die Wahl der Standorte und damit auch der Anlagentechnik der Biomassekraftwerke zurückzuführen. Für Anlagengruppe 2 ergeben sich dagegen gleich mehrere Möglichkeiten. Der Transfer des sommerlichen Wärmeüberschusses in die Heizperiode stellt zwar technisch eine große Herausforderung dar, bietet im Gegenzug jedoch erhebliches Sparpotenzial durch eine massive Reduktion des Brennstoffeinsatzes. Eine weniger radikale, aber dennoch rentable Maßnahme ist die Einbindung von Heißwasserspeichern, die in den Übergangszeiten dazu beitragen können, den Gaseinsatz zu reduzieren. Bei ausreichender Dimensionierung können diese Speicher zur Lastgangoptimierung eingesetzt werden.

Wärmespeicher können auch in Anlagengruppe 3 sehr sinnvoll eingesetzt werden. Dieses Potenzial wurde jedoch bereits in der Vergangenheit erkannt und nahezu vollständig umgesetzt. In Gruppe 4 bieten sich kaum Einsatzmöglichkeiten für Wärmespeicher. Die für größere Heizwerke denkbare Lastgangoptimierung ist teilweise auch mit einfacheren technischen Maßnahmen machbar. Des Weiteren werden die größeren Heizwerke, für die eine solche Optimierungsmaßnahme lohnenswert wäre, in naher Zukunft zu BHKW (mit Wärmespeicher) umgerüstet, wodurch diese Einsatzmöglichkeit für Wärmespeicher zusätzlich an Bedeutung verliert.

Die Potenziale in Anlagengruppe 5 können als vollständig ausgeschöpft betrachtet werden.

Zukünftige Anwendungsfelder für Hochtemperaturspeicher ergeben sich in Anlagengruppe 6. Für diese Gruppe sind jedoch kaum allgemeingültige Aussagen möglich. Die Zusammensetzung der Anlagen ist sehr heterogen. Es ist lediglich eine Fall-zu-Fall-Betrachtung möglich.

Neben der Besicherung bieten sich grundsätzlich Wärmespeicher zur Flexibilisierung der KWK-Anlagen an. Wirtschaftliche Treiber sind die Lastgangoptimierung (Bezug von Gas oder Heizöl) und die Minutenreserve.

Zusammenfassend kann man sagen, dass die AG 1 und 2 aufgrund der Vielzahl der Anlagen ein sehr großes Potenzial und die AG 6 wegen der komplexen Anforderungen wohl die interessanteste Gruppe darstellt. Zur näheren Untersuchung sei hier beispielhaft der Anlagenstandort Neunkirchen-Wellesweiler ausgewählt.

Heizkraftwerk (HKW) Neunkirchen-Wellesweiler

Das HKW Wellesweiler versorgt nahegelegene Industrie- und Gewerbetunden mit Prozessdampf. Der produzierte Dampf wird über zwei Wärmenetze den Verbrauchern zur Verfügung gestellt. Für das HKW Wellesweiler ist die konkrete Entwicklung und Erprobung eines Latentwärmespeichers geplant.



Abbildung 1: Heizkraftwerk Wellesweiler der Steag New Energies GmbH

Das HKW Wellesweiler besteht aus einer Gasturbine mit einer elektrischen Nennleistung von 5,2 MW und einem nachgeschalteten Abhitzekegel mit einer thermischen Nennleistung von 8,4 MW. Die Gasturbine wird mit Grubengas aus dem Grubengasnetz der SNE betrieben. Weiterhin befinden sich zwei Dampfkessel zur Dampferzeugung mit einer thermischen Nennleistung von jeweils 12 MW auf der Anlage. Diese beiden Kessel werden ebenfalls mit Grubengas betrieben, lassen sich aber auch mit leichtem Heizöl (HEL) befeuern.

Der Abhitzekegel hinter der Gasturbine übernimmt den Hauptteil der Dampfproduktion. Die beiden Dampfkessel liefern die zusätzlich benötigten Dampfmen gen, welche verstärkt im Winter angefordert werden. An die Qualität und Verfügbarkeit des Dampfes werden hohe Anforderungen gestellt. Ein kurzzeitiger Ausfall der Dampfversorgung führt zu einem Anlagenstillstand des angeschlossenen Folienwerkes Treofan.

Wird der Dampfbedarf durch den Abhitzekegel alleine abgedeckt, wird ein Kessel über Dampfplanzen warmgehalten. Gerade im Sommer kommt es immer wieder zu auftretenden Druckabsenkungen im Dampfnetz. Um diese auszugleichen, muss einer der beiden Dampfkessel kurz zugeschaltet werden, bis der Nenndruck wieder erreicht ist. Durch das kurzzeitige Hochfahren der Kessel arbeitet dieser nicht mit einem optimalen Wirkungsgrad und wird zusätzlich durch hohe Temperaturschwankungen thermisch belastet. Diese thermische Belastung kann zu einer verkürzten Lebensdauer und Betriebsausfällen führen.

In Abbildung ist die geordnete Jahresdauerlinie der einzelnen Dampferzeuger abgebildet. Dargestellt sind die geordneten Wärmeleistungen des Abhitzekegels und der beiden Dampfkessel. Es lässt sich erkennen, dass durch den Abhitzekegel der größte Teil der Wärmearbeiten erbracht wird.

Der Abhitzekessel ist 8 107 h/a in Betrieb und leistet 63 000 MWh im Jahr bzw. 73 % der Gesamtwärmearbeit.

Die beiden Dampfkessel dienen zur Abdeckung der Spitzenlasten und leisten zusammen 23 000 MWh im Jahr bzw. 27 % der Gesamtwärmearbeit.

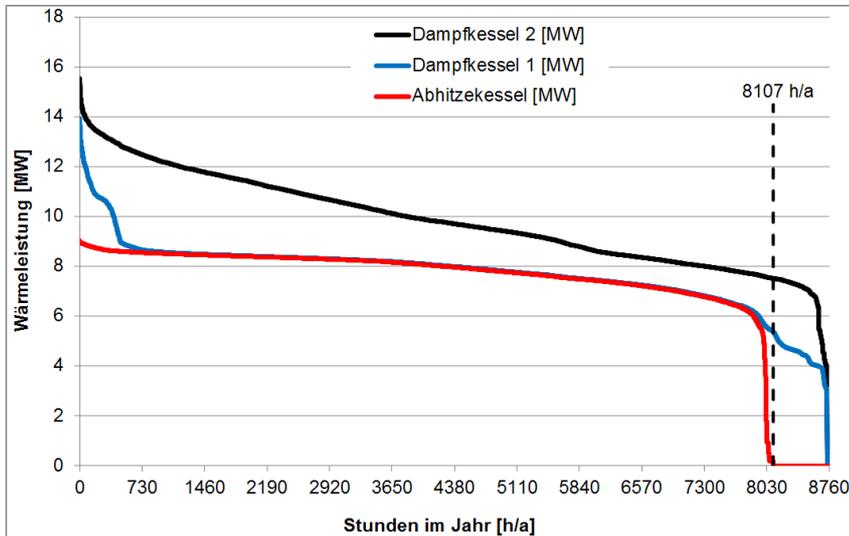


Abbildung 2: Geordnete kumulierte Jahresdauerlinie der Dampferzeugung im HKW Wellesweiler von Februar 2013 bis Januar 2014

Der geplante Speicher soll in erster Linie zur Besicherung der Prozessdampfversorgung dienen und in der Lage sein, Druckschwankungen im Dampfnetz auszugleichen. Bei einem Ausfall der Gasturbine bzw. des Abhitzekessels kann die Prozessdampfversorgung der angeschlossenen Industriebetriebe über den Wärmespeicher gedeckt werden, bis ein Dampfkessel hochgefahren ist, um den Ausfall zu kompensieren. Zusätzlich wird untersucht, ob sich durch den Einsatz eines Wärmespeichers die Anlagenflexibilität erhöhen lässt. Infolge einer höheren Anlagenflexibilität soll die Stromproduktion erhöht und die Möglichkeit geschaffen werden, am lukrativen Regelleistungsmarkt teilzunehmen.

Modellbildung zur Erhöhung der Stromproduktion

Das HKW Wellesweiler wird wärmegeführt betrieben. Ist der Dampfbedarf der angeschlossenen Industriebetriebe geringer als die Nennleistung des Abhitzekessels, muss die Gasturbine gedrosselt werden, da sonst zu hohe Dampfmen gen über den Abhitzekessel eingespeist würden. Durch die Einbindung eines Wärmespeichers ist es möglich, statt der wärmegeführten Betriebsweise des HKW Wellesweiler die Gasturbine häufiger unter Volllast zu betreiben. Überschüssige Dampfmen gen könnten im Wärmespeicher zwischengespeichert und zu einem späteren Zeitpunkt wieder an das Dampfnetz abgegeben werden. Dadurch kann die Stromproduktion erhöht und auf der Grundlage des EEG-Gesetzes vergütet werden.

In der durchgeführten Simulation ergeben sich die zur Beladung des Wärmespeichers verfügbaren Wärmeleistungen aus der Differenz zwischen der Nennleistung des Abhitzekessels und seiner realen Leistung im Anlagenbetrieb. Die tatsächlich nutzbare Wärmeleistung zur Beladung wird durch eine vorgegebene Wärmespeicherkapazität sowie die maximalen Be- und Entladeleistungen des Wärmespeichers begrenzt. Es ergibt sich eine optimale Speichergröße von 2 MWh. Der Vorteil durch eine Erhöhung der Volllaststundenzahl der Gasturbine resultiert aus den generierten zusätzlichen Stromerlösen und der Einsparung des Gasbezugs der Dampfkesselanlagen abzüglich der

Mehrkosten für einen höheren Gasbezug der Gasturbine und den anfallenden Kosten für die Wärmespeicheranlage.

Modellbildung zur Besicherung

Der Besicherungsfall liegt vor, wenn der Abhitzekegel den Wärmebedarf alleine abdecken kann und kein Dampfkessel in Betrieb ist. Bei einem Ausfall des Abhitzekegels, muss der Wärmespeicher für eine Zeitdauer von 15 min die Nennleistung des Abhitzekegels überbrücken. Mit dieser Zeitspanne soll die Zeitspanne überbrückt werden, um einen der beiden Dampfkessel hochzufahren. Es ergibt sich eine notwendige Speicherkapazität von 2,1 MWh.

Soll die Dampfproduktion nur für den sensiblen Kunden im Netz sichergestellt werden, kann die Kapazität des Wärmespeichers mit rund 2 MWh und einer Leistung von rund 6 MW (8 Mg/h Dampf) geringer ausfallen.

Modellbildung zum Eintreten in den Regelleistungsmarkt

Mit der aktuellen Anlagenbetriebsweise ist ein Anbieten von negativer Minuten-, als auch Sekundärregelleistung möglich. Bei dem Angebot einer 2 MW Scheibe reduziert sich die eingespeiste Wärmeleistung des Abhitzekegels um 2,9 MW_{th}. Ein Wärmespeicher mit einer Kapazität von 2,1 MWh kann diese Wärmeleistung für 43 min überbrücken. Reicht die Wärmeleistung des Wärmespeichers nicht aus, muss ein Dampfkessel zugeschaltet oder die Leistung eines sich in Betrieb befindenden Dampfkessels erhöht werden.

Bewertung

Wird der Wärmespeicher zur Erhöhung der Volllaststundenzahl der Gasturbine und damit einhergehend der Stromproduktion eingesetzt, ergibt sich unter den getroffenen Annahmen eine Speicherkapazität von 2 MWh. Mit dieser Kapazität kann der Wärmespeicher auch als Besicherungsinstrument über 15 min für die im ungünstigsten Fall auftretende Lastspitze dienen.

Das Anbieten von negativer MRL und SRL ist im HKW Wellesweiler technisch und wirtschaftlich interessant, da eine Gasturbine im Allgemeinen sehr flexibel betrieben werden kann. Wird die Regelleistung abgerufen, ergeben sich entsprechend hohe Vergütungen. Innerhalb der Erbringung der Regelleistung sinkt die Leistung des Abhitzekegels. Um die Dampfversorgung weiterhin zu gewährleisten, wird der Wärmespeicher entladen. Bei einer Speicherkapazität von rund 2 MWh wird bei einer angebotenen negativen Leistung von 2 MW_{el} eine Entladezeit des Wärmespeichers von etwa 40 min erreicht.

Wird der Wärmespeicher zur Besicherung eingesetzt, muss er immer auf seiner Kapazität gehalten werden und darf nicht für andere Einsatzzwecke benutzt werden. Um den Wärmespeicher neben der Besicherung auch für weitere Einsatzzwecke zu nutzen, muss er entsprechend größer dimensioniert werden oder die Besicherung muss dann über vorhandene Kesselanlagen erfolgen.

Neben den wirtschaftlichen Vorteilen ist ein Wärmespeicher zur Besicherung aus technischer, ökonomischer als auch ökologischer Sicht für das HKW Wellesweiler sinnvoll. Eine ständige Warmhaltung der Kesselanlagen kann vermieden werden. Damit ergeben sich neben den Einsparungen im Gasbezug auch geringere CO₂-Emissionen.

Aus diesen Betrachtungen ergibt sich für einen Hochtemperatur-Wärmespeicher am Standort des HKW Wellesweiler eine optimale Kapazität von 2,0 MWh. Der Wärmespeicher ist damit in der Lage, die Dampfversorgung zu besichern. Weiterhin kann der Wärmespeicher dazu eingesetzt werden, die Anlagenflexibilität zu erhöhen. Durch eine höhere Anlagenflexibilität kann der Stromabsatz erhöht sowie eine Teilnahme am Regelleistungsmarkt erreicht werden.

BIOETHANOL ALS WASSERSTOFFQUELLE FÜR FESTOXID-BRENNSTOFFZELLEN

Heike Ehrich¹, Elka Krалеva¹, M. Boltze²

¹Leibniz-Institut für Katalyse, Albert-Einstein-Str. 29a, D-18059 Rostock

²new enerday GmbH, Lindenstr. 45, D-17033 Neubrandenburg

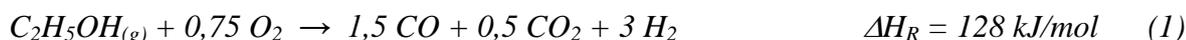
Schlüsselwörter: SOFC, interne Reformierung, Bioethanol, Wasserstoffherzeugung

Zusammenfassung: In der Hochtemperatur-Festoxidbrennstoffzelle (SOFC) wird Wasserstoff direkt aus dem Brennstoff durch interne Reformingprozesse wie Steamreforming oder Partialoxidation erzeugt. Die exotherme Partialoxidation ist ökonomisch vorteilhafter, denn sie kommt ohne externe Wärmezufuhr und Wasserzugabe aus. Für eine kommerziell erfolgreiche Nutzung von Bioethanol als Brennstoff in der SOFC müssen jedoch effektive, langzeitstabile und kostengünstige Katalysatoren für die Erzeugung des Brenngases gefunden werden. An einem Ni/AlZnO_x-Katalysator wird Ethanol durch Partialoxidation (O₂/EtOH = 0,75) bei 750 °C zu einem H₂- und CO-reichem Brenngas umgesetzt. Der Katalysator zeigte über 150 h eine hohe Stabilität. Dieser hoch effektive Katalysator wurde auf keramische Monolithen beschichtet, um ihn im SOFC-System der Firma new enerday GmbH einzusetzen.

Abstract: The high-temperature solid oxide fuel cell is operated with hydrogen, which is obtained by direct internal fuel reforming processes such as steam reforming or partial oxidation. The partial oxidation process is the more favorable route, because the reaction is exothermic and no external heat sources and water addition are required. For an economically feasible utilization of bioethanol as a fuel, it is necessary to identify effective, long-time stable and low-cost catalysts. Ethanol is converted by partial oxidation (O₂/EtOH = 0.75) on a Ni/AlZnO_x catalyst at 750 °C obtaining a hydrogen and CO rich gas mixture. The catalyst provided high stability over 150 h. This highly effective catalyst was deposited onto ceramic monoliths, which makes them suitable for application in a SOFC system of new enerday GmbH.

1. Einleitung

Bioethanol ist ein nachhaltiger Brennstoff, der weltweit auf Basis von Biomasse hergestellt wird. Seine geringe Toxizität macht ihn zu einem weithin akzeptierten, problemlos handel- und lagerbaren Brennstoff. Bioethanol kann zur internen Wasserstoffherzeugung in Brennstoffzellen genutzt werden. Für die Anwendung in mobilen oder portablen Geräten, wo kleine und modulare Systeme benötigt werden, ist ein einfaches Systemdesign erforderlich. Die Partialoxidation von Ethanol erfüllt diese Anforderung. Verglichen mit Reformingprozessen benötigt die exotherme Partialoxidation (Glg. (1)), in der Bioethanol durch Oxidation mit Luftsauerstoff zu einem H₂- und CO-reichen Brenngas umgesetzt wird, keine externe Wärmequelle oder Wasserzusatz. Dies ist für eine Anwendung in der Hochtemperatur-Festoxidbrennstoffzelle (SOFC), in der parallel Energie und Wärme direkt aus dem Brennstoff in einem einfachen und kompakten Systemdesign erzeugt werden, besonders attraktiv.



In den letzten Jahren stieg das Interesse an neuen Routen zur katalytischen Wasserstoffherzeugung aus Bioethanol stetig an. Im Hauptfokus der Untersuchungen stehen effektive, kostengünstige und langzeitstabile Katalysatoren, um diesen Prozess ökonomisch zu gestalten. Ni- und Co-basierte Katalysatoren sind für ihre hohe Aktivität in der C-C-Bindungsspaltung sowie in Dehydrierungen bekannt [1, 2]. In unseren Untersuchungen wurden Ni- und Co-Katalysatoren, geträgert auf AlZn-Mischoxiden, für die Erzeugung eines H₂- und CO-reichen Brenngases genutzt.

2. Katalysatorpräparation und -charakterisierung

Die ternären Ni- und Co/AlZnO_x-Katalysatoren wurden durch eine Sol-Gel Methode hergestellt und mittels verschiedener Techniken charakterisiert, um den Einfluss der Zusammensetzung auf Reduzierbarkeit, strukturelle und morphologische Eigenschaften, sowie katalytische Aktivität und Stabilität zu untersuchen [3]. Die Abbildung 1 zeigt HRTEM-Bilder und EDS-Mappen der Katalysatoren. Der Ni/AlZnO_x-Katalysator zeichnet sich durch besonders kleine, sphärische Partikel von ca. 10-30 nm Durchmesser aus. Die Aktivkomponente ist sehr homogen auf dem oxidischen Träger verteilt. Es konnte nachgewiesen werden, dass starke Metall-Träger-Wechselwirkungen eine größere Zahl von metallischen Aktivzentren an der Oberfläche ermöglichen, wodurch die katalytische Aktivität steigt [4].

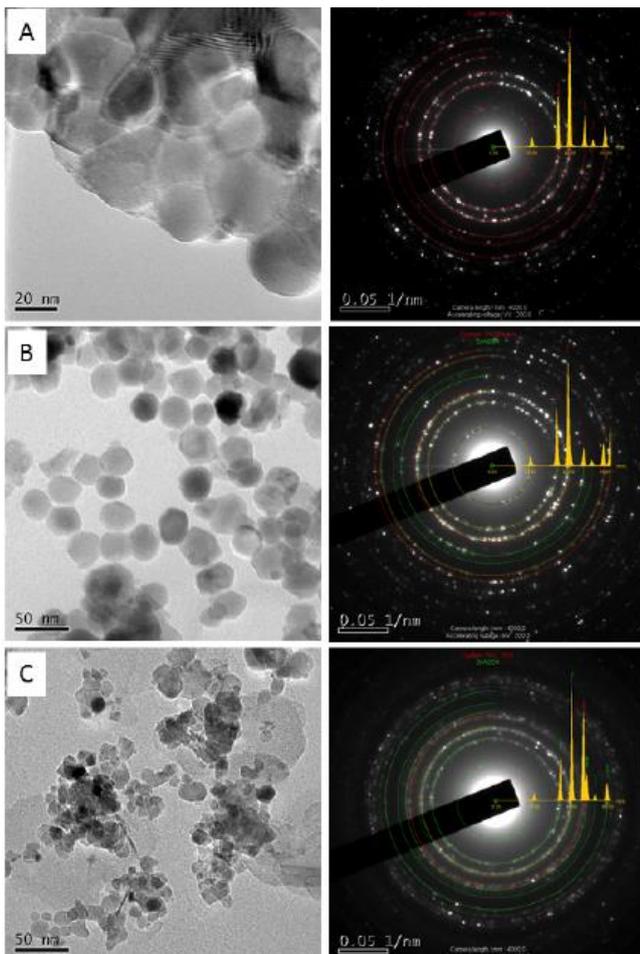


Abb. 1: HRTEM Bilder und EDS Mappen des AlZnO_x-Trägers (A), des frischen Co/AlZnO_x Katalysators (B), sowie des frischen Ni/AlZnO_x Katalysators (C).

3. Katalysatorrestung in der Ethanol Partialoxidation

Die Partialoxidation von Bioethanol (technische Qualität 96 vol%, $O_2/\text{Ethanol} = 0,75 \text{ mol/mol}$) wurde im Festbettreaktor an Co/AlZnO_x - und Ni/AlZnO_x -Katalysatoren im Temperaturbereich 300–750 °C getestet. Ethanol wurde bei Temperaturen über 500 °C vollständig umgesetzt. In einem ersten Reaktionsschritt wird Ethanol thermisch zu Acetaldehyd und H_2 zersetzt, vgl. Abb. 2. Mit steigender Temperatur nimmt die Bildung von H_2 und CO stetig zu und Acetaldehyd wird umgesetzt. Wasserstoff wurde mit einer Selektivität von ca. 80 % erhalten, die Selektivität zu CO betrug ca. 75 %. Als Nebenprodukte wurden CO_2 und Methan detektiert. Eine Koksbildung trat nicht auf.

Im Vergleich zum reinen Trägeroxid wird durch Einbindung des Promotors (Ni oder Co) eine höhere katalytische Aktivität erhalten, sowie die Selektivität zu H_2 und CO erhöht und die Bildung von CO_2 und CH_4 als Nebenprodukte reduziert [4]. Die höchste Wasserstoffausbeute wurde am NiAlZn -Katalysator erhalten, der bei 750 °C über 150 h stabil arbeitete, vgl. Abb. 3.

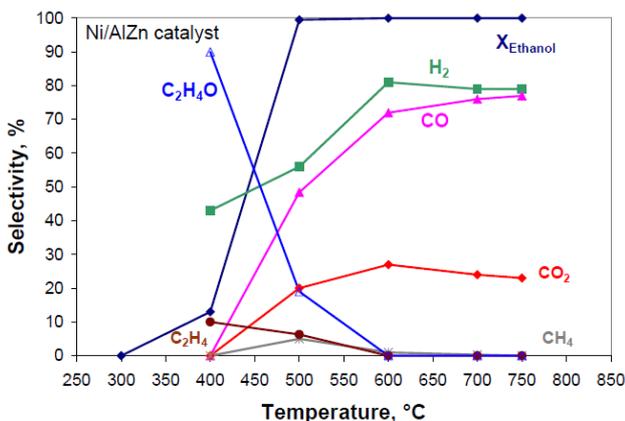


Abb. 2: Partialoxidation von Bioethanol am Ni/AlZnO_x -Katalysator ($P_{el} = 75 \text{ W}$, $O_2/\text{Ethanol} = 0,75 \text{ mol/mol}$).

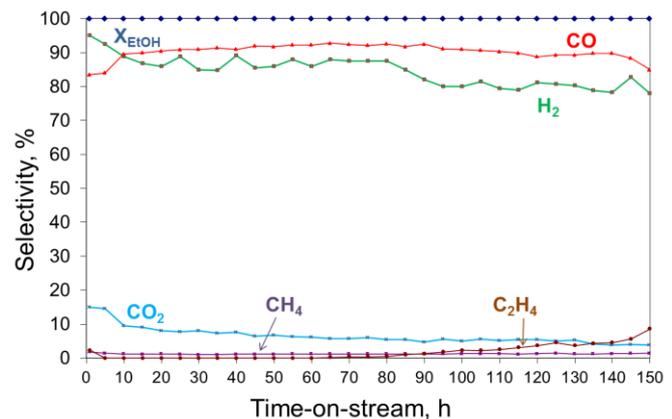


Abb. 3: Stabilitätstest von Ni/AlZnO_x in der Partialoxidation von Bioethanol ($T = 750 \text{ °C}$, $O_2/\text{Ethanol} = 0,75 \text{ mol/mol}$).

4. Applikation der Katalysatoren auf keramische Monolithe

Der hoch effiziente NiAlZnO_x -Katalysator wurde auf keramische Monolithe aus Cordierit geträgert (Abb. 4) und im SOFC-System der Fa. new energyday GmbH getestet. Bioethanol wurde intern mit Luftsauerstoff zu einem Brenngas mit 25 vol% H_2 , 19 vol% CO, 5 vol% CO_2 , 2 vol% CH_4 und 8 vol% H_2O umgesetzt. Die oberflächenreiche Wabenstruktur gewährleistet eine feine Verteilung der Katalysatorpartikel auf der Matrix und ermöglicht die Durchführung hoch exothermer Reaktionen ohne Ausbildung von Hot-Spots. Durch in-situ Cofällung der katalytisch aktiven Materialien auf die Monolithe wurde eine exzellente Homogenität bei hoher thermischer und mechanischer Stabilität des Katalysators erhalten.



Abb. 4: Katalysatorbeschichtete keramische Monolithe für die SOFC-Brennstoffzelle.

5. Literatur

- [1] D.K. Liguras, K. Goundani, X.E. Verykios, *J. Power Sources*, 130 (2004) 30.
- [2] M.C. Sánchez Sánchez, R.M. Navarro, J.L.G. Fierro, *Int. J. Hydrogen Energy* 32 (2007) 1462.
- [3] E. Krалеva, H. Ehrich, *J. Sol-Gel Sci. Tech.* 64 (2012) 619.
- [4] E. Krалеva, S. Sokolov, M. Schneider, H. Ehrich, *Int. J. Hydrogen Energy* 38 (2013) 4380.

Diese Arbeit wurde durch die finanzielle Unterstützung des Landes Mecklenburg–Vorpommern und der Europäischen Union ermöglicht (V-630-S-086-2010/255, V-630-F-086-2010/256).

KENNLINIEN-SIMULATION UND PARAMETERBESTIMMUNG FÜR SYSTEMBEDINGT DEGRADIERTE CIGS- DÜNNSCHICHTPHOTOVOLTAIKMODULE

E. Fokuhl, V. Wesselak, P. Manz, S. Voswinckel, B. Trautmann, C. Schmidt

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

Schlüsselwörter: Strom-Spannungs-Kennlinie, Dünnschichtphotovoltaik, CIGS, PID-Effekt, Degradation, Parameter, Kennliniensimulation

Zusammenfassung: Während ihrer Lebensdauer sind CIGS-Dünnschichtphotovoltaikmodule Umweltbedingungen ausgesetzt, die im Zusammenhang mit einem anliegenden Potential zu einer Verschlechterung des Wirkungsgrads führen können. Die Auswirkungen dieser potentialinduzierten Degradation zeigen sich unter anderem in dem Verlauf der Strom-Spannungs-Kennlinie. In dieser Arbeit wurden aus gemessenen Kennlinien Parameter für das Eindiolenmodell ermittelt, um mehr über die Auswirkungen von Stresstests zu erfahren. Zwei Methoden zum Bestimmen dieser Modellparameter werden vorgestellt, die Ergebnisse verglichen und Schlussfolgerungen gezogen.

Abstract: During their life time, CIGS thin film solar modules are exposed to stressing weather conditions. In combination with a potential between terminals and ground, these conditions can lead to potential induced degradation, which has an effect on the IV-curve of the module. In this work, parameters of the single diode model have been extracted from IV measurements in order to gain information about the effects of stress tests. The results of two methods to determine these model parameters are compared and analysed in this work.

1. Versuche zur Systembedingten Degradation in Nordhausen

Die Parameterbestimmung findet im Rahmen des Projekts „systembedingte Degradationsmechanismen von Photovoltaikmodulen“ am Institut für Regenerative Energietechnik der Fachhochschule Nordhausen statt. An CIGS-Modulen werden Versuche zur potentialinduzierten Degradation (PID) durchgeführt. Dieser Effekt wird durch ein Potential, das aufgrund der Verschaltung der Module im realen Anlagenbetrieb zwischen Modulanschluss und Erde anliegen kann, verursacht und durch bestimmte Witterungsbedingungen wie Feuchtigkeit und Temperatur begünstigt und bewirkt eine Verschlechterung des Wirkungsgrads während der Lebensdauer von CIGS-Modulen [1]. Um den Einfluss unterschiedlicher Faktoren auf den PID-Effekt zu bestimmen und eine Einschätzung der Lebensdauer auf Basis beschleunigter Alterungstests zu ermöglichen, werden Klimakammertests, bei denen die Module extremen Witterungsbedingungen und einer extern angelegten Spannung ausgesetzt werden, durchgeführt und die Ergebnisse mit denen aus Freifeldtests korreliert. Die Auswirkungen der Tests werden anhand von Sichtprüfungen, Messungen der Strom-Spannungs-Kennlinien und Elektrolumineszenz-Aufnahmen untersucht. Für die Kennlinienmessungen verfügt die Fachhochschule Nordhausen über einen Sonnensimulator der Klasse B und ein Kennlinienmessgerät PVPM 1000C40 der Firma Photovoltaik Engineering, welches die Messungen an einer kapazitiven Last durchführt. Die Kennlinienaufnahme erfolgt unter annähernd gleichen Bedingungen bei einer Modultemperatur von ca. 50 °C, einer Einstrahlung von ca. 1000 W/m² und einer spektralen Verteilung, welche dem Spektrum AM 1,5 nahe kommt.

2. Grundlagen zur Modellierung von CIGS-Dünnschicht-Solarzellen

Die bekanntesten Modelle zur Beschreibung des elektrischen Verhaltens von Solarzellen sind das Ein- und das Zweidiodenmodell, deren Bauelemente des Schaltkreises für physikalische Vorgänge in der Zelle stehen. Wird das Eindiodenmodell für CIGS-Solarzellen angewandt, beschreibt die Diode das Rekombinationsverhalten einer Zelle im p-n-Übergang [2]. Der Parallelwiderstand ist ein Maß für unerwünschte Leckströme und der Serienwiderstand ist ausschlaggebend für ohmsche

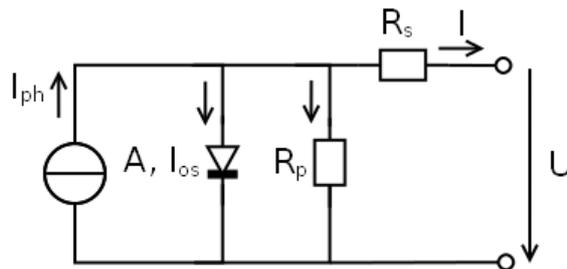


Abbildung 1: Ersatzschaltbild des Eindiodenmodells mit den Modellparametern Diodenidealitätsfaktor A , Diodensättigungsstrom I_{0s} , Parallelwiderstand R_p und Serienwiderstand R_s

Verluste. Das Zweidiodenmodell besitzt eine zweite Diode und führt dadurch bei kristallinen Modulen zu genaueren Ergebnissen. Eine physikalische Begründung der zweiten Diode ist bei Dünnschicht-Technologien jedoch nicht immer gegeben [2], weshalb diese üblicherweise mit dem Eindiodenmodell beschrieben werden. Auch für die Simulation von CIGS ist das Eindiodenmodell das gängigste Modell [3], welches daher auch für die folgenden Untersuchungen eingesetzt wird.

3. Verwendete Algorithmen

Zum Bestimmen der Parameter A , I_{0s} , R_s und R_p aus Modulkennlinien werden zwei Methoden eingesetzt: Das erste verwendete Verfahren ist eine Methode von Hegedus und Shafarman, welche Gleichungen für bestimmte, für die jeweiligen Parameter relevante, Bereiche der Kennlinie verwendet [4]. Eine Herausforderung bei der Umsetzung des Algorithmus ist die Auswahl der zu verwendenden Messpunkte. So wird beispielsweise für die Bestimmung des Serienwiderstands und des Diodenidealitätsfaktors ein Bereich in Nähe der Leerlaufspannung verwendet, für den ein Plot der Ableitung der Spannung nach der Stromdichte dV/dJ über der Abszisse $(J+J_{sc})^{-1}$ einen geradenähnlichen Verlauf ergibt [4]. Bereits eine geringfügige Änderung der Auswahl der Messwerte kann zu signifikanten Änderungen der Ergebnisse führen. Gerade im Leerlaufbereich weisen die Messungen Streuungen auf, die dazu führen, dass einige Werte der Kennlinie für das Verfahren unbrauchbar sind, weshalb auf einen Bereich bei etwas höherer Stromstärke zurückgegriffen werden muss. Kennliniensimulationen mit den auf diese Weise gewonnenen Parametern zeigen teilweise gute bis sehr gute Übereinstimmungen mit der Messung. In manchen Fällen tritt jedoch eine Verschiebung der Leerlaufspannung um mehrere Volt auf, wodurch gerade bei höheren Spannungswerten starke Abweichungen zwischen berechneter und gemessener Kennlinie auftreten. Diese sind vor allem auf die ermittelten Werte des Diodensättigungsstroms zurückzuführen, der eine starke Auswirkung auf die Leerlaufspannung hat. Mit zunehmender Degradation wird eine Bestimmung physikalisch sinnhafter Parameter mit der Hegedus-Shafarman-

Methode schwieriger. Dies zeigt sich in negativen Serienwiderständen und Diodenidealitätsfaktoren mit Werten weit über 2 (statt zwischen 1 und 2). Auch die Kennliniensimulation mit diesen Parametern weist größere Fehler auf als bei intakten Modulen. Eine weitere Methode zur Parameterbestimmung ist ein Fit nach der Methode der kleinsten Quadrate. Diese Methode wird hier unter Verwendung der in Matlab implementierten Funktion *lsqnonlin* durchgeführt, welche nichtlineare Optimierungsprobleme durch Minimierung der Fehlerquadratsumme löst [5]. Vorteil dieses Verfahrens ist eine bessere Übereinstimmung zwischen Messung und Simulation, die zum einen darin begründet ist, dass alle Messpunkte in die Berechnung mit eingehen, und zum anderen darin, dass das Verfahren darauf abzielt, den Fehler zwischen gemessener und simulierter Kennlinie zu minimieren. Demgegenüber steht die Gefahr, physikalisch unsinnige Parameter zu ermitteln [6]. Die Ergebnisse des Fits werden stark durch ihre Start- und Grenzwerte beeinflusst. Als Startwerte werden Parameter eingesetzt, die zuvor mit der Hegedus-Shafarman-Methode für ein intaktes Modul ermittelt wurden. Als Grenzen wurden meist physikalisch sinnvolle Bereiche gewählt, teilweise wurde auch deren Überschreitung zugelassen, wie an den Ergebnissen von A erkennbar ist.

4. Interpretation der Ergebnisse

Die ermittelten Parameter beider Methoden für 10 Module einer Testreihe sind in Abb. 2 dargestellt. Die beiden ersten Messungen (in Abb. 2 die dunkelsten Grautöne) wurden vor der Durchführung eines „Bias Damp Heat“ Tests (BDH) aufgenommen, bei dem die Module über eine Zeitdauer von 500 h bei 85 °C und 85 % relativer Luftfeuchtigkeit mit einer Spannung von 500 V belastet wurden. Die späteren Messungen entstanden nach dem BDH-Test, teilweise mit vorheriger Bestrahlung und Dunkellagerung der Module.

Ein Vergleich der Ergebnisse beider Methoden zeigt, dass sie für intakte Module ähnliche Werte liefern. Mit dem Kleinst-Quadrate-Fit (rechts) werden vor dem Stresstest für den Diodenidealitätsfaktor ausschließlich Werte größer als 1 und kleiner als 2 ermittelt, was für eine physikalische Anwendbarkeit des Eindiodenmodells bei CIGS-Modulen spricht. Die mit der Hegedus-Shafarman-Methode (links) gewonnenen Werte für A sind bei den Anfangsmessungen tendenziell etwas höher, wodurch teilweise auch Werte größer als 2 auftreten. Im Verlauf des Tests haben die Module 1 bis 4 (auf der x-Achse von links nach rechts gezählt) an Leistung verloren, während die anderen Module keine oder kaum Degradation aufweisen. In den Ergebnissen zeigt sich diese Degradation am deutlichsten in steigenden Werten für A und I_{os} , die auf eine Zunahme der Rekombination hinweisen [3]. Bei degradierten Modulen aus anderen Versuchen wurde im Allgemeinen auch eine Abnahme des Parallelwiderstands festgestellt, die eine Zunahme an Leckstrompfaden nahelegt. Interessanterweise nehmen die Serienwiderstände bei stark degradierten Modulen ab und werden im Fall der Hegedus-Shafarman-Methode teilweise sogar negativ. Bei Damp Heat Tests ohne äußere Spannung am Modul wurden in anderen Projekten steigende Serienwiderstände durch Korrosion der Zinkoxid-Schicht und des Kontaktwiderstands zwischen Zinkoxid und Molybdän beobachtet [7, 3]. Dies legt die Vermutung nahe, dass auch ein BDH-Test zu einer Zunahme vom R_s führt, wie sie bei den nicht merklich degradierten Modulen festgestellt wurde. Die sinkenden R_s -Werte der stark degradierten Module können durch folgende Zusammenhänge erklärt werden: Laut [3] ist es in vielen Fällen schwierig, die Parameter A, I_{os} und R_s voneinander zu trennen. So können die Werte

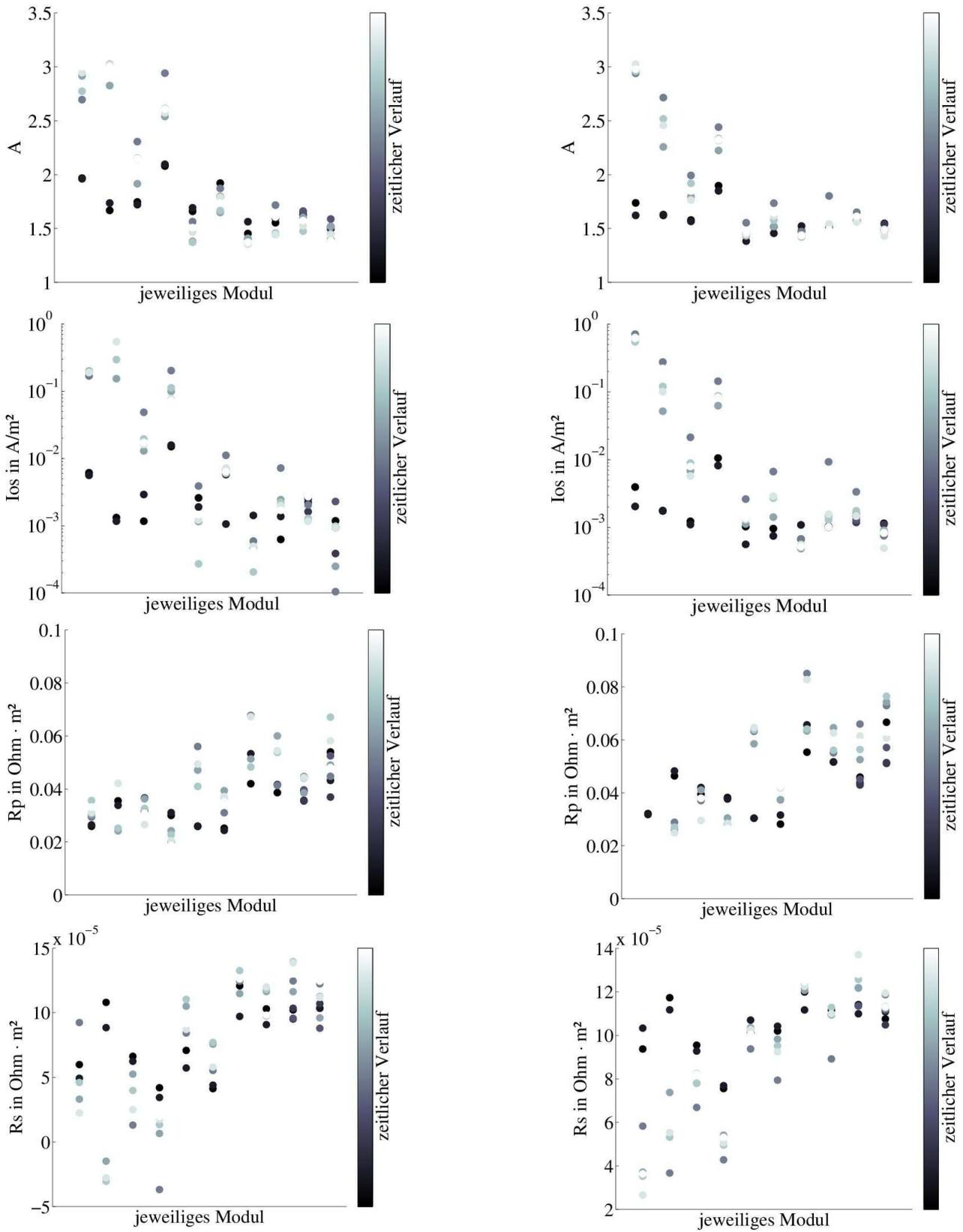


Abbildung 2: Ermittelte Parameter nach Hegedus und Shafarman (links) im Vergleich zu Parametern aus dem Kleinste-Quadrate-Fit (rechts)

für A und I_{os} vom Widerstand des Frontkontaktes beeinflusst sein, was in [3] als Erklärung für extrem hohe Werte selbiger dient. Zudem werden im Modell Vereinfachungen getroffen, die möglicherweise bei Auftreten des PID-Effekts nicht mehr zulässig sind. Hierzu gehört die Annahme konstanter Werte über die gesamte Kennlinie für die Parameter A , I_{os} , R_s und R_p obwohl diese spannungsabhängig sein können [8, 4]. Zudem ist R_s eine Größe, die mehrere, in der Realität ortsabhängige, Widerstände zusammenfasst [4, 3, 9]. Die Tatsache, dass Degradation nicht auf der gesamten Modulfläche gleichmäßig, sondern in mehreren Bereichen unterschiedlich stark auftritt, und ein Modul aus in Reihe geschalteten Zellen besteht, die unterschiedliche Parameter besitzen können, erschwert das Extrahieren von Durchschnittsparametern aus Modulkennlinien und stellt die Gültigkeit des Modells für degradierte Module in Frage. Dennoch deutet die Ähnlichkeit der mit beiden Verfahren ermittelten Parameter vor dem BDH Test und die Änderung der Parameter, die in vielen Fällen bei beiden Verfahren in die gleiche Richtung verläuft, darauf hin, dass – sofern Module nicht so stark zerstört wurden, dass das Eindiodenmodell nicht mehr für ihre Beschreibung anwendbar ist – die Änderung der Parameter bei Auftreten des PID-Effekts an CIGS-Modulen zusätzliche Erkenntnisse zu den Kennlinienmessungen liefern kann. Bei einer Interpretation der ermittelten Werte sollten jedoch der Einfluss des Serienwiderstands und die Unsicherheiten der Messung sowie der Verfahren zum Bestimmen der Parameter berücksichtigt werden.

5. Danksagung

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

6. Quellenangaben

- [1] P. Manz et al.: Outdoor-Versuchsstand zur Ermittlung systembedingter Degradationsmechanismen bei Photovoltaikmodulen. 20. Symposium Nutzung regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik, Stralsund 2013
- [2] R. Gottschalg et al.: Parametrisation of thin film cells. International Journal of Ambient Energy, Volume 19 Number 3, 1989
- [3] U. Malm: Modelling and Degradation Characteristics of Thin-film CIGS Solar Cells. Digital Comprehensive Summaries of Uppsala Dissertations from the Faculty of Science and Technology 554, 2008
- [4] S. Hegedus, W. Shafarman: Thin-Film Solar Cells: Device Measurements and Analysis. Prog. Photovolt: Res. Appl. 2004, 12: 155-176
- [5] MATLAB: 2012, Version: 8.0.0.783 (R2012b), The MathWorks Inc., Natick, Massachusetts, 2012
- [6] R. Gottschalg et al.: Comparison of different methods for the parameter determination of the solar cell's double exponential equation. 14th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Barcelona, Spain, 1997
- [7] J. Klaer et al.: Stress behaviour of CuInS_2 thin film PV-modules studied by a specific test structure. 19th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Paris, France, 2004
- [8] P. Wolf, V. Benda: Identification of PV solar cells and modules parameters by combining statistical and analytical methods. Solar Energy 93, 151-157, 2013
- [9] U. Malm, M. Edoff: Influence From Front Contact Sheet Resistance on Extracted Diode Parameters in CIGS Solar Cells. Prog. Photovolt: Res. Appl. 2008, 16: 113-121

Rahmenbedingungen stationärer Batteriespeicher im Stromverteilnetz

S. Gerhard¹, A. Kohler¹, S. Saatmann²

¹Vattenfall Europe Innovation GmbH, Überseering 12, 22297 Hamburg, sebastian.gerhard@vattenfall.de

²Energieökonom, Emser Str. 16, 10719 Berlin, stefan@saatmann.de

Keywords: Stationäre Batteriespeicher, Stromverteilnetz, Energiewende

Abstract: Stationäre Lithium-Ionen Batteriespeicher können ideal zur Stabilisierung des Stromnetzes verwendet werden. Aufbauend auf Ausführungen zu den Auswirkungen der Energiewende auf das Stromverteilnetz wird das regulatorische Umfeld stationärer Batteriespeicher betrachtet. Der Fokus liegt hierbei auf der gesetzlichen Definition des Speicherbegriffs und den Erlösmöglichkeiten aus dem Betrieb einer solchen Anlage. Im Ergebnis sind die Rahmenbedingungen von großer Unsicherheit belastet. Den Chancen durch vermehrten Bedarf an Flexibilität im Stromverteilnetz stehen unsicher Marktpreisentwicklungen gegenüber. Eine wirtschaftliche Betreibung von stationären Batteriespeichern erscheint derzeit nur durch kombinierte Betriebsanwendungen möglich.

Stationary Lithium - ion battery storage can be ideally used to stabilize the electricity grid. This paper deals with the regulatory environment of stationary battery storages. The focus is on the legal definition of the concept of storage in the energy system and the revenue possibilities. The opportunities afforded by increased demand for flexibility, particularly in the power distribution grids, are facing uncertain market price developments. An economical rewarding operation of stationary battery storages, currently seems possible, only through the combined operation applications.

1. Auswirkungen der Energiewende auf das Verteilnetz

1.1 Herausforderung der Energiewende für die Verteilnetze

Die energiepolitischen Beschlüsse aus den Jahren 2010 und 2011 definieren holistische Energie- und Klimaziele bis 2050 und bauen auf den Zielen der Europäischen Union (EU) und Deutschlands bis 2020 auf. Die Leitplanken für die Entwicklung des Energiesystems im Energiekonzept sind:

- Gesetzlich festgeschriebener Ausstieg aus der energetischen Nutzung der Kernenergie bis 2022;
- Reduktionsziele für Primärenergie- und Stromverbrauch;
- Gesamtstrategie für das Jahr 2050 mit Reduktionszielen der Treibhausgasemissionen und mit Ausbauzielen der erneuerbaren Energien (EE) und des Kraft-Wärme-Koppelung-Anteils an der Stromerzeugung. [1]

In Folge dessen stellt die wachsende Zahl der dezentralen Erzeugungskapazitäten die Übertragungs- und insbesondere die Verteilnetze vor immer größere Herausforderungen. Durch den Zubau von u. a. Photovoltaik- und Windkraftanlagen auf der Erzeugerseite wird Strom auf allen Netzebenen produziert und in das Netz eingespeist. Insgesamt sind laut Verteilnetzstudie des Bundesministeriums für Energie und Wirtschaft 90 % aller Erneuerbare-Energien-Anlagen im Verteilnetz angeschlossen. [2] Hervorzuheben sind die über 1,2 Millionen Solaranlagen, die an das Niederspannungsnetz mit einer Kapazität von 19 GW angeschlossen sind. [2] Dadurch häufen sich die Lastschwankungen oder es entstehen Prozesse der Lastflussumkehr durch z. B. Rückspeisung der über der örtlichen Stromnachfrage eingespeisten Leistung aus EE in darüber liegende Spannungsebenen. [3] Insgesamt entsteht ein Adaptionsbedarf der Verteilnetze an die veränderte Erzeugungsstruktur.

Die Folge sind erhöhte Investitionen in die Netzinfrastruktur und ein Anpassungsbedarf im Netzbetrieb. [4] Im Gesamtsystem ergeben sich neue Herausforderungen und Anforderungen für die Energielogistik im Netz, um das fluktuierende Angebot und die fluktuierende Nachfrage lokal und regional auszubalancieren. [5]

1.2 Mögliche Aufgaben eines stationären Stromspeichers im Verteilnetz

Für einen stabilen Betrieb des Stromnetzes müssen die elektrische Erzeugung und Entnahme zu jedem Zeitpunkt übereinstimmen. Speicher stellen die einzige Möglichkeit dar, Erzeugung und Entnahme zeitlich zu entkoppeln. Die primäre Aufgabe von Speichern ist folglich, auftretende Lastschwankungen auszugleichen. Dies kann sowohl kurzfristig innerhalb weniger Sekunden geschehen, als auch mittel- bis langfristig mit der Speicherung von Energie von bis zu mehreren Tagen und Monaten. Im bisherigen Elektroenergiesystem haben fossile Brennstoffe gewissermaßen diese „Speicherung“ durch die Lagerfähigkeit übernommen. Mit zunehmendem Ausbau der EE erhalten Stromspeicher neben dem Ausgleich der volatilen Erzeugung von Wind und Photovoltaik und der Glättung der Residuallast die Aufgabe Erzeugungsspitzen aufzunehmen. Demgegenüber stehen die Rückspeisung von Strom bei Verbrauchsspitzen.

Die hier vorgestellte Untersuchung begrenzt sich auf stationäre elektrochemische Batteriespeicher. Konkret wird in dem Projekt „Wirtschaft am Strom“ (WAS) ein stationärer Lithium-Ionen-Batteriespeicher als Puffer zwischen Stromnetz und Schnellladestation für Elektrofahrzeuge untersucht. Die Frage nach zusätzlichen Belastungen des Netzes durch Ladung von Elektrofahrzeugen und Möglichkeiten diese durch den Batteriespeicher zu vermeiden oder zu vermindern sollen erforscht werden. Ein weiteres Ziel ist die Identifikation möglicher Zweitnutzen des Batteriespeichers. [6]

2. Regulatorisches Umfeld für stationäre Batteriespeicher

2.1 Gesetzliche Definition des Speicherbegriffs

In der deutschen Gesetzgebung gibt es kein explizites Energiespeichergesetz. Vielmehr sind die für die Speicherung von Energie relevanten Regelungen in verschiedenen Gesetzen und Verordnungen zu finden. Aufgrund der historischen Entwicklung der Energieversorgung spielt das Thema der Speicherung bisher in der Gasversorgung eine größere Rolle. Gründe sind hierfür u. a. die Saisonalität im Gasverbrauch und die gute Speicherfähigkeit des Rohstoffes. Dementsprechend finden sich für die Gasspeicherung einige deutsche Gesetze und Verordnungen, die diesen Bereich aufgreifen wie z. B. das Bundesberggesetz, das Kohlendioxid-Speicherungsgesetz oder die Gasnetzzugangsverordnung. Im Strombereich gibt es aktuell keine vergleichbare Regelungsdichte.

Das Thema der Stromspeicherung gewinnt erst im Zusammenhang mit der Energiewende an Bedeutung. Dabei findet meist die Bezeichnung Stromspeicher oder Speicher Anwendung, jedoch ohne gesetzliche Definition zu diesen Begriffen. Die bisherigen Regelungen konzentrieren sich lediglich auf die finanzielle Abwicklung der Stromspeicherung z. B. im Erneuerbare-Energien-Gesetz.

Eine offene Frage ist die Rolle der elektrischen Speicherung im Energieversorgungssystem. Ein Beispiel ist die durch die Umwandlung als chemische Energie gespeicherte elektrische Energie in der Lithium-Ionen Batterie. Diese wird derzeit als Letztverbraucher eingestuft. In der Folge ist die Batterie bei der Einspeisung aus rechtlicher Sicht ein dezentraler Erzeuger, mit den daran geknüpften Folgen in der wirtschaftlichen Betreibung der Anlage. Als Letztverbraucher eingestuft sind die kompletten Umlagen auf den beschafften Strom zu zahlen. Dies belastet die Wettbewerbsposition des Batteriestroms. Ein Ausweg kann eine Koppelung an eine Erzeugungsanlage sein, jedoch nur in einem eigenen Arealnetz.

Bei der gemischten Nutzung der Batterie zur Netzzurückspeisung und zu lokalem Verbrauch kommen zwei weitere Hindernisse hinzu. Zum einen kann der Energiegehalt in der Batterie nicht eindeutig dem lokalen Verbrauch bzw. der Netzzurückspeisung zugeordnet werden – dies wird erst im Moment des Verbrauches möglich. Zum anderen können auch die Speicherverluste und der Betriebsstrom nicht eindeutig den beiden Verbrauchsarten Netzzurückspeisung und lokaler Verbrauch zugeordnet werden.

2.2 Erlösmöglichkeiten durch den Einsatz eines stationären Lithium-Ionen Speichers im Verteilnetz

Stationäre Lithium-Ionen Batteriespeicher können ideal zur Stabilisierung des Stromnetzes verwendet werden. Sie werden nur durch die Reaktionszeit der Wechselrichter im Leistungsgradient beschränkt. Nach Erfahrungen aus einem Batteriespeicherprojekt „Stationärer 2nd Life Batteriespeicher“ mit Anbindung an Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge im Leitprojekt „Wirtschaft am Strom“ benötigt der

Speicher ca. 2 Sekunden um aus dem Stillstand die volle Leistung zu erbringen. Außerdem bieten Lithium-Ionen Batterien einen vergleichsweise hohen Wirkungsgrad von 98%, da im stationären Betrieb hohe Spannungen von ca. 800 Volt kleine Lade-/Entladeströme erlauben und damit die Verluste klein gehalten werden können. Auch ist die Selbstentladung von Lithium-Ionen Batterien von ca. 3% pro Monat gering. Um die Wirtschaftlichkeit zu erhöhen und um den Batteriespeicher netzdienlich einzusetzen, stellt der Batteriespeicher außerdem Primärregelleistung zur Verfügung. Der Betrieb der Speicher kann hierbei auf netztechnische Erfordernisse z. B. Systemdienstleistungen wie Blindleistungs- oder Regelenenergiebereitstellung oder auf Stromvermarktungszwecken zur Ausnutzung von Preisunterschieden ausgelegt sein. [7]

Die Energieflüsse im Stromspeicher bestimmen maßgeblich die wirtschaftlichen Wertschöpfungsprozesse. Konzeptionelle Grundlage der Betrachtung bildet die klassische Speicherkette aus Stromaufnahme, Speicherung und Stromabgabe. [8] Ein Teil des bezogenen Stroms aus dem Verteilnetz wird für den Betrieb (bspw. Kühlung) des Batteriespeichers verwendet – der Betriebsstrom. Ein anderer Teil geht bei der Umwandlung elektrisch → chemisch → elektrisch verloren – der Verluststrom. Ein Teil des gespeicherten Stroms wird über die Schnellladeinfrastruktur an Elektrofahrzeuge abgegeben. Dabei wird ausschließlich das eigene Arealnetz, also nicht das öffentliche Verteilnetz genutzt. Zudem fließt ein Teil des Stroms zurück in das öffentliche Verteilnetz (bspw. durch die Erbringung positiver Primärregelleistung).

Der lokal genutzte Strom, in diesem Fall für die Ladeinfrastruktur für Elektromobilität, kann dem Elektrofahrzeugnutzer in Rechnung gestellt werden. Es handelt sich hierbei um Strom aus einer Eigenerzeugungsanlage, der im räumlichen Zusammenhang entnommen und nicht durch das öffentliche Netz geleitet wird. Dadurch müssen abgesehen von der Mehrwert- bzw. Umsatzsteuer keine Umlagen oder Entgelte gezahlt werden.

Eine Vergütung für den zurückgespeisten Strom aus der Batterie ist prinzipiell denkbar. Die Höhe der Vergütung wird sich voraussichtlich am Börsenstrompreis orientieren, welcher bei derzeit durchschnittlich etwa 5 Cent je kWh liegt und damit nicht die Kosten für den vormals bezogenen Strom decken kann. Diese belaufen sich vergleichsweise unter Inanspruchnahme eines regulären Stromlieferungsvertrags auf ca. 29 ct/kWh. [9]

Der Strompreis beim Endverbraucher deckt alle Kostenbestandteile von der Erzeugung über den Transport und die Verteilung bis hin zum Energievertrieb ab. Die einzelnen Strompreiskomponenten werden teilweise über den Netznutzungsvertrag und teilweise bei der Stromlieferung veranschlagt.

Für den Bereich der Netznutzungsentgelte folgt die Kostenveranschlagung dem Verursachungsprinzip und konzentriert sich auf die Stromentnahmen. [10] Gemäß § 15 Abs. 1 StromNEV gilt: „Für die Einspeisung elektrischer Energie sind keine Netzentgelte zu entrichten“.

In der **Tabelle 1** werden die Nutzung und die bei der Einspeicherung anfallenden monetären Belastungen gegenübergestellt. Die Spalten entsprechen den Strompreiskomponenten und die Zeilen der Nutzung der Energie. Die mit einem Kreuz markierten Bereiche zeigen Strompreiskomponenten, die nach heutiger Rechtslage der stationären Batterie nicht freigestellt werden können.

Tabelle 1 Strompreiskomponenten beim Strombezug und Zuordnung zu späterem Verbleib der eingespeicherten Energie.

	Netznutzungsvertrag						Stromliefervertrag			
	Netznutzung	KWK-G Umlage	Abschaltbare Lasten	§ 19 StromNEV-Umlage	Offshore Umlage	Konzessionsabgabe	EEG-Umlage	Stromsteuer	Stromerzeugung	
Netzurückspeisung		x	x	x	x	x	x	x	x	
Ladesäulen	x	x	x	x	x	x	x	x	x	
Verluststrom	x	x	x	x	x	x	x	x	x	
Betriebsstrom	x	x	x	x	x	x	x	x	x	
		x = nicht freigestellt								

Quelle: Eigene Darstellung

Wie in Tabelle 1 dargestellt, ist nur für die Netznutzung eine Freistellung möglich. Das liegt daran, dass Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie, die bis zum 4. August 2026 in Betrieb gehen, für einen Zeitraum von 20 Jahren ab Inbetriebnahme hinsichtlich des Bezugs der zu speichernden elektrischen Energie von den Entgelten für den Netzzugang freigestellt sind. Dies betrifft aber nur, die zeitlich versetzt in dasselbe Netz zurückgespeiste Energie. [11] Eigenverbrauch, Verluste und sonstiger Verbrauch sind nicht freigestellt. Um eine finanzielle Doppelbelastung bei der Zwischenspeicherung von Strom im Batteriespeicher und einer anschließenden Rückspeisung in das Verteilnetz zu vermeiden, müssten die Strompreiskomponenten Netznutzungsentgelt und alle damit verbundenen Umlagen und Abgaben, die EEG-Umlage und die Stromsteuer entfallen.

Zusätzlich dürfte für diesen Anteil die Stromerzeugung und der Vertrieb nicht berechnet werden oder bei der Rückspeisung müsste eine Vergütung in Höhe der Bezugskosten gezahlt werden. Dabei müsste aber noch die anfallende Umsatz- bzw. Mehrwertsteuer betrachtet werden. Problematisch ist die Zuordnung der Vergütungen zwischen Netz- und Anlagenbetreiber. Die Einnahmen aus dem Batteriebetrieb

verbleiben beim Anlagenbetreiber, während die Kosten für das Netz und den Batterieanschluss beim Netzbetreiber verbleiben.

3. Fazit

Durch den Umbau des Energieversorgungssystems ergeben sich Aufgabenbereiche für Flexibilität im Stromverteilnetz (Prognoseabweichung, Speicher). Stationäre Batteriespeicher können durch ihre guten Leistungscharakteristika zur Netzunterstützung beitragen. Der heutige regulatorische Rahmen beschränkt aber dieses technische Potenzial durch unsichere wirtschaftliche Rahmenbedingungen. Marktanreize sind notwendig um den wirtschaftlichen Betrieb von Speicher zu erreichen, aber derzeit überwiegt die Unsicherheit der Anreizentwicklung:

- Sinkende Marktpreise, sinkender Base/ Peak-Spread
- Unsichere Benutzungsstundenentwicklung
- Unausgewogene Regulierungsdichte im Stromsektor.

Weiterhin ist eine rechtliche Definition des Speicherbegriffs und der Rolle im Elektroenergiesystem zwingend notwendig. Eine wirtschaftliche Betreibung von stationären Batteriespeichern erscheint derzeit nur durch kombinierte Betriebsanwendungen wie bspw. dem Angebot von Systemdienstleistungen und der Teilnahme am Energiehandel möglich.

Im Ergebnis ist es an der Politik, die den Wechsel in der Energieversorgung durch die Energiewende vorantreibt, diese regulatorischen Detailfragen zu klären und die vorhandenen Hürden bei der Anwendung stationärer Batteriespeicher abzubauen.

Quellenverzeichnis

- [1] Bundesregierung: Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, Berlin, 2010
- [2] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Moderne Verteilernetze für Deutschland – Verteilernetzstudie, Berlin, 2014
- [3] Deutsche Energie-Agentur: dena-Verteilnetzstudie Ausbau- und Investitionsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030, Berlin, 2012
- [4] Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.: Auswertungstabellen zur Energiebilanz von 1990 bis 2011, Berlin, 2013
- [5] Wiechmann H.; Hufendiek K.: The mechanism of the “Grid signal light” as a part of the Smart Market/Grid System – the cooperation between Customers, Energy Logistics, Grid and Regulation, Dresden, 2013
- [6] Projekt “Hamburg – Wirtschaft am Strom”; www.elektromobilitaethamburg.de
- [7] Deutsche Energie-Agentur: Energiespeicher im heutigen Stromsystem 06.03.2014 [Online] <http://www.effiziente-energiesysteme.de/themen/energiespeicher/einleitung.html>
- [8] Brandstätt C., Meyer S., Rahmenbedingungen für die Stromspeicherung in Gas- und Wärmenetzen – Status Quo und Handlungsbedarf, Bremen, 2014
- [9] Agentur für Erneuerbare Energien Grafik –Dossier: Strompreis 2013 und Stromkosten privater Haushalte
- [10] § 16 Abs. 1 StromNEV
- [11] § 12 StromNZV

Brennstoffzellenaktivitäten in Deutschland und Japan – Installationen und Patentanmeldungen

Bodo Groß und Alexander Zipp

IZES gGmbH (Institut für ZukunftsEnergieSysteme), Altenkesseler Straße 17A1, D-66115 Saarbrücken

Schlüsselwörter: Brennstoffzellen, Stand der Markteinführung

Zusammenfassung

Die Zielsetzung des Beitrags ist die vergleichende Darstellung deutscher und japanischer Entwicklungserfolge bezüglich der sogenannten Brennstoffzellenheizgeräte im Bereich bis 1,5 kW elektrischer Leistung aufgrund umfangreicher Recherchen zu Projektaktivitäten, Installationszahlen und Patentanmeldungen. Die Patentrecherche wurde über die Datenbank des Deutschen Patent und Markenamts durchgeführt. Die angegebenen Installationszahlen wurden ausschließlich aus öffentlich zugänglichen Medien entnommen, auf deren Plausibilität geprüft und für die angegebenen Zeiträume zusammengesetzt.

1. Vergleich der deutschen und japanischen Forschungsaktivität im Bereich Brennstoffzellen mittels Patentanalyse

Patentanmeldungen gehören, neben Veröffentlichungen in der wissenschaftlichen und technischen Literatur, zu den wichtigsten Ergebnissen von Forschung und Entwicklung. Daher bieten sich Daten zu Patentanmeldungen für empirische Analysen von Forschungsaktivitäten und -qualitäten sowie zur Untersuchung der Wirksamkeit von Forschungsausgaben und Innovationspolitik an. Entsprechend wurde die Patentanalyse in der Vergangenheit ebenfalls im Bereich Brennstoffzellen- und Wasserstoffforschung häufig als Methodik genutzt (siehe u.a. OECD 2005, Seymour et al. 2007). Im Rahmen der vorliegenden Analyse wurde das elektronische Patentdokumentenarchiv DEPATISnet¹ des Deutschen Patent- und Markenamts (DPMA) genutzt. Das DPMA hat durch seine Vernetzung mit anderen europäischen und internationalen Patentämtern eine umfassende globale Abdeckung. Die vorgenommene Patentrecherche wurde nach Anmeldejahr, Brennstoffzellentechnologie sowie nach Herkunftsland des Patentinhabers unterschieden. Dabei ist anzumerken, dass zwischen der Patentanmeldung und -veröffentlichung etwa 18 Monate, und bis zur Erteilung des Patents durchschnittlich fünf Jahre vergehen können (Fuel Cell Today 2011, S. 6). Daher wurde das Anmeldejahr für ein möglichst unverzerrtes Bild der Forschungsaktivität gewählt.

Ein Vergleich der nicht nach Technologie differenzierten Patentanmeldungen im Brennstoffzellenbereich in den Jahren 2006-2013 zeigt deutlich, dass die Anmeldungen von japanischen, im Vergleich zu deutschen, Forschern und Erfindern eine wesentlich höhere Anzahl erreichen (siehe Abbildung 1).

¹Erreichbar unter <http://depatistnet.dpma.de>

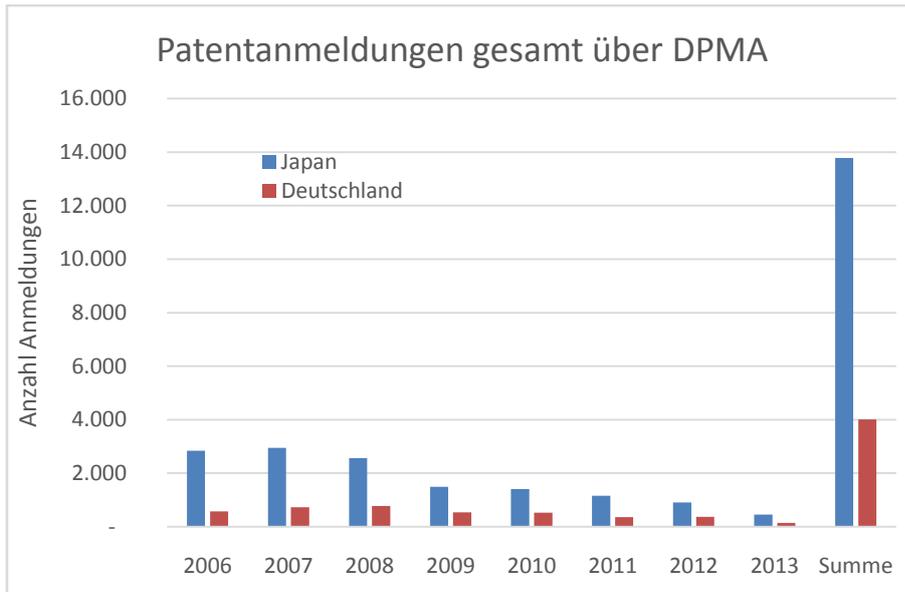


Abbildung 1: Vergleich der Brennstoffzellen-Patentanmeldungen aus Deutschland und Japan (Quelle: DPMA)

Im betrachteten Zeitraum wurden in der Summe knapp 13.800 Patente aus Japan und etwa 4.000 aus Deutschland angemeldet. Diese Anmeldezahlen spiegeln die großen finanziellen und politischen Anstrengungen Japans in der Brennstoffzellenentwicklung wider. Relativ betrachtet nehmen die japanischen Anmeldungen nach 2007 im Vergleich zu den deutschen jedoch deutlich stärker ab. Eine Abnahme der Häufigkeit neuer Patentanmeldungen japanischer Innovatoren ist angesichts des, gegenüber den deutschen Herstellern, technologischen Vorsprungs der dortigen Brennstoffzellenentwicklungen sowie der dort beginnenden Kommerzialisierung zu erklären. Des Weiteren ist ein Teil der sinkenden Patentanmeldungen auf einen möglichen Zeitverzug zwischen Patenteinreichung, Anmeldung und Einbettung in die Datenbank zu erklären.

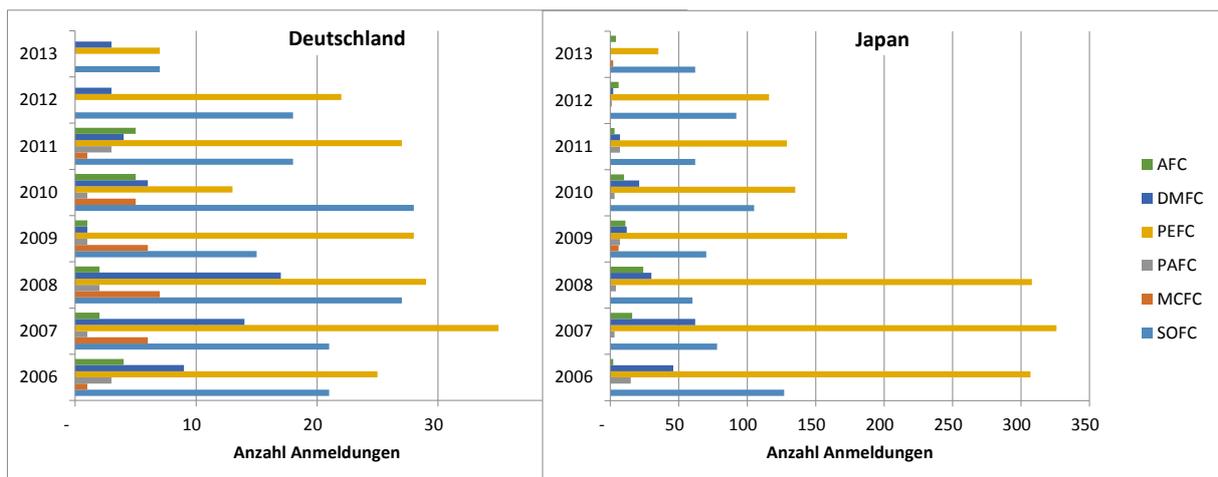


Abbildung 2: Vergleich der Patentanmeldungen aus Deutschland und Japan nach Brennstoffzellentechnologie (Quelle: DPMA)

Ein Großteil der Patentanmeldungen ist anhand der Informationen aus der DPMA-Datenbank keiner spezifischen Technologie zuzuordnen. Schließt man diese jedoch aus und klassifiziert die restlichen durch das Verwenden von Schlüsselbegriffen spezifisch für jede Technologie,

ergibt sich die in Abbildung 2 dargestellte Statistik. Hierbei ist das um den Faktor 10 größere Verhältnis der horizontalen Achsendimension der japanischen Patentgraphik (rechte Seite) zu beachten.

Lässt man die absoluten Unterschiede zwischen den beiden Ländern außer Acht, fällt die Dominanz der PEFC-Technologie als Gemeinsamkeit auf. Insbesondere in Japan fällt bis 2009 der bedeutendste Teil der Patentanmeldungen in diesen Technologiebereich. Abbildung 3 zeigt vergleichend für Japan und Deutschland die Anzahl der Patentanmeldungen für die PEFC-Technologie.

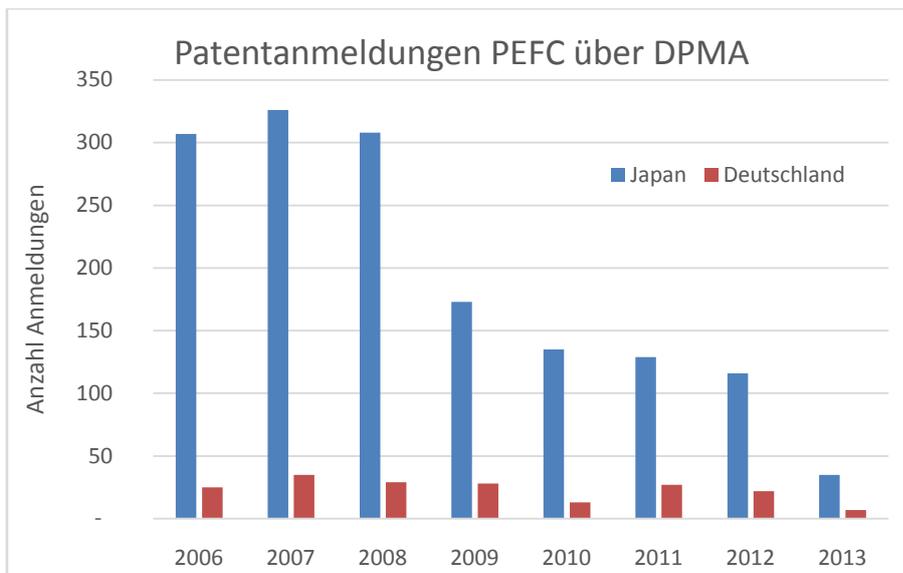


Abbildung 3: Vergleich der angemeldeten Patente in Deutschland und Japan bezüglich der PEFC-Technologie

Ab 2010 nehmen Anmeldungen, die der SOFC-Technologie zugeordnet werden können, deutlich zu und stehen im Jahr 2013 erstmals an erster Stelle.

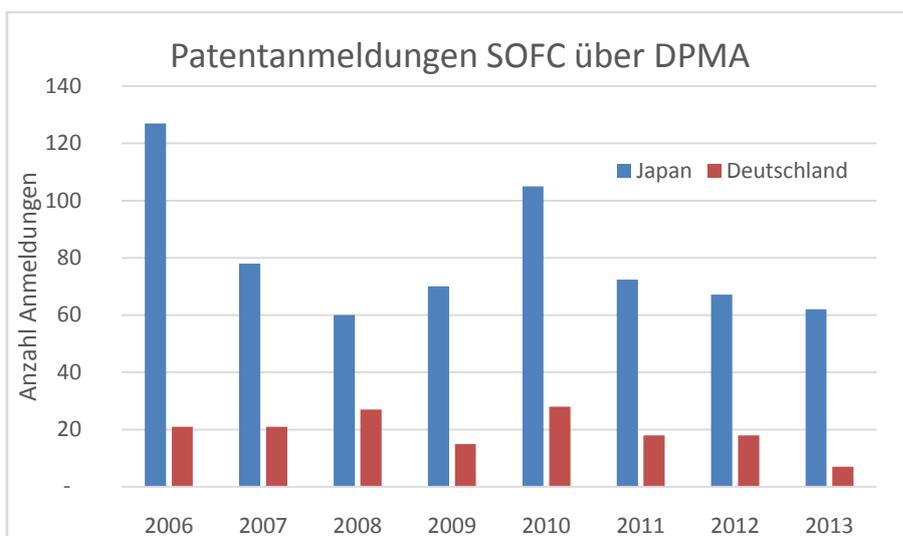


Abbildung 4: Vergleich der angemeldeten Patente in Deutschland und Japan bezüglich der SOFC-Technologie

Diese Entwicklung korreliert mit der japanischen Forschungspolitik im Rahmen des ENE-Farm-Projekts, welches anfangs ausschließlich die Entwicklung bzw. Vermarktung der PEFC-

Technologie und später verstärkt die Weiterentwicklung und Vermarktung der SOFC-Technologie verfolgte und auch weiterhin verfolgt. Abbildung 4 zeigt vergleichend für Japan und Deutschland die Anzahl der Patentanmeldungen für die SOFC-Technologie.

Beim Vergleich der Patentanmeldungen im Bereich der PEFC und der SOFC Technologie fällt auf, dass die absolute Anzahl in Deutschland in etwa gleich ist, wohingegen die Patentanmeldungen in Japan im Bereich PEFC gegenüber dem Bereich SOFC bis 2012 deutlich höher sind. In Deutschland war die Brennstoffzellen-Forschungslandschaft in der Vergangenheit hingegen deutlich heterogener. Zwar zeichnen sich vor allem die Forschung an der SOFC- und PEFC-Technologie durch eine hohe Aktivität aus, jedoch sind auch einige Anmeldungen im Bereich der DMFC-, MCFC-, sowie der AFC-Zellentechnologie zu verzeichnen. Die deutschen Zahlen aus den vergangenen zwei Jahren passen ebenfalls zum Rückzug bzw. zur Neuorientierung einiger Brennstoffzellenfirmen, was aktuell in einer ebenfalls auf wenige Technologien fokussierten Forschungslandschaft resultiert.

2. Vergleich der deutschen und japanischen Installationszahlen

Die Installationszahlen in Japan sind im Jahresvergleich gegenüber Deutschland deutlich erhöht. Die Marktvorbereitung mit mehr als 3.300 installierten Geräten begann im Jahr 2005. Bis zum heutigen Zeitpunkt sind in Japan über 100.000 Geräte installiert, bis Ende des fiscalyears 2016 (31. März 2017) geht man insgesamt von etwa 450.000 installierten Geräten in Japan aus, siehe dazu Abbildung 5.

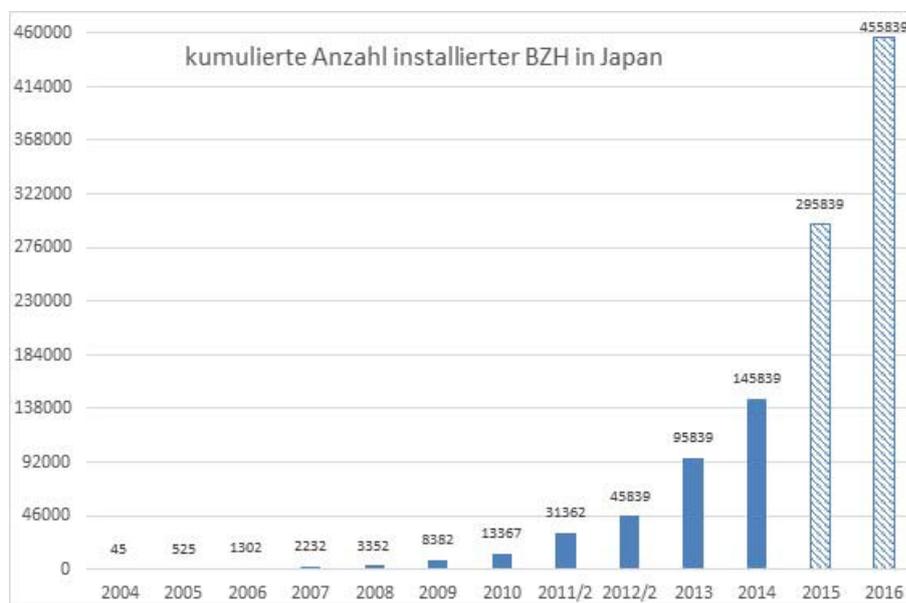


Abbildung 5: Kumulierte Anzahl installierter Brennstoffzellengeräte in Japan für den Zeitraum 2004 bis 2016

In Deutschland ist 2008 das Projekt Callux mit dem Ziel innerhalb von fünf Jahren mehr als 800 Geräte zu installieren gestartet. Zum jetzigen Zeitpunkt (Stand August 2014) wurden mehr als 400 Geräte in insgesamt sieben Projektjahren installiert. Gründe für die,gegenüber der ursprünglichen Planung verminderten Anzahl an Installationen sind der Ausstieg von Viessmann zu Beginn des Vorhabens sowie die Entscheidung von Vaillant die HT-PEFC Technologie nicht mehr weiterzuverfolgen und dementsprechend die im Rahmen von Callux

geplanten Geräte nicht zu installieren. Es ist davon auszugehen, dass in Deutschland auch außerhalb von Callux, insbesondere in spezifischen Förderprogrammen der Länder sowie der EU, weitere Brennstoffzellenheizgeräte installiert wurden. Insgesamt kann von einer Anzahl von etwa 1.000 Stück ausgegangen werden. Dies entspricht ungefähr den Neuinstallationen des Jahres 2007 in Japan mit rund 1.000 Geräten. Abbildung 6 zeigt die Anzahl der im Rahmen des Projekts Callux installierten Brennstoffzellenheizgeräte (www.callux.net).

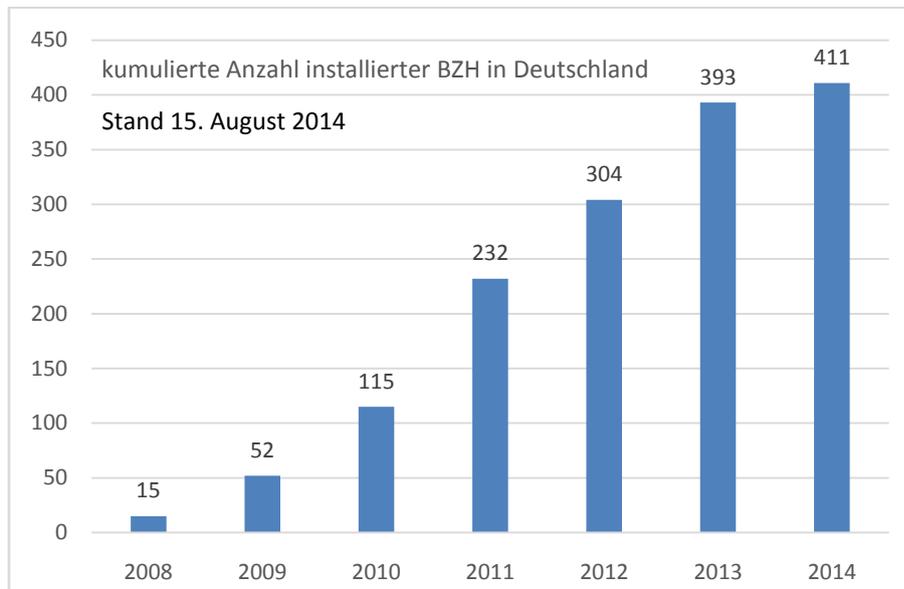


Abbildung 6: Kumulierte Anzahl installierter Brennstoffzellengeräte im Rahmen des Projekts Callux für den Zeitraum 2008 bis 2014

Als Fazit kann man festhalten, dass sowohl die Anzahl der Patentanmeldungen als Maß für die Innovationsfreudigkeit als auch die Anzahl der installierten Brennstoffzellenheizgeräte als Maß für die Entwicklungsgeschwindigkeit in Japan deutlich größer ist als in Deutschland. Dies ist vor allem auf das hohe finanzielle Fördervolumen und die umfassende Kooperation von Politik, führenden Technologiefirmen und Energieversorgern innerhalb des ENE-Farm-Projekts zurückzuführen. Im Bereich der Brennstoffzellenheizgeräte war Deutschland, insbesondere die Firma Vaillant, Ende des letzten Jahrtausends weltweit führend. Geht man von den seither installierten kumulierten Stückzahlen in beiden Ländern aus, so hat Japan zum jetzigen Zeitpunkt, zumindest im Bereich der PEFC Technologie, etwa sieben bis acht Jahre Vorsprung. Auch das seit 2012 laufende europäische Vorhaben ene.field mit geplanten Installationen von rund 1.000 Brennstoffzellenheizgeräten von insgesamt acht Herstellern wird diesen Vorsprung voraussichtlich nur wenig mindern können. Diese Einschätzung wird insbesondere dadurch gestützt, dass deutsche Hersteller seit kurzem verstärkt auf die Kooperation mit japanischen Brennstoffzellenherstellern setzen. Aktuell kooperiert Viessmann mit Panasonic, Baxi Innotech bzw. BDR Thermea mit Toshiba im Bereich der PEFC Technologie sowie Bosch mit Aisin im Bereich der SOFC Technologie.

Um eine exakte Analyse des Stands der Entwicklungen in beiden Ländern geben zu können, müssen neben den dargestellten Größen „Patentanmeldungen“ und „Installationszahlen“ insbesondere folgende Aspekte in die Diskussion mit einbezogen werden:

- Haltbarkeit der Geräte, insbesondere Degradation des Brennstoffzellenstapels
- Wirkungsgrade und Definition des Stapelzustands „defekt“
- Kosten der Geräte und deren komplette zeitliche Entwicklung
- Periphere Kosten, insbesondere Wartungsverträge
- Lernraten zur Erreichung entsprechender Kostenziele
- Förderhöhe pro Gerät und Zeitperiode, insbesondere unter Einbeziehung aller förderfähigen Kosten
- Absolute Budgets pro Förderperiode

Die Einbeziehung all dieser Aspekte in die Analyse würde zu einem sehr komplexen und von vielen Faktoren abhängigen Ergebnis führen. Insbesondere sind nicht alle dazu notwendigen Informationen öffentlich dokumentiert, was eine objektive Auswertung und daraus resultierend eine objektive Einschätzung der Sachlage nicht in jedem Fall zulässt. Zukünftige Untersuchungen und Evaluationen sollten daher bei einer Verbesserung der Datenlage die genannten Aspekte berücksichtigen.

3. Literatur:

Fuel Cell Today (2011): The 2011 Fuel Cell Patent Review. Abrufbar unter:

http://www.fuelcelltoday.com/media/948977/the_2011_fuel_cell_patent_review.pdf

OECD (2005): Innovation in Fuel Cells: A Bibliometric Analysis. Studie der Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung. Abrufbar unter:

<http://www.oecd.org/sti/innovationinsciencetechnologyandindustry/36380834.pdf>

Seymour, E.; Borges, F.; & Fernandes, R. (2007): Indicators of European public research in hydrogen and fuel cells—an input–output analysis. In: International Journal of Hydrogen Energy, 32, 15: 3212–3222.

KOMBINIERTER GAS- UND DAMPFPROZESS IM EMISSIONSFREIEN H₂-O₂-VERBRENNUNGSMOTOR – ERSTE UNTERSUCHUNGSERGEBNISSE

J. Haller, T. Link

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

Zusammenfassung: Für den weiteren Ausbau Erneuerbarer Energien werden zukünftig in großem Umfang Stromspeicher und flexible Regelenergiekraftwerke benötigt. Ein Weg der Speicherung überschüssiger elektrischer Energie liegt in der Produktion von Wasserstoff aus Wasser und dessen anschließende Rückverstromung. Um diese Rückverstromung in naher Zukunft und zu günstigen Kosten realisieren zu können, wurde ein Verfahren entwickelt, welches die Verbrennung von gespeichertem Wasserstoff mit dem bei der Elektrolyse anfallenden Sauerstoff mit einem hohen Umwandlungswirkungsgrad und ohne Emissionen ermöglicht.

Zur Kühlung des Prozesses wurde in den motorischen Verbrennungsprozess ein Dampfkraftwerksprozess mit zweiter Expansion integriert, sodass die Verbrennungstemperaturen nicht höher als bei üblichen Benzinmotoren liegen und die Kompressionsarbeit des Motors rückgewonnen werden kann. Um den Prozess auf seine Realisierbarkeit hin zu untersuchen wurden zunächst detaillierte thermodynamische Berechnungen mithilfe der Software EES durchgeführt. Auf dieser Grundlage soll der Prozess in einem Einzylindermotor sowohl mithilfe von numerischen Strömungssimulationen, als auch messtechnisch auf einem Prüfstand untersucht und optimiert werden. Um Steuerzeiten, Zündzeitpunkte und Motorgeometrien für den Prozess zu optimieren, liegt der Arbeitsschwerpunkt des Projekts auf der numerischen Strömungssimulation des Verbrennungs- und Dampfprozesses.

Erste Untersuchungsergebnisse zeigen, dass sich theoretische mechanische Wirkungsgrade von über 64% bei materialtechnisch akzeptablen Temperaturen realisieren lassen.

Abstract: For a further development of renewable energies in the future, there will be a great demand for energy storage options and flexible control energy power plants. One option for the storage of surplus electrical energy is the production of hydrogen from water and its reconversion to electrical energy. To implement this reconversion in the near future and at reasonable cost, a process has been developed which allows the combustion of hydrogen with the oxygen that incurs during electrolysis, with high conversion efficiencies and zero emissions.

To cool down the Process, a steam power plant process with a second expansion is being integrated in the engine combustion process, resulting in combustion temperatures not higher than in common gasoline engines and a recuperation of the work of compression. Detailed thermodynamic calculations have been conducted with the software EES to investigate the process for its feasibility. Based on this, the process will be further investigated for a one-cylinder model both theoretically by computational fluid dynamics and by measurement on an engine test bench. To be able to optimize valve timing, ignition timing and engine geometries for the process, the focus of the project is on numerical flow simulation of the combined cycle.

First results show, that theoretical mechanical efficiencies of more than 64% are possible at acceptable temperatures in terms of material.

Schlüsselwörter: *Wasserstoffverbrennung, Wasserstoffmotor, Nullemissionsmotor, Verbrennungssimulation, Gas- und Dampfprozess*

1. Hintergrund und Zielsetzung

Die vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit beauftragte Leitstudie zum Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland aus dem Jahr 2011 prognostiziert für das Jahr 2050 im mittleren Szenario einen Anteil von 85% der Strombereitstellung aus erneuerbaren Quellen [1]. Dieser Anteil soll sich demnach zu etwa 70% aus Wind- und PV-Strom zusammensetzen. Um die großen Fluktuationen vor allem bei der Bereitstellung von Strom aus Windenergie sowohl kurz- als auch mittelfristig zu puffern, besteht für dieses Szenario ein großer Bedarf an Speicherkapazität. In einer Studie des Fraunhofer IWES wurde der notwendige Speicherbedarf für das Jahr 2050 für verschiedene Szenarien ermittelt und Stromüberschüsse „in beträchtlicher Größenordnung“ prognostiziert [2]. Als einzig realistische Möglichkeit der langfristigen Speicherung größerer Strommengen nennt die Studie die Speicherung in Form chemischer Energieträger wie Wasserstoff oder Methan [2].

Für die Rückverstromung der gespeicherten chemischen Energie stellen aufgrund ihres hohen elektrischen Wirkungsgrades von bis zu 60% (bezogen auf den Brennwert) Hochtemperaturbrennstoffzellen die theoretisch beste Alternative dar [3]. Trotz langjähriger intensiven Forschungsbemühungen sind Brennstoffzellen jedoch für viele Anwendungen in Bezug auf Lebensdauer und Kosten noch nicht konkurrenzfähig [4][5]. Wird mit Verbrennungsmotoren auf etablierte und kostengünstige Technologie zur Rückverstromung zurückgegriffen, liegt der mechanische Wirkungsgrad für fremdgezündete Motoren bei etwa 44% [8] und damit der elektrische Wirkungsgrad ohne Nutzung der Abwärme bei etwa 42% (bei einem Generatorwirkungsgrad von 95%).

Um den Wirkungsgrad dieses Umwandlungspfades zu erhöhen, kann die Verbrennung des Wasserstoffs für stationäre Anwendungen mit dem bei der Elektrolyse anfallenden Sauerstoff betrieben werden (siehe Abbildung 1). Die hohen Flammgeschwindigkeiten bei der Verbrennung von Wasserstoff mit reinem Sauerstoff bieten thermodynamische Vorteile gegenüber anderen Brennstoffen, da die idealisierte Gleichraumverbrennung des Otto-Prozesses besser realisiert werden kann [11]. Zudem werden durch die Abwesenheit von Kohlenstoff und Stickstoff faktisch keine Schadstoffe emittiert. Da die Verbrennungs- und Abgastemperaturen bei dieser Verbrennung sehr hoch sind, wurde ein motorischer Prozess entwickelt, welcher die Spitzentemperaturen auf ein materialtechnisch vertretbares Niveau reduziert und die verbleibende Abgasenergie als mechanische Arbeit nutzbar macht.

Das Entwicklungsziel dieses Projekts ist sowohl der auf einen hohen Wirkungsgrad optimierte Prozessentwurf für einen emissionsfreien Stationärmotor zur Rückverstromung von Wasserstoff, als auch der Nachweis und die Optimierung seiner Wirksamkeit durch numerische Simulationen und die Umsetzung eines 1-Zylinder-Prototypen.

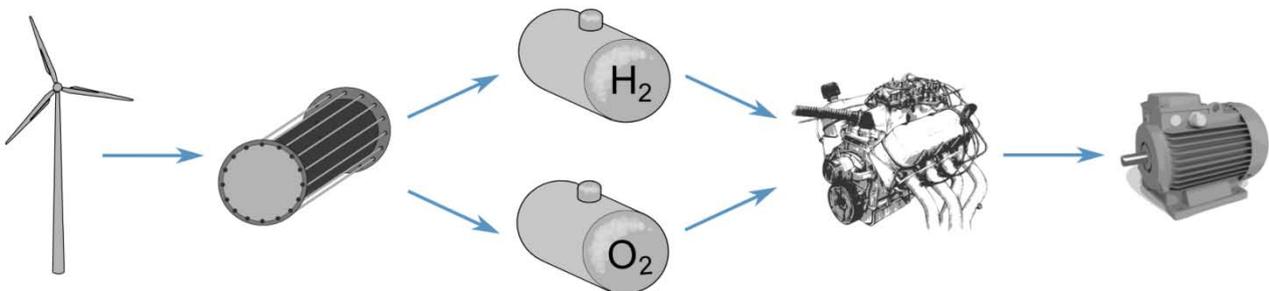


Abbildung 1: Gesamtumwandlungspfad des Speicherkonzeptes: Elektrolyse, Speicherung von H_2 und O_2 , motorische Verbrennung und Rückverstromung der mechanischen Energie

2. Prozesskonzept

Der entwickelte motorische Prozess kombiniert in zwei Stufen die ottomotorische Verbrennung von Wasserstoff und Sauerstoff mit einem klassischen Dampfkraftprozess innerhalb eines Zylinders. In Anlehnung an einen kombinierten Gas- und Dampfprozess (GuD) wird die Abgaswärme des Verbrennungsprozesses zur Verdampfung und Überhitzung in einem Dampfprozess genutzt und so ein höherer Wirkungsgrad erreicht, als in den Einzelprozessen möglich. Anstelle von zwei getrennten Prozessen soll hierbei der bei der Verbrennung entstehende Wasserdampf als Arbeitsfluid beide Teilprozesse durchlaufen. Abbildung 2 zeigt die schematische Abfolge der Zustandspunkte dieses Arbeitsfluids in p-v-Diagrammen.

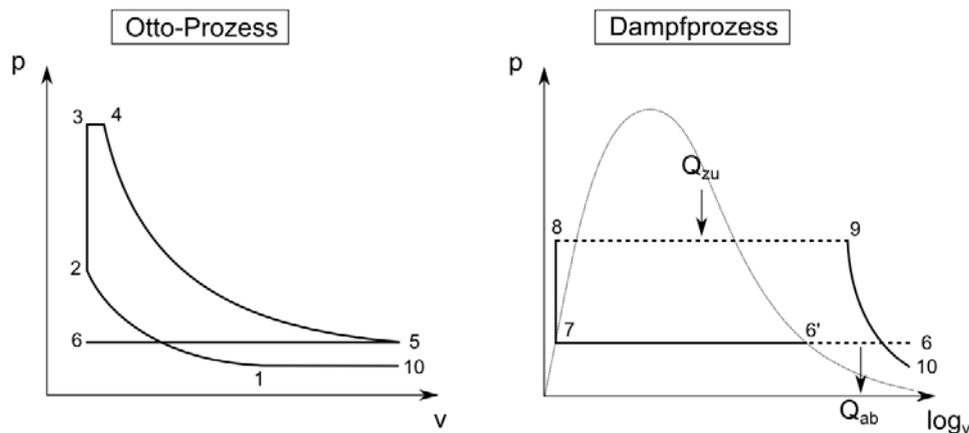


Abbildung 2: Zweistufiger Prozess aus ottomotorischer Verbrennung (links) und Dampfprozess (rechts)

Links in Abbildung 2 ist der innerzyklische Verbrennungsprozess als realer Otto-Prozess mit folgenden Teilschritten zu sehen: 10→1 teilweises Ausschieben von Abgas, 1→2 Kompression des Wasserdampfes, 2→3 Direkteinjektion von H_2 und O_2 und Gleichraumverbrennung, 3→4 Anteil Gleichdruckverbrennung im realen Otto-Prozess, 4→5 Expansion, 5→6 Ausschieben des Abgases. Nach dem Ausschieben aus dem Zylinder wird das Abgas außerhalb des Zylinders dem rechts in der Abbildung zu sehenden Dampfprozess zugeführt. Dem Wasserdampf wird zunächst in einem Wärmetauscher Wärme entzogen (6→6'). Anschließend wird der Dampf kondensiert (6'→7) und das Wasser durch eine Pumpe auf ein höheres Druckniveau gebracht (7→8). Auf diesem Druckniveau wird die zuvor entzogene Wärme wieder zugeführt und das Wasser verdampft und überhitzt (8→9). Der Dampf wird nun wieder in den Zylinder eingebracht und auf Umgebungsdruck und relativ niedrige Temperaturen entspannt (9→10). Dadurch ergeben sich für den Verbrennungsmotor die folgenden vier Takte:

1. Teilweises Ausschieben von Abgas + Kompression + Direkteinblasung von H_2 und O_2
2. Verbrennung + Gasexpansion
3. Ausschieben des Abgases
4. Dampfexpansion

Bisherige Untersuchungen zur motorischen Verbrennung von Wasserstoff konzentrierten sich im Wesentlichen auf mobile Anwendungen und damit auf die Verbrennung mit Luft. Der hier vorgestellte motorische Prozess verbindet einige Vorteile gegenüber der motorischen Verbrennung mit Luft:

- Höhere Leistungsdichte, geringeres Ballastgasvolumen
- Keine Emissionen
- Höherer Wirkungsgrad des zweistufigen Prozesses
- Verringerung der Klopfneigung durch Kühlung des Zylinders mit zweiter Expansion

3. Erste Untersuchungsergebnisse

In der ersten Projektphase wurden detaillierte Berechnungen zur Thermodynamik des entwickelten Prozesses mithilfe der Berechnungssoftware und thermodynamischen Datenbank EES durchgeführt. Anhand dieser Berechnungen konnte die theoretische Wirksamkeit des Prozesses validiert werden. Im nächsten Schritt wird derzeit ein numerisches Modell zur dreidimensionalen strömungsmechanischen Abbildung des Verbrennungsprozesses und der zweiten Expansion entwickelt.

3.1 Thermodynamische Berechnungen

Die theoretischen Zustandsänderungen des Arbeitsgases wurden unter Verwendung von tabellierten realen Stoffdaten simuliert. Dabei wurde von einem realen ottomotorischen Verbrennungsprozess mit einem Kompressionsverhältnis von 14:1 und einem Anteil der idealen Gleichraumverbrennung an der Wärmezufuhr von 80% ausgegangen. Zur Kühlung der innerzylindrischen Verbrennung wird, wie bereits in Abbildung 2 zu erkennen, ein Teil des nachentspannten Abgases als Ballastgas im Zylinder belassen. Dieses erwärmt sich mit der Verbrennung und verringert so die Klopfneigung des Gasgemischs und nimmt am Arbeitsprozess der Expansion teil. Die Berechnungen ergaben bei einer Ballastgasmenge von 52% ein Optimum des Gesamtwirkungsgrades. Diese Ballastgasmenge führt zu einer maximalen theoretischen Verbrennungstemperatur von 2700°C und liegt weit unterhalb der Ballastgasmenge bei Verbrennung mit Luft.

Der Prozess außerhalb des Zylinders wird wie in Abbildung 3 schematisch zu erkennen durch vier Prozessschritte markiert: die Entwärmung des heißen Abgases, die Abfuhr der latenten Kondensationsenthalpie, die Druckerhöhung des kondensierten Wassers und die Verdampfung und Überhitzung durch die zuvor aus dem Abgas abgeführte Wärme.

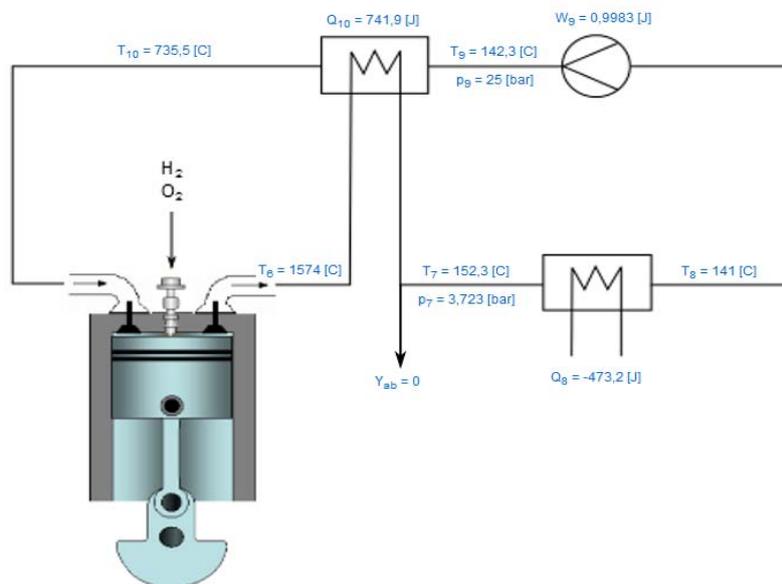


Abbildung 3: Anlagenschema des zweistufigen Prozesses mit simulierten Temperaturen, Drücken und übertragenen Wärmemengen

Die Drücke und Volumina des vollständigen simulierten Kreisprozesses sind in Abbildung 4 in Form eines p-V-Diagramms abgebildet. Daraus ist zu erkennen, dass die durch die zweite Expansion des Wasserdampfes nutzbare Arbeit (als Flächenintegral unter der Kurve) größer ist als die vom Kolben zu verrichtende Kompressionsarbeit.

Insgesamt wurde für den motorischen Verbrennungsprozess unter Annahme eines vollkommenen Motors ein Wirkungsgrad von 50% berechnet. Der Gesamtprozess mit zweiter Gasexpansion erreicht einen theoretischen Wirkungsgrad von 64%.

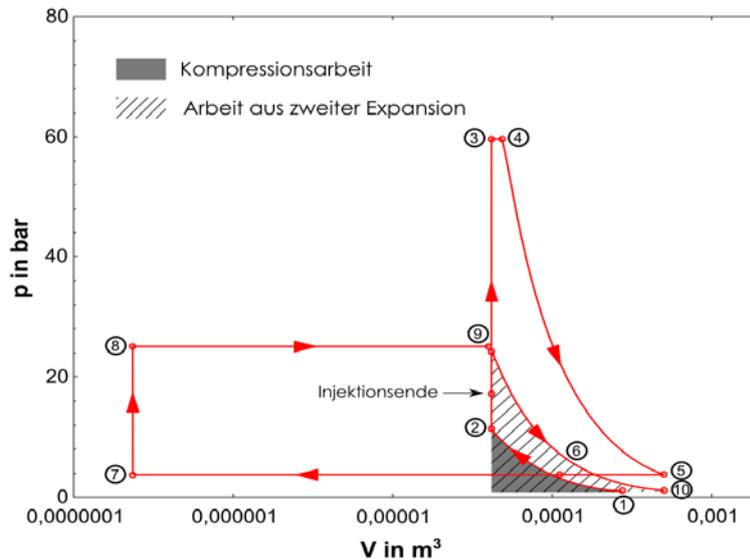


Abbildung 4: p-V-Diagramm der Simulierten Prozessschritte mit Darstellung der Kompressions- und Expansionsarbeit

3.2 Numerische Strömungssimulation

Um neben thermodynamischen auch strömungsmechanische Prozesse zu berücksichtigen und die Entwicklung eines Motorprototypen vorzubereiten, wird derzeit ein CFD-Modell zur Berechnung der innerzylindrischen Prozesse, d.h. der Verbrennung und der zweiten Gasexpansion mithilfe des numerischen Löser ANSYS CFX erstellt. Zur Validierung der zahlreichen Modellannahmen für den speziellen Anwendungsfall wird zunächst eine exakt vermessene Zylinderströmung simuliert und das Modell an die Messdaten angepasst. Abbildung 5 zeigt links das erstellte numerische Gitter für das 1-Zylinder-Modell und rechts die durch *Particle Image Velocimetry* (PIV) erfassten Messdaten zur Validierung. Die von Baum et al. durchgeführte Messungen sind in [8] ausführlich beschrieben.

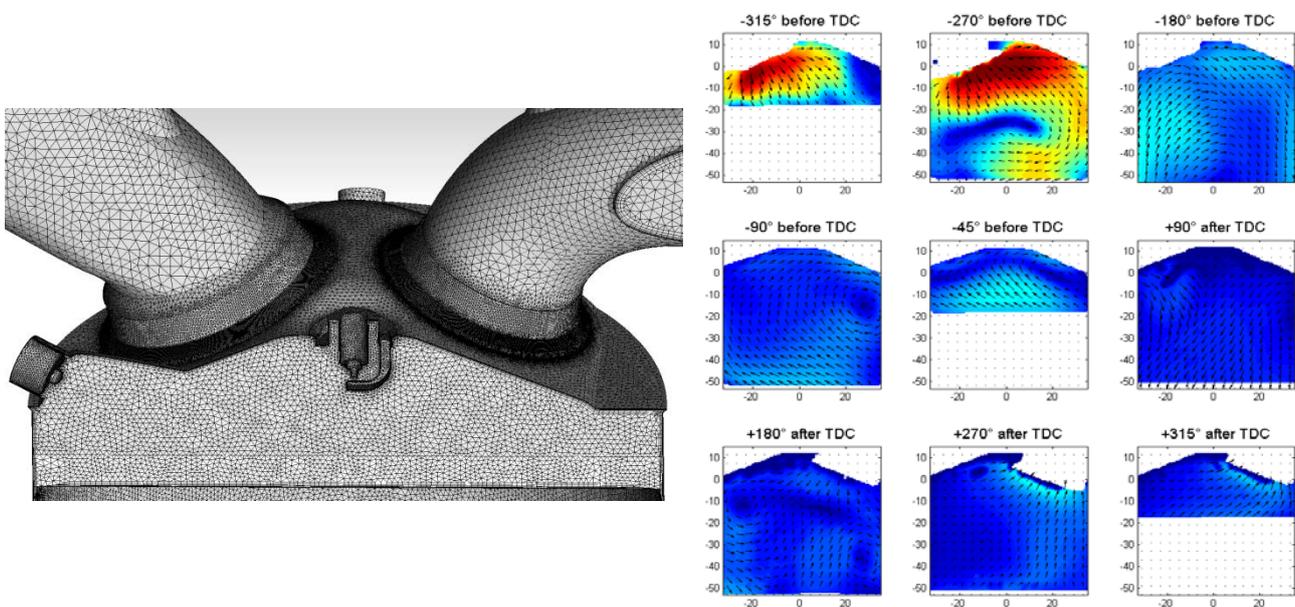


Abbildung 5: Numerisches Gitter zur Validierung des CFD-Modells (links) und gemessene mittlere Strömungsgeschwindigkeiten im Zylinder für verschiedene Kurbelwinkel (rechts)

Mithilfe des validierten CFD-Modells kann der gesamte Prozess in einer Prototypengeometrie zuverlässig simuliert werden. Anhand des Modells lassen sich geometrische Optimierungen sowie Form und Zeitpunkt der Gasinjektion in den Zylinder vorab berechnen und Zündzeiten optimal anpassen.

4. Prototyp und Motorprüfstand

Aufbauend auf Erkenntnissen aus den durchgeführten CFD-Simulationen soll zum praktischen Nachweis der Durchführbarkeit des Prozesses ein 1-Zylinder-Prototyp entwickelt werden. Als Grundlage hierfür dient ein 1-Zylinder-Schiffsdieselmotor der Firma Farymann mit einem angepassten Zylinderkopf mit drei Ventilen (Einlass-, Auslass- und Ablassventil), zwei Gasinjektoren zur Direkteinblasung von Wasserstoff und Sauerstoff und einer Zündkerze mit Druckindizierung. Der Prototyp soll den zweistufigen Prozess realisieren und muss demnach auch den Dampfkraftprozess mit Wärmetauschern, Kondensator und Kondensatpumpe umfassen sowie in einem Motorenprüfstand die Messung der Drücke, Temperaturen und Leistungsabgabe ermöglichen.

5. Ausblick und Herausforderungen

Mit dem vorgestellten Prozess soll ein kostengünstiges System zur Rückverstromung von Wasserstoff mit höherem Wirkungsgrad als wasserstoffbetriebene Motor-BHKWs und höherer Zuverlässigkeit als Brennstoffzellen-BHKWs entwickelt werden. Dazu muss zunächst die theoretisch berechnete Wirksamkeit unter Verwendung von 3D-CFD-Simulationen und einem zu entwickelnden Prototypen praktisch bewiesen werden. Besonderes Augenmerk gilt bei der Entwicklung einerseits der Beherrschung des Klopfverhaltens und andererseits dem Handling der heißen Abgase von bis zu 1500°C im Dampfkraftprozess.

Literatur

- [1] J. Nitsch et al.: „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global“, Schlussbericht der Leitstudie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2012
- [2] M. Sterner et al.: „Energiewirtschaftliche und ökologische Bewertung eines Windgas-Angebotes“, Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), 2011
- [3] A. León: „Hydrogen Technology: Mobile and Portable Applications“, Springer, 2008
- [4] H. Wendt: „Brennstoffzellen“, *BWK- Das Energie Fachmagazin*, Band 60, 2008
- [5] H. Wendt: „Stationäre Brennstoffzellen“, *BWK- Das Energie Fachmagazin*, Band 58, 2006
- [6] S. Ellgas: „Simulation of a hydrogen internal combustion engine with cryogenic mixture formation“, Culliver Verlag, 2008
- [7] U. Gerke: „Numerical analysis of mixture formation and combustion in a hydrogen direct-injection internal combustion engine“, Culliver Verlag, 2007
- [8] E. Baum et al.: "On the validation of LES applied to internal combustion engine flows: part 1: comprehensive experimental database", *Flow, Turbulence and Combustion*, Band 92, 2014
- [9] H. Eichlseder, M. Klell: „Wasserstoff in der Fahrzeugtechnik: Erzeugung, Speicherung, Anwendung“, Springer, 2010
- [10] S. Verhelst: “A Study of the Combustion in Hydrogen-Fuelled Internal Combustion Engines”, Dissertation, Ghent University, 2005
- [11] S. Verhelst, R. Sierens, S. Verstraeten: “A critical review of experimental research on hydrogen fueled SI engines”, SAE Technical Paper, 2006

Das „Modulare Wasserstoffkraftwerk“ - Entwicklungsstand des LOHC-Speichersystems

M. Hartung¹, D. Schmidt¹, B. Schrödl², Dr. N. Szesni³, M. Ekstrand⁴

¹ EurA Innovation GmbH, Am Köhlersgehäu 60, D-98544 Zella-Mehlis,

² AREVA GmbH, Paul-Gossen-Straße 100, D-91052 Erlangen

³ Clariant Produkte (Deutschland) GmbH, Brüningstraße 50, D- 65929 Frankfurt / Main

⁴ BIAZZI SA, Chemin de la Tavallaz 25, CH-1816 Chailly sur Montreux

E-Mail: marcel.hartung@eurainnovation.de

Schlüsselwörter: Energiespeicher, Wasserstoff, modular, energietragender Stoff, LOHC, Demonstrationsanlage, Netzstabilisierung, Netzwerk

Zusammenfassung

Durch den steigenden Anteil regenerativer Energien im Strommix müssen Speichertechnologien entwickelt und eingesetzt werden, um die steigende fluktuierende erneuerbare Energieleistung (EE-Leistung) vollständig nutzen zu können. Mit Hilfe des „Modularen Wasserstoffkraftwerks und Energiespeichers“ ist es möglich, standortunabhängig „überschüssige“ regenerative Energie kurz- oder längerfristig zu speichern und diese bei Bedarf als Grundlast oder als Regelenergie zur Verfügung zu stellen. Das Kraftwerk setzt sich dabei aus drei verschiedenen Modulen zusammen, welche autark voneinander arbeiten können. Im Netz verteilte modulare Kraftwerke können für größere Lasten zu einem virtuellen Großkraftwerk zusammengeschaltet werden. Zum jetzigen Zeitpunkt werden erste kontinuierliche Versuche an einer Demonstrationsanlage im größeren Technikumsmaßstab durchgeführt. Die ersten Ergebnisse bestätigen die Laborversuche und stellen eindeutig das Potential der LOHC-Speichertechnologie hinsichtlich Upscaling in den kW / MW - Bereich dar.

Abstract

The “modular hydrogen power plant and energy storage” can store long or short term excessive renewable electricity regardless of the location and provide this energy as base load or balancing energy. It consists of three different modules, which can operate from each other independently. Several hydrogen power plants can be connected virtually to provide larger energy in the electricity network. At this time the first continuous experiments are carried out at a demonstration plant in the larger pilot plant scale. The first results confirm the laboratory accomplishments and represent the development potential of the LOHC technology with regard to the upscaling into the kW / MW range.

1. Netzwerk-Vorhaben

Strom aus erneuerbarer Energie kann in Summe langfristig in ausreichender Menge kostengünstig erzeugt werden. Neben den Kosten spielt aber auch die Netzqualität und die Versorgungssicherheit eine entscheidende Rolle. Das Zusammenspiel bestehender Technologien und dem weiteren Ausbau unter Beachtung der infrastrukturellen Möglichkeiten ist ein Kernthema der zu entwickelnden Speichertechnologie. Das Netzwerk „Modulares Wasserstoffkraftwerk und Energiespeicher“ entwickelt ein modulares Kraftwerk mit einem frei (im dreistelligem MWh Bereich) skalierbaren Energiespeicher der im Sekunden-, Minuten- und Stundenbereich Strom liefern und aufnehmen kann. Die Abnahme von Energie aus dem Netz und die kurzfristige Bereitstellung von Regenergie im MWh Bereich ist notwendig, um die Netze über 2020 hinaus zu stabilisieren und die bestehenden Gas und Kohlekraftwerke weiter wirtschaftlich betreiben und regeln zu können.

Chemische Speichermedien, wie Wasserstoff und Methan, können große Mengen Energie über lange Zeit und ohne Verluste speichern. Die besondere Kompetenz des Netzwerkes liegt in der Nutzung eines Verfahrens zur Speicherung von Wasserstoff in einem energietragenden Stoff (ETS). Zu dieser Stoffgruppe, auch Liquid Organic Hydrogen Carrier (LOHC) genannt, gehört zum Beispiel N-Ethylcarbazol (NEC). An der Universität Erlangen, an den Lehrstühlen „Chemische Verfahrenstechnik“ und „Chemische Reaktionstechnik“ und am Energie Campus Nürnberg wurde dazu durch Prof. Arlt und Prof. Wasserscheid das Potenzial dieser Technologie für unsere zukünftige Energiewirtschaft erkannt, im Detail erforscht und weiter entwickelt. So steht neben dem „Carbazol“ seit kurzem ein weiteres LOHC zur Anwendung bereit, welches industriell verfügbar ist.

23 Mitglieder, darunter kleine und mittelständische Unternehmen, Universitäten und Forschungseinrichtungen sowie Großunternehmen, arbeiten übergreifend in dem Netzwerk „Modulares Wasserstoffkraftwerk und Energiespeicher“ zusammen. Eine Auflistung der Mitglieder wird in der Tabelle 1 dargestellt.

Das Netzwerk wurde am 1. Januar 2013 gestartet und befindet sich seit Februar 2014 in der zweiten Netzwerkphase. Die EurA Innovation GmbH aus Zella-Mehlis hat auf Initiative der ersten Partner das Netzwerk gebildet und wurde mit dem Netzwerkmanagement beauftragt. Das Unternehmen verantwortet sowohl das inhaltliche Konzept als auch die Gesamtkoordination aller Beteiligten. Während der Laufzeit wurden bereits mit den Partnern gemeinsam die technischen Vorgaben für die erforderlichen Komponenten erarbeitet und die Grundlagen und Schnittstellen für die anlagentechnische Umsetzung definiert. Des Weiteren konnten bereits erste Projekte auf dem Gebiet der Wasserstofferzeugung, der Speicherung des Wasserstoffes mit Hilfe von LOHC und der mobilen Anwendung gestartet werden. In den sich anschließenden Arbeitsphasen sollen die einzelnen Komponenten und letztendlich das gesamte Kraftwerk zur Marktreife entwickelt werden. Die Entwicklung der einzelnen Module wird dann anteilig durch die Unternehmen und zu beantragende Entwicklungsprojekte finanziert.

Tabelle 1: aktuelle Netzwerkpartner

Nr.	Unternehmen/ Einrichtung
1	AREVA GmbH
2	BIAZZI SA
3	Clariant Produkte (Deutschland) GmbH
4	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR)
5	EMB-Elektromaschinenbau GmbH
6	Fachhochschule Stralsund
7	Foinest e.V. - Forschungs- und Innovationszentrum für Energiespeichertechnologie
8	Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg
9	Grünbeck Wasseraufbereitung GmbH
10	Grundgrün Energie GmbH
11	Hydrogenious Technologies GmbH
12	isle Steuerungstechnik und Leistungselektronik GmbH
13	ka-tec GmbH
14	KUMATEC GmbH
15	Merkle & Partner GbR
16	POMA Maschinen- und Anlagenbau GmbH
17	Schlemmer Prozess Systeme GmbH
18	SunEnergy Europe GmbH
19	Technische Universität Ilmenau
20	Universität Rostock
21	Völkl Motorentechnik GmbH
22	Wankel Supertec GmbH
23	EurA Innovation GmbH

2. Das „Modulare Wasserstoffkraftwerk“

Das Umsetzungskonzept für das modulare Wasserstoffkraftwerk basiert im Wesentlichen auf der Entwicklung von drei Modulen: Modul 1 als Verstromungsmodul, Modul 2 als Speichermodul für Wasserstoff und Modul 3 als Wärmespeicher, welche zusammen einen Kraftwerksblock bilden. Jeder Block kann standortunabhängig in das Stromnetz integriert werden. Durch Zusammenschalten der einzelnen Blöcke (virtuelles Kraftwerk) ergibt sich ein erheblicher Beitrag zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität sowie der Versorgungssicherheit.

Dieser modulare Aufbau und das Gesamtziel des Netzwerkes ist in Abbildung 1 dargestellt.

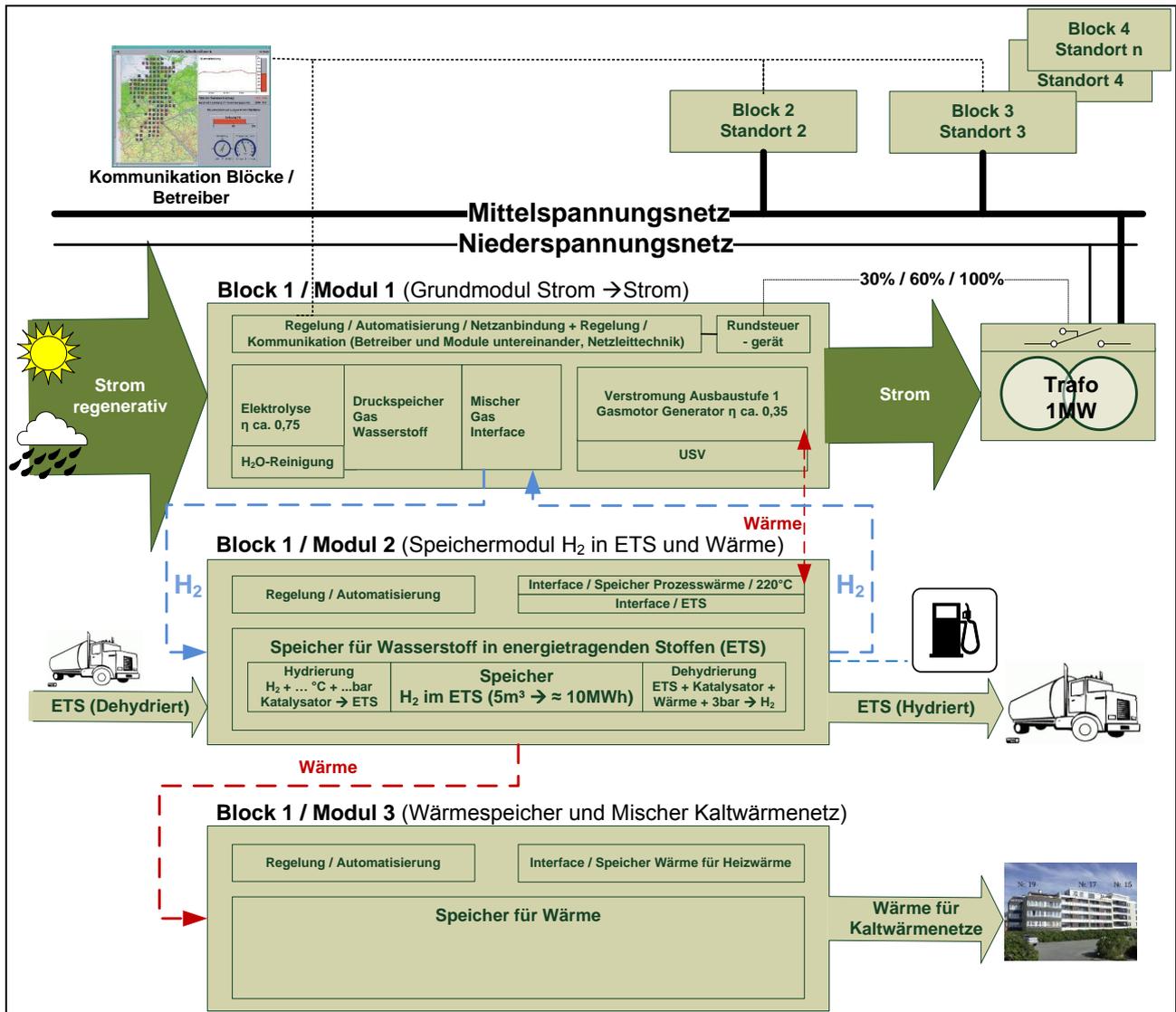


Abbildung 1: Aufbau des modularen Wasserstoffkraftwerkes

Im nachfolgenden werden die einzelnen Module beschrieben.

Der über Elektrolyse erzeugte Wasserstoff, wird für den kurzfristigen Bedarf als Gas in einem Zwischenspeicher in Modul 1 vorgehalten und gespeichert. Dadurch kann in kurzer Zeit die Anlage hohe Leistungen zur Verfügung stellen, während dessen das Modul 2, der chemische Speicher (LOHC), anfährt und größere Energiemengen bereitstellt.

Damit Modul 1 am Primär- und Sekundärregelkreis teilnehmen und entsprechend positive (Wiederverstromung) wie auch negative (Elektrolyseur) Regelenergie anbieten kann, muss eine Leistung von mindestens 1 MW als Primärregelleistung und 5 MW als Sekundärregelleistung zur Verfügung gestellt werden. Diese soll, wenn nötig, über das gemeinsame Anfahren mehrerer Kraftwerksblöcke an unterschiedlichen Standorten realisiert werden. Außerdem wird in Modul 1 eine autarke Akkumulator-Energieversorgung eingesetzt, die einen Kaltstart ohne Netzanbindung sowie ein schnelles Anfahren des Verbrennungssystems ermöglicht. Die Akkumulator-

Energieversorgung überbrückt im Sekundenbereich die Energie, die im Primärregelkreis bei Abruf benötigt wird, bis die Stromversorgung über die Wasserstoffverbrennung angefahren ist. Durch diese Kombination werden die Vorzüge der Akkumulator-Technologie mit den Vorzügen des chemischen Speichers gekoppelt. Außerdem ist der Akkumulator mit der entsprechenden Regelelektronik in der Lage Netzschwankungen und Störungen auszuregeln.

Modul 2 ermöglicht die Speicherung sehr großer Energiemengen in sehr kompakter Form. Der für den Einsatz verwendete energietragende Stoff besitzt bei Beladung mit Wasserstoff eine Energiedichte von etwa 2 kWh je kg. Das Modul 2 ist für die kostengünstige und effektive Energiespeicherung und für die Betrachtung der Gesamtkosten ausschlaggebend. Die Lagerung des LOHCs soll drucklos und ohne spezielle Anforderungen an die Temperatur erfolgen. Im gebundenen Zustand diffundiert der Wasserstoff nicht aus dem Behälter und die Flüssigkeit kann nicht explodieren. Der Sicherheit bzw. dem sicheren Betrieb des Systems wird höchste Priorität beigemessen.

Die Menge des LOHCs ist abhängig vom erwarteten Betriebszustand der Anlage und der notwendigen prognostizierten Regelenergie. Sollte sich beispielsweise aufgrund der größeren Entfernung eines Windparks zu den Verbrauchern eine große Differenz von Erzeugung und netznahem Verbrauch ergeben, könnte das beladene LOHC auch per Tankwagen oder Schiff zum Verbraucher transportiert werden (dies jedoch immer unter der Berücksichtigung der Ökobilanz).

Modul 3 dient dem Wärmemanagement und soll anfallende Abwärme speichern und sie dem Verbraucher zur Verfügung stellen. Auch hier ist der modulare Ansatz wichtig, denn die Energiemenge wird durch den angeschlossenen Speicher bestimmt.

3. Vorstellung der LOHC-Speichertechnologie am Beispiel der Demonstrationsanlage

Die für die Wasserstoffspeicherung in Modul 2 notwendige Hydrierung und Dehydrierung sind katalytische Reaktionen und finden unter erhöhter Temperatur und Druck statt. Die Vorteile der Nutzung von LOHC als Wasserstoffspeicher liegen in der einfachen Transport- und Lagermöglichkeit (bei Umgebungstemperatur flüssig und drucklos speicherbar), der netzunabhängigen Verfügbarkeit und der Sicherheit. Weiterhin kommt es aufgrund des Aggregatzustandes nicht zu Diffusionsverlusten (Permeation) und eine längerfristige drucklose und verlustfreie Speicherung von Wasserstoff bei geringem Platzbedarf ist möglich.

Mitte Oktober 2013 wurde der mechanische Aufbau, d.h. die Installation der Komponenten, für die Demonstrationsanlage des Moduls 2 abgeschlossen (Abbildung 2).



Abbildung 2: Aufbau der Demonstrationsanlage in einem 20 ft Container; ©AREVA GmbH

Die Hydriereinheit wurde hinsichtlich EX-Schutz und Druckbehälter vom TÜV erfolgreich abgenommen. Die anschließende elektrische und hydraulische Inbetriebnahme konnte erfolgreich durchgeführt werden, sodass für 2014 unter anderem Parameter-tests, Zyklenversuche und Studien geplant sind, die von AREVA, Clariant und BIAZZI in enger Zusammenarbeit durchgeführt werden.

In der nachfolgenden Abbildung 3 werden die Hydrierungs- und Dehydrierungsanlagen aufgezeigt. Zum Einsatz kommen in der Testphase zum einen als flüssiger organischer Wasserstoffträger (LOHC) das bekannte Wärmeträgeröl „Marlotherm“ zum anderen kommerziell erprobte Katalysatoren (wie z.B. Ruthenium, Nickel oder Platin). Die Demonstrationsanlage erreicht eine „Leistung“ von ca. 50 kW und kann in einer Stunde $10 \text{ m}^3_{(\text{norm})}$ Wasserstoff speichern. Bei einem Tankvolumen von 150 l wird insgesamt ein Speichervolumen von bis zu 300 kWh erreicht.

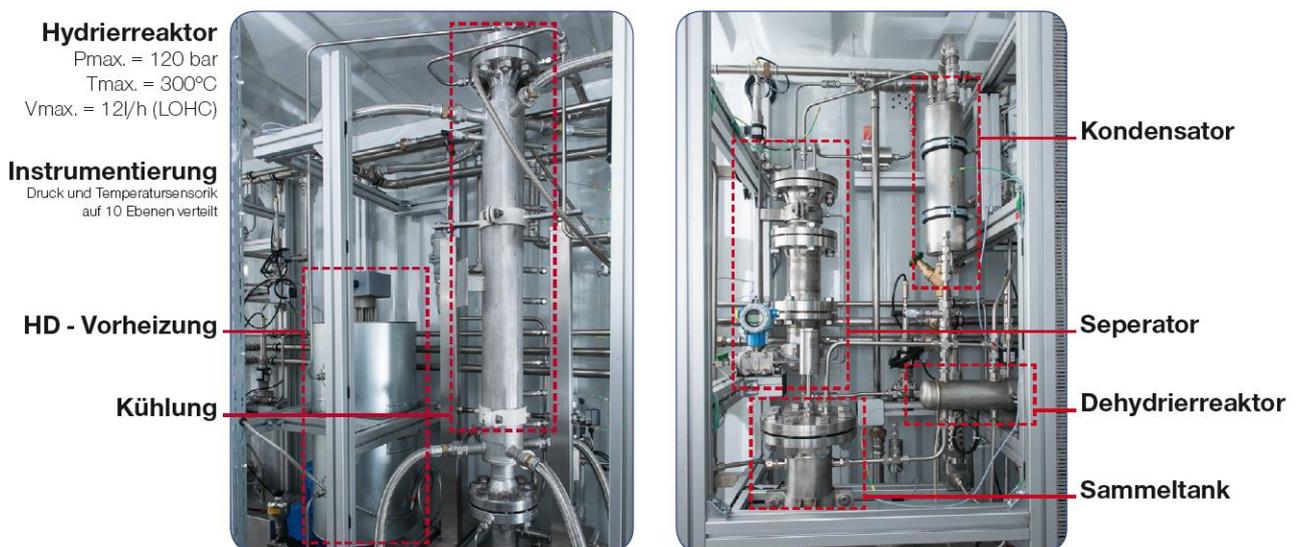


Abbildung 3: Hydrierung (links); Dehydrierung 1. Ausbaustufe (rechts); ©AREVA GmbH

Anfang Dezember 2013 wurde die Anlage, speziell der Hydrierreaktor, erstmalig in Betrieb genommen. Parallel dazu wird eine weitere kleinere Testanlage zur Ermittlung der optimalen Betriebsparameter und der Daten, die für die Auslegung der industriellen Demo-Anlage benötigt werden, bei BIAZZI in der Schweiz betrieben. Die Hydrierung arbeitet erfolgreich mit einer 80 bis 90-prozentigen Umwandlung, sodass momentan Screening Tests verschiedener Katalysatoren (Edelmetall / Basismetall) zur Kostenreduzierung sowie Versuche zur Wirkungsgraderhöhung (Anpassung von Temperaturen, Katalysatoren und Drücken) durchgeführt werden können. Anschließende Versuche sollen weitere Erkenntnisse zur Reduzierung der Nebenprodukte liefern. Die Nebenprodukte, welche in Spuren bei nicht sachgemäßem Betrieb anfallen können, sogenannte Zyklopentan-Verbindungen, führen zur Verringerung der nutzbaren LOHC-Menge.

Die Dehydrierung befindet sich zurzeit in der Inbetriebsetzung (Stand 3. Quartal 2014). Erste Testdurchführungen sollen die erzeugte Wasserstoffqualität untersuchen und verbessern - hierbei wird bewiesene Katalysator- und Reaktortechnologie als Ausgangspunkt verwendet. Durch die Dehydrierung gelangen LOHC-Produkte bzw. Öl-Dämpfe in den Wasserstoffstrom (Gaskreislauf), durch Separatoren sollen diese kondensieren und abgeschieden werden. Ausgehend von Untersuchungsergebnissen sollen anschließend Separator-Optimierungen durchgeführt werden, um die Reinheit zu erhöhen.

Die jetzigen Testergebnisse aus den Hydrierprozessen sowie Voruntersuchungen der Dehydrierung bestätigen die Labordurchführungen und stellen eindeutig das Potential der LOHC-Speichertechnologie hinsichtlich Upscaling in den kW / MW -Bereich dar.

[1] B. Müller, K. Müller, D. Teichmann, W. Arlt; Chemie Ingenieur Technik, Volume 83 (2011) Issue 11, Pages 2002-2013; DOI: 10.1002/cite.201100113

WASSER MIT SONNENLICHT SPALTEN – EINE ZUKUNFTSVISION

Bettina Hirdina-Falk

HIFA Consult H2 Technology, Heßstr. 29, D-80798 München, falkfrau@alice-dsl.net

Die Sonne – unser Energiespender

Die Sonne erzeugt Energie durch Kernfusion und sendet diese durch Strahlung an die Erde. Pflanzen nutzen diese Sonnenenergie und wandeln sie mittels Fotosynthese in chemische Energie um. Abgestorbene Pflanzen wurden seit etwa 3 Mrd. Jahren durch Faltung der Erdrinde komprimiert und in Erdöl, Erdgas und Kohle umgewandelt. Diese gespeicherte Sonnenenergie in Form fossiler Energieträger wird seit etwa 200 Jahren von uns systematisch geplündert.

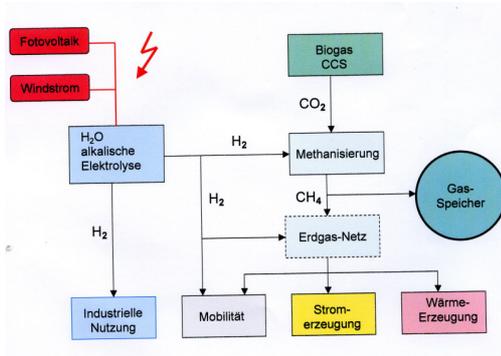
Die Situation der fossilen Energieträger Die fossilen Energiespeicher gehen unweigerlich zu Ende. Die Menschheit wird innerhalb von etwa 100 Jahren die gesamten Vorräte aufgebraucht haben.

Die Lösung: Direkte Nutzung der Sonnenenergie

In 1 Stunde trifft mit dem Sonnenlicht mehr Energie auf die Oberfläche der Erde als wir Menschen in 1 Jahr verbrauchen. Die direkte Nutzung der Sonnenenergie wird in Zukunft der einzig gangbare Weg sein, um den Energiebedarf der Menschheit zu decken, und ist bereits jetzt ein wesentliches Element bei der Umsetzung der Energiewende.

Aktuell wird Sonnenenergie zu Strom- und Wärmeerzeugung genutzt:

- Fotovoltaik (Solardächer, Fotovoltaikfabriken)
- Windenergie Solarthermie – Wärmegewinnung und Stromerzeugung (Almeria, Marokko, Ivanpah in USA)



Problematik: Strom lässt sich schlecht speichern

Eine Lösung für Stromspeicherung ist „Power-to-Gas“, nämlich Elektrolyse von Wasser unter Verwendung von überschüssigem Wind- und Solarstrom zu Wasserstoff und Sauerstoff. Wasserstoff lässt sich mit CO₂ weiter umsetzen zu zu Methangas CH₄ (Audi in Werlte, E.ON in Falkenhagen)

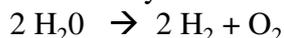
„Die rechnerische Speicherreichweite des Erdgasnetzes liegt bei 2000 Stunden, die des Stromnetzes bei 0,6 Stunden“ [1]

Bild 1: Schema für „Power-to-Gas“

Eleganter Weg: Wasser direkt mit Sonnenlicht spalten

Die Nutzung von Sonnenenergie durch Nachahmung und Optimierung der natürlichen Fotosynthese wird als „Künstliche Fotosynthese“ oder auch Fotokatalytische Wasserspaltung bezeichnet. Bei der natürlichen Fotosynthese wird Sonnenenergie von Pflanzen in chemische Energie umgewandelt

1. Stufe der Fotosynthese: Wasser wird in Wasserstoff und Sauerstoff umgewandelt:



2. Stufe der Fotosynthese: aus Wasserstoff und Kohlendioxid entsteht ein Kohlenwasserstoff:



Dabei handelt es sich um komplizierte Vorgänge, der Wirkungsgrad liegt bei knapp 1%. Aus energetischen Gründen eignet sich die 1. Stufe der Fotosynthese - die Wasserspaltung – am besten zur Gewinnung von Wasserstoff.

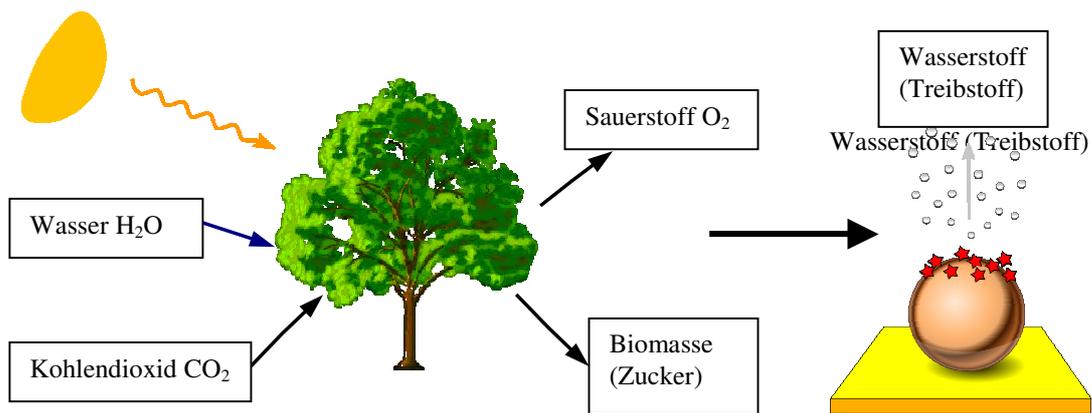


Bild 2: Von der natürlichen zur künstlichen Fotosynthese

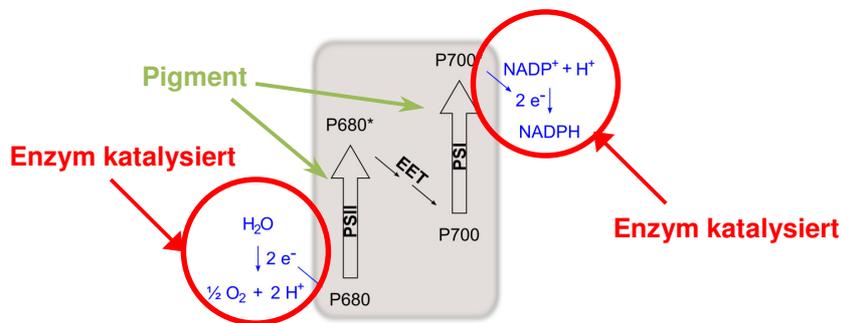


Bild 3: Das Z-Schema der natürlichen Fotosynthese

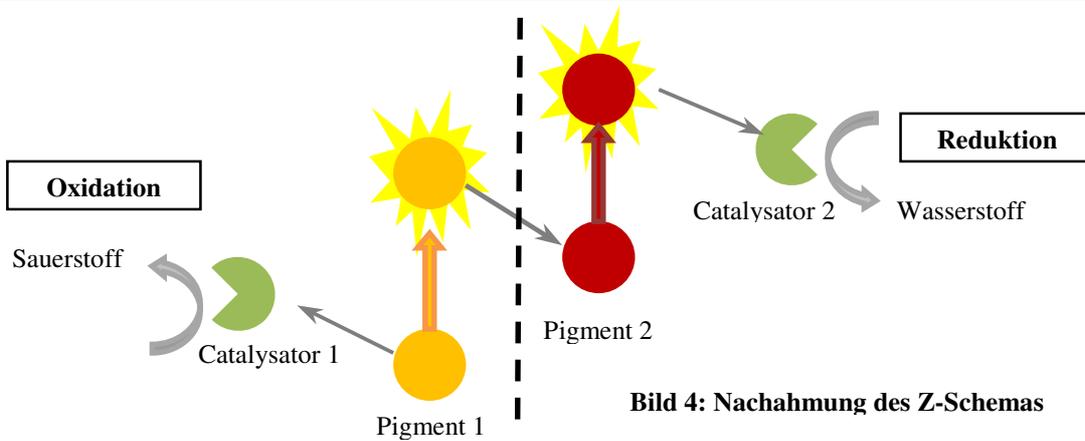


Bild 4: Nachahmung des Z-Schemas

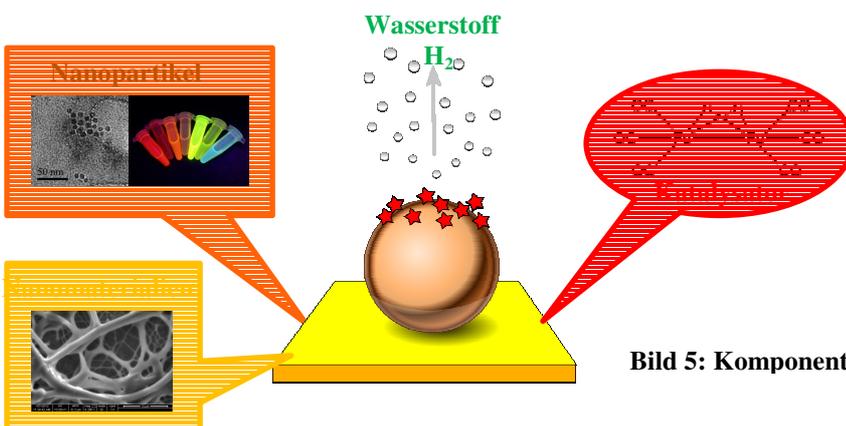


Bild 5: Komponenten für künstliche Fotosynthese

Herstellung von Lichtantennen mittels Nanotechnologie

Die Bottom-Up-Methode nutzt zur Herstellung von „Lichtantennen“ die physikalisch – chemischen Grundsätze der molekularen bzw. atomaren Selbstorganisation. Zunächst wird ein „Template“, ein schablonenartiger Abstandhalter gefertigt. Dafür gibt es spezielle Geräte, die mit fotolithografischen Methoden (Laser) auf z.B. Siliziumscheiben ein ganz feines Muster – im Nanomaßstab, nahezu im atomaren Bereich - einätzen. Halbleiteratome (Quantenpunkte) wachsen als selbstorganisierende Epitaxieschichten (Kristalle) auf der Schablone weitgehend defektfrei auf und anorganische Katalysatormoleküle lagern sich auf den Halbleiteratomen an. Diese sind gegenüber den organischen Katalysatoren stabiler und weitgehend unempfindlich gegen Zerstörung durch Sauerstoff und Licht.

Realisierung fotokatalytischer H₂-Gewinnung

Die Kathode (negativer Pol, p-Halbleiter) als Lichtantenne fungiert zur Reduzierung von Wasser zu Wasserstoff. An der Anode (positiver Pol, n-Halbleiter) als Lichtantenne findet Oxidation von Wasser zu Sauerstoff statt. Kathode und Anode werden durch eine elektronendurchlässige Membran getrennt. Der Aufbau ist vergleichbar einem Elektrolyseur mit dem Unterschied, dass die erforderliche Energie direkt von der Sonne geliefert wird.

Wasserstoff H₂ zu Methangas CH₄

Wasserstoff kann mit CO₂ zu CH₄ (Methan) umgesetzt werden (Sabatier-Verfahren, ca. 60% Wirkungsgrad): $4 \text{ H}_2 + \text{CO}_2 \rightarrow \text{CH}_4 + 2 \text{ H}_2\text{O}$ „Sonnengas“

Das von Etogas, ZSW Stuttgart und dem Fraunhofer IWES optimierte Verfahren ist bereits bestehende Technologie (Fa. Audi in Werlte). Wissenschaftler haben dafür im Projekt iC4 (integrated Carbon Capture, Conversion and Cycling) einen neuen Kobalt-Katalysator entwickelt, der einen Wirkungsgrad von > 92 % verspricht.

Treibstoffe aus Methan

Methangas kann mit bereits bekannten chemischen Verfahren zu Treibstoffen weiter verarbeitet werden

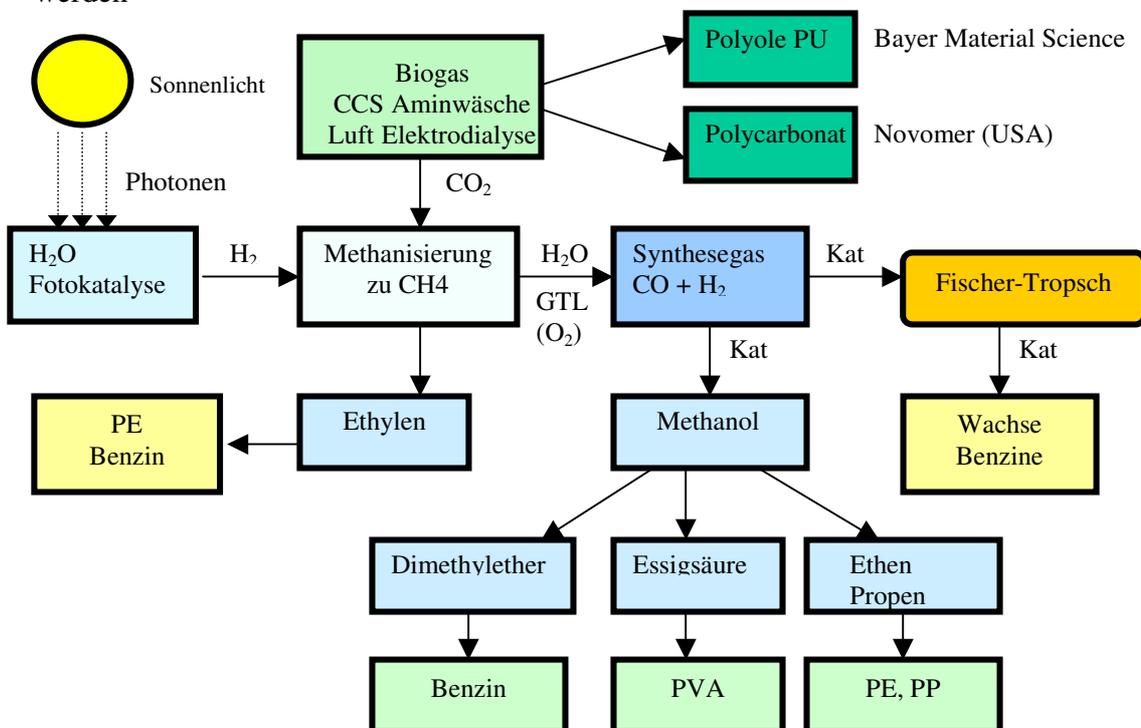


Bild 6: Synthese von Treibstoffen aus „Sonnengas“

Künstliche Fotosynthese: Stand der Entwicklung

Fast alle Verfahren sind bisher lediglich im Labormaßstab entwickelt worden, z.B.:

Fotokathoden zur Reduktion: $4 \text{H}^+ + 4\text{e}^- \rightarrow 2 \text{H}_2$

p-Silizium+InP+Fe-Kat ; InP; $\text{TiO}_2 + \text{Pt}$; C_3N_4 auf Si oder CuFeS_2 (Chalkopyrit); $\text{In}_x\text{Ga}_{1-x}\text{N}$

Fotoanoden zur Oxidation: $2 \text{H}_2\text{O} - 4\text{e}^- \rightarrow \text{O}_2 + 4 \text{H}^+$

Hämatit (Eisenoxid); Silizium+Eisenoxidschicht; $\text{TiO}_2\text{-Nb}_2\text{O}_5$; SrNbO_2N ; $\text{BiVO}_4 + \text{Wo}$

Katalysatoren: Eisenkomplexe, Platin Pt, $\text{Co}_3(\text{PO}_4)_2$

Stand der Technik

Sun Catalytix (Cambridge) arbeitet an der Entwicklung kleiner Anlagen, die dezentral Häuser mit Wasserstoff versorgen können. Der Wasserstoff soll zur Stromerzeugung mittels Brennstoffzellen dienen.

HyperSolar (Santa Barbara) entwickelt ein zum Patent angemeldetes H_2 Generator System, mit dem Wasserstoffgewinnung auch aus verschmutztem Wasser möglich ist, indem die Oberflächen durch spezielle Polymerbeschichtung vor Korrosion geschützt werden. Das System steht laut Firmenaussage kurz vor der Markteinführung.

ODB-TEC (Neuss) bietet ein patentiertes $\text{TiO}_2 + \text{TiO}_2/\text{Pt}$ -System. Wirkungsgrad liegt bei ca 1%. Das Produkt ist marktreif, wird aber wegen der hohen Kosten wenig verlangt.

Fazit und Ausblick

Die Erzeugung von „Sonnengas“ ist nach dem heutigen Stand der Wissenschaft die sinnvollste weil direkte Methode, um in der Zukunft speicherfähige Energie und Treibstoffe zu erzeugen.

Die Entwicklungen sind teilweise so weit gediehen, dass eine technische Umsetzung möglich ist – noch sind die Kosten zu hoch! Außerdem fehlt noch ein Gesamtkonzept, wie die Erzeugung von „Sonnengas“ in Zukunft realisiert werden könnte.

Markus Antonietti, ein führender Wissenschaftler auf dem Gebiet der photokatalytischen Wasserspaltung: „*Wie die heutigen Solarzellen ließen sich künstliche Fotosynthese-Systeme etwa auf Dächern installieren. Bei einer Lichtausbeute von 10% könnten sie z.B. 300 t Methanol/ha.Jahr liefern*“[2]

Quellen:

[1] Zitat Stefan Rieke, Fa. ETOGAS, Stuttgart

[2] S. Wohlgemut, M. Antonietti, Spektrum der Wissenschaft, Sept.2013, Seite 45

Bild 1: Eigene Darstellung

Bild 2: Dr. Thomas Nann, UniSA, Adelaide

Bild 3: Dr. Thomas Nann, UniSA, Adelaide

Bild 4: Dr. Thomas Nann, UniSA, Adelaide

Bild 5: Dr. Thomas Nann, UniSA, Adelaide

Bild 6: Eigene Darstellung

Schlüsselwörter: Künstliche Fotosynthese, Wasserspaltung, Stromspeicherung, Wasserstoff, Methan, Treibstoffe, Sonnengas

Wasser mit Sonnenlicht spalten – eine Zukunftsvision

Der Rückgang an fossilen Reserven gespeicherter Sonnenenergie erfordert für die Zukunft eine vollständige Umstellung auf die unmittelbare Nutzung der Sonnenenergie. Aktuell wird Sonnenenergie direkt mittels Photovoltaik, Solarthermie, Windenergie und „Power to Gas“ hauptsächlich zur Stromerzeugung genutzt. Die Problematik der Stromspeicherung und die Notwendigkeit, Kohlenwasserstoffe für die chemische Industrie auch ohne fossile Reserven zu erzeugen, haben Forscher auf den Gedanken gebracht, die Fotosynthese der Pflanze zu imitieren und mit moderner Technologie den Wirkungsgrad der solaren Wasserspaltung zu verbessern. Der aktuelle Stand der Forschung wird dargestellt, die technischen Verfahren zur Gewinnung und Nutzung von Wasserstoff- und Methangas („Sonnengas“) und die Möglichkeiten der Synthese von Treibstoffen aus „Sonnengas“ werden beschrieben.

Water Splitting by Solar Light – a Vision for the Future

The decline of fossil fuel reserves requires a total change of the direct use of solar energy. Currently solar energy is mainly used for the generation of electricity by means of photovoltaic, solar thermal power, wind energy and “power-to-gas”. The problem of storing electricity and the need of producing hydrocarbons for the chemical industry without using fossil fuels has given researchers the idea of imitating the photosynthesis of plants and to optimise the efficiency of solar water splitting by modern technology. The current state of research, the technical procedures for the production and the use of hydrogen and methane gas(“solar gas”) and the facilities of “solar fuel” synthesis are described in the lecture.

„Vorgehensweise zur Steigerung der Energieeffizienz in Produktionsbetrieben der Bahnbranche“

Dipl.-Ing.(FH) S. Hohenstein, Prof. Dr.-Ing. C. Langowsky
Fachhochschule Brandenburg, Magdeburger Straße 50, D-14770 Brandenburg an der Havel,
sven.hohenstein@fh-brandenburg.de

Schlüsselwörter: Energieeinsparung, Energieeffizienz, Bahnbranche, Produktion, Energieproduktivität, Schienenfahrzeuginstandhaltung, 3-Schritt-Methode

Zusammenfassung

Das Thema der Energieeffizienz in Produktionsbetrieben nimmt stark an Bedeutung zu. Die Produktionsbetriebe haben erkannt, dass neben der Arbeitsproduktivität die Energieproduktivität ein zunehmender Wettbewerbsfaktor ist. Um die Energieproduktivität steigern zu können, muss die Energieeffizienz neben der Energieeffektivität betrachtet werden. Die Identifikation und Bewertung von Energieeffizienzmaßnahmen im Zusammenhang mit den komplexen energetischen Wirkbeziehungen ist für die Produktionsbetriebe außerordentlich schwierig. Um die Beurteilung von Energieeffizienzmaßnahmen zu unterstützen, wurde eine Drei-Schritt-Methode erstellt, die es ermöglicht, Energieeffizienzpotentiale zu identifizieren. Die Bewertung von Energieeffizienzmaßnahmen soll mit einem dynamischen Modell unter Einflussnahme der komplexen Wirkbeziehungen durchgeführt werden.

Abstract

The theme of energy efficiency in manufacturing plants growing strongly in importance. The production companies have recognized that in addition to word productivity, energy productivity is a significant competitive factor. In order to increase energy productivity, energy efficiency must be considered in addition to energy effectivity. The identification and evaluation of energy efficiency measures in the context of the complex relationship between the influencing factors is extremely difficult for the energy officers in manufacturing plants. To support them, a Three-Step-Method is created, which makes it possible to efficiently identify potential. In view of the evaluation of energy efficiency measures, a dynamic model will be developed, which enables an assessment depending on the influencing factors to support an implementation decision.

1. Entwicklung der Bedeutung „Energieproduktivität“ für Produktionsbetriebe

Bis zur Erfindung moderner Maschinen konnte der Mensch die Umwelt nur durch den Einsatz von menschlicher und tierischer Muskelkraft, dem Wind oder dem Wasser nutzen. Zu dieser Zeit war der Energieeinsatz für den zu erzielenden Nutzen gering und die Produktivität war limitiert. Erst durch den Einsatz von Maschinen konnte die Produktivität stark gesteigert werden, was jedoch einen deutlich höheren Energieeinsatz zur Folge hatte. Eindrucksvolle Beispiele finden sich u.a. im Bereich der Landwirtschaft oder des Tagebaus, wo eine geringe Anzahl von Menschen mittels Maschinen und hohem Energieeinsatz sehr große Stoffströme bewegt. Im Tagebau Garzweiler fördert ein Mitarbeiter ca. 60 Tonnen Braunkohle am Tag, was ohne den Einsatz von Maschinen nicht möglich wäre. [1]

Neben dem Einsatz von Maschinen war die Senkung der Transportkosten durch das Eisenbahnwesen ein weiterer Wachstumsfaktor der deutschen Wirtschaft. Die Transportkosten konnten um ca. 75 % pro Tonnenkilometer bis zum Jahr 1913 gesenkt werden. [2]

Durch den Einsatz von Maschinen und dem Ausbau der Transportwege konnte der Wohlstand der Gesellschaft angehoben werden, indem Produktionskosten gesenkt, die Produktqualität gesteigert und die Vertriebswege erweitert werden konnten. Um diesen Wohlstand aufzubauen und auszubauen, werden jedoch große Energiemengen benötigt. Durch die Erkenntnisse der heutigen Gesellschaft über die Endlichkeit der Ressourcen und der Minderung der Treibhausgasemissionen zur Schonung der Umwelt hat die Energieproduktivität einen hohen Stellenwert u.a. in Unternehmen erlangt. Denn steigende Energiekosten sind bei einem unsachgemäßen Umgang mit Energie ein zentraler ein Wettbewerbsfaktor.

Die Energieproduktivität beschreibt das Verhältnis von Produktionsoutput zu Energieinput und wird charakterisiert durch die Energieeffektivität und die Energieeffizienz, d.h. „Die richtigen Dinge tun“ und „Die Dinge richtig tun“. [3]

Die Identifikation und Bewertung von Energieeinsparmaßnahmen ist Aufgabe der Energiebeauftragten eines Produktionsbetriebes. Jedoch ist diese Aufgabe von hoher Komplexität, denn Energieeinsparmaßnahmen sind in den Wirkbeziehungen zum Gesamtenergieverhalten eines Produktionsbetriebes zu beurteilen. Aus diesem Grund wird eine systemische, systematische und methodische Vorgehensweise erstellt, die bei nicht vollständiger Analyse des gesamten Energienetzes eines Produktionsstandortes in drei Schritten zur Identifikation von Energieeinsparmaßnahmen führt, welche in einem Modell unter Einbeziehung der Wirkbeziehungen beurteilt werden.

2. Methodische Vorgehensweise

Eine systematische Vorgehensweise ist die Grundvoraussetzung, um eine energetische Optimierung von Produktionsbetrieben strukturiert durchzuführen. Am Beispiel eines Produktionsstandortes der Schienenfahrzeuginstandhaltung wurde die Drei-Schritt-Methode, bestehend aus Strukturierung des Produktionsbetriebes, energetische Analyse und Ranking der Energieverbraucher sowie Identifikation von Optimierungsmaßnahmen, durchgeführt. Mit Hilfe dieser Methode konnte an einem Schienenfahrzeuginstandhaltungswerk ein energetisches Einsparpotential von ca. 16 % des Werksgesamtenergieverbrauches bei wirtschaftlichen Investitionskosten identifiziert werden. Aktuell werden weitere Produktionsstandorte der Schienenfahrzeuginstandhaltung und der Schienenfahrzeugherstellung nach dieser Methode untersucht.

Schritt 1: Strukturierung

Dieser Schritt setzt eine systemische und systematische Strukturierung des zu untersuchenden Produktionsbetriebes voraus. Um ein System zu strukturieren, müssen zu Beginn die Systemgrenzen festgelegt werden. Im untersuchten Fallbeispiel wird das Produktionsgebäude als Systemgrenze festgelegt, da dieses den Hauptenergieverbraucher auf der Liegenschaft darstellt. In einem Produktionsgebäude werden die Verbraucher in prozesstechnische Energieverbraucher, wie bspw. Drehmaschinen und haustechnische Energieverbraucher, wie bspw. Beleuchtung klassifiziert, denn die relevanten Verbraucher werden dieser Klassifizierung zugeordnet. Diese wird vorgenommen, um in einem weiteren Schritt eine energetische Bewertung von verschiedenen Produktionsbetrieben der Bahnbranche durchführen zu können.

Schritt 2: Energetische Analyse und Ranking

Im Anschluss an die Strukturierung des Produktionsstandortes beginnt die Analyse der vorhandenen Energiedaten eines Produktionsbetriebes und die Zuordnung dieser Daten in die Systemstruktur, sodass zu den Energieverbrauchern die entsprechenden Energieverbräuche transparent dargestellt werden. Vorhandenen Datenlücken werden durch Messungen vervollständigt.

Nach der energetischen Analyse werden die Verbraucher in einem Ranking gegenübergestellt, sodass die Hauptverbraucher identifiziert werden können (siehe Abbildung 1). Das Ranking beginnt bei dem energieintensivsten Verbraucher und endet mit dem Verbraucher, der die geringste Energiemenge benötigt.

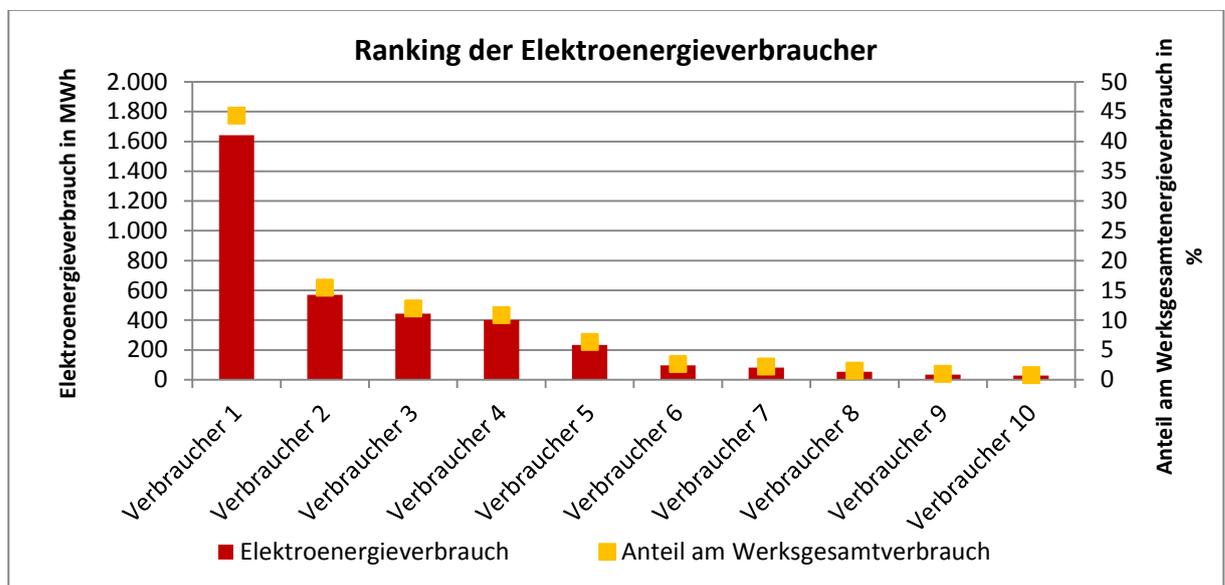


Abbildung 1: Ranking der Energieverbrauchsstellen am Beispiel der Elektroenergie

Schritt 3: Identifikation von Optimierungsmöglichkeiten

Bei der energetischen Optimierung der Produktionsbetriebe wird mit den energieintensivsten Verbrauchern begonnen (siehe Abbildung 2: der Verbraucher 1 bis Verbraucher 5). Zu diesen Verbrauchern werden Optimierungsmaßnahmen identifiziert und wirtschaftlich bewertet (siehe Abbildung 2). Die Optimierungsmaßnahmen entstehen durch einen Vergleich mit einer energieeffizienteren Technologie, der Änderung in der Betriebsweise der Verbraucher oder einer verbesserten Steuerung und Regelung der Verbraucher.

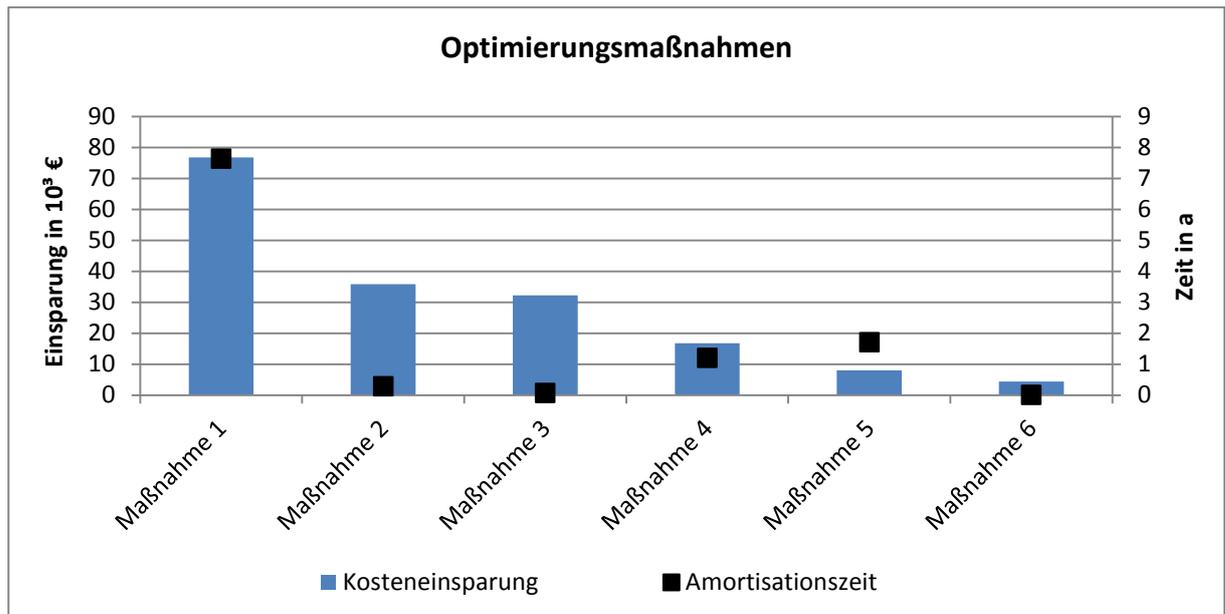


Abbildung 2: Ausgewählte Maßnahmen am Beispiel der Elektroenergie

3. Modell zur komplexen Bewertung von Energieeffizienzmaßnahmen

Mit Hilfe dieser Methodik können Energieeinsparpotentiale und mögliche Maßnahmen effizient identifiziert werden. Jedoch kann es vorkommen, dass für einen Verbraucher unterschiedlichste Energieeinsparmaßnahmen, von Beeinflussung der Steuerung und Regelung bis zum kompletten Technologiewechsel, existieren. Aus diesem Grund ist es sinnvoll, die Auswirkungen von möglichen Energieeffizienzmaßnahmen auf das Gesamtenergieverhalten eines Produktionsbetriebes zu untersuchen, um eine Umsetzungsentscheidung für eine Maßnahme treffen zu können. Beispielsweise kann ein Technologiewechsel in der Fertigung zu einem erhöhten Aufwand in der Haustechnik führen indem bspw. Zusatzaggregate zur Klimatisierung installiert werden müssen. Um das Gesamtenergieverhalten abschätzen zu können, müssen die entsprechenden Einflussfaktoren und deren Wirkung bekannt sein.

Ein weiteres Ziel ist der energetische Vergleich von Produktionsbetrieben innerhalb der Bahnbranche. Aufgrund der komplexen Einflussfaktoren ist es außerordentlich schwierig, mehrere Produktionsbetriebe miteinander zu vergleichen und eine energetische Bewertung bspw. durch verschiedene Kennzahlen oder ähnlichem zu ermöglichen. Im Weiteren wird ein möglicher Lösungsansatz beschreiben.

Herangehensweise zur Bewertung von Produktionsbetrieben der Bahnbranche

Zur Bewertung der Produktionsbetriebe werden die Energieverbräuche in prozesstechnische und haustechnische Energieverbräuche klassifiziert, weil diese einen unterschiedlichen Stellenwert an der Herstellung eines Produktes haben.

- Die prozesstechnischen Energieverbräuche steigern den Wert des Produktes, weil diese zur Veredelung des Produktes eingesetzt werden. Somit ist der Kunde dieses Produktes bereit, die entstehenden prozesstechnischen Energiekosten zu zahlen.
- Die haustechnischen Energieverbräucher steigern nicht den Wert des Produktes, jedoch sind diese zwingend für die Aktivitäten zur Herstellung eines Produktes notwendig.

Dies bedeutet, dass Produktionsbetriebe energetisch optimal an das zu produzierende Produkt angepasst sein müssen, damit ein möglichst großer Anteil des Gesamtenergieverbrauches für die direkte Wertschöpfung eingesetzt wird. In Beispielen wurde festgestellt, dass die haustechnischen Energieverbräuche einen hohen Anteil am Gesamtenergieverbrauch haben können. [4]

Die prozesstechnischen und haustechnischen Energieverbräuche werden von unterschiedlichen Einflussfaktoren bestimmt. Die prozesstechnischen Verbräuche werden direkt u.a. durch die Art der Fertigung, dem Stand des Produktionsequipments oder der Produktionsauslastung beeinflusst. Die haustechnischen Energieverbräuche werden direkt u.a. durch die Witterung, den Stand der Haustechnik oder der Gebäudehülle bestimmt. Des Weiteren können indirekte Wirkbeziehungen bestehen, bspw. bei der Oberflächenbehandlung, die bei niedrigerer Außenlufttemperatur eine höhere Energiemenge zur Erwärmung der Zuluft benötigt, um bspw. die Trocknung des Lackes zu gewährleisten. Es entsteht ein Wirkgefüge aus den Beziehungen der Einflussfaktoren, die den Gesamtenergieverbrauch eines Produktionsbetriebes bestimmt.

Im Ausblick soll dieses Wirkungsgefüge in einem dynamischen Modell beschrieben werden (siehe Abbildung 3). Dieses Modell beinhaltet die Abhängigkeiten und Einflussfaktoren der verschiedenen Verbraucher und simuliert das Zeitverhalten des Energieverlaufes unter Angaben von bestimmten Randbedingungen.

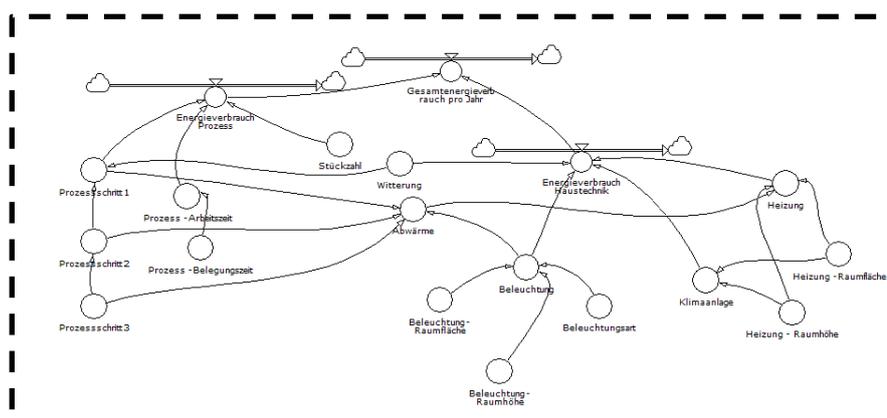


Abbildung 3: Exemplarischer Entwurf eines Wirkgefüges in einem dynamischen Modell

4. Quellenangabe

- [1] Tagebau Garzweiler unter <http://www.rwe.com/web/cms/de/59998/rwe-power-ag/standorte/braunkohle/garzweiler/> (05.09.2014, 10.30.MEZ)
- [2] U. Pfister: *Deutsche Wirtschaft seit 1850 - Anfänge der Industrialisierung*, Westfälische Wilhelms-Universität Münster, **2008**, S.9
- [3] P. F. Drucker: *Managing for Business Effectiveness*, Harvard Business Review, Mai/Juni 41 (**1963**)
- [4] J. Engelmann: *Methoden und Werkzeuge zur Planung und Gestaltung energieeffizienter Fabriken*, Dissertation, Technische Universität Chemnitz, **2008**

Technische und physiologische Nutzenergie - die Gemeinsamkeiten und Unterschiede

Prof. Dr.-Ing. Vollrath Hopp

Universität Rostock, Odenwaldring 31, 63393 Dreieich, vollrath.hopp@gmx.de

Wird von Energie gesprochen, so ist in der Regel die Nutzenergie gemeint, d. h. diejenige Energie, die in Arbeit umgewandelt werden kann. In den fossilen Rohstoffen (Kohle, Erdöl, Erdgas) und der physiologischen Energie (Nahrungs- und Futtermittel) liegt die mögliche Nutzenergie als chemische Energie gespeichert vor. Ihre Urquellen sind in beiden Fällen die Fotosynthese. Die fossilen energetischen Rohstoffe haben sich in vielen Millionen Jahren aus den Fotosyntheseprodukten unter Luftausschluss gebildet. Während der Umwandlung der chemischen Energie aus den fossilen Rohstoffen in technische Nutzenergie entsteht Wärmeenergie (Bewegungsenergie) bei sehr hohen Temperaturen. Es handelt sich um einen einstufigen Oxidationsvorgang. Physiologische Energie wird ebenfalls durch Oxidation in Nutzenergie umgesetzt. Es sind vielstufige Langzeitprozesse in Gegenwart von Enzymen. Außerdem gilt es zu unterscheiden durch Oxidation mittels Luftsauerstoff z. B. die Atmung, und unter Ausschluss von Luftsauerstoff, wie z. B. die alkoholische Gärung, Milchsäuregärung, Fäulnis. Die gespeicherte chemische Energie wird teilweise wieder in chemische Energie (Freie Reaktionsenergie ΔG) umgesetzt und gespeichert, aber auch als Wärmeenergie freigesetzt.

When speaking about energy, generally useful energy which is converted into work is meant. In this report only fossil technical energy sources are compared with physiological energies. In the fossil energy sources and in the physiological energies (food and fodder) the possible useful energy is stored as chemical energy. In both cases the photosynthesis is the starting reaction for the storage of chemical energy. The fossil energy sources are produced from substances of photosynthesis under exclusion of air in several hundred million of years. Heat energy is set free with very high temperatures during the transformation of chemical energy in technically useful energy by combustion from fossil energy sources. This is a single stage oxidation process. Physiological energy is converted likewise in useful energy by oxidation. But these are multi-stage longtime processes in the presence of enzymes. Besides the oxidation by atmospheric oxygen (aerobic), e.g. respiration, must be distinguished from oxidation under exclusion of air (anaerobic) e.g. alcoholic fermentation, lactic fermentation and putrefaction. In these processes mentioned last the stored chemical energy is partly converted again into chemical energy (free reaction enthalpy, ΔG) and another part is set free as heat energy.

Es ist sinnvoll, die Energien nach ihrem Wirkungsbereich zu unterteilen. Nämlich in den Bereich der **Technik** und der **biologischen Systeme** (Abb. 1).

Die fundamentalen Erfahrungssätze, die thermodynamischen Hauptsätze, gelten sowohl im technischen als auch biologischen Sektor [3].

Folgende Energiearten sind zu unterscheiden:

Kosmische Energie

Magnetische Energie

Kernenergie (Einsteinenergie)

Elektrische Energie

Außer in Batterien kann elektrische Energie nicht gespeichert werden.

Wärmeenergie ist eine besondere Energieform und Teil der „Inneren Energie“

Dampf, Gase, Flüssigkeiten und Feststoffe enthalten gespeicherte Wärmeenergie. Alle Energien können 100%ig ineinander und in Arbeit umgewandelt werden, auch in Wärmeenergie. Dagegen kann Wärmeenergie nicht zu 100 % in die übrigen Energieformen und in Arbeit umgewandelt werden (2. Hauptsatz der Thermodynamik).

Mechanische Energie

Kinetische Energie (Bewegungsenergie), z. B. Wasserkraft – Gezeitenkraft – Windkraft) Potentielle Energie (Energie der Lage), z. B. Schwerkraft (Gravitation)

Wasser und Nutzenergie

Ohne eine ausreichende Energiebereitstellung kann unsere übersiedelte urbanisierte Welt mit zurzeit 7,2 Mrd. Menschen nicht mit Süßwasser versorgt werden. Die Aufbereitung von Süßwasser zu Trinkwasser bzw. die Entsalzung von Meerwasser zu Süßwasser einerseits und die Reinigung und Klärung von Abwässern bzw. gebrauchtem Wasser andererseits sind die beiden bedeutenden sich ergänzenden Wassertechnologien unserer industrialisierten Welt. Beide Technologien sind sehr energieaufwändig. Damit hat sich mit dem Wasser noch eine dritte Technologieschiene entwickelt. Nämlich die Ausnutzung des Wassers als Energiespeicher, Energieumwandler und Energietransportmedium. *Wasser und Nutzenergie* stehen in unmittelbarer enger Wechselbeziehung. *Ohne Wasser keine technische und physiologische Nutzenergie wie z. B. elektrischer Strom bzw. Nahrung und ohne technische Nutzenergie kein Süß- und Trinkwasser.*[4]

Chemische Energie

ist gespeicherte Energie in Stoffen, z. B. fossile Rohstoffe, Nahrungs- und Futtermittel, Anorganische und Organische Stoffe in der Natur. Der *chemische Energiegehalt* von Stoffen wird von der Bindungsstärke der molekülbildenden Atome bestimmt.

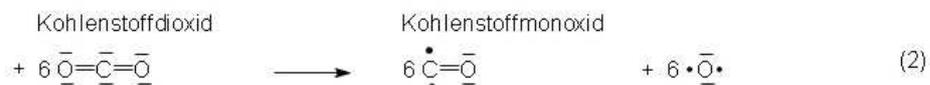
Physiologische Energie

Physiologische Energie ist gespeicherte chemische Energie in Stoffen biologischer Systeme wie mikroorganismischer, pflanzlicher, tierischer und menschlicher Natur. Ihr Aufbau erfolgt durch die Fotosynthese und speziellen Folgereaktionen, die unter dem Begriff *Stoffwechselprozesse* zusammengefasst werden können. Sie zeichnen sich gegenüber technischen Prozessen dadurch aus, dass sie in der Regel bei Normaltemperaturen und -drücken ablaufen.

Stoffe, die physiologische Energie gespeichert enthalten, werden als *Nahrungsmittel für Menschen* bzw. *Futtermittel für Tiere* bezeichnet. *Physiologische Energieträger* sind Kohlenhydrate wie Stärke und Zellulose, Fette und Öle sowie Proteine.

Energetische Aufbau- und Abbaureaktionen

Energiespeichernde Reaktionen in der Natur sind Hydrierungsreaktionen in Gegenwart von Enzymen. Es sind endotherme Verfahren, eine der bedeutendsten ist die Fotosynthese. Der Wasserstofflieferant ist das Wasser. *Kohlenstoffdioxid* reagiert mit der energiereichen Sonnenstrahlung kaum. Es wird weder aktiviert noch gespalten. Erst dem intermediär freigesetzten Wasserstoff gelingt es, mit den abgespaltenen Sauerstoffatomen des Kohlenstoffdioxids zu reagieren und dann Kohlenstoffmonoxid zu Glucose zu reduzieren (s. Gl. (1) bis (5)).



Die Summe der Gleichungen (1) bis (4) ergibt die Gesamtreaktionsgleichung der Fotosynthese (5), die in der Natur mit Hilfe von Enzymen über zahlreiche Zwischenstufen in Gegenwart von Energiespeichern und Energieträgern verläuft, wie z. B. ATP Adenosintri-phosphat¹, ADP Adenosindiphosphat², NADP Nicotinamid-adenin-dinucleotid. [3]

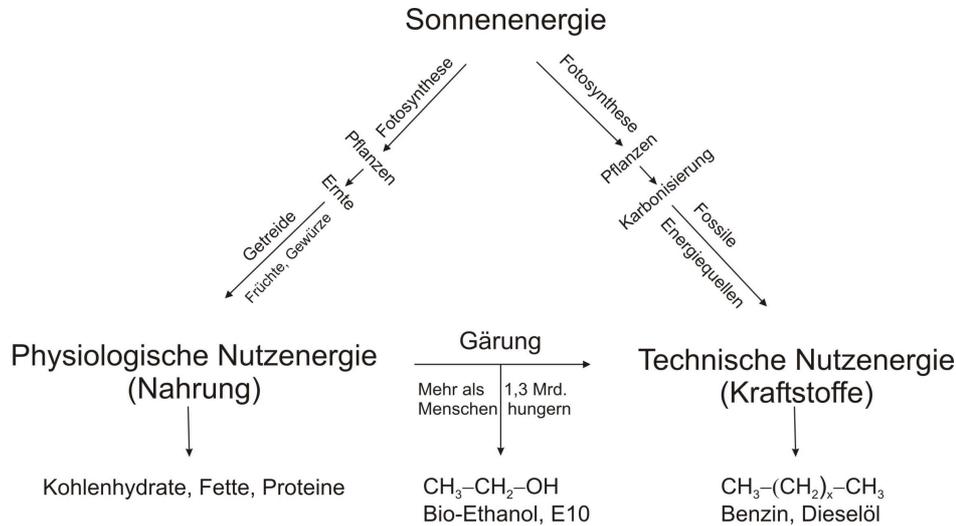


Abb. 1: Zusammenhang zwischen physiologischer Nutzenergie und technischer Nutzenergie

Energiefreisetzende Reaktionen - Oxidationen

Sowohl in der Technik als auch in biologischen Systemen werden die Nutzenergien aus den jeweiligen Energieträgern, wie z. B. den fossilen Rohstoffen oder den Nahrungsmitteln als physiologische Energieträger durch Oxidation mit Sauerstoff freigesetzt. Die Oxidation fossiler Energierohstoffe wie Kohle, Erdöl, Erdgas, Torf, Holz oder organische Reststoffe erfolgt einstufig und setzt Wärmeenergie auf hohem Temperaturniveau frei. Der oxidative Abbau von physiologischen Energieträgern während des Stoffwechselprozesses führt über viele kleine Abbaustufen und verläuft enzymatisch bei niederen Temperaturen. Bei den Stoffwechselprozessen muss noch unterschieden werden zwischen Oxidationsreaktionen durch Luftsauerstoff (aerobe Prozesse) und denen unter Ausschluss von Luftsauerstoff (anaerobe Prozesse). Im letzteren Fall wird der Sauerstoff von den physiologischen Energierohstoffen selbst geliefert. Er liegt dort in gebundener Form vor. Wie in den Kohlehydraten, Fetten, Proteinen u. a. Anaerobe Stoffwechselforgänge sind die alkoholische Gärung, die Fäulnis oder die Milchsäuregärung (s. Abb. 2).

¹ ATP ≙ **A**denosin**tr**i-phosphat

² NADP ≙ **N**icotinamid-**A**denin**d**inucleotid**ph**osphat

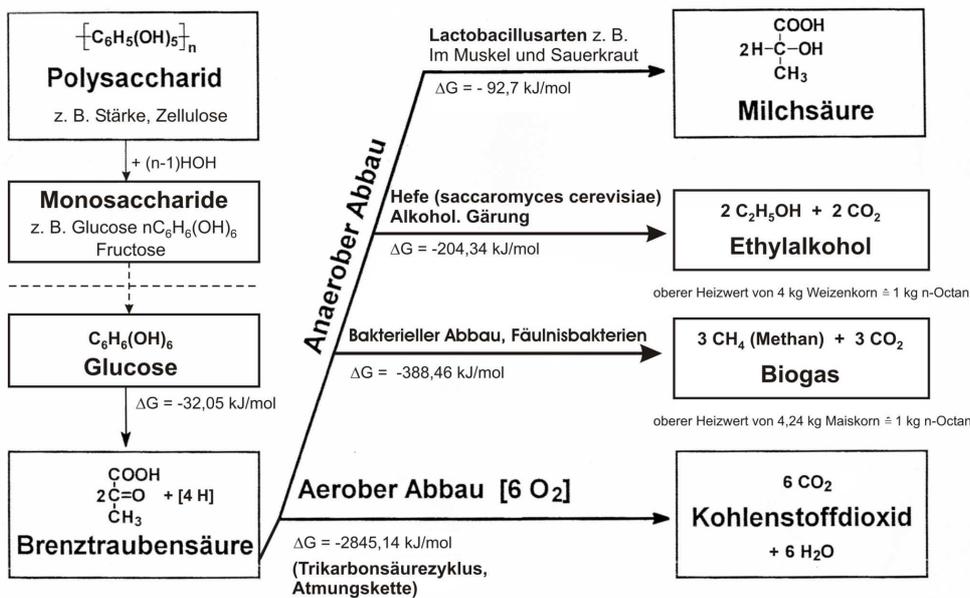
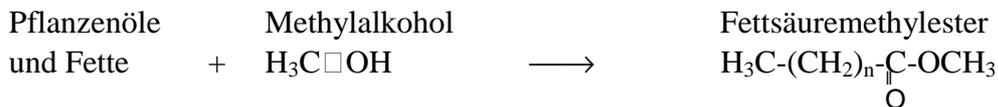


Abb. 2: Der aerobe und anerobe Abbau von Polysacchariden

Physiologische Energie, eine wertvolle Nahrungsquelle und ihr Missbrauch in der Technik

Physiologische Energie ist in den Pflanzen, deren Früchten und den Pflanzen-Reststoffen, sowie in tierischen Substanzen und Produkten gespeicherte chemische Energie. Eine modernere Art der technischen Nutzung der physiologischen Energie ist ihr stufenweiser Abbau über anaerobe Prozesse (Abb. 2). Als Zwischenprodukte von technischer Bedeutung werden z. B. erhalten:

Bio-Diesel; Fettsäure-methylester wird durch Umsetzung von Fetten, insbesondere Pflanzenölen, gewonnen.



Bio-Ethanol, Bio-Gas und Fettsäure-methylester haben als chemische Energiespeicher große technische Bedeutung erhalten. Zur Freisetzung und Umwandlung in technische Nutzenergie werden sie direkt oxidiert. Die freiwerdende Wärmeenergie wird als gerichtete Bewegungsenergie zum Antrieb von PKWs, LKWs und Generatoren genutzt. Das gleiche gilt für ihre Umwandlung in elektrische Energie. Die Bewegungsenergie dient zum Antrieb von Generatoren. Die rücksichtslose Ausnutzung von Nahrungsmittelrohstoffen zur Umwandlung von chemischer Energie in technische Nutzenergie hat auch eine Minderung der Regenerationsfähigkeit (Degradation) der genutzten Ackerflächen zur Folge. Drei Faktoren wirken sich besonders nachteilig aus [5; 6]:

1. Eine Monokultur
2. Die hohen Druckbelastungen der Ackerkrume durch überschwere landwirtschaftliche Arbeitsmaschinen.
3. Die Nährstoffverarmung der Ackerkrume durch das Abfahren des Getreidestrohs von den Äckern.
4. Windkraftanlagen.

1. Folgen einer Monokultur

Monokultur ist der Anbau gleicher Pflanzen über längere Zeitfolgen. Sie führt zur einseitigen Verarmung von Mineralien, wie z. B. Stickstoff-, Phosphat- oder Kaliumsalzverbindungen Durch

Monokulturen wird auch die Artenvielfalt (Biodiversität) lebender Systeme auf den Äckern verringert, wie z. B. Mikroorganismen, Flora und Fauna. Das begünstigt eine bevorzugte Ausbreitung bestimmter Schädlinge, die im Allgemeinen von konkurrierenden Arten in Schach gehalten werden. Eine einseitige Mineralienverarmung kann durch entsprechende Düngerzugaben nur verzögert, aber nicht verhindert werden. Bodenschonende Fruchtfolgen sind notwendig, um die Fruchtbarkeit und Regenerationsfähigkeit zu erhalten und zu stärken. Luftstickstoff bindende Pflanzen (Leguminosen) sollten im Wechsel mit Vorfrüchten, Hackfrüchten und Getreide angebaut werden.

2. Druckbelastung der Äcker durch Arbeitsmaschinen

Die druckausübenden schweren landwirtschaftlichen Arbeitsmaschinen verändern das Ackerkrumenprofil. Die Verteilung des Grundwassers, Sickerwassers, Oberflächenwassers und kapillaraktiven Wassers wird gestört [2; 4].

3. Nährstoffverarmung der Ackerkrume durch das Abfahren des Getreidestrohs von den Äckern

Nachteilig auf die Regenerationsfähigkeit des Ackerbodens wirkt sich die Nährstoffverarmung des Humus aus. Beim Ernten von 1 Tonne Weizenkörner als Haupternteprodukt fallen ca. 1000 kg bis 1100 kg Stroh als Nebenernteprodukt an. Beim Mais beträgt das Verhältnis Körner zu Stroh 1 : 0,8, d. h. auf 1000 kg Maiskörner fallen 800 kg Stroh an. Dieses Stroh entzieht wie die Körner dem Boden ebenfalls Nährstoffe. Weizenkorn und Stroh werden abgefahren und gelangen, wie das Stroh in früheren Jahrzehnten in Form von tierischem Streumist aus Viehställen, nicht mehr auf den Acker zurück. Pro Hektar Weizenanbaufläche werden auf diese Weise dem Humus ca. 280 Kilogramm Nährstoffe entzogen, die in Form von Dünger ersetzt werden müssen. Beim Mais beträgt der Nährstoffverlust bis zu 560 kg pro Hektar. [5]

4. Der Bau von Windkraftanlagen und ihr Einfluss auf die Fruchtbarkeit der Äcker

Ein weiterer nachteiliger Faktor für die Fruchtbarkeit und Regenerationsfähigkeit der Äcker macht sich durch den zunehmenden verdichteten Bau von Windkraftanlagen insbesondere in den Landwirtschaftsgebieten in Norddeutschland bemerkbar, wie z. B. in Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg, Sachsen-Anhalt. Die verdichtete Bebauung dieser landwirtschaftlich genutzten Flächen vertreibt die Vogelwelt aus diesen Regionen. Die Vogelwelt hat keinen Zugriff mehr auf das in dem Boden befindliche Kleingetier wie Würmer, Käfer, Larven, Mäuse u. a. als Nahrungsquelle. Die ständig in Rotation befindlichen Windflügel schaffen für die Vögel eine ungewohnte Unruhe und Flugunsicherheit. Die Kleingetierwelt vermehrt sich in ungestörter Weise, darunter auch die Schädlinge für die Ackerkrume und Pflanzen.

Die Landwirtschaft benötigte von jeher viel Süßwasser für den Pflanzenanbau und die Viehzucht. Je nach Klimabedingungen und Bodenbeschaffenheit müssen für 1 kg Weizen 500 Liter bis 1 500 Liter aufgewendet werden. Für Reis sind es noch mehr (s. Tab. 1). [4]

Tab. 1: Der Wasserbedarf von Pflanzen

Landwirtschaftliche Nutzpflanzen 1 kg Trockenmasse	Wasserbedarf [Liter/kg]
Winterweizen	500 - 1000
Gerste	450
Mais	300
Reis	bis 2000 und mehr
Zucker	120
Hülsen-, Wurzel-, Knollenfrüchte	1000

Die wichtigsten Grundnahrungsmittel hängen direkt oder indirekt von dem Getreide, Mais und Reis ab. Die landwirtschaftlich genutzten Ackerflächen, die für die menschliche Versorgung mit Grundnahrungsmitteln nötig sind, werden zugunsten von Bio-Ethanol, Bio-Gas und Bio-Diesel geringer.

Von den abnehmenden Ackerflächen für die Nahrungsmittelerzeugung sind auch Milch und deren Produkte betroffen. Denn die zu hoher Milchlieferung getrimmten Kühe müssen mit *Krafffutter* auf der Grundlage von Getreide und Sojaschrot gefüttert werden. Die Fütterung mit Zelluloseprodukten wie Grünfutter, Heu oder Stroh reicht nicht aus. Obwohl die Rinder von Natur aus als Wiederkäuer über entsprechende Enzyme verfügen, um Zellulose als Futter zu verwerten.

Rindermast und die hochgezüchtete Kuh mit ca. 9 600 Liter Milchleistung pro Jahr bzw. 38 Liter täglich sind zu Konkurrenten des Menschen auf dem Getreidesektor geworden. Um 1 Kilogramm Rindfleisch zu erhalten, müssen 8 Kilogramm Futtergetreide aufgewendet werden. Dafür sind 8 x 500 Liter = 4 000 Liter Wasser nötig. Zusätzlich bedarf ein Rind täglich ca. 100 L Wasser zum Saufen.

Massentierhaltung und Gefährdung der menschlichen Gesundheit

Auch aus gesundheitlichen Gründen für die Menschen ist eine Massentierhaltung abzulehnen. Eine Verdichtung der Lebensräume von biologischen Systemen bringt immer eine erhöhte Gefahr der Infektion von Krankheiten durch Bakterien und Viren mit sich. Dieser Gefahr sind die Massentierhaltungen, z. B. von Rindern, Schweinen und Geflügel besonders ausgesetzt. Tausend und mehr Rinder werden zur Mast in Mehretagenstallungen gehalten, wo ihnen mit dem Futter auch Antibiotika verabreicht werden. Nach einer bestimmten Zeit werden die zu bekämpfenden Bakterien resistent gegen die Antibiotika, die immer dann durch andere Präparate ausgewechselt werden. Die verabreichten Antibiotika werden von den Tieren teilweise mit der Gülle und den Fäkalien wieder ausgeschieden und gelangen so in die Abwässer, die nicht immer mit der erforderlichen Sorgfalt gereinigt werden. Ein anderer Teil der Antibiotika verbleibt im Organismus der behandelten Tiere. Auf beiden Wegen, über Abwässer und Fleischverzehr gelangen die Antibiotika in die Nahrungskette der Menschen. Die Massentierhaltung ist einer der Gründe, dass sich in vielen europäischen Krankenhäusern Bakterien ausgebreitet haben, die gegen jegliche Antibiotika resistent sind. Werden Patienten von diesen MRSA (Methicillin-resistenten *Staphylococcus aureus*)³ infiziert, müssen sie aus sich selbst heraus ein körpereigenes Immunsystem entwickeln oder sie sterben. 15 % aller deutschen Krankenhäuser sind durch diese Keime verseucht.

Literaturhinweise

- [1] Ball, Ph. (2002), *H₂O Biographie des Wassers*, 2. Aufl., Piper Verlag GmbH, München, Zürich, Originalausgabe engl. (1999), *H₂O Biography of Water*, Weidenfeld and Nicolson, London.
- [2] <http://www.bfr.bund.de>
- [3] Hopp, V. (2000), *Grundlagen der Life Sciences, Chemie - Biologie - Energetik*, Wiley-VCH Verlag GmbH u. Co. KGaA, Weinheim.
- [4] Hopp, V. (2004), *Wasser - Krise?*, Wiley-VCH Verlag GmbH u. Co. KGaA, Weinheim.
- [5] Landwirtschaftskammer Nordrhein-Westfalen
www.landwirtschaftskammer.de
- [6] Fortschritt-Berichte VDI, Reihe 15, Umwelttechnik Nr. 256, Atmosphäre, Wasser, Sonne, Kohlenstoffdioxid, Wetter, Klima, Leben - einige Grundbegriffe, 2. überarbeitete Auflage 2012, VDI-Verlag GmbH, Düsseldorf, ISSN 0178-9589; ISBN 078-3-18-3256150

³ *Staphylococcus aureus* ist ein kugelförmiges, Gram-positives Bakterium, das häufig in Haufen angeordnet ist. Staphylokokken bewegen sich nicht aktiv und bilden keine Sporen. Die Größe des Bakteriums liegt üblicherweise zwischen 0,8 und 1,2 µm.

TURBULENZ IM WINDPARK – VORTEILE DER ENO 3.5 MW-PLATTFORM

M. Hörenz

eno energy systems GmbH, Am Strande 2e, 18055 Rostock; martin.hoerenz@eno-energy.com

Schlüsselwörter: Windenergieanlage, Windpark, Turbulenz, Nachlauf

1. Turbulenz

1.1 Turbulenz & Turbulenzintensität

Die Turbulenz beschreibt in erster Linie kurzzeitige, zufällige Schwankungen von der mittleren Windgeschwindigkeit und ist durch Bildung und Zerfall von Wirbeln gekennzeichnet. Solche Wirbel bilden sich einerseits durch unterschiedliche Temperaturen in der Atmosphäre aber auch durch Reibungseffekte im Bereich der Grenzschicht aus. Die Grenzschicht umfasst dabei den Bereich in unmittelbarer Umgebung von Oberflächen (z.B. „Geländeoberkante“).

Für die Berechnung der (absoluten) Turbulenz wird zunächst die Standardabweichung der Windgeschwindigkeit gebildet – als statistischer Mittelwert der Abweichungen von der durchschnittlichen Windgeschwindigkeit in einem 10-min-Intervall. Die Turbulenzintensität stellt schließlich die auf die mittlere Windgeschwindigkeit bezogene (relative) Turbulenz dar.

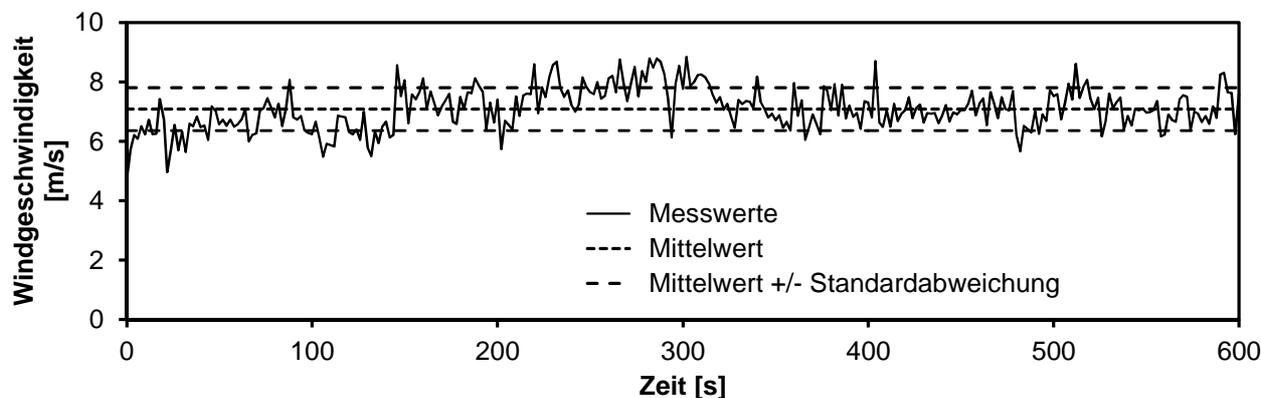


Abb.1: Messreihe der Windgeschwindigkeit mit Darstellung der durchschnittlichen Windgeschwindigkeit (Mittelwert) und dem Bereich der Standardabweichung

Abb.1 zeigt, wie eine Messreihe der Windgeschwindigkeit aussehen kann. In diesem Beispiel variiert die Windgeschwindigkeit innerhalb eines 10-min-Intervalls zwischen 4,7 m/s und 8,8 m/s, die durchschnittliche Windgeschwindigkeit liegt bei 7,1 m/s. Dabei schwankt die Windgeschwindigkeit innerhalb der einfachen Standardabweichung im Bereich 6,4 m/s – 7,8 m/s. Aus der halben Bandbreite von 0,7 m/s – gleichzusetzen mit der absoluten Turbulenz – und der durchschnittlichen Windgeschwindigkeit folgt in genanntem Beispiel eine Turbulenzintensität von ca. 10%.

1.2 Umgebungsturbulenz und induzierte Turbulenz

Bei der Turbulenzbetrachtung in einem Windpark wird zwischen der Umgebungsturbulenz und der induzierten Turbulenz unterschieden. Die Umgebungsturbulenz bildet die Turbulenz der freien Anströmung ab, während die Effekte der Strömungsbeeinflussung infolge von Windturbinen als induzierte Turbulenz bezeichnet werden.

Die Umgebungsturbulenz hängt von der Rauigkeit des Geländes ab. Sie nimmt mit zunehmender Höhe über der Geländeoberkante ab und wird meist als unabhängig von der Windgeschwindigkeit modelliert.

Die induzierte Turbulenz wird durch Windturbinen hervorgerufen. Diese wandeln in Ihrer Funktion als Einspeiser in das Stromnetz die Strömungsenergie des Windes zunächst in mechanische Energie des Rotors und schließlich in elektrische Energie um, wodurch der Wind im Nachlauf der Anlagen einen geringeren Energiegehalt aufweist, d.h. eine geringere Windgeschwindigkeit. Neben dem Entzug von Leistung aus der Luftströmung, die in elektrische Energie gewandelt wird, der Restenergie der abgebremsten Luftströmung und den typischen Wirkungsgradverlusten jeder Windturbine muss bei der Leistungsbilanz noch eine weitere Komponente berücksichtigt werden: Widerstandsverluste an den umströmten Oberflächen (Verluste infolge von Reibung).

Die induzierte Turbulenz ist stark von der Windgeschwindigkeit abhängig. Darüber hinaus spielen auch die Wahrscheinlichkeit von Nachlaufsituationen in Abhängigkeit der zu erwartenden Windrichtungen und der Windparkkonfiguration sowie die Kenndaten und Betriebsparameter der jeweiligen Anlagen eine große Rolle für die Bewertung der induzierten Turbulenz. Da sich die Nachlaufströmung mit der umgebenden Strömung vermischt, normalisiert sich die Strömung mit zunehmendem Abstand von der Anlage. Damit ist der Abstand zwischen den Windenergieanlagen entscheidend für die Bewertung der Turbulenzverhältnisse im Windpark.

1.3 Effektive Turbulenz und Auslegungsturbulenz

Die effektive Turbulenz vereinigt Umgebungsturbulenz sowie induzierte Turbulenz und beschreibt damit die Turbulenz im Nachlauf einer Windturbine. Für die Errichtung einer Windturbine muss nachgewiesen werden, dass die zu erwartende effektive Turbulenz geringer ist, als die Auslegungsturbulenz der Anlage, d.h. die Turbulenzbelastung, die die Windturbine während der meist 20-jährigen Lebensdauer ertragen kann, ohne dass Schäden zu erwarten sind. Die effektive Turbulenz ist dabei auf das komplette Spektrum der auftretenden Windgeschwindigkeiten entsprechend ihrer Häufigkeiten und Windrichtungen während der Betriebslaufzeit zu beziehen.

Die Auslegungsturbulenz wird dabei durch das Design der Windturbine bestimmt. In der Regel erfolgt die Auslegung einer solchen Anlage unter Berücksichtigung der üblichen Normen, bspw. der IEC 61400-1 ed. 3 [1]. Hierin wird ein Kennwert angegeben, aus dem über dessen Definition die zulässigen effektiven Turbulenzintensitäten für die unterschiedlichen Windgeschwindigkeiten im Betrieb berechnet werden können. So besagt die Angabe $I_{\text{ref}} = 16\%$ (in [2] als Erwartungswert der Turbulenzintensivität bezeichnet) für die Auslegung nach der höchsten beschriebenen Turbulenzkategorie A bspw. aus, dass die Anlage bei einer Windgeschwindigkeit von 5 m/s bei Turbulenz-

intensitäten bis etwa 30% betrieben werden kann, bei einer Windgeschwindigkeit von 15 m/s dagegen nur bei Turbulenzintensitäten bis etwa 18%. Werden bei der Modellierung im Zuge einer Windparkplanung höhere Turbulenzintensitäten erwartet, müssen entweder Ertragsverluste infolge turbulenzbedingter Abschaltungen in Kauf genommen, oder der Windpark muss mit anderen Anlagenabständen umgeplant werden. Nur in seltenen Fällen können solche turbulenzbedingte Abschaltungen oder Umplanungen durch eine gesonderte Lastenrechnung vermieden werden.

2. Eigenschaften der eno 3.5 MW-Plattform hinsichtlich Turbulenz

Die neue 3.5 MW-Plattform der eno energy systems GmbH wurde so ausgelegt, dass sie die Kriterien der höchsten Turbulenzkategorie (A) laut Norm übererfüllt und somit gegenüber Turbinen mit ähnlichen Anlagenkenndaten deutliche Reserven in Bezug auf die Turbulenzverträglichkeit aufweist. Diese hohe Standfestigkeit der Anlage ertüchtigt diese für Standorte mit besonders hoher Turbulenz.

An solchen Standorten, z.B. im Wald, ist bereits die Umgebungsturbulenz oft so hoch, dass das Vorhandensein einer weiteren Anlage – auch in größerer Entfernung als an gewöhnlichen Standorten üblich – dazu führen würde, dass turbulenzbedingte Abschaltungen notwendig wären. Durch die Reserven der eno 3.5 MW-Plattform – die Auslegung auf eine neue Turbulenzsonderkategorie „S“ (siehe Abb.2) – lassen sich auch an turbulenten Standorten Windparks mit den bisher üblichen Abständen realisieren und so vorhandene Flächen optimal ausnutzen.

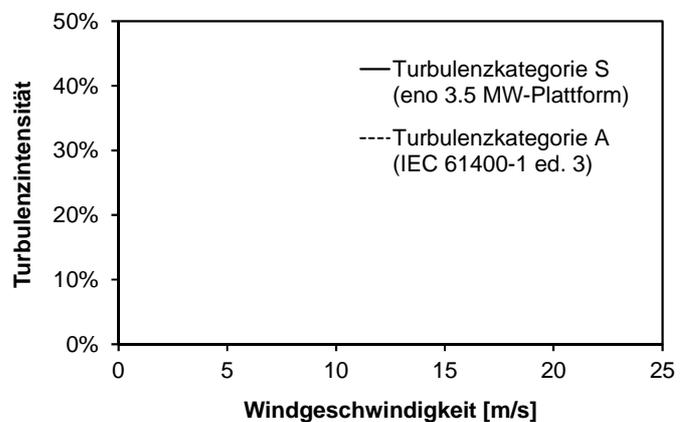


Abb. 2: Zulässige Turbulenzintensitäten in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit nach IEC 61400-1 Turbulenzkategorie A [1] und der Sonderkategorie „S“

3. Bedeutung für die Planung von Windparks mit der eno 3.5 MW-Plattform

Die Kombination der beschriebenen hohen Turbulenzfestigkeit bildet in Verbindung mit einer verminderten induzierten Turbulenz und einer hohen Turbulenzverträglichkeit durch die Verwendung einer besonderen Rotorblattgeometrie mit widerstandssarmen Profilen und einer weniger sensitiven Auftriebscharakteristik das eno up.site-Prinzip. Durch diese Eigenschaften der eno 3.5 MW-Plattform ist es möglich, durch das Anlagendesign die nur begrenzt zur Verfügung stehenden Flächen optimal auszunutzen. Aufgrund der guten Leistungsfähigkeit der Anlage im turbulenten Wind kommt jedoch der mit einer dichteren Parkkonfiguration zu erwartende Parkwirkungsgradverlust nicht oder nur kaum zum Tragen. Auch mit einem kompakten Windparklayout können so höchste Erträge erzielt werden. Die Auslegung der Anlagenplattform für eine höhere Turbulenzfestigkeit wurde inzwischen von Gutachtern und Behörden anerkannt und ist auch durch Zertifizierer bestätigt.

Im Zuge einer Windparkplanung kann so bspw. für die eno 114 [3], welche die Basisversion der eno 3.5 MW-Plattform bildet, zunächst die Windzone II nach DIBt 2004 berücksichtigt werden, nach welcher die Lastannahmen getroffen wurden. Für die Bewertung der Turbulenz sind dann aber die über die Turbulenzkategorien A oder B hinausgehenden Werte der Turbulenzsonderklasse „S“ gemäß der IEC 61400-1 (ed.3) $I_{ref} = 18\%$ zu verwenden.

Die besonderen Eigenschaften der eno 3.5 MW-Plattform müssen derzeit bei der Berechnung der Turbulenzsituation mit den gängigen Programmen meist händisch berücksichtigt werden, bspw. im Tool „wake2e“ des Gutachters f2e [4]. Ein Update wird hier aber derzeit vorbereitet.

5. Quellen

- [1] IEC 61400-1:2005-08, Wind turbines – Part 1: Design Requirements
- [2] DIN EN 61400-1 (VDE 0127-1):2011-08, Windenergieanlagen – Teil 1: Auslegungsanforderungen (IEC 61400-1:2005 + A1:2010); Deutsche Fassung EN 61400-1:2005 + A1:2010
- [3] eno energy GmbH: eno 114 | 3,5 MW – Hohe Wirtschaftlichkeit im Windpark; URL: <http://www.eno-energy.com/produkte-leistungen/windenergieanlagen/eno-114-35-mw/#c83> (Status 12.08.2014)
- [4] F2E Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG: Update: Neue Funktionalitäten in wake2e; 08.11.2013; URL: <https://www.wake2e.de/de/news/update-neue-funktionalitaeten-wake2e> (Status 12.08.2014)

Energieeffizienz und regenerative Energien – Konkurrenten oder Partner?

Tobias Kampet

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

Schlüsselwörter: Energiewende, Energiekonzept 2050, Endenergieverbrauch, Primärenergieverbrauch, technische Potentiale, volkswirtschaftlicher Nutzen, regenerative Energien, erneuerbare Energien, Energieeffizienz, energiepolitische Zielsetzungen, Investitionen

Zusammenfassung

Die Steigerung der Energieeffizienz und der Ausbau der regenerativen Energien sind gemeinsame Instrumente der Energiewende. Bei der Betrachtung der Entwicklung seit dem Jahr 2000, den politischen Zielsetzungen für Deutschland und für die EU oder den prognostizierten Investitionen zeigen sich aber große Unterschiede zwischen der Umsetzung von Maßnahmen zur Energieeffizienz und denen zur Nutzung regenerativer Energien.

Dieser Beitrag zeigt in verschiedenen Bereichen Ursachen für diese Unterschiede auf. Er beschreibt abschließend entsprechende volkswirtschaftliche Auswirkungen.

Summary

Increase in national energy efficiency and the development of renewable energies are key tools of the German *Energiewende*. However, important differences between energy efficiency and renewable energies emerge when we look at developments since the year 2000, the political objectives for Germany or for the EU and the investments forecast.

This presentation discusses the reasons for these differences in relevant areas. It goes on to describe some of the resulting impacts on national economy for Germany.

1. Die politischen Zielsetzungen und die Entwicklung regenerativer Energien und der Energieeffizienz in Deutschland und Europa

Der Ausbau der regenerativen Energien und eine Steigerung der Energieeffizienz sind gemeinsame Ziele der Energiewende für Deutschland: So sehen die Zielsetzungen, wie sie im „Energiekonzept 2050“ dargelegt sind, für die regenerativen Energien einen Beitrag von 18% bis zum Jahr 2020 und 60% bis 2050 zum Endenergieverbrauch vor, der Primärenergieverbrauch soll bis 2020 um 20% und bis 2050 um 50% gegenüber 2008 gesenkt werden. Die Verschärfung der Ziele im Zeitraum 2020 bis 2050 ist also für den Anteil regenerativer Energien (Faktor 3,3) etwas höher als bei den Zielen zur Energieeffizienz im gleichen Zeitraum (Faktor 2,5).

Deutlicher wird der Unterschied, wenn die Entwicklung in den Jahren 2000 bis 2012 betrachtet: In diesem Zeitraum stieg in Deutschland der Anteil der Regenerativen an der Stromerzeugung um rund 10% pro Jahr, während die Energieeffizienz nur um 0,5% pro Jahr gesteigert wurde.

Ein ähnliches Bild zeigt sich auf der europäischen Ebene: Auf der Frühjahrssitzung des Europäischen Rates im Jahr 2007 wurde der derzeit geltende Beschluss „3mal 20 bis 2020“ gefasst, der als Zielsetzungen vorsieht,

- bis 2020 den Treibhausgasausstoß um 20% verringern,
- bis 2020 den Energieverbrauch gegenüber den Prognosen um 20% verringern und
- bis 2020 den Anteil der regenerativen Energien am Gesamtenergieverbrauch auf 20% zu erhöhen.

Der Anteil regenerativer Energien am Gesamtenergieverbrauch lag im Jahr 2007 in Europa bei 7,9%, ein Zuwachs auf 20% zwischen 2007 und 2020 entspricht einer Steigerung um das 2,5fache (253% bezogen auf den Wert von 2007) gegenüber einer 20%igen Steigerung beim Energieeffizienzgewinn im gleichen Zeitraum.

Zusammenfassend kann man feststellen, dass die Ziele für die stärkere Nutzung regenerativer Energien in Deutschland wie in der EU ambitionierter sind als die zur Steigerung der Energieeffizienz.

2. Die Investitionen in Energieeffizienz und in die Nutzung regenerativer Energien

In Deutschland sind jährliche steigende Investitionen in die Nutzung regenerativer Energien in allen drei Sektoren Strom, Wärme und Treibstoffe prognostiziert. Sie sollen im Jahr 2020 insgesamt rund 28,890 Mia Euro betragen (siehe Abbildung 1).

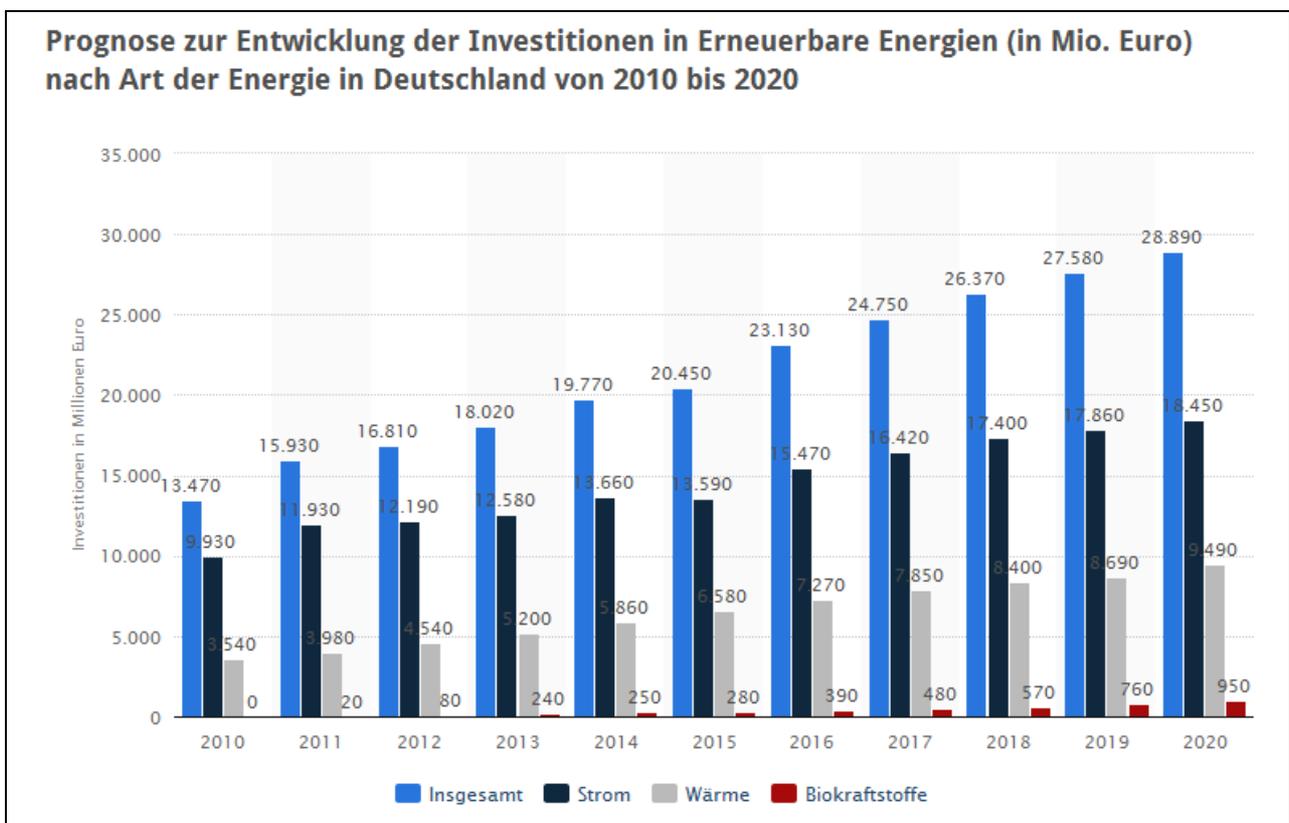


Abb. 1: Zukünftige Investitionen in regenerative Energien in Deutschland [1]

Vergleicht man nun Investitionen in Energieeffizienz und in die Nutzung regenerativer Energien (Abbildung 2), so zeigt sich deutlich, dass die Investitionen in regenerative Energien stärker zunehmen als die Investitionen in Energieeffizienz und im Jahr 2020 das 2,5fache der Investitionen in Energieeffizienz betragen werden.

3. Das Fazit

Beim Vergleich sowohl

- der historischen Entwicklung seit dem Jahr 2000 wie auch
- der politischen Zielsetzungen in Deutschland und Europa oder
- der zukünftigen Investitionen

zeigt sich, dass die politischen Ziele und die Prognosen für die stärkere Nutzung regenerativer Energien ambitionierter sind als die Ziele zur Steigerung der Energieeffizienz.

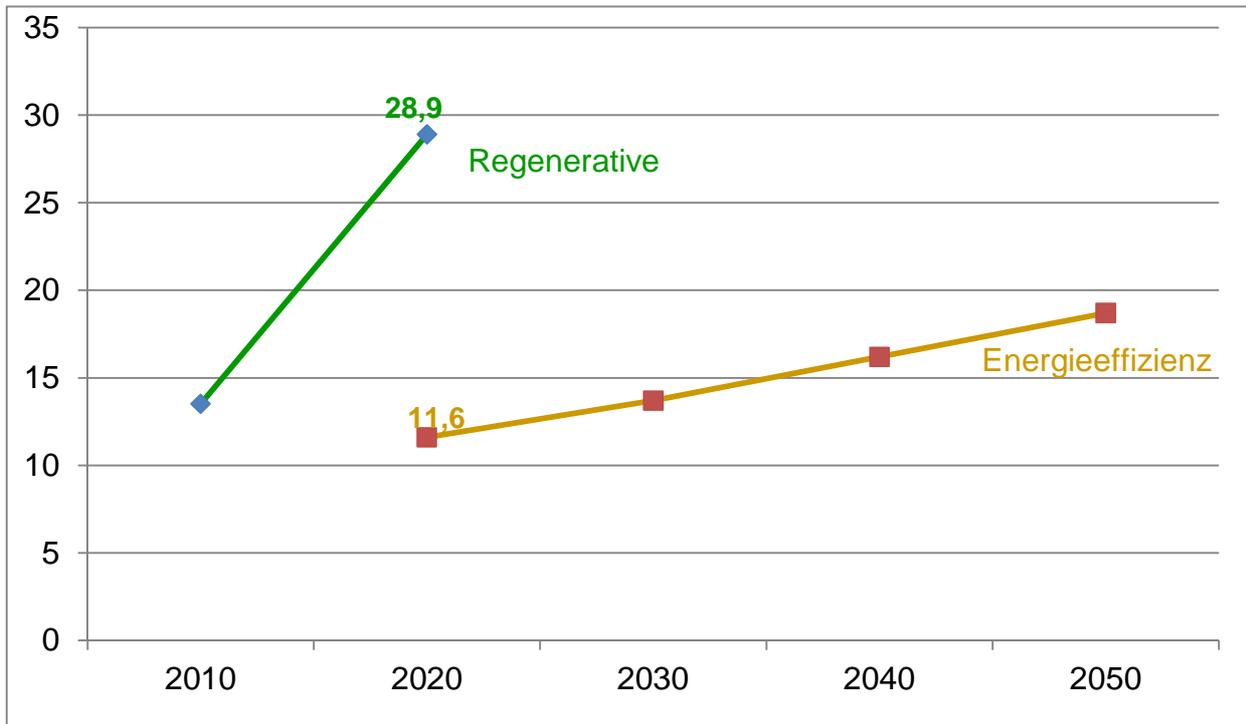


Abb. 2: Investitionen in Energieeffizienz und in die Nutzung regenerativer Energien in Deutschland in Mia Euro (DIW, [1])

Was sind die Ursachen hierfür?

4. Eine Ursachenforschung

Es liegt nahe anzunehmen, dass die Ursache für die unterschiedlich hohen Ziele für die Entwicklung regenerativer Energien und der Energieeffizienz die unterschiedlich großen Potentiale sind.

Das technische Potential zur Steigerung der Energieeffizienz wird mit bis zu 50% des derzeitigen Energieverbrauchs in Deutschland angegeben [2], das technische Potential zur Nutzung regenerativer Energien mit bis zu 59% des Primärenergieverbrauchs [3]. Daraus folgt, dass die beiden technischen Potentiale in etwa vergleichbar sind und nicht (allein) die großen Unterschiede erklären.

Die tatsächlichen Ursachen liegen woanders. Eine dieser Ursachen ist, dass die Nutzung regenerativer Energien den Bau konkreter technischer Anlagen bedeutet, die weithin sichtbar sein können (Beispiel Windkraftanlagen in der Landschaft). Dagegen ist Energieeffizienz ein eher abstrakter Begriff, der deutlich weniger präsent bleibt und mit dem weniger klare Bilder assoziiert werden können.

Aus der Psychologie weiß man, dass der Mensch sich lieber mit etwas befasst, das er sich konkret vorstellen kann (im Vergleich zu etwas abstraktem). Hier hat die Energieeffizienz einen Nachteil gegenüber den Regenerativen.

Zudem beschert die gute Darstellbarkeit den regenerativen Energien eine höhere mediale Sexyness. Diesen Nutzen sowohl die Redaktionen der Massenmedien gerne wie auch die Politiker, die damit ihre politischen Zielsetzungen klarer vermitteln und ihre Erfolge besser deutlich machen können.

Weitere Ursachen sind konkrete Hemmnisse für eine stärkere Energieeffizienz in der Wirtschaft. Zu den Gründen, warum Potentiale für eine stärkere Energieeffizienz hier nicht gehoben werden, zählen [4]:

- betriebswirtschaftlich unsachgemäße Investitionsentscheidungen (Betrachtung der Amortisationszeit statt der internen Verzinsung, keine Berücksichtigung der Lebenszykluskosten, Entscheidung für die niedrigste Investitionssumme),
- nicht hinreichende Spezifikationen zu energieeffizienten Komponenten in den Ausschreibungen bei großen Vorhaben,
- Finanzierung von energierelevanten Maßnahmen aus dem Cash Flow des Unternehmens, Fremdkapital („Contracting“) wird nicht erwogen, große und wichtige Investitionen in die Energieeffizienz werden so nicht getätigt oder verschoben,
- in vielen KMU werden Investitionsentscheidungen von der Geschäftsführung getroffen, die (bei Energiekostenanteilen von 1 bis 5% an den Produktionskosten) Energieeffizienz als nicht relevant behandelt.

Auch Hemmnisse außerhalb der Unternehmen behindern die stärkere Energieeffizienz in der Wirtschaft [4]:

- Die Großhändler energietechnischer Massenprodukte optimieren ihren Kapitaleinsatz. Wenn sie keine hoch energieeffizienten Produkte am Lager haben, ist die Folge, dass der eilige Energieanwender zum vorrätigen, d. h. normal effizienten Produkt (z.B. Elektromotor, Pumpe) greifen muss, denn seine Anlage muss in wenigen Stunden wieder laufen. Der Großhändler wiederum konstatiert, dass die hoch effizienten Produkte nicht nachgefragt werden und daher nicht vorrätig am Lager gehalten werden.
- Die Banken schauen in erster Linie auf die Bonität des Unternehmens, das Argument der Kunden, geplante Energieeffizienz-Investitionen seien extrem rentabel und würden ihre Gewinn- und Wettbewerbssituation verbessern, schlägt nicht durch. Dazu fehlt den Banken oft das technische Knowhow.

In den privaten Haushalten führen ähnliche Ursachen zu unnötigem Energieverbrauch.

5. Der volkswirtschaftliche Nutzen der Energieeffizienz

Die im vorigen Kapitel beschriebenen Hemmnisse für eine stärkere Energieeffizienz führen dazu, dass ein sehr großer volkswirtschaftlicher Nutzen verloren geht, denn Energieeffizienz leistet einen Beitrag

- zum wirksamen Klimaschutz durch den verringerten Einsatz von Primärenergie,
- zur Ressourcenschonung durch weniger Verbrauch,
- zur Wettbewerbsfähigkeit der Wirtschaft, denn geringere Energiekosten sind ein Wettbewerbsvorteil gegenüber Konkurrenten auf dem Weltmarkt (wo z. T. gegen Unternehmen mit niedrigen Produktionskosten durch Dumpinglöhne, extrem niedrige Umwelt-, Sicherheits- oder Sozialstandards zu bestehen ist),
- zur Energiesicherheit und Robustheit der nationalen Wirtschaft durch die Verringerung der Abhängigkeit von Energieimporten,

- zur Wahrung des Wohlstands, denn durch die Importe von Öl und Gas fließen jährlich 90 Mia EURO netto aus Deutschland ab (entsprechend 1100 Euro pro Kopf und Jahr [7]),
- zum sozialen Frieden in Deutschland, denn bis zum Jahr 2050 sollen die Energiekosten doppelt so schnell steigen wie der allgemeine Preisanstieg [5] und eine verbesserte Wärmedämmung führt zur Senkung der Heizkosten, was für wirtschaftlich schwache Mieter von existenzieller Wichtigkeit sein kann,
- zur Beschäftigung mit 463.000 Arbeitsplätzen [6] in Deutschland 2012 (siehe Abbildung 3),
- zur Steigerung des Anteils regenerativer Energien an der Stromversorgung, denn die Senkung des Stromverbrauchs durch eine Energieeffizienzsteigerung erleichtert den Zuwachs erneuerbarer Energien in den bestehenden Stromnetzen und -speichern.

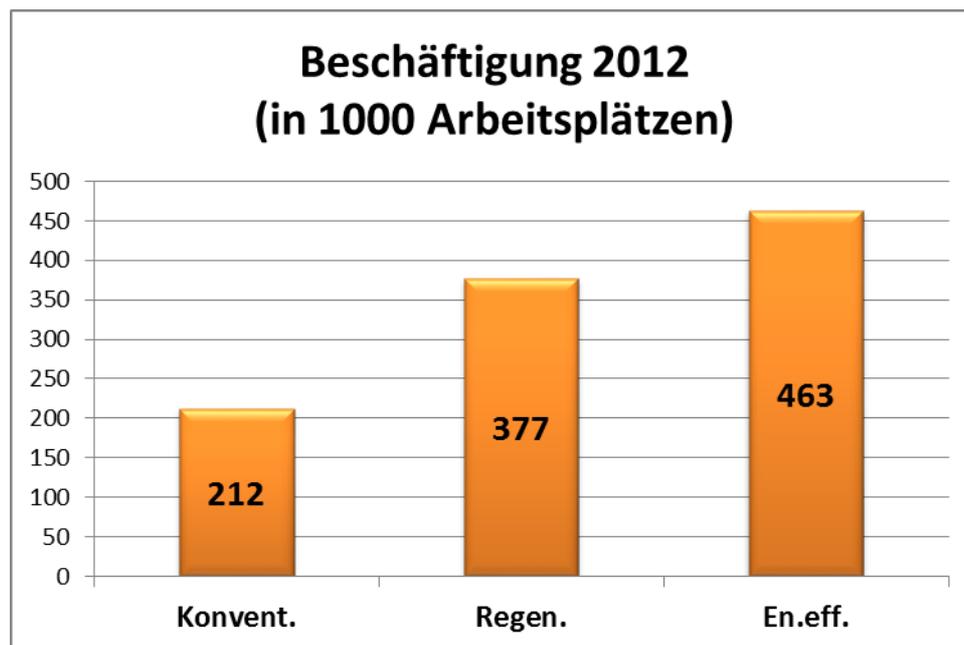


Abb. 3: Beschäftigte im Jahr 2012 in Deutschland in den Bereichen Energieeffizienz, regenerativer Energien sowie (zum Vergleich) konventionelle Energiewirtschaft [6]

6. Quellenangaben

- [1] <http://de.statista.com/statistik/daten/studie/154501/umfrage/prognose---investitionen-in-erneuerbare-energien-in-deutschland/>
- [2] wikipedia, Wuppertal-Institut, ifeu.
- [3] dlr, Referenzszenario.
- [4] Prof. Dr.-Ing. Jochem, ETH, Fraunhofer ISI und IREES Institut für Ressourceneffizienz und Energiestrategien.
- [5] DIW.
- [6] Energiedepesche 2/14, S. 14, Bund der Energieverbraucher.
- [7] Dr. Steffen Bukold, Leiter des Forschungs- und Beratungsbüros „EnergyComment“ in: „Gibt es Alternativen zum russischen Gas?“, Der Tagesspiegel vom 8.Juni 2014, S.16.

Sustainable Rural Energy Supply Solutions for Costa Rica - Agro-waste as Energy Source for Biogas Production

Bert Kohlmann ^{*1}, Mildred Linkimer Abarca ^{*1}, Mirko Barz ^{*2}

^{*1} Centre for Research and Development of Renewable Energies (CIDER), Earth University, Guácimo, Costa Rica

^{*2} Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, Wilhelminenhofstraße 75A, 12459 Berlin, barz@htw-berlin.de

Keywords: biomass, biogas, agricultural residues, Costa Rica

Summary:

Research cooperation is an important component within the development cooperation strategies of many countries. The following paper will provide a short overview on the collaborative R&D project “Sustainable Rural Energy Supply Solutions for Costa Rica - Agro-waste as Energy Source for Biogas Production” founded by the German Federal Ministry of Education and Research. The use of agricultural residues/wastes as energy source and the development of regional systems for the sustainable production and utilization of bioenergy can significantly contribute to sustainability and economic growth, fostering the reduction of greenhouse gas emissions, reducing dependence on fossil fuel imports and having net positive social, environmental and rural economic impacts. The diversity of various agro-waste biomass sources and the different possible uses were just discovered during the recent years. The project will focus on the decentralized development of agro-waste bioenergy system solutions which can especially strengthen regional (community) added value.

1. General Background Information

Costa Rica is a small country (51 000 square kilometers and approx 4.5 million people) with an annual average per capita income of U.S. \$8,860 (in 2001). The living standard is above the average for Latin America. Costa Rica wants to be carbon neutral by 2021, so converting Costa Ricas energy system fully to renewable energy sources until 2020 is one of the most important objectives of the energy policy and economic in Costa Rica. The conditions in the country are extremely good for this by the natural abundance of the resources wind, solar, hydro, biomass. Caused by the favorable climate conditions, in combination with a highly agricultural economic structure, the use of biomass as energy source is a promising opportunity to support the full transition from fossil fuels to renewable energy.

2. Overview Agricultural Sector of Costa Rica

Caused by the tropical (warm) climate and fertile soils Costa Rica offers favorable conditions for agricultural production and the agricultural sector of Costa Rica is diversified (coffee, bananas, short cycle crops, cattle for beef and dairy etc.) [FAO 2011]. The country depends substantially on agricultural exports representing approximately 30 percent of export flows in 2000. Traditionally coffee, banana, and pineapple have all been major export commodities of Costa Rica [Lenz 2010]. Major Agricultural products in terms of value generation are bananas (652,108,000 \$, 2,365,470 Mt) and pineapple (533,070,000 \$, 1,870,120 Mt). Coffee is still the single most important crop in terms of land use (109 000 ha) and value of production, with a large number of small producers depending on it. The second most important land user is rice (68 000 ha) followed by bananas (58 000 ha) and sugar cane (56 000 ha). Other important land users are beans (32 000 ha), oil palm (40 000 ha) and oranges (25 000 ha). These seven crops use 82 percent of cropped lands but contribute only 61 percent of the total value of crops harvested. [FAO 2011].

3. Agricultural Residues as Energy Sources

About one-third (36%) of the land area of Costa Rica is used for agricultural production [WB 2011] accounting 32 % of GNP (12 % primary agriculture, 12 % food industry, 8 % agricultural services) [FAO 2011]. The agricultural sector is diversified (crop production, animal breeding, coffee, sugar, oil plants, fruits and vegetables etc.) and altogether many agricultural residues and byproducts can be used as energy source. Within the different sources of agricultural waste we have to distinguish between those residues that are predominantly dry such as crop residues (e.g. rice straw and husk) and more suitable for thermo-chemical conversion routes and residues which are predominantly wet such as e.g. fruit residues and more suitable for the biological biogas production. The project will focus on substrates and technologies which will be most suitable for biogas production in Costa Rica. Furthermore the project will focus on decentralized local utilization which contributes to income generation and rural development. Favorable substrates are those that are wet such as e.g. Banana waste peels, coffee waste (pulp) and pineapple waste peels. As shown in table 1 the methane yields from those residues cover a wide range of values and especially the methane yields of tropical fruits are comparable with high yield usually produced by using energy crops such as maize in Europe [Barz 2013].

Substrate	Organic dry matter in %	Methane yield in Nm ³ /t _{ODM}
Banana peel * ¹	87 - 94	243 – 322
Citrus waste * ¹	89 - 97	433 – 732
Mango peel * ¹	89 - 98	370 – 523
Pineapple waste * ¹	93 - 95	355 – 357
Pomegranate * ¹	87 - 97	312 – 430
Coffee waste (pulp) * ²		380 (biogas yield)

Table 1: Methane (or biogas yields from different tropical substrates *¹ adopted from [Pöchl 2006] and *² adopted from [Hoffmann 2003],

The project results can be used to develop strategies for the utilization of further (wet) agro-wastes with similar substrate properties and easily transferred to other regions in Latin America, Asia or Africa.

3.1. Banana waste

With more than two million tones of bananas exported, Costa Rica is the second largest exporter after Ecuador. Furthermore, as shown above, banana is the most important agricultural product in terms of value generation in Costa Rica, followed at a distance by pineapples and coffee. Bananas are produced in relatively large plantations by independent producers and multinational companies that control about 50 percent of the area planted [FAO 3003]. The waste, generated from banana production consists of a wide variety of fractions, such as leaves, male buds, peels and stalks, peduncle, corm and pseudostem. Since most of the bananas are exported, the project will focus on the post harvest residues such as pseudo-stem and leaves which are generated in huge and up to 30 % of unsalable (so called wasted substandard fruits) which can be made available for biogas production. Steiner (2004) did estimate for the year 2004 a production of 364 706 metric t of fruit stalks, 14 251 595 metric t of pseudo-stems, leaves, flowers and crowns, 139 490 metric t of banana peel, and 420 400 metric t of rejected fruit, which is mostly used for the local market and the production of banana juice and puree. Leaves and pseudo-stems are generally left on the field to degrade and improve the banana-field soil qualities, according to more modern agricultural practices.

3.2.Pineapple waste

Costa Rica is one of the worldwide leading pineapple producer, cultivating pineapples on approx.. 45.000 ha agricultural land. In the last four years a 42% increase in the production of pineapples is due to higher yields, not by an increase in planted areas.

Pineapple solid waste (PSW), especially pineapple peel is a byproduct from pineapple cannery and the extraction of pineapple juice and constitutes about 30 - 40 % of the weight of the original fruit. Fresh pineapple waste has a moisture content of 90% and is rich on soluble carbohydrates. It can be used as animal feed, but since the carbohydrates decay very quickly it must be is often preserved by drying or ensiling. Proper solid-waste disposal is a serious problem in pineapple-processing operations. Normally, the large amounts of fruit waste were dumped into the environment where the anaerobic digestion naturally occurred. Consequently, the environmental problems, including the formation of methane as an important GHG from oxygen deficit condition occur. Using PSW as energy source is an effective solution for waste management and can reduce environmental problems as well as global warming. [Chula 2012]

3.3.Coffee waste

Coffee production is a major source of income, especially for many small farmers in Costa Rica. The majority (about 53,000) of producers are very small companies [ICAFE 2012] . Although coffee has declined to third place in terms of the export value of agricultural products, it is still an important foreign trade product with about 1.2 Mio 60 kg bags in 2010.

The production and processing activities generate huge amounts of organic waste. Major wastes are the coffee pulp (coffee fruit without seeds, or beans), representing approx. 40% of the weight of the coffee fruit on a fresh weight basis and the wastewater from coffee processing.

The coffee pulp is obtained either by subjecting fruit to a depulping operation using water, or by first drying it, followed by a dehulling operation. The traditional way of eliminating coffee pulp was to throw it into the rivers, constituting a major source of pollution that has caused the death of a great deal of its fauna in many of these rivers [Danse 2003].

Wastewater production from coffee processing varies in a wide range and depends on the type of processing (dry or wet processing). Wet processing is used in most countries for quality reasons and most common in Costa Rica. Modern mechanical mucilage removal machines producing semi-washed coffee use only about 1 t water per tonne fresh cherry (without finish fermentation and washing) whereas the traditional fully washed technique without recycling uses up to 20 t per tonne cherry [Mburu 1994].

Further coffee wastes are mucilage (about 5%), and coffee hulls representing about 10% of the weight of the fruit. The use of fresh or processed coffee waste and coffee processing wastewater has been the subject of many studies. Especially coffee pulp and coffee processing wastewater are promising substrates especially for co-digestion projects, e.g. with animal manures or other agricultural residues.

4. Project outline

The project will be carried out in two phases. Phase 1 will include the review and identification of utilization opportunities for agro waste as sources for the biogas production with special focus on banana, pineapple and coffee waste. The review of the existing practices will include the collection of information regarding the current practice used for utilization or disposal of residues including the examination of waste collection and supply chains. Key areas to be addressed will be:

- Potential studies, logistics and feasibility analysis
- Analytical research to study the specific properties of various agro wastes
- Scenario generation (technical, economic, environmental assessment)
- Determination of communities for the implementation of biogas project
- Energy demand analysis compatibility with other renewable energy sources

Phase 2 of the project will focus on the feasibility assessment and prioritization of utilization opportunities for the selected Agro-wastes. Key areas to be addressed will be:

- Technical assessment/challenges
- Economic assessment and potential market demand value
- System and fuel supply security concepts
- Environmental life cycle assessment (LCA)
- Societal LCA
- Training and Information activities

Finally a commercialization pathway will be developed.

Acknowledgement

This project is financially supported by a grant from the German Federal Ministry of Education and Research (BMBF). The aim is to improve the coordination of scientific and technological cooperation as well as development cooperation in order to strengthen education and research in developing countries and improve scientific cooperation with emerging scientific and economic centers.

References

- [Gunaseelan 2003] V.Nallathambi Gunaseelan, Biochemical methane potential of fruits and vegetable solid waste feedstocks, *Biomass and Bioenergy* 26 (2004) 389–399
- [FAO 2011] FAO Country profile Costa Rica, <http://www.fao.org/countryprofiles/index.asp?lang=en&subj=3&iso3=CRI>
- [FAO 2003] The World Banana Economy 1985-2002, Nov. 2003 (<http://www.fao.org/docrep/007/y5102e/y5102e00.HTM>)
- [Lenz 2010] Lenz, Markus: Production Of Biogas From Pretreated Banana Waste In Costa Rica; Institute for Ecopreneurship – Venture the environment, REPIC Project, Final Report, November 2010
- [Chula 2012]. Suphang Chulalaksananukul, Nusara Sinbuathong, and Warawut Chulalaksananukul; Bioconversion of Pineapple Solid Waste under Anaerobic Condition through Biogas Production, *KKU Res. J.* 2012; 17(5):734-742
- [WB 2011] World Bank Indicators 2011 - costa rica - Land use
- Barz 2013 Mirko Barz, Agricultural Waste – A Promizing Source for Biogas Production in Southeast Asian Countries, *Tagungsband: Nutzung Regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik 2013*, S. 14-18, Fachhochschule Stralsund, 2013, ISBN 978-3-9813334-6-6
- [Pöchl 2006] M. Plöchl, M. Heiermann. “Biogas Farming in Central and Northern Europe: A Strategy for Developing Countries?”, *Agricultural Engineering International: the CIGR Ejournal*. Invited Overview No. 8. Vol. VIII. March, 2006.
- [Hoffmann 2003] E. Hoffmann, U. Baier, Vergärung von Pulpa aus der Kaffee-Produktion, *Forschungsbericht der HSW Hochschule Wädenswil im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Forschungs- und P+D-Programm Biomasse*, CH-3036 Ittigen, 2003
- [ICAFE 2012] Instituto del Café de Costa Rica; <http://www.icafe.go.cr/>
- (Danse 2003] M. Danse, Teun Wolters, Sustainable Coffee in the Mainstream The Case of the SUSCOF Consortium in Costa Rica, *GMI* 43 Autumn 2003

- [Mburu 1994] Mburu, J.K., Thuo, J.T., R.C. Marder. 1994. The characterization of coffee waste water from coffee processing factories in Kenya. In: Kenya Coffee. Vol. 59, No. 690. 1757-1761
- [Steiner 2004] Steiner, R. 2004. Utilización energética de residuos orgánicos en la industria bananera, cafetalera y azucarera en Costa Rica. Postgrado en Ingeniería Ambiental. Fachhochschule Nordwestschweiz. Institut für Ecopreneurship, Muttenz.

ReeVOLT!

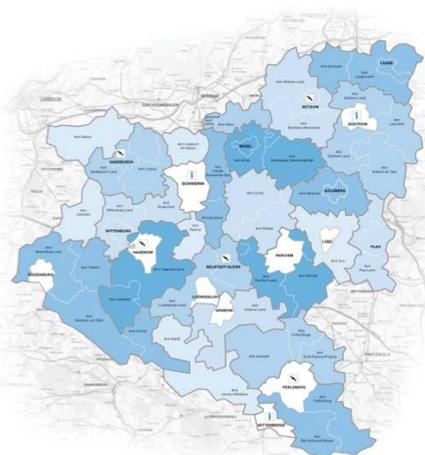
Meine Energierevolution

Energieautarkie

Referent: Dipl.-Ing. Jörn Kolbe



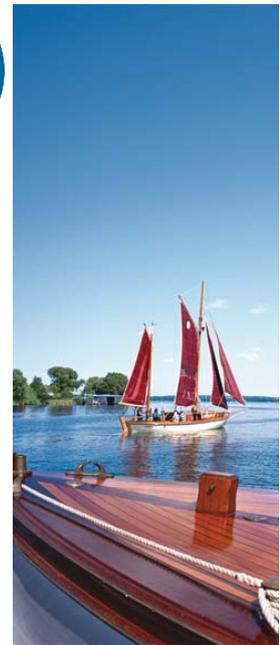
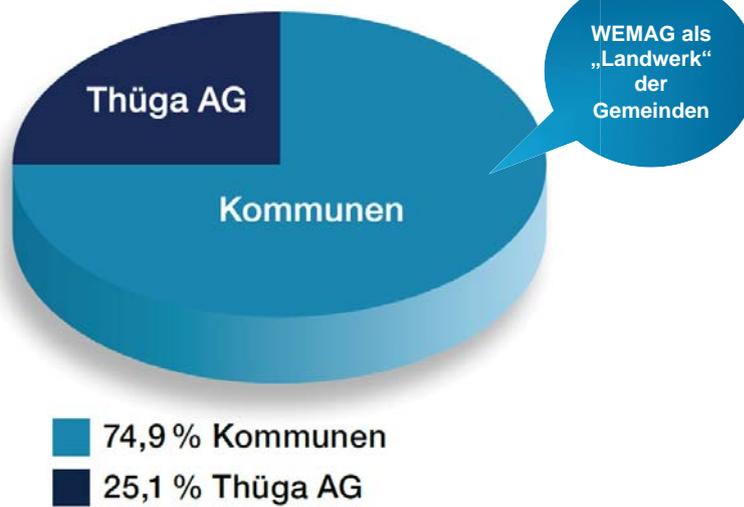
WEMAG AG: Sitz und Stromnetzgebiet



	WEMAG 2012	Ø bundesweit 2011
EW/km ²	35	229
Absatz MWh/km ²	216	1514
EEG-Einspeisequote	80 %	21,8 %

Anteilseignerstruktur der WEMAG

ReeVOLT!
meine Energierevolution



* Der kommunale Anteilseignerverband vertritt 266 Kommunen des Landes Mecklenburg Vorpommern, Brandenburg und Niedersachsen

XXI. energie – symposium, Fachhochschule Stralsund, September 2014

Die WEMAG auf einen Blick

ReeVOLT!
meine Energierevolution

WEMAG Gruppe in Zahlen

	2012	2013	
Gesamtumsatz	405	429	Mio. €
Ergebnis vor Steuern	21	33	Mio. €
Investitionen	40	39	Mio. €
Mitarbeiter/innen (31.12.)	542	561	Pers.
Auszubildende (31.12.)	34	30	Pers.
Stromabsatz	2.181	1.751	GWh
Gasabsatz	1.009	1.368	GWh
belieferte Verbrauchsstellen			
mit Strom	141.635	149.800	
mit Gas	22.742	27.900	
Netzgebiet	8.052	8.052	km ²
Leitungsnetz	15.024	15.162	km

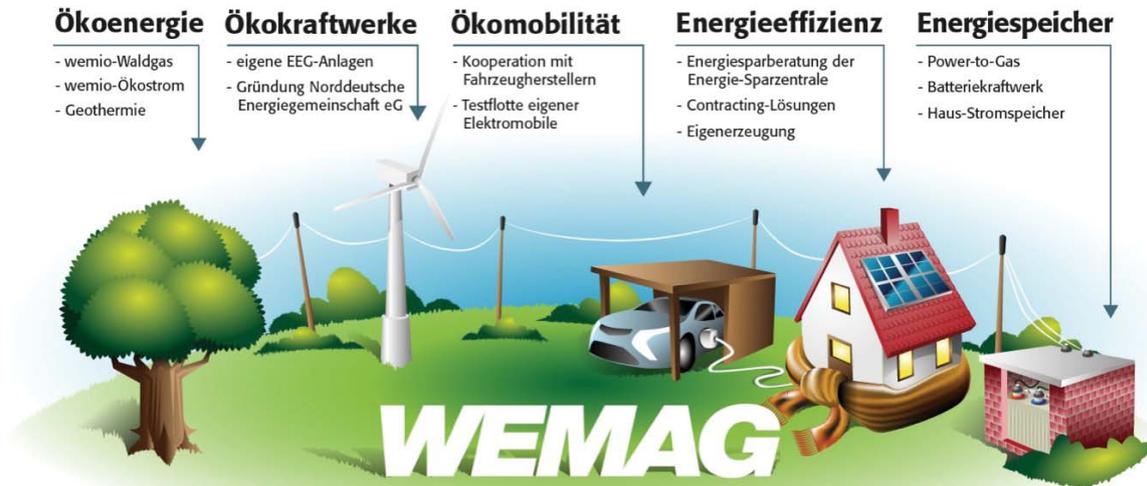


XXI. energie – symposium, Fachhochschule Stralsund, September 2014

Öko-Strategie der WEMAG

ReeVOLT!
meine Energierevolution

Die Öko-Strategie der WEMAG hat mehrere Schwerpunkte:



XXI. energie – symposium, Fachhochschule Stralsund, September 2014

Das ReeVOLT!-Konzept

ReeVOLT!
meine Energierevolution

ReeVOLT!
meine Energierevolution



Stromspeicher



Photovoltaik-Paket



Elektromobilität

XXI. energie – symposium, Fachhochschule Stralsund, September 2014

Das Photovoltaik-Paket von ReeVOLT!

ReeVOLT!
meine Energierevolution

- schlüsselfertige Photovoltaikanlagen
- Ausrichtung auf Eigenverbrauch
- Konzept ohne Nutzung der Einspeisevergütung, da Anlage auf den Stromverbrauch abgestimmt ist
- schrittweise Unabhängigkeit von steigenden Strompreisen
- ab 4.199,00 € erhältlich
→ günstiger Einstieg in Eigenerzeugung



XXI. energie – symposium, Fachhochschule Stralsund, September 2014

Das ist der ReeVOLT! Stromspeicher

ReeVOLT!
meine Energierevolution



XXI. energie – symposium, Fachhochschule Stralsund, September 2014

Der Karabag New 500 E

ReeVOLT!
meine Energierevolution

Daten und Fakten

- umgebauter Fiat 500
- Elektromotor mit 28 kW (peak)
- monatliche Miete des Akkus (11 kWh): 99,00 Euro netto
- max. Reichweite: 100 km
- Höchstgeschwindigkeit: 105 km/h



XXI. energie – symposium, Fachhochschule Stralsund, September 2014

Erweiterung der Produktpalette um den Nutzfahrzeugbereich

ReeVOLT!
meine Energierevolution



XXI. energie – symposium, Fachhochschule Stralsund, September 2014

Erweiterung der Produktpalette um emotionale Youngtimer

ReeVOLT!
meine Energierevolution



XXI. energie – symposium, Fachhochschule Stralsund, September 2014

Einsatz in touristischen Projekten

ReeVOLT!
meine Energierevolution



XXI. energie – symposium, Fachhochschule Stralsund, September 2014

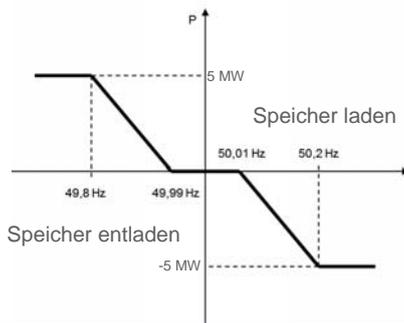
Eckdaten zum Batteriespeicherkraftwerk

ReeVOLT!

meine Energierevolution

Yunicos

- **16.09.2014** ... Inbetriebnahme eines 5 MW / 5 MWh Batteriekraftwerks auf Basis von Lithium-Ionen-Zellen
- Realisierung des Projektes mit Yunicos und Samsung
- Betrieb des Batteriekraftwerks am deutschen Primärregelleistungsmarkt



WEMAG



XXI. energie – symposium, Fachhochschule Stralsund, September 2014

Eckdaten zum Batteriespeicherkraftwerk

ReeVOLT!

meine Energierevolution

- Anbindung an einem WEMAG-Umspannwerk auf der 20-kV-Ebene
- 20 Jahre Garantie auf die Akkus von Samsung
- Investitionsvolumen im mittleren einstelligen Millionenbereich
- Fördermittel in Höhe von 1.3 Mio. €
- Teilbaugenehmigung liegt vor
- Bauzeit: September 2013 bis Herbst 2014



XXI. energie – symposium, Fachhochschule Stralsund, September 2014

Nachhaltige Energielösungen: Integrierte Erzeugung, Speicherung und Nutzung

ReeVOLT!
meine Energierevolution



XXI. energie – symposium, Fachhochschule Stralsund, September 2014

ReeVOLT!

meine Energierevolution

ReeVOLT!
eine Marke der
WEMAG

Ansprechpartner: Raymond See • raymond.see@reevolt.de • Tel: 0385 . 755-2817 • www.reevolt.de

Wirtschaftlichkeitssimulation zur optimierten Betriebsführung von Druckelektrolyseuren in hybriden Kraftwerkssystemen - Prognose und Wasserstoffproduktion

P. Krüger, C. Ziems, D. Tannert, A. Voigt, U. Fischer, H.J. Krautz

Brandenburgische Technische Universität Cottbus-Senftenberg, Universitätsstraße 22, 03046 Cottbus

Einleitung

Im Rahmen der Forschungsarbeiten am H₂-Forschungszentrum der BTU Cottbus-Senftenberg werden neben den praktischen Untersuchungen an einer alkalischen Druckelektrolyseanlage Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen zum Einsatz der Elektrolysetechnik in Verbindung mit fluktuierender Windenergieeinspeisung durchgeführt. Ziel der Analysen ist eine wirtschaftlich optimierte Betriebsstrategie des Systems, bestehend aus Windpark, alkalischem druckaufgeladenem Elektrolyseur, H₂-Speicher und Rückverstromung. Hierzu wurde ein Wirtschaftlichkeits-Tool erstellt, welches die Möglichkeit bietet vielfältige Variationsmöglichkeiten mit unterschiedlichen Parametern stundengenau abzubilden.

Die Basis der Betrachtung stellen Ist- und 24-h Prognose-Winddaten des Jahres 2011 für die Standorte Cottbus und Prenzlau dar. Anhand dieser Daten können unterschiedliche Betriebsmodi des Systems betrachtet werden. Im Näheren soll hier auf die Betriebsmodi „Prognose“ und „H₂-Produktion“ eingegangen werden. Der erste betrachtete Betriebsmodus „Prognose“ widmet sich der Verbesserung der Prognosegüte und deren entstehenden Zusatzkosten. Abschließend wurde im Betriebsmodus „H₂-Produktion“ die reine dezentrale Wasserstoffproduktion und dessen Kosten betrachtet.

Beschreibung der Vorgehensweise

Für die Betrachtungen zur Wirtschaftlichkeit von Druckelektrolyseuren im System mit Hybridkraftwerken wurde zu Beginn eine intensive Recherche der Investitions- und Betriebskosten sowie der technischen Spezifikationen der unterschiedlichen Anlagenkomponenten durchgeführt. Auf der Grundlage der aufbereiteten Daten ist ein Optimierungs-Tool entwickelt worden, welches durch die Einspeisung von jährlichen Erzeugungs- und Verbrauchsprofilen die optimalen Auslegungspunkte des jeweiligen Szenarios ermittelt. Die Erzeugungsprofile entstanden unter Verwendung von Winddaten, welche von der Meteo Group für die Standorte Prenzlau, Cottbus und Bard und das Jahr 2011 erworben wurden, und den recherchierten Lastkennlinien ausgesuchter Windkraftanlagen. Die Einspeisepprofile, oder Bedarfsprofile von Verbrauchern, sind je nach Betriebsmodus unterschiedlich generiert worden:

- Betriebsmodus „Prognose“: Definieren des Einspeiseprofils aus der 24-h-Prognose der Windparkerzeugung
- Betriebsmodus „H₂-Produktion“: Vorgabe des Einschaltpunktes und der Größe der Elektrolyseanlage

Durch umfassende Parametermatrizen sind Analysen der einzelnen Betriebsmodi entstanden, dessen Ergebnisse nachfolgend, gesondert nach dem jeweiligen Betriebsmodus, dargestellt werden.

Bewertung der Stromgestehungskosten für den Betriebsmodus „Prognose“

Für einen vorhersagbaren Handel des Windstroms an der EEX ist eine hohe Prognosesicherheit Voraussetzung. Der Betriebsmodus „Prognose“, wesentliche Ergebnisse sind in Tabelle 1 dargestellt, zeigt die Auswirkungen eines Hybridkraftwerkes auf die Prognosesicherheit und die Stromgestehungskosten des Windparks. Je höher die

Prognosegüte angestrebt wird, desto teurer wird das Hybridkraftwerk (Bsp. Prenzlau: 10,5 % Standardabweichung → 5,8 €/kWh Stromgestehungskosten; 4 % → 7,5 €/kWh; 2 % → 9 €/kWh). Es wird ebenso verdeutlicht, dass bereits der alleinige Handel des Windstroms an der Börse unter den simulierten Voraussetzungen nicht rentabel ist (Stromgestehungskosten Windpark Prenzlau 5,82 €/kWh, Mittelwert EEX Phelix 2011: 5,1 €/kWh). Wird eine Einspeisevergütung nach dem EEG angenommen, ist der Betrieb eines Hybridkraftwerkes am Standort Prenzlau unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten denkbar. Ebenso ist der Standort Bard bei der angenommenen Einspeisevergütung für Offshore-Anlagen wirtschaftlich. Jedoch wird der Gewinn durch die zusätzlichen Investitions- und Betriebskosten stark reduziert. Wird die Einspeisevergütung in Zukunft an die Bedingungen einer Mindestprognosesicherheit gebunden, ist die Erweiterung des Windparks mit einem Hybridkraftwerk Grundvoraussetzung. Bei steigenden Börsenpreisen (z.B. durch steigende CO₂-Zertifikatspreise) ist ein wirtschaftlicher Betrieb eines Hybridkraftwerkes mit Poolung unterschiedlicher Verbrauchs-, Erzeugungs- und Speicheranlagen denkbar. Es gilt hierbei ein Optimum zwischen den einzelnen Anlagen zu finden, um einen wirtschaftlichen Betrieb und die Einhaltung der vermarkteten Strommenge zu ermöglichen.

Tabelle 1: Vergleich der Stromgestehungskosten für die Betriebsmodi „Prognose“

Standort		Prenzlau		Cottbus		Bard 1		Bard 2	
Stromgestehungskosten Windpark	[€/kWh]	5,82		6,76		8,85			
Standardabweichung Prognose zu Ist-Einspeisung Windpark	[% _{WP,inst.}]	10,5		10,3		13,9			
Standardabweichung Day-ahead-Angebot zu Ist-Einspeisung Hybridkraftwerk	[% _{WP,inst.}]	2	4	2	4	2	4	2,2	5
BHKW (1) bzw. GuD (2) mit 50 % EG-Beimischung	[€/kWh]	9	7,5	11,1	9,3	12,1	11,3	12,7	11,1
BHKW (1) bzw. GuD (2) mit 25 % EG-Beimischung	[€/kWh]	9,2	7,5	11,7	9,8	12,7	11,8	12,6	11,0
BZ ohne EG	[€/kWh]	9,8	7,8	10,9	9,1	14,4	13,3	-	-
Mittelwert EEX Phelix 2011	[€/kWh]	5,1							
Einspeisevergütung									
Wind Onshore	[€/kWh]	8,9*							
Wind Offshore	[€/kWh]	15*							

*Anfangsvergütung (Onshore: EEG 2012 §29 Abs. 2; Offshore: EEG 2012 §31 Abs. 2)

Bewertung der Wasserstoffgestehungskosten des Betriebsmodus „H₂-Produktion“

Der Betriebsmodus „H₂-Produktion“ dient ausschließlich der Betrachtung der Erzeugung von Wasserstoff aus Windenergie. In der ersten Anwendung ist der Einsatz dieses Wasserstoffs im Bereich der Mobilität vorgesehen. Der Wasserstoff konkurriert in diesem Zusammenhang mit den fossilen Treibstoffen, wie Benzin und Diesel, aber auch mit Strom für Batteriefahrzeuge. Aufgrund der bisher teuren und nicht in Serienfertigung verfügbaren Brennstoffzellen sind die Anschaffungskosten für Brennstoffzellenfahrzeuge bisher deutlich höher als die Anschaffungskosten für Fahrzeuge basierend auf fossilen Treibstoffen. Es ist daher ein deutlicher Preisunterschied in den Betriebskosten notwendig um die höheren Anschaffungskosten zu rechtfertigen. Die Tabelle 2 zeigt einen Vergleich der Fahrtkosten für die unterschiedlichen Antriebsenergien. Das batterieelektrische Fahrzeug schneidet in dieser

Betrachtung am besten ab, es hat allerdings den Nachteil einer geringen Reichweite von 100 - 300 km und ist, ebenso wie Brennstoffzellenfahrzeuge, sehr teuer in der Anschaffung. Dieselfahrzeuge stellen derzeit in Reichweite und Fahrkosten die effizienteste Lösung dar. Bei einem Wasserstoffpreis von 9,5 € pro kg weist das Brennstoffzellenfahrzeug ähnliche Fahrkosten wie der Benziner auf. In Zukunft sind steigende Kosten für Benzin und Diesel anzunehmen. Ebenso werden durch die Weiterentwicklung der Elektrolysetechnologie geringere Kosten für die Wasserstoffherzeugung erwartet.

Tabelle 2: Fahrkosten nach unterschiedlichen Energieträgern

Energiebereitstellung	Kosten Zapfsäule inkl. Steuern und Abgaben	Verbrauch Mittelklassewagen auf 100 km	Spezifische Fahrkosten ¹ [€/100 km]
Benzin	1,65 €/l ⁴	6,1 l ²	10,1
Diesel	1,49 €/l ⁴	4,5 l ²	6,7
Strom	15 - 28 €/kWh	16 kWh ³	2,4 - 4,5
Wasserstoff	9,5 €/kg ⁵	1 kg ²	9,5

¹ reine Energiekosten, ohne Betrachtung der Anschaffungs- und Wartungskosten des Fahrzeuges

² www.daimler.com (Mercedes B-Klasse) / Kombiniertes Verbrauch

³ BYD Denza

⁴ de.statista.com (Diesel und Superbenzin Durchschnitt 2012)

⁵ Preis für Wasserstoff an der Tankstelle am Flughafen BER (Stand 2012)

Die Tabelle 3 zeigt wesentliche Ergebnisse der Simulation des Betriebsmodus „H₂-Produktion“. Je nach Einschaltzeitpunkt, Elektrolysegröße und der Einspeisevergütung für Windstrom variieren die Wasserstoffgestehungskosten. Aufgrund der aktuellen gesetzlichen Regelungen ist bisher davon auszugehen, dass der Windparkbetreiber jeglichen erzeugten Strom in das Netz einspeist und eine Wasserstoffproduktion nicht in Betracht zieht. Wird allerdings durch den Gesetzgeber ein Eingriff auf die maximal vergütete Leistung in Bezug auf die installierte Leistung vorgenommen, erscheint das Errichten einer Elektrolyseanlage an windreichen Standorten unter der Voraussetzung der Einspeisung der weiteren Windstromüberschüsse zu EEX-Phelix Börsenpreise (Preisvariante 2) als sinnvoll. Ein Beispiel am Standort Prenzlau zeigt bei einem Einschaltzeitpunkt (EP) der Elektrolyse von 60 %_{WP,inst.} (installierter Windparkleistung) und einer Elektrolysegröße von 5 %_{WP,inst.} Wasserstoffgestehungskosten von 5,6 €/pro kg.

Tabelle 3: Wesentliche Ergebnisse des Betriebsmodus „H₂-Produktion“

Standort			Prenzlau		Cottbus		Bard		
Stromgestehungskosten Windpark		[€/kWh]	5,82		6,76		8,85		
Preisvariante ^{**}			1	2	1	2	1	3	
EP [*]	ELA [*]								
0	5	H ₂ -Gestehungskosten	[€/kg]	1,7	9,1	6,6	13,3	18,3	31,1
			[€/kWh]	5,0	27,3	19,8	39,9	54,9	93,3
		Auslastung ELA	[Vlh]	7.741		7.452		8.164	
		H ₂ -Verkauf	[Nm ³ /h]	188		181		190	
20	5	H ₂ -Gestehungskosten	[€/kg]	5,0	12,8	13,4	21,0	25,1	29,0
			[€/kWh]	15,0	38,4	40,2	63,0	75,3	87,0
		Auslastung ELA	[Vlh]	4.288		3.686		6.448	
		H ₂ -Verkauf	[Nm ³ /h]	103		88		148	
60	5	H ₂ -Gestehungskosten	[€/kg]	0,0	5,6	23,7	29,7	39,1	16,6
			[€/kWh]	-0,1	16,8	71,1	89,1	137,3	49,8
		Auslastung ELA	[Vlh]	1.509		1.128		4.191	
		H ₂ -Verkauf	[Nm ³ /h]	35		26		96	
0	20	H ₂ -Gestehungskosten	[€/kg]	7,1	8,6	9,5	10,9	10,6	13,4
			[€/kWh]	21,2	25,8	19,5	32,7	31,8	40,2
		Auslastung ELA	[Vlh]	6.164		5.770		7.436	
		H ₂ -Verkauf	[Nm ³ /h]	600		560		691	

20	20	H ₂ -Gestehungskosten	[€/kg] [€/kWh]	12,9 38,6	14,4 43,2	17,6 52,8	19,1 57,3	14,4 43,2	14,7 44,1
		Auslastung ELA	[Vlh]	3.543		2.926		5.959	
		H ₂ -Verkauf	[Nm ³ /h]	342		280		549	
60	20	H ₂ -Gestehungskosten	[€/kg] [€/kWh]	19,6 58,8	20,3 60,9	29,5 88,5	30,3 90,9	22,4 67,2	15,3 45,9
		Auslastung ELA	[Vlh]	1.240		919		3.818	
		H ₂ -Verkauf	[Nm ³ /h]	116		85		349	

*Angaben in [%_{WP,inst.}]

**Preisvariante 1: Verkauf Windstrom zu konstant 7 €/kWh / Preisvariante 2: Verkauf Windstrom Base zu 7 €/kWh, Windstrom Peak zu EEX-Phelix Börsenpreis / Preisvariante 3: Windstrom Base zu 10 €/kWh, Windstrom Peak zu EEX-Phelix Börsenpreis

Die Auslastung der Elektrolyseanlagen besitzt neben den Stromgestehungskosten des Windparks einen starken Einfluss auf die Wasserstoffgestehungskosten. Die Abbildung 1 und Abbildung 2 zeigen die Wasserstoffgestehungskosten am Standort Prenzlau für die beiden unterschiedlichen Annahmen der Einspeisevergütungen von Basis- und Peak-Stromeinspeisevergütung. Die Kennfelder der Standorte Cottbus und Bard werden ebenfalls nachfolgend (Abbildung 3 - 6) aufgeführt, jedoch nicht gesondert kommentiert.

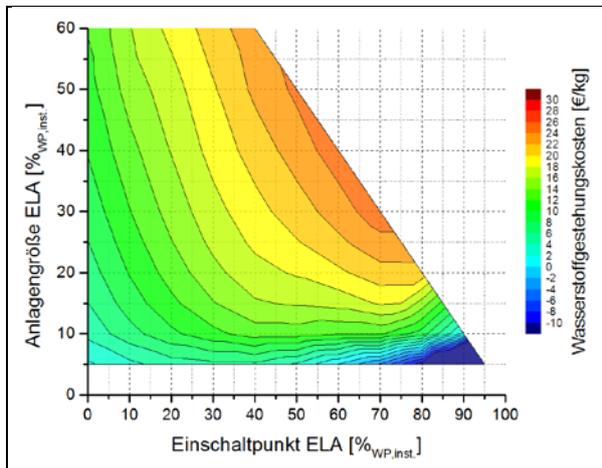


Abbildung 1: Kennfeld Wasserstoff-Gestehungskosten Elektrolyse Prenzlau (Einspeisevergütung für Basis- und Peak-Stromerzeugung von 7 €/kWh)

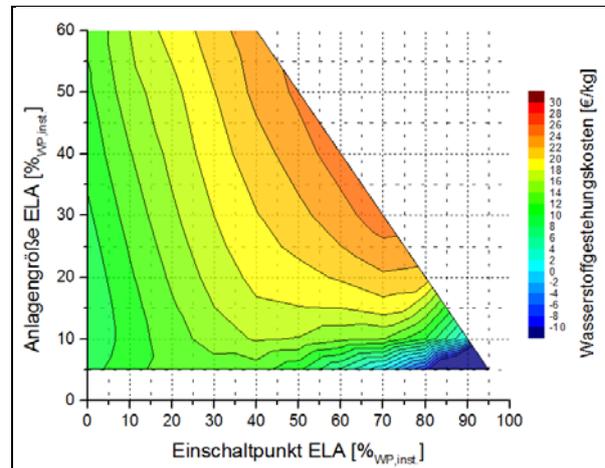


Abbildung 2: Kennfeld Wasserstoff-Gestehungskosten Elektrolyse Prenzlau (Einspeisevergütung für Basis-Stromerzeugung von 7 €/kWh, Peak-Stromerzeugung nach Phelix-Börsenpreis vergütet)

Auffällig sind hierbei die negativen Wasserstoffgestehungskosten bei sehr geringen Elektrolyseleistungen mit wenigen Betriebsstunden. Diese entstehen durch die geringen Stromgestehungskosten des Windparks im Vergleich zur Einspeisevergütung (5,85 €/kWh zu 7 €/kWh). Der positive Differenzbetrag, welcher ausschließlich durch die Stromeinspeisung des Windparks erzielt wird, erlaubt die Installation eines kleinen Elektrolysesystems bei einer zwar reduzierten, aber weiterhin positiven Bilanz. Die erzeugte Wasserstoffmenge fällt in diesem Zusammenhang durch die niedrige Auslastung der Elektrolyse sehr gering aus. Im Allgemeinen kann festgestellt werden, dass mit steigenden Elektrolyseleistungen die Wasserstoffgestehungskosten zunehmen. Eine Ausnahme bildet hierbei die Preisvariante 2 im niedrigen Elektrolysebereich, bei sofortigem Einschalten der Elektrolyse. Bis zu einem Optimum zwischen 10 und 15 % Elektrolyseleistung, bezogen auf die installierte Windparkleistung, sinken die Wasserstoffgestehungskosten. Bei Elektrolyseleistungen größer 15 % der installierten Windparkleistung steigen diese wieder.

Dieses ist auf die Vorgaben der Einspeisevergütung des Windparks zurückzuführen. Der mittlere erzielbare Börsenpreis beläuft sich im Betrachtungsjahr 2011 auf 5,11 €/kWh und fällt somit geringer aus als die Stromgestehungskosten des Windparks. Diese Differenz muss zusätzlich durch die Wasserstoffproduktion ausgeglichen werden, weshalb zu Beginn bei einer kleineren Elektrolyseeinheit hin zur größeren Elektrolyseeinheit die Wasserstoffgestehungskosten aufgrund der größeren Wasserstoffproduktion fallen. Ist das Optimum erreicht, haben die Auslastung der Elektrolyse und der größere Speicherbedarf einen größeren Einfluss und die Wasserstoffgestehungskosten steigen mit zunehmender Elektrolysegröße.

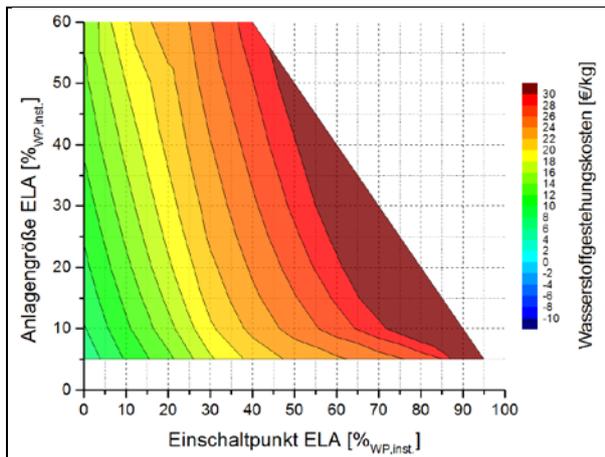


Abbildung 3: Kennfeld Wasserstoff-Gestehungskosten Elektrolyse Cottbus (Einspeisevergütung für Basis- und Peak-Stromerzeugung von 7 €/kWh)

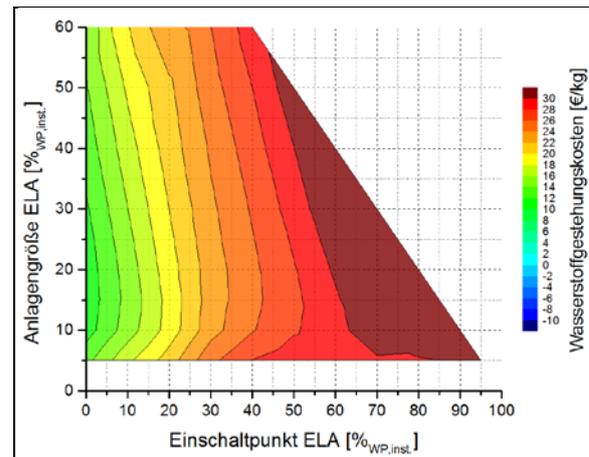


Abbildung 4: Kennfeld Wasserstoff-Gestehungskosten Elektrolyse Cottbus (Einspeisevergütung für Basis-Stromerzeugung von 7 €/kWh, Peak-Stromerzeugung nach Phelix-Börsenpreis vergütet)

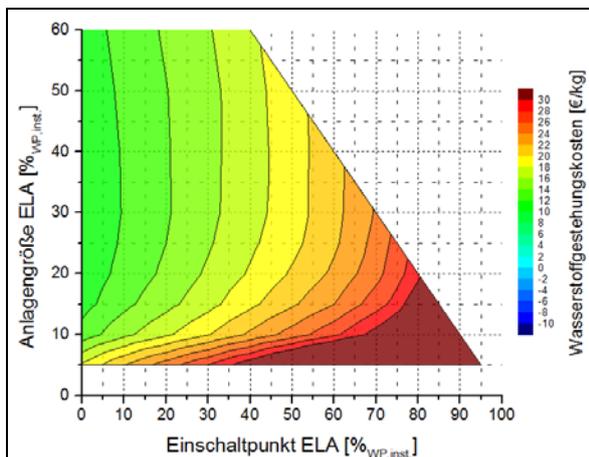


Abbildung 5: Kennfeld Wasserstoff-Gestehungskosten Elektrolyse Bard (Einspeisevergütung für Basis- und Peak-Stromerzeugung von 7 €/kWh)

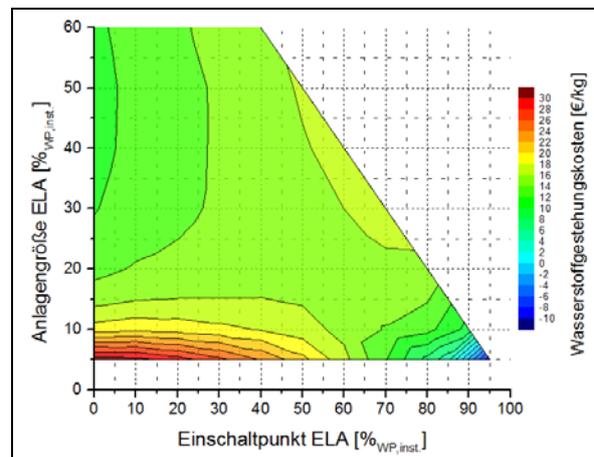


Abbildung 6: Kennfeld Wasserstoff-Gestehungskosten Elektrolyse Bard (Einspeisevergütung für Basis-Stromerzeugung von 10 €/kWh, Peak-Stromerzeugung nach Phelix-Börsenpreis vergütet)

Das diesem Beitrag zugrunde liegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Ministeriums für Wirtschaft und Europaangelegenheiten des Landes Brandenburg und der EU gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt der Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Geodaten für energetisches Planen und Gestalten: Landkreise als Akteure - das Projektbeispiel „Energieservices M-V“

Tobias Lerche

DATAGROUP Business Solutions GmbH, Lange Straße 1a, D-18055 Rostock

Tobias.Lerche@datagroup.de, Telefon: +49 (0)381 4929830

Schlüsselwörter: Erneuerbare Energie, Planung, Geodaten, Energieportal, Regionalentwicklung

Zusammenfassung: Die Anforderungen des weiteren Ausbaus der Erneuerbaren Energien müssen einer Vielzahl von Ansprüchen verschiedenster Nutzergruppen gerecht werden. Einzelne Kommunen, sowie Landkreise und Regierungsbezirke stehen zunehmend als Akteure in der Verantwortung. Gleichzeitig sind die Sensibilität für die Thematik und der Anspruch an die verfügbaren oder notwendigen Geoinformationen gestiegen. Diesem Informationsbedarf wird bislang nur unzureichend oder mit unverhältnismäßig hohem Aufwand begegnet. Das Projekt „Energieservices M-V“ führt die notwendigen Aktivitäten pilothaft auf der Ebene des Landkreises Nordwestmecklenburg für die Bereiche Bio,- Solar,- Windenergie sowie Wärme durch. Einziger Dateistandard sind Geowebdienste nach internationaler OGC Norm. Diese werden konsequent in bestehende online-Strukturen des Landes und der Landkreise eingebunden und zur Weiternutzung zur Verfügung gestellt.

1. Ausgangslage

Die 1990er und 2000er Pionier- und Anfangsjahre der Erneuerbaren Energien mit zum Teil kaum kontrollierten Zubauraten sind vorüber. Die Phase der Markteinführung im Strombereich gilt trotz aller Kritik an der realpolitischen Umsetzung allgemein als erfüllt. Die große Herausforderung der laufenden und der kommenden Dekade ist die der Marktdurchdringung. Dies setzt natürlich weitere Innovation und industrielle sowie gesellschaftliche Anpassung voraus – die Notwendigkeit für abgestimmtes und strategisches Handeln wird dabei immer drängender.

Die konkrete Umsetzung und Ausgestaltung der Energiewende in den Regionen und vor Ort, Landkreisen sieht sich zunehmend mit wiederkehrenden und systematischen Problemstellungen konfrontiert:

- Was ist der Bestand? Wo stehen bereits Anlagen? - Und welche Informationen brauchen wir über sie?
- Wo liegen die Entwicklungspotenziale? -Und wie definieren wir „Potenzial“?

Diese Grundsätzliche Herangehensweise trifft sowohl auf Forschungsvorhaben, als auch regionale bis nationale Entwicklungskonzepte, als auch auf privatwirtschaftliche Bauvorhaben zu.

Und nicht zuletzt gilt zu beachten:

- Was interessiert mich oder meine Zielgruppe? Zu detaillierte oder überfrachtete Informationen sind nicht zielführend oder überfordern den Nutzer sogar.

Es besteht ein enormer und akuter Informationsbedarf an aktuellen und hinreichend präzisen Standort- und Flächeninformationen, sprich „Geoinformationen“, oder „Geodaten“ wenn sie in digital-verortbarer Form vorliegen.

Ein reales Problem ist, dass bereits die Frage nach dem Bestand in der Regel nicht oder nicht genau genug beantwortet werden kann. Hierzu ist die Zusammenführung einer Vielzahl von Informationen aus Fachdatenquellen notwendig.

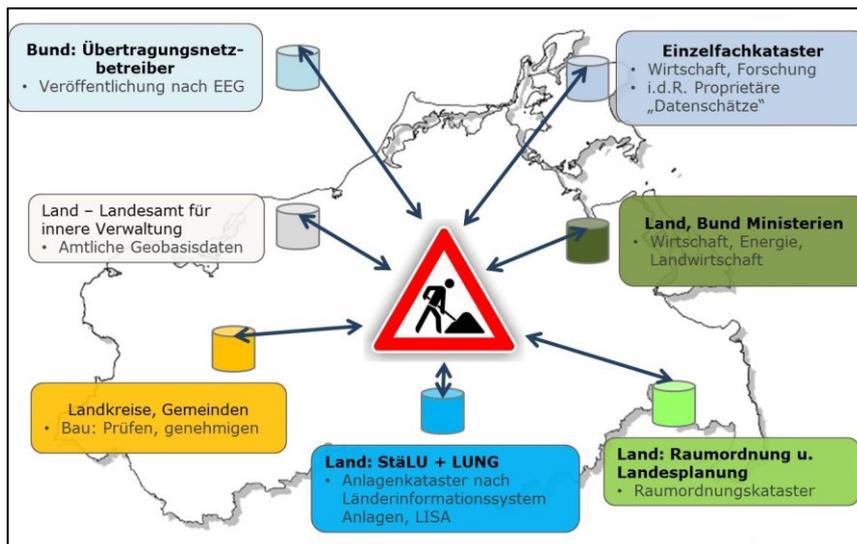


Abbildung 1: Schematisch-exemplarische Darstellung der Energiedatenlandschaft Mecklenburg- Vorpommern.

Die in Abbildung 1 exemplarisch dargestellte Vielzahl an Datenquellen in den Bereichen Verwaltung- Forschung –Wirtschaft geht mit einer ebensolchen Vielfalt an Formaten (oft analog) und Aktualitäten auf praktisch allen administrativen Ebenen einher. Dabei werden existierende Datenstandards zur Verbesserung von Interoperabilität kaum angewendet.

Das Resultat ist, das dem eingangs konstatierten Informationsbedarf bislang nur mit unverhältnismäßig hohem Aufwand für die Harmonisierung, Aktualisierung und fachliche Zusammenführung begegnet werden kann. Dieser Aufwand übersteigt die fachlichen und finanziellen Mittel der Mehrheit der Akteure im System „Energiewende“, vor allem Bürger, Kleinst- und Kleinunternehmen, -Forschungseinrichtungen und viele Kommunen. Dies gilt insbesondere für Kommunen in Mecklenburg-Vorpommern.

1.1. Energieinformationen gleich Geoinformationen

Hieraus resultiert ein enormer und akuter Informationsbedarf an aktuellen und hinreichend präzisen Standort- und Flächeninformationen, also Geografischen Informationen oder Geodaten.

Geodaten [1] sind geometrische oder auch sachbezogene Informationsbestände mit einem direkten Raumbezug durch Koordinaten oder auch indirekten Raumbezug als ein spezielles Gebiet. Dadurch ist es möglich, den Objekten der Geodaten auf der realen Erdoberfläche mindestens eine lagebezogene, geographische Position zuzuweisen. Dies trifft auf die Mehrheit der Energieinformationen zu. Dabei wird unterschieden:

- Primäre Geodaten sind unmittelbar gewonnene Daten mit räumlichem Bezug. Als wichtigste Gruppe mit energetischem Hintergrund gehören hierzu vor allem Anlageninformationen (Bio, Solar, Wind, Wärme) und Energieinfrastruktur (Strom, Wärme).
- Sekundäre Geodaten werden aus der Verarbeitung von primären Geodaten mit räumlichem Bezug generiert. Die Mehrheit der Energiestudien, Potenzialanalysen, Entwicklungskonzepten etc. zählt hierzu.

Ein internationaler Standard zur Veröffentlichung, Einbindung und gemeinsamer Bearbeitung von Geodaten liegt mit den sogenannten Geowebdiensten nach OGC [2](Open Geospatial Consortium) Norm vor. Die Geowebdienste, auch Geodienste genannt, sind webbasierte Kommunikationsprotokolle, mithilfe derer ein Server/ Anbieter mit einem Anwendungsclient kommunizieren kann. Mittels der Geodienste ist es Anwendern möglich innerhalb der eigenen Anwendungen oder Programme über das Netzwerk geographische Daten oder Anwendungsmöglichkeiten nutzen.

Ein wesentlicher Vorteil für Anbieter und Nutzer besteht in der automatisierten Datenaktualisierung und Datensicherung durch den Anbieter. Zum Beispiel ist so die Arbeit mit derselben Version und Aktualität des Datensatzes gewährleistet.

2. Rolle der Landkreise in MV:

Die Dezentralität der Erneuerbaren Energien bedingt eine Vielzahl von Akteuren, sowohl bei Investoren, Unternehmen und Betreibern, als auch bei den Genehmigungsbehörden.

Den Landkreisen in Mecklenburg- Vorpommern fallen dabei mehrere Rollen zu:

- Als Sitze der unteren Fachbehörden (Natur, Bau, Immission, Kataster) sind sie Akteure in Genehmigungs-prozessen und damit auch primäre Datenhalter, vgl Abb.1.
- Als Mitglieder der Regionalen Planungsverbände sind sie an der Ausgestaltung der Rahmenbedingungen der Regionalen (wirtschaftlichen und energetischen) Entwicklung beteiligt.
- Als Liegenschaftsverwalter besteht ein eigenes wirtschaftliches Interesse an Energiemaßnahmen wie Einsparung, Effizienz oder Selbstversorgung.
- Als regionaler Wirtschaftsstandort sind Landkreise durchaus an einer Beförderung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien mit hohem regionalen Wertschöpfungsgrad interessiert.
- Die Landkreise verfügen in Katasterämtern und Geodatenzentren über die Erfahrung und technische Ausstattung, um Geoinformationen gemeindeübergreifend und regional zur Verfügung zu stellen.

Dabei sollte zwischen Pflicht- und Freiwilligen Aufgaben unterschieden werden. Energie-Wirtschaftsthemen fallen meist in den Bereich der freiwilligen Aufgaben und müssen deutlich stärker haushalterisch begründet werden.

3. Projektvorstellung „Energieservices M-V“

Ein wichtiger Schritt zu einem weiteren zügigen und gleichzeitig zielgerichteten und nachprüfaren Vorankommens der Energiewende besteht im Aufholen des strukturellen Informationsnachteil. Daran schließt sich das Herausarbeiten eines Informations-Mehrwertes an, welcher durch die Zusammenführung der Datenquellen und nutzergerechten Aufbereitung der Geodaten unter dem Primat der digitalen Fortnutzbarkeit in Geografischen Informationssystemen (GIS) erreicht wird.

3.1. Projektziele

Diesem Kerngedanken widmet sich das Projekt „Energieservices M-V“. Im Rahmen der Egovernment Richtlinie M-V von 2008 wurde es als Pilotprojekt durch das Innenministerium Mecklenburg Vorpommerns gefördert.

Das Hauptziel des Projektes ist es daher, kartenbasierte Energiedienste in Form von Geo-Webdiensten (WMS, WFS) für die Beantwortung der Fragestellungen in den Bereichen Bio-, Solar- und Windenergie sowie Wärme zu schaffen. Dabei sollen diese Dienste möglichst genau auf die Fragestellungen einzelner Nutzergruppen eingehen, siehe Abbildung 2. Modellhaft sollen auch einzelne Anwendungen in diesen Bereichen umgesetzt werden. Vorbilder sind Hilfsmittel wie Apps oder Dienstleistungstools, z.B. ein Photovoltaik-Dachflächen-Rechner.

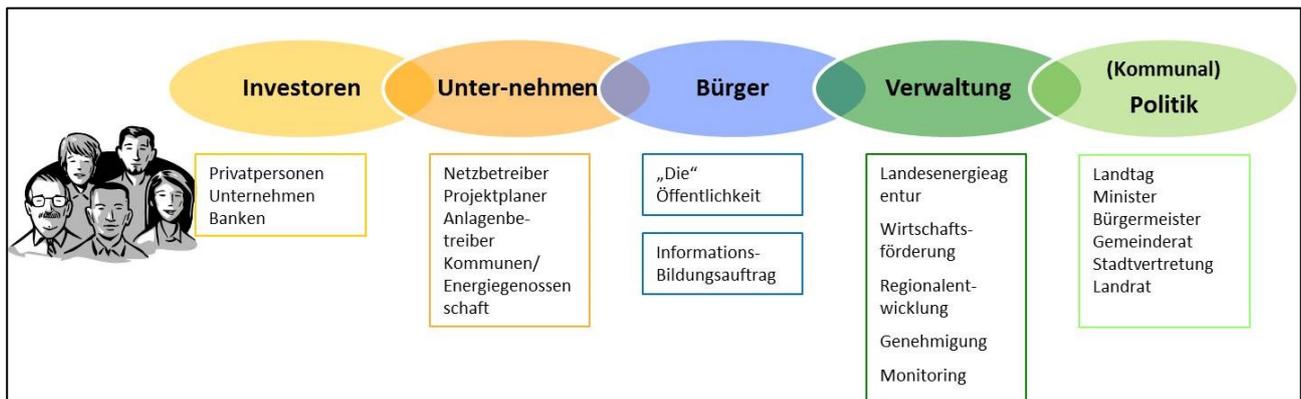


Abbildung 2: Definierte Nutzergruppen innerhalb des Projektes und entsprechende Hauptvertreter

Weitere Aufgaben und Inhalte:

- Analyse der Ortsbezogenen Standortfaktoren sowie die Überprüfung eigener Datenquellen über Erneuerbare Energien zur Nutzung in einem geografischen Information System.
- Erfassung von relevanten externen Datenquellen (vom Bund und Land) für den Bereich Erneuerbare Energien, um diese ebenfalls in Geografischen Informationssystem zu nutzen.
- Prüfung dieser Datenquellen auf ihre dauerhafte Nutzbarkeit (Qualität, Aktualisierung, Datenschutz) um diese auch in andere Anwendungen einbinden zu können.
- Formale und Inhaltliche Definition der Energiedienste sowie Bereitstellung der Informationen auf der Basis von Geowebdiensten.

Das Projekt „Energieservices M-V“ führt diese notwendigen Aktivitäten pilothaft auf der Ebene des Landkreises Nordwestmecklenburg für die Bereiche Bio,- Solar,- Windenergie durch. Einziger Dateistandard sind dabei Geowebdienste nach OGC Norm. Diese werden konsequent in bestehende online-Strukturen des Landes und der Landkreise eingebunden und als Umsetzungsvorlagen zur Weiternutzung zur Verfügung gestellt.

3.2. Beabsichtigter Nutzen

Die zu erwartenden Ergebnisse und Nutzen beinhalten:

- Informationen zu Energie-Anlagen, -Potenzialen, -Planungen
- Präzisierte Auskunftsfähigkeit für Bürger, Unternehmen, Investoren, Kommunalpolitik
- Schnellere Verwaltungsinterne Arbeitsabläufe bei Genehmigung und fachlicher Stellungnahme
- Gesteigerte Rechtssicherheit von Stellungnahmen und Verwaltungsakten durch verbesserte Abstimmung über kartografische Verortung
- Mehr Gestaltungsspielräume für zukunftssichere Planung, z.B. durch effizientere Gestaltung der fortlaufende Analysen (Bestand, Potenziale) und Planungen zum Thema Erneuerbare Energien, der Regional- und der Landesentwicklung.
- Einen belastbaren Baustein der Energiewende

4. Erste Ergebnisse

Im Verlauf der Analyse- und Konzeptphase wurden insgesamt 33 relevante Datenquellen identifiziert, welche im Landkreiseigenen Wirkungsbereich liegen oder extern erschlossen werden müssen. Eine schematische Klassifizierung ist in Abbildung 3 dargestellt.

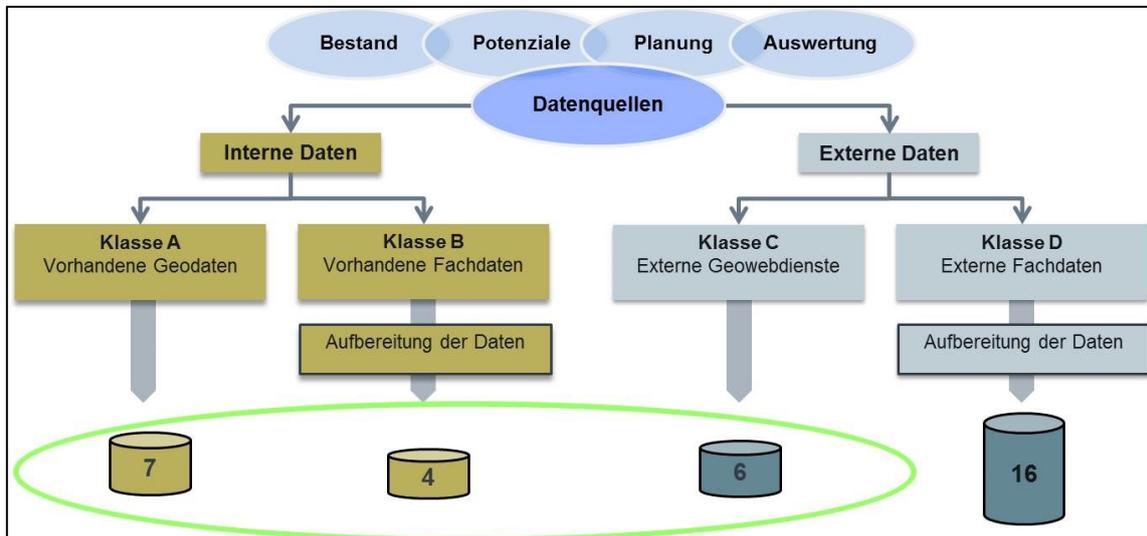


Abbildung 3: Übersicht der Klassifizierung der Datenquellen

Etwa die Hälfte der Datenquellen kann direkt oder mit vertretbarem Aufwand erschlossen werden, da sie entweder im eigenen Wirkungsbereich liegen oder bereits als Geowebdienste zur Verfügung stehen. Von den 33 potenziellen Datenquellen werden 26 Geowebdienste innerhalb der Projektlaufzeit generiert. Ausschlussgründe, vor allem für externe Datenquellen, sind unsichere Nachhaltigkeit der Datenaktualität, Ungenauigkeit der Datenquelle, unverhältnismäßiger Aufwand zur Nutzbarmachung.

Integration in bestehende Strukturen

Bereits im 2. Quartal 2014 wurde je ein Datenmodell für Bioenergieanlagen, Windkraftanlagen, PV- Freiflächenanlagen aus dem Projekt in eine gemeinsame Arbeitsgruppe des REGIS [3] Projektes eingebracht und dort von Vertretern der Landkreise und Kreisfreien Städte in Mecklenburg Vorpommern für verbindlich erklärt und gemeinsam verabschiedet. Zukünftige Veröffentlichungen dieser Anlagentypen als Geowebdienste aus den Datenbeständen dieser Arbeitsgruppe dürfen damit als harmonisiert erwartet werden.

Die Projektergebnisse werden im Landkreis Nordwestmecklenburg hauptsächlich in das bestehende Geoportal als ein Fachbereich „Energie“ integriert. Der Aufbau des Fachbereiches ist in Abbildung 4 schematisch dargestellt.

Der Fachbereich wird zusätzlich als Subdomain gehostet und wird damit direkt für Suchmaschinen auffindbar. Von der Homepage der Landkreisverwaltung wird an den entsprechenden Stellen auf weitere Informationen im Fachbereich Energie des Geoportals verwiesen.

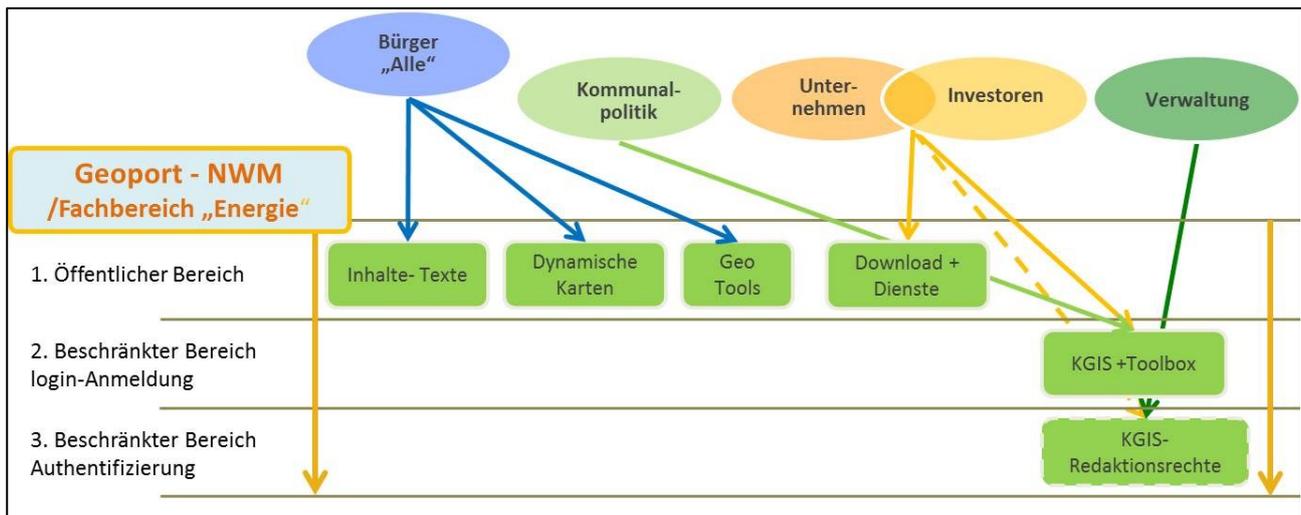


Abbildung 4: schematischer Aufbau des Fachbereichs Energie im Geoportal Nordwestmecklenburg

5. Fazit und Ausblick

Das Projekt hat gezeigt, dass eine Vielzahl von Berührungspunkten, Interessenlagen, Verantwortlichkeiten und Datenquellen zum Thema „Erneuerbare Energien“ auf der Ebene der Landkreise existieren. Eine Vielzahl von Informationen, bzw. Datenquellen kann mit den Mitteln der Fachdienste verfügbar gemacht und einer zielgruppengerechten Nutzung zur Verfügung gestellt werden. Die fortlaufende Aktualisierung der Datenbestände erfordert eine Anpassung der Arbeitsweise in den entsprechenden Fachdiensten. Die zu erwartenden Aufwände werden durch die Mehrwerte und Zeitersparnisse in der weiteren Verwendung aufgewogen.

Im Sinne der Weiternutzung und Weiterführung der Projektergebnisse gilt es die Ergebnisse des Pilotprojektes flächendeckend in allen Landkreisen und Kreisfreien Städten umzusetzen, da sich durch die Abbildung des gesamten Bundeslandes wichtige Synergien ergeben. Zudem gilt es die, auch die Landesverwaltung in Gestalt der Ministerien und nachgeordneten Fachbehörden an der Umsetzung der Projektprinzipien zu beteiligen, da hier wichtige Datenquellen aber auch Fachnutzer verortet sind.

Wichtige thematische Bestandteile wie Effizienz, Einsparung und Energieinfrastruktur konnte nicht betrachtet werden, ihre Einbindung ist im Sinne einer ganzheitlichen Betrachtung aber zwingend notwendig. Das Themen „Energie – Energiewende- Erneuerbare Energien“ werden auf der kommunalen Ebene eine auf absehbare Zeit ein dominantes Thema bleiben. Um hier aktiv oder sogar proaktiv gestaltend tätig werden zu können sollte eine Fachkoordination für Energiefragen, möglichst mit personeller Verankerung eingerichtet werden.

6. Quellenangaben:

- [1] Wikipedia „Geodaten“, www.de.wikipedia.org, aufgerufen am 15.09.2014
- [2] OGC, Open Geospatial Consortium. <http://www.opengeospatial.org/>
- [3] REGIS, Datenmodelle unter: <https://geo.sv.rostock.de/regis-wiki/doku.php?id=start>



Gefördert von der Europäischen Union und dem Land Mecklenburg-Vorpommern.

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

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

Schlüsselwörter Photovoltaik, Solarthermie, Windenergie, verschiedener Nutzungsvarianten, Datenauswertung, Messtechnische Untersuchungen

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 Ende der 1990er Jahre 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 twelve years including two photovoltaic systems with different tracking systems. The results of the long-term tests with the photovoltaic systems show that systems with a tracking system realize a annual higher energy yield. This energy yield depends on the atmospheric conditions, e.g. cloudiness or sunny days with an important direct radiation. Other contributory effects are very important for a good economic planning and construction of photovoltaic systems, too, e.g. a good ventilation is necessary for a little panel-temperature.

Die einzelnen Versuchsanlagen

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 kWp 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

Bild 3:
Solar-Stirling-Anlage auf dem
Freigelände des Komplex-
versuchsstandes



Während ihrer Bachelor- und Masterausbildung in den Studiengängen Energietechnik, Maschinenbau und Wirtschaftsingenieurwesen (Maschinenbau und Energietechnik) nutzen die Studentinnen die Versuchsanlagen des Komplexversuchsstandes im Rahmen ihrer studentischen Ausbildung in den Lehrgebieten „Regenerative Energien“ und „Energiewirtschaft“, wobei je nach Studienrichtung fünf bis sieben Praktika durchgeführt werden.

Um auch Messungen über längere Zeiträume durchführen zu können, wurde in den ersten Jahren eine automatische zentrale Messwerterfassung entwickelt und schrittweise aufgebaut. Ziel war es, ein relativ wartungsfreundliches System aufzubauen, das zusätzlich den örtlichen Bedingungen sehr gut angepasst werden kann. Das System ermöglicht es, dass sowohl die meteorologischen Daten als auch die technischen Parameter der Versuchsanlagen automatisch auf einem Rechner im Solarcontainer erfasst werden.

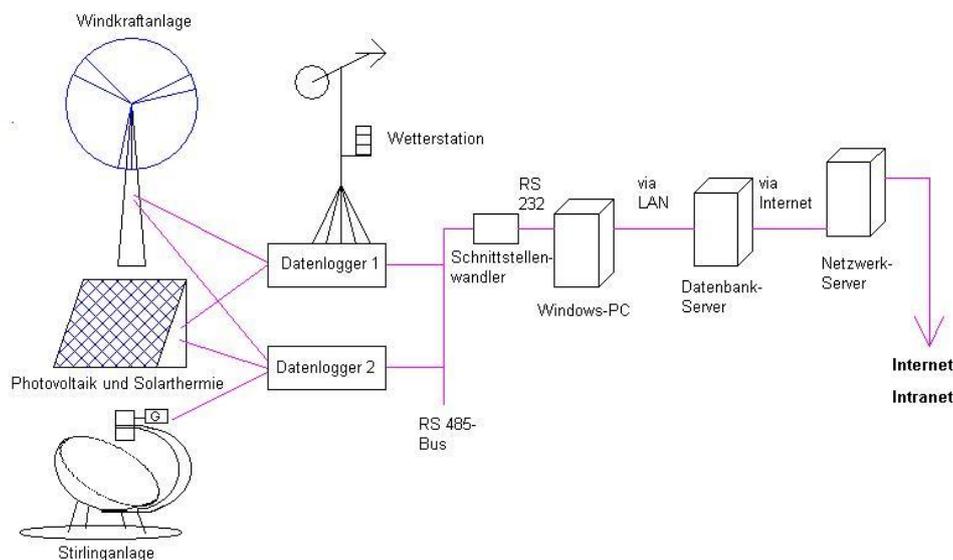


Bild 4 Schema der zentralen Messwerterfassung

Entsprechend dem im Bild 4 dargestellten Schema werden alle Daten sekundlich auf zwei handelsüblichen Datenloggern erfasst und in Form von Zehn-Minuten-Mittelwerten über ein Bussystem an einen PC im Solarcontainer übermittelt. Auf dem PC besteht die Möglichkeit einer umfassenden Datenauswertung. Unter Nutzung eines speziellen Programms ist man in der Lage, die Daten einzelner Tage, Wochen oder Monate bzw. des gesamten Aufzeichnungszeitraumes zu analysieren. Für weiterführende Auswertungen werden die einzelnen Datensätze ohne größeren Zeitaufwand in eine Excel-Datei umgewandelt.

Zusammenarbeit mit Firmen und Institutionen der Region

Neben der Veröffentlichung wichtiger Informationen über den Komplexversuchsstand sowie der aktuellen Wetterdaten und Anlagenparametern unter www.htwk-leipzig.de/fbme/labore/wetterlaube ist es wichtig, diesen Komplexversuchsstand nicht nur für die studentische Ausbildung zu nutzen, sondern ihn auch der Öffentlichkeit zur Verfügung zu stellen. So wird der Versuchsstand im Rahmen verschiedener Fort- und Weiterbildungsmaßnahmen, aber als auch durch ein benachbartes Gymnasium genutzt, das unter Verwendung der aufgezeichneten meteorologischen Daten seine eigenen regenerativen Anlagen im Physikunterricht auswertet. Delegationen von verschiedenen

Hochschulen aus dem In- und Ausland haben dem Versuchsstand ebenfalls einen Besuch abgestattet. Für mittelständige Unternehmen ist ein Anschauungsobjekt, an dem die verschiedenen Nutzungsmöglichkeiten erneuerbarer Energien an einem komplexen Beispiel studiert und gleichzeitig die energiewirtschaftlichen Aspekte der einzelnen Systeme, auch für die Gestaltung von Hybridsystemen, analysiert werden können. Der Versuchsstand steht ebenfalls im Mittelpunkt des jährlich stattfindenden Kolloquiums „Regenerative Energien“ an der HTWK Leipzig, bei dem Vertreter von der HTWK Leipzig und aus der Industrie sich bei vier interessanten Vorträgen zu Entwicklungstrends bei den verschiedenen Möglichkeiten der Energieerzeugung bzw. -umwandlung mittels regenerativer Energien austauschen.

Auswertungsbeispiele von messtechnischen Untersuchungen

Systemwirkungsgrad von PV-Anlagen

Die PV-Anlage und die solarthermische Anlage befinden sich auf einer zweiachsigen Nachführeinrichtung und können dadurch sowohl zweiachsig als auch nur einachsig bzw. manuell dem Sonnenstand nachgeführt werden. Ebenso ist die feste Ausrichtung der Anlagen in einer bestimmten Position möglich. Es bietet sich damit die Möglichkeit, die Anlagen beliebig nach der Sonne auszurichten, um auf diesem Weg über längere Zeiträume Leistungen und Erträge zu ermitteln bzw. energiewirtschaftliche Aspekte zu untersuchen. Außerdem können Rückschlüsse auf mögliche Standorte auf unterschiedlich ausgerichteten Gebäuden unter Abschätzung aller Vor- und Nachteile gezogen werden.

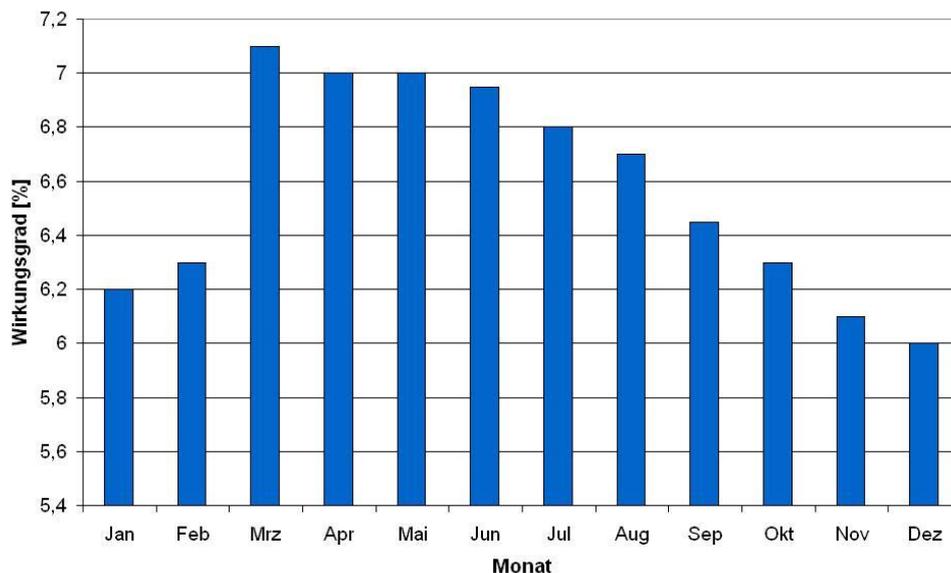


Bild 5 Monatlicher Systemwirkungsgrad der PV-Anlage

So ist im Bild 5 der monatliche Systemwirkungsgrad der PV-Anlage dargestellt, der sich aus den Wirkungsgraden der PV-Module und der anschließenden elektrischen Verbraucher (Wechselrichter, Messgeräte, Leitungen auf der DC- und AC-Seite) ergibt und zwischen 6,0 und 7,1 Prozent liegt.

Theoretisch müsste dieser in den Sommermonaten bedeutend höher als in den Wintermonaten sein, da die monatliche durchschnittliche Einstrahlungsenergiemenge im Sommer wesentlich höher als in den Wintermonaten ist. Ertragsmindernd wirken sich aber die hohen Temperaturen an der Rückseite der PV-Module, vor allem während der heißen Sommertage, aus. Bild 6 zeigt beispielsweise den Verlauf von Luft- und Modultemperatur an dieser Anlage im Juli eines Jahres.

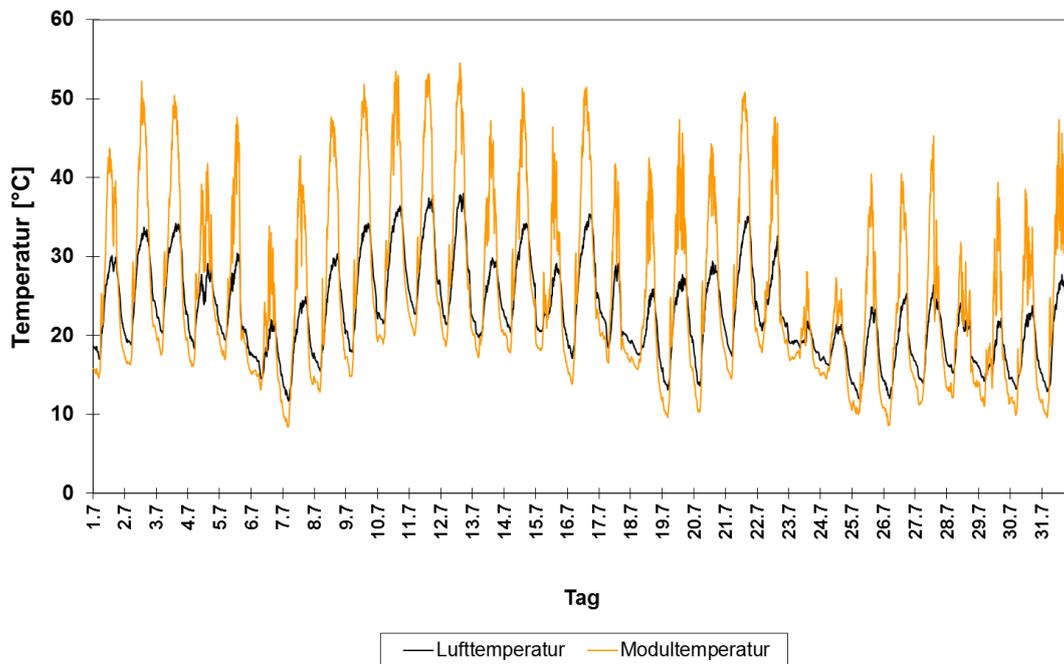


Bild 6 Luft- und Modultemperatur an der PV-Anlage der HTWK Leipzig im Monat Juli

Trotz einer guten Hinterlüftung, bedingt durch die Freiaufstellung der PV-Anlage, wurden bei Lufttemperaturen von tagsüber 25 bis 30°C Temperaturen an den PV-Modulen von bis zu 55 °C gemessen. In Abhängigkeit des üblichen Temperaturkoeffizienten von Silizium von -0,5 % je Kelvin, nimmt die Leistung von PV-Modulen in Bezug auf die bei 25 °C angegebene Nennleistung um bis zu 12 bis 15 Prozent ab.

Anlagenleistung in Abhängigkeit der Ausrichtung der PV-Anlage

Das nachstehende Bild 7 zeigt in einer Übersicht die Monatserträge einer in Mitteldeutschland zweiachsig nachgeführten bzw. nach verschiedenen Richtungen fest ausgerichteten PV-Anlage mit einer Nennleistung von 1 kW_p. Aufgrund der bisher längeren Laufzeit der Anlage (ca. 8 Jahre) wurden die Untersuchungen an der mit Strahlungspyranometern nachgeführten PV-Anlage vorgenommen. Es ist ersichtlich, dass mit dieser Anlagenvariante ein deutlich erhöhter Energieertrag zu erzielen ist. Während man mit einer ungünstigen 45° - Ausrichtung nach Osten bzw. nach Westen einen Jahresertrag von ca. 580 kWh/a erzielen kann, liegt dieser bei einer 30° bzw. 45° - Ausrichtung nach Süden bei insgesamt 780 bzw. 760 kWh/a. Im Gegensatz dazu beträgt der Energieertrag mit einer nachgeführten PV-Anlage ungefähr 1.030 kWh/a und dies entspricht im Vergleich zu einer optimal nach Süden 30° fest ausgerichteten PV-Anlage einem Anstieg in der Elektroenergieerzeugung um ca. 31 %. Diese prozentuale Steigerungsrate des Ertrages deckt sich auch mit den in zahlreichen Literaturquellen angegebenen Werten. Allerdings ist diese

Ertragssteigerung über die gesamte Anlagenlebensdauer gesehen mit einem erheblichen finanziellen Mehraufwand für die Anschaffung und die Instandhaltung einer Nachführeinrichtung verbunden. Das an der HTWK Leipzig als Nachführung eingesetzte Solar-Trak-System mit Strahlungspyranometern weist im Vergleich zu rechnergestützten Nachführsystemen bei einem bedeckten Himmel mit überwiegend diffuser Strahlung eine gewisse Ungenauigkeit auf, ist aber als absolut ausreichend einzustufen.

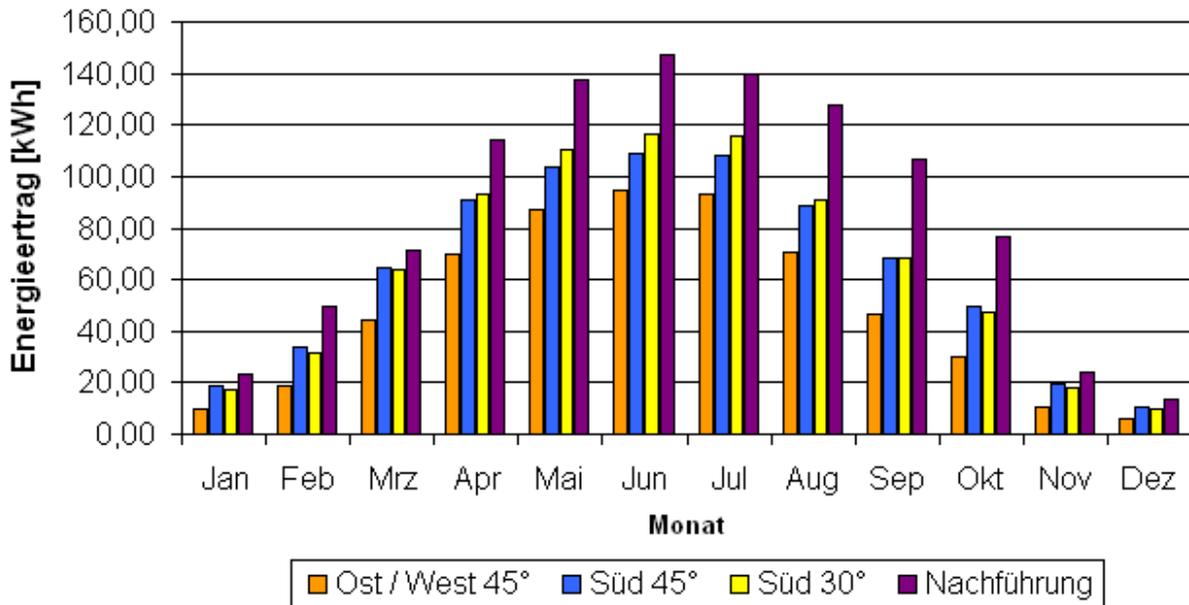


Bild 7: Monatserträge der PV-Anlage in Abhängigkeit der Ausrichtung

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

Jährliche Verfügbarkeit von PV-Anlage und Solar-Stirling-Anlage

Ein wesentliches positives Merkmal für den Einsatz einer PV-Anlage ist im Allgemeinen deren hohe jährliche Verfügbarkeit; die durchschnittliche monatliche Betriebszeit innerhalb der gesamten Betriebsdauer von über 14 Jahren einschließlich der Einteilung in 6 verschiedene Leistungsbereiche zeigt das Bild 8. Im Durchschnitt ist die PV-Anlage mit insgesamt ca. 4.200 Stunden und damit fast 48% bezogen auf das gesamte Jahr (8.760 Stunden) in Betrieb. Diese Anlagenverfügbarkeit schwankt zwischen 28 % in den Winter- und 66 % in den Sommermonaten. Aber auch die Leistungsbereiche der PV-Anlage in den einzelnen Monaten sind sehr unterschiedlich. Während die PV-Anlage in den Wintermonaten vorwiegend im Leistungsbereich bis 100 Watt arbeitet, liegt der Arbeitsbereich in den Sommermonaten zwischen 400 und 800 Watt. Erkennbar ist ebenfalls, dass Spitzenwerte der PV-Anlage von 800 bis 1000 Watt nur an wenigen Stunden im Jahr erreicht werden; der Anteil dieser Leistungsklasse an der Gesamtbetriebszeit beträgt ca. 2,0 %. Da die PV-Anlage zuallererst für Forschungszwecke zur Verfügung steht, könnte dieser Wert am durchaus noch etwas höher sein. Vor allem in den sonnenreichen Sommermonaten (Juni bis August) finden

eine Vielzahl von studentischen Praktika und Belegarbeiten statt, in deren Rahmen die PV-Anlage teilweise nicht optimal zur Sonne ausgerichtet wird.

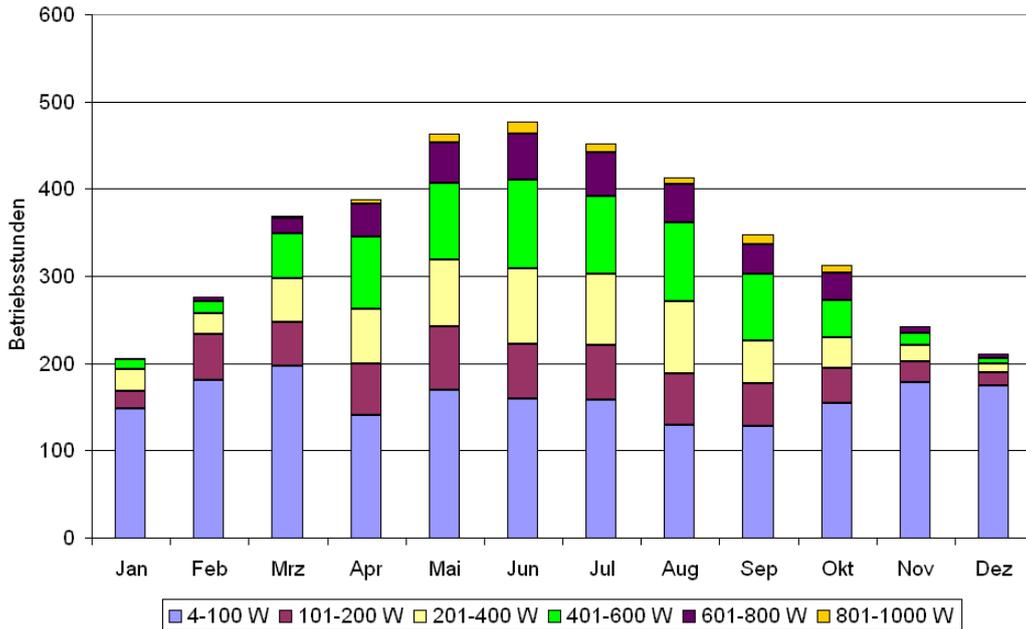


Bild 8: Verfügbarkeit der nachgeführten PV-Anlage in unterschiedlichen Leistungsbereichen innerhalb der Betriebsjahre

Dagegen kann die Solar-Stirling-Anlage nur als Demonstrationsobjekt dieser Technik angesehen werden, da die vom Anlagenhersteller geforderte solare Direktstrahlung von ca. 400 bis 450 W/m² im mitteldeutschen Raum nur an wenigen Stunden im Jahr erreicht wird, eine entsprechende Auswertung mit der Gegenüberstellung der theoretisch möglichen Betriebsstunden der Stirling-Anlage mit der PV-Anlage seit dem Jahr 2000 zeigt Bild 9.

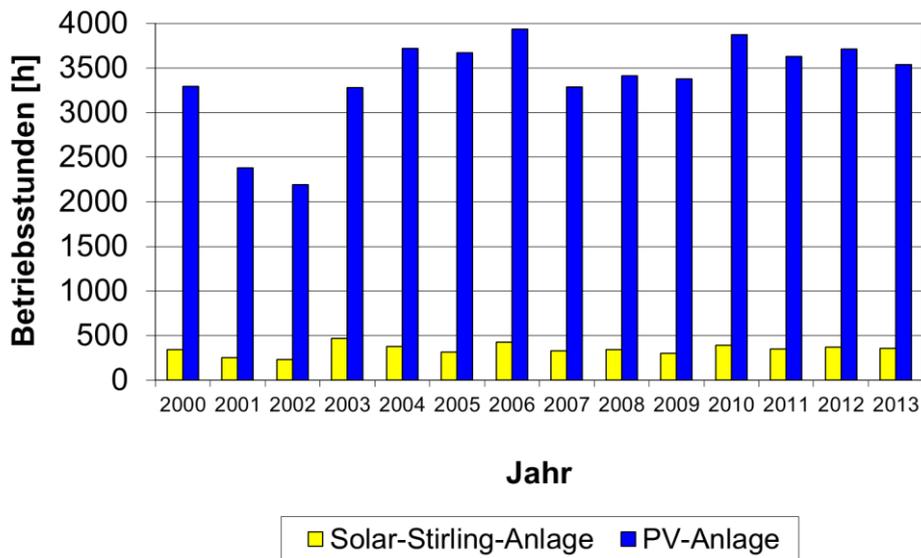


Bild 9 Betriebsstunden von Solar-Stirling- und PV-Anlage

Energiebilanz des Komplexversuchsstandes

Der Komplexversuchsstand einschl. der umfangreichen Messtechnik wurde so gestaltet, dass man ihn auch als eigenständiges Gebäude mit Bedarf an Wärme- und Elektroenergie ansehen kann. Es besteht die Möglichkeit, sowohl die mit allen regenerativen Anlagen erzeugte und eingespeiste als auch die vom Netz bezogene elektrische Energie zu messen und somit eine Energiebilanz entsprechend Bild 10 zu erstellen.

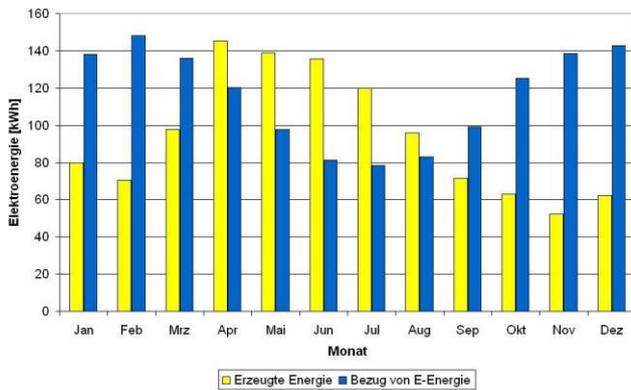


Bild 10 Energiebilanz des Komplexversuchsstandes

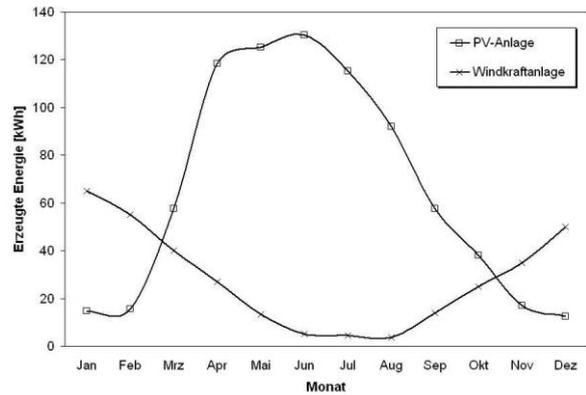


Bild 11 Monatliche mit PV-Anlage und Windkraftanlage erzeugte Elektroenergie

Im Bild 10 erkennt man, dass in dem Solarcontainer monatlich zwischen 80 und 150 kWh elektrische Energie verbraucht werden. In den Wintermonaten können die regenerativen Energien mit ca. 35 bis 50 Prozent einen Teil der erforderlichen Energiemenge liefern, dagegen herrscht in den Sommermonaten eine 100prozentige Deckung bzw. ein Überangebot an aus regenerativen Energien gewonnener elektrischer Energie. In dieser Zeit könnte der Versuchsstand autark betrieben werden, wenn sich ein Speichermedium mit einem guten Leistungs-Größe-Verhältnis finden würde, was aber heutzutage noch als Problem in der PV-Technik anzusehen ist. Hier müssen noch bessere und effektivere Varianten gefunden werden. Die erzeugte Energie wird aus diesem Grund tagsüber in das Netz der Hochschule eingespeist, um in den Nachtstunden wieder aus dem Netz entnommen zu werden. Es wurde aber versucht, den Komplexversuchsstand als Hybridanlage zu gestalten, so dass sich entsprechend dem Bild 11 die PV-Anlage und die beiden Windkraftanlagen bei der Energieerzeugung gegenseitig ergänzen.

Zusammenfassung

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

ENERGIEWENDE IN MECKLENBURG-VORPOMMERN: BEITRAG DER ENERGETISCHEN VERWERTUNG VON ABFÄLLEN UND BIOMASSE

Michael Nelles^{1,2}, Jan Liebetrau², Andrea Schüch^{1,2},

¹Universität Rostock, Lehrstuhl Abfall- und Stoffstromwirtschaft, Justus-von-Liebig-Weg 6, 18059 Rostock,

²Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH, Torgauer Straße 116, 04347 Leipzig,

andrea.schuech@uni-rostock.de, jan.liebetrau@dbfz.de, michael.nelles@uni-rostock.de

Schlüsselwörter: Biomasse, Reststoffe, Bioenergie, bedarfsgerecht, dezentral

Zusammenfassung: Für die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende ist die energetische Verwertung von Abfällen und Biomasse ein wichtiger Baustein. Derzeit beträgt der Bioenergieanteil am Endenergieverbrauch in Mecklenburg-Vorpommern rund 23 % – so viel wie in keinem anderen Bundesland in Deutschland (AEE 2013). Eine optimierte Reststoff- und Abfallnutzung sowie die Verwertung neuer Reststoffströme aus Biomasse verarbeitenden Prozessen sowie das Schließen von Nährstoffkreisläufen eröffnen neue Einsatzfelder für Bioenergieverfahren.

1. Einleitung

Im Sinne einer nachhaltigen Entwicklung muss die Energieversorgung in Deutschland in den nächsten Jahrzehnten vollständig auf erneuerbare Energien ausgerichtet werden. Für die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende ist die energetische Verwertung von Abfällen und Biomasse ein wichtiger Baustein. Dabei muss eine möglichst effiziente stoffliche und energetische Verwertung in einem optimierten Gesamtsystem umgesetzt werden. Intelligente Koppelproduktion und Kaskadennutzung sind dabei ein Schlüssel zum Erfolg. Eine Erhöhung der Energieeffizienz über vernetzte Wertschöpfungsketten ist hierbei ebenso unerlässlich, wie die Einhaltung von Nachhaltigkeitskriterien.

Derzeit wird in Mecklenburg-Vorpommern rund 23 % des Endenergieverbrauchs über die energetische Verwertung von Biomasse und biogenen Abfällen bereitgestellt (AEE 2013). Trotzdem ist das Land von einer optimalen Nutzung, insbesondere der biogenen Abfälle und Reststoffe noch weit entfernt.

Eine optimierte Reststoff- und Abfallnutzung sowie die Verwertung neuer Reststoffströme aus Biomasse verarbeitenden Prozessen, z.B. der Chemieindustrie, sowie das Schließen von Nährstoffkreisläufen eröffnen neue Einsatzfelder für Bioenergieverfahren. Wie auch energiepflanzenbasierte Bioenergie muss die Bereitstellung von Energie aus biogenen Abfällen und Reststoffen zunehmend auf die neuen Anforderungen des Energiesystems und der Bioökonomie ausgerichtet werden. Im Energiesystem kann Bioenergie bedarfsgerecht Energie bereitstellen, das Stromnetz stabilisieren, gleichzeitig Wärme und Kraftstoff liefern.

2. Biomassepotenzial

Das Biomassepotenzial in Deutschland und auch in Mecklenburg-Vorpommern (MV) ist begrenzt. Die biogenen Abfall- und Reststoffe machen gut ein Viertel des technischen Brennstoffpotentials in Deutschland aus (Abbildung 1). Im Vergleich zum Bundesdurchschnitt macht das Potenzial an tie-

rischen Exkrementen in Mecklenburg-Vorpommern einen vergleichbar großen Anteil am energetischen Potenzial aus. Auch Stroh ist hier in nennenswerter Größenordnung verfügbar.

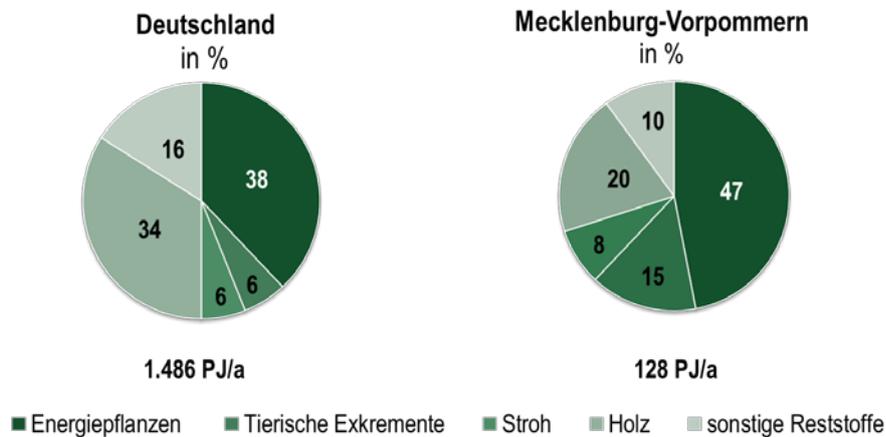


Abbildung 1: Verteilung des technischen Brennstoffpotentials in Deutschland und Mecklenburg-Vorpommern in 2020 (DBFZ 2013)

3. Stand der energetischen Nutzung von Abfällen und Biomasse in Deutschland sowie Praxisbeispiele in MV

In Deutschland basieren etwa zwei Drittel der erneuerbaren Energien auf Biomasse (Abbildung 2). Ungefähr zwei Drittel des zur Verfügung stehenden biogenen Abfall- und Reststoffpotenzials in Deutschland werden bereits energetisch genutzt, wobei die thermische Verwertung unter Nutzung von Rest- und Altholz überwiegt (Nelles et al. 2013).

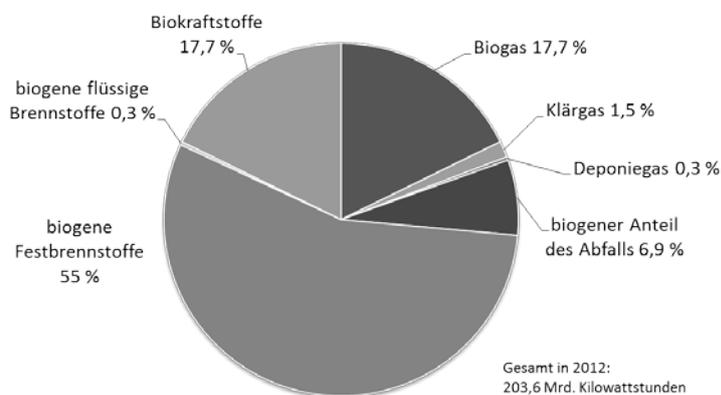


Abbildung 2: Struktur der Endenergiebereitstellung aus Biomasse im Strom-, Wärme- und Kraftstoffbereich in Deutschland im Jahr 2012 (eigene Darstellung nach BMU 2013)

Aufgrund der guten Bedingungen für die Produktion und des relativ geringem Energieverbrauchs ist MV Spitzenreiter beim Anteil an erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch. Die Bioenergie trägt dazu entscheidend bei. Schon in 2011 war das Ausbauziel der Landesregierung von 24% im Jahr 2020 nahezu erreicht (siehe Abbildung 3). In MV wird für Strom aus Bioenergie 1,9 Mrd. kWh (Stand 2009: 0,7 Mrd. kWh) bzw. für Wärme 1,8 Mrd. kWh im Jahr 2020 angestrebt (Stand 2008:

0,7 Mrd. kWh) (AEE 2013). Laut der Agentur für erneuerbare Energien betrug der Anteil an Bioenergie am Nettostromverbrauch 23% (Bund: 7,6%), am Wärmeverbrauch 20% (Bund 10,1 %) sowie am Kraftstoffverbrauch 26% (Bund: 5,5%) (Stand 2011, AEE 2013).

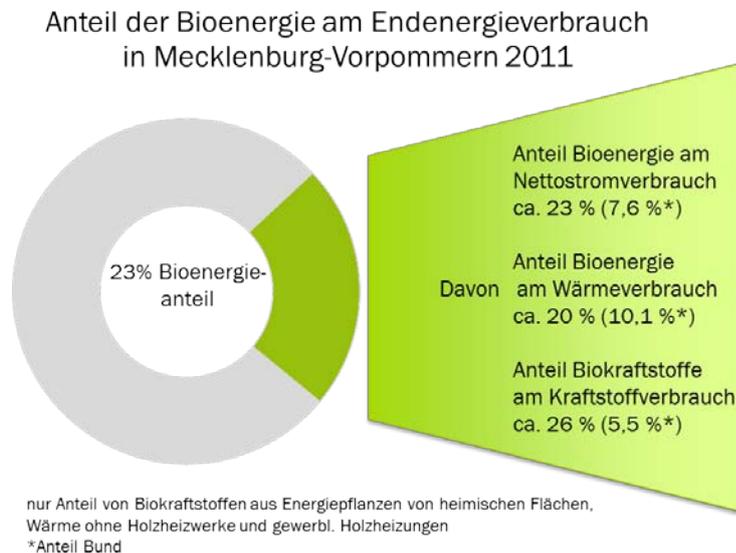


Abbildung 3: Anteil der Bioenergie am Endenergieverbrauch in Mecklenburg-Vorpommern im Jahr 2011 (Eigene Darstellung nach AEE 2013)

In MV befinden sich 241 **Biogasanlagen** und 5 **Biomethan**-Aufbereitungsanlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von 164 MW (AEE 2013). Weitere Anlagen sind seither in Betrieb gegangen bzw. befinden sich im Bau. Vergärbare Abfälle aus Industrie und Gewerbe werden in der Regel schon Vergärungsanlagen zugeführt, wobei nach Studien des DBFZ (DBFZ 2013 a-c) auch hier noch ungenutzte Potenziale bestehen. Die Getrenntsammlung von **Grünabfällen und Bioabfall** (Biotonne) hat in Deutschland ein vergleichsweise hohes Niveau erreicht, der mittels Vergärung verwertete Anteil ist aber nach wie vor gering (Fricke et al. 2013). Im Jahr 2010 wurde ca. ein Drittel des getrennt erfassten vergärbaren Bio- und Grünabfalls für die Biogasproduktion genutzt. In MV ist die spezifische Sammelmenge von kommunalem Bioabfall mit 54 kg/EW*a vergleichsweise gering (DZA 2013). Hier ist in den nächsten Jahren mit einem Zuwachs zu rechnen (Schüch et al. 2014). Derzeit wird in MV die erste Vergärungsanlage für kommunalen Bioabfall in vergleichsweise kleiner Anlagengröße in Schwerin gebaut. Ein Pfropfenstromfermenter wird hier Biogas produzieren, welches in Strom und Wärme umgewandelt wird.

Auf großen Kläranlagen wird **Klärschlamm** ausgefäult. Das in KWK-Anlagen verwertete Klärgas reduziert den Netto-Energieverbrauch der Kläranlagen. Deutschlandweit werden weniger als 50% der Klärschlämme landwirtschaftlich verwertet. Derzeit wird in MV 75% der Klärschlammmenge direkt landwirtschaftlich genutzt und nur 2% in thermischen Anlagen verwertet. Ab 2015 kann eine geschätzte Klärschlammmenge von ca. 12.000 t TS/a nicht mehr landwirtschaftlich entsorgt werden. In MV existieren derzeit keine (Mono-) Klärschlammverbrennungskapazitäten (Friedrich 2014).

Die thermische Nutzung von **Stroh und faserreichen Substraten** ist Stand der Technik. Aufgrund des problematischen Emissionsverhaltens hat sich diese Verwertungsform nicht flächendeckend

etabliert. Insbesondere bei kleinen Anlagen erschwert die teure Abgasreinigung den wirtschaftlichen Betrieb. Um Stroh und andere faserreiche Substrate wie z.B. Grasschnitt aus der Landschaftspflege bzw. der Pflege von Naturschutzflächen für die Vergärung nutzbar zu machen, werden große Anstrengungen in Forschung und Entwicklung unternommen. Nur selten finden solche Substrate schon heute Eingang in Biogasanlagen. Ein Beispiel für die Nutzung von Getreidestroh im industriellen Maßstab ist die Biogasanlage von Verbio in Zörbig.

In MV werden 25 **Biomasseheizkraftwerke** bzw. -heizwerke betrieben, wobei als Brennstoff überwiegend Holz wird (Stand April 2012). Inzwischen ist die Anlagenanzahl insbesondere zur dezentralen Wärmeversorgung angestiegen. Wenige Anlagen setzten Stroh ein wie z.B. in Schwasdorf, Spantekow und Gülzow. Eine moderne Anlage, welche Material von Niedermoorflächen zur Erzeugung von Wärme einsetzt, ist gerade in Malchin in Betrieb genommen worden. Die Wärme wird in ein bestehendes Nahwärmenetz eingespeist. Bei Bedarf können zusätzlich Holzhackschnitzel in der Anlage genutzt werden. Die Feuerleistung der Anlage beträgt 800 kW_{th}. Damit wird ein wichtiger Beitrag zur energetischen Nutzung dieses bisher kaum erschlossenen Biomassepotenzials sowie zum Landschafts- und Klimaschutz geleistet.

Der biogene Anteil des Abfalls trug 2011 lediglich mit 0,8% zur Energiebereitstellung in Deutschland bei (VHE 2012), so dass hier noch ein erhebliches Ausbaupotenzial zu heben ist. In MV befinden sich 12 **thermische Abfallbehandlungsanlagen** (8 Abfallverbrennungsanlagen, Stand 2012, DZA 2013), wobei dabei eine Restabfallverbrennungsanlage, Anlagen zur thermischen Behandlung von Altholz sowie EBS-Verbrennungsanlagen zur Energieversorgung des Landes betragen.

4. Beispiele innovative technologischer Bioenergie-Optionen

Die Transformation des Energiesystems hin zu einer stärker auf erneuerbaren Energien basierenden Versorgung ist erklärtes politisches Ziel in Europa und in Deutschland. Weit über die Hälfte der erzeugten Elektrizität aus Biomasse stammt aus Biogasanlagen. Der Biogastechnologie kommt aufgrund ihres breiten Inputspektrums und Flexibilisierungspotenzials eine Schlüsselstellung bei der **bedarfsgerechten Stromerzeugung** zu. Künftig wird die Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik aufgrund ihrer hohen installierten Leistungen das Stromsystem wesentlich dominieren, wodurch der Bedarf an Ausgleichsoptionen wächst. Speziell Biogasanlagen eignen sich auf Grund der kurzen Reaktionszeiten und der Pufferfunktion der Gasspeicher besonders als Ausgleichsoption. Art und Umfang der Ausgleichsfunktionen können dabei sowohl kurzfristige als auch längerfristige Schwankungen bedienen (Thrän et al. 2013). Für kurzfristige Schwankungen im Stromnetz können Biogasanlagen Regelenergie bereitstellen und damit Systemdienstleistungen erfüllen (Kohler et al. 2010). Lastgangschwankungen innerhalb eines Tages können Biogasanlagen gut ausgleichen, da sie bei ausreichend dimensioniertem Gasspeicher ihre Stromprodukte gezielt in nachfragestarke Zeiträume verlagern können (Krzikalla et al. 2013). Auch der Ausgleich saisonaler Angebots- und Nachfrageschwankungen, kann durch Biogasanlagen erfolgen. Dazu müssen spezielle Fütterungsregimes für die Biogasanlagen und/oder die Aufbereitung von Biogas zu Biomethan und Speicherung im Erdgasnetz erfolgen.

Biomethan hat das Potenzial, zukünftig eine Schlüsselfunktion als Zwischenprodukt zu übernehmen. Biomethan kann aus fast allen Biomassen hergestellt werden. Dies gilt auf dem Weg der anaeroben Vergärung von Abwässern, Schlämmen und feuchten Biomassen genauso wie auf dem Weg der thermochemischen Konversion von fester Biomasse unterschiedlicher Herkunft zu einem Produktgas mit anschließender Methanisierung. Damit kann Biomethan in standardisierbarer Qualität für alle weiteren Nutzungswege bereitgestellt werden. Hinsichtlich der quantitativen Bereitstellung bietet Biomethan zusätzlich die Möglichkeit der verlustfreien Speicherung über Stunden, Tage und Wochen. Darüber hinaus bietet die flexible Verwendbarkeit die Chance, bedarfsabhängig zwischen stofflicher und energetischer Nutzung zu wechseln. Dies kann den Speicherbedarf reduzieren und einen außerordentlich bedeutsamen Beitrag zur Stabilisierung des Energiesystems beispielsweise durch bedarfsgerechte Bereitstellung von Strom aus Biomethan leisten.

Zunehmend werden die Biomasse verarbeitenden Industrien und Branchen als miteinander interagierende Branchen einer sogenannten bio-basierten Wirtschaft bzw. Bioökonomie verstanden und erforscht. Grundsätzlich verfolgen **Bioraffinerien** in einer ersten Stufe den Voraufschluss von Biomasse zu z.B. Stärke, Zucker, Komponenten aus Lignocellulose (Lignin, Zellulosen, Hemizellulosen), Presssäfte aber auch Biogas oder Syngas. Diese werden in einem zweiten Schritt in Produkte weiterveredelt. Aus den Nebenprodukten und Reststoffströmen, aber auch als Hauptprodukt, können Bioenergieträger gewonnen werden (vgl. hierzu Roadmap Bioraffinerien).

5. Schlussfolgerungen und Fazit

Zukünftig wird es wichtig werden, zusätzliche Potentiale im Bereich der organischen Abfälle und Reststoffe aus Landwirtschaft, Industrie und Kommunen zu erschließen. Wirtschaftsdünger können noch viel stärker für die Vergärung erschlossen werden. Im Bereich der kommunalen Bioabfälle ist die zusätzliche Gewinnung von Potentialen im Gange und muss ab 2015 verstärkt werden. Auch werden mehr Abfälle, die schon stofflich verwertet werden, in Zukunft auch anaerob behandelt. Der mögliche energetische Beitrag der organischen Abfälle und Reststoffe ist deutlich kleiner als der mögliche Beitrag der Energiepflanzen und den anderen erneuerbaren Energien, sollte aber wegen der Synergieeffekte trotzdem für die Vergärung erschlossen werden.

6. Quellen

- AEE (2013): Potenzialatlas Bioenergie in den Bundesländern; Teilkapitel: Mecklenburg-Vorpommern, Agentur für Erneuerbare Energien, 2013.
- DZA (2013): Daten zur Abfallwirtschaft 2012, Ministerium für Wirtschaft, Bau und Tourismus, 2013.
- BMU (2013): Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Energien in Zahlen; BMU. 2013; <http://www.erneuerbare-energien.de/>; letzter Zugriff am 14.03.2014.
- DBFZ (2013a): Stromerzeugung aus Biomasse. (FZK 03MAP250). Zwischenbericht 15.06.2013. Leipzig: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), 2013a .
- DBFZ (2013b): Biogas Aufbereitung und Einspeisung – Leitfaden. 5. Aufl., FNR 2013, 2013b.
- DBFZ (2013c): EEG-Erfahrungsbericht (DBFZ) – Auszug Stand 12.12.2013, 2013c.
- Fricke, K.; Heußner, C.; Hüttner, A.; Turk, T.; Bauer, W.; Bidlingmaier, W. (2013): Vergärung von Bio- und Grünabfällen, Teil 1: Ausbaupotenzial bei der Vergärung von Bio- und Grünabfällen, In: Müll und Abfall 12/2013, S. 628-635.

- Friedrich, M. (2014): Zukunftsfähige Entsorgung von Klärschlamm in Mecklenburg-Vorpommern, Beitrag in: Nelles, M. (Hrsg.): 16. DIALOG Abfallwirtschaft MV – Aktuelle Entwicklungen in der Abfallwirtschaft, Tagungsband, Schriftenreihe UIW Bd. 44, S. 97-112, ISBN 978-3-86009-410-5, (04/2014).
- Kohler, S.; Agricola, A.-C.; Seidel, H. (2010): dena-Netzstudie II.: dena.
- Krzikalla, N.; Achner, S.; Brühl, S. (2013): Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien : Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH (BET).
- Lenz, V.; Naumann, K.; Janczik, S.; Kaltschmitt, M. (2014): Erneuerbare Energien in Deutschland – Stand 2013 – in: BWK 05/2014.
- Nelles, M.; Glowacki, R.; Scholwin, F.; Thrän, D. (2014): Bioenergie – überflüssig oder integraler Bestandteil des Energie- und Bioökonomiesystems der Zukunft? Vortrag und Beitrag in: Nelles, M. (Hrsg.): Tagungsband zum 8. Rostocker Bioenergieforum, 19.-20.06.2014, S. 45-62, ISBN 978-3-86009-412-9 (06/2014).
- Nelles, M.; Dornack, C.; Liebetrau, J.; Schüch, A.; Morscheck, M. (2013): Vergärung von organischen Abfällen und Reststoffen aus Landwirtschaft, Industrie und Kommunen, In: VDI Wissensforum GmbH (Hrsg.): 7. Fachtagung Biogas 2013 Energieträger der Zukunft, 12./13.06.2013 Nürtingen, VDI-Berichte 2208, S. 37-49, ISBN 978-3-18-092208-9.
- Schüch, A.; Höfs, F.; Nelles, M. (2014): Möglichkeiten der Bioabfallbewirtschaftung in Mecklenburg-Vorpommern, Beitrag in: Nelles, M. (Hrsg.): 16. DIALOG Abfallwirtschaft MV – Aktuelle Entwicklungen in der Abfallwirtschaft, Tagungsband, Schriftenreihe UIW Bd. 44, S. 79-90, ISBN 978-3-86009-410-5, (04/2014).
- Thrän, D.; Eichhorn, M.; Krautz, A.; Das, S.; Szarka, N.: Flexible Power Generation from Biomass – an Opportunity for a Renewable Sources-Based Energy System? In: Stolten, D., Scherer, V. (Hrsg.): Transition to Renewable Energy Systems, p. 499-521, Wiley-VCH Weinheim 2013 - ISBN: 978-3-527-33239-7.
- VHE (2012): Praxis-Wissen Vergärung und Kompostierung. In: HuMuss Nr. 27, 13. Jahrgang 2012, Verband der Humus- und Erdenwirtschaft e.V. (Hrsg.).
- WM MV (2012): Biomasseanlagen in Mecklenburg-Vorpommern, Ministerium für Wirtschaft, Bau und Tourismus, http://www.regierung-mv.de/cms2/Regierungsportal_prod/Regierungsportal/de/wm/Themen/Immissionsschutz/Biomasseanlage_n_in_Mecklenburg-Vorpommern/index.jsp, Stand 20.04.2012, letzter Zugriff am 19.09.2014.

Novel Catalysts for the selective Decomposition of Methanol as Hydrogen Carrier

Lydia Neumann, Elisabetta Alberico, Martin Nielsen, Christoph Cordes, Henrik Junge,
Matthias Beller

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

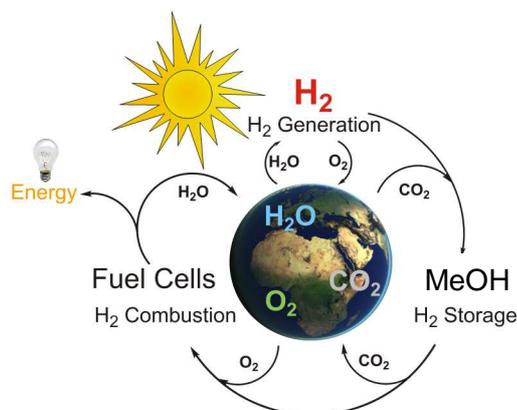
Lydia.Neumann@catalysis.de

Key words: methanol/hydrogen economy, methanol dehydrogenation, homogeneous ruthenium and iron catalysts.

Abstract: In establishing a novel energy system based on the methanol/hydrogen economy, it is of crucial importance to improve the conversion of methanol to hydrogen. A breakthrough was achieved for the homogeneously catalysed aqueous phase methanol dehydrogenation reaction, as at a temperature below 100 °C, a significant amount of hydrogen was produced. Hereby, a productivity of more than 350 000 turnovers after three weeks was reached. This result was obtained with a molecular-defined ruthenium catalyst based on an aliphatic pincer ligand. Furthermore, the problem of replacing rare and expensive metals like ruthenium was addressed by establishing a novel system for the low temperature aqueous methanol reforming based on an analogous iron pincer complex. Hereby, turnover numbers of nearly 10000 were reached.

Introduction

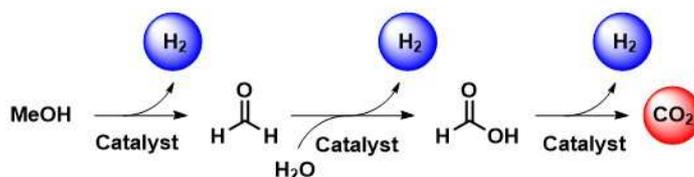
The current global energy system, which is mainly based on the fossil fuels oil, natural gas and coal as primary energy sources, faces severe challenges as those resources are limited and bound to end. Consequently, a restructuring of the energy system is due and already in progress with alternative renewable energy sources being on the rise. With increasing share of renewable energies, energy storage becomes more and more important. Already first approaches to solve this storage problem have been designed; one of them is to employ methanol as a chemical energy carrier. This concept is known as methanol/hydrogen economy.[1, 2]



Graphic 01: Scheme of the methanol economy.

Methanol reforming

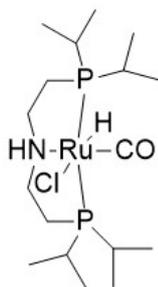
The process of generating hydrogen from methanol was decisively brought forward by Dumesic, who introduced the heterogeneously catalyzed aqueous phase reforming of sugars and alcohols. During the Pt/Al₂O₃-catalyzed methanol reforming process, methanol is reacted with water at temperatures over 200 °C and pressures of 25-50 bar.[3, 4]



Scheme 01: Steps of the aqueous phase methanol dehydrogenation reaction.

Ruthenium based catalysts

In order to improve the reaction conditions and lower both temperature and pressure, novel homogeneous catalysts were applied. By using the molecular-defined ruthenium catalyst based on an aliphatic pincer ligand, [RuHCl(CO)(HPNP*i*Pr)], the homogeneously catalyzed aqueous-phase reforming of methanol analogous to the heterogeneous reforming reaction was successfully performed.



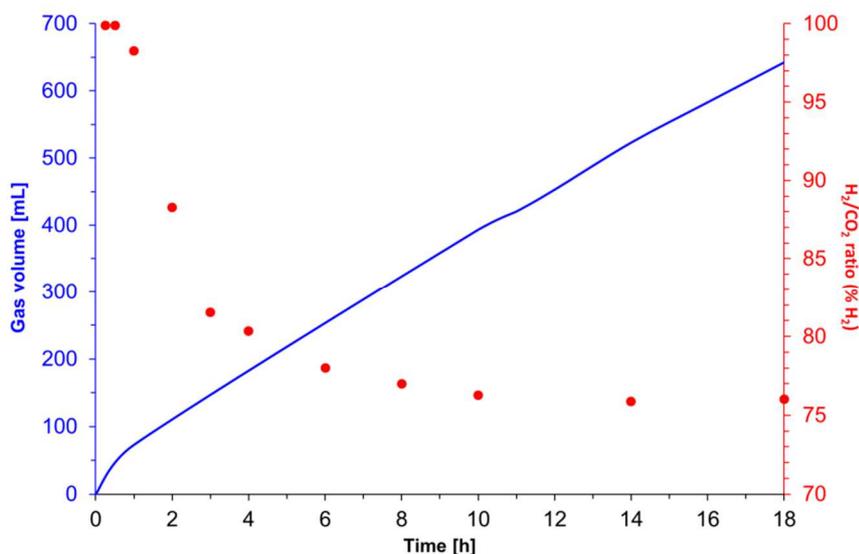
Graphic 02: Structure of the [Ru(H)(Cl)(CO)(HPNP*i*Pr)] catalyst.

In order to optimize reaction conditions, the different parameters, nature of the base, base concentration, water content and temperature, were tested. It could be shown that the use of sodium potassium in a relatively high concentration of 8.0 M gave optimal results. Also the ratio of the reactants methanol and water proved to be essential as an increase of the water concentration had a detrimental effect on the catalytic activity. A breakthrough was achieved in terms of temperature, as the homogeneously catalyzed methanol dehydrogenation was successfully performed at a temperature below 100 °C. Applying a temperature of 91 °C, a catalyst amount of 2.0 mg, 8.0 M KOH and a reaction mixture of 9:1 MeOH/H₂O, a turnover frequency of 2200 h⁻¹ after two hours was achieved.

In a long-term experiment with 0.4 mg catalyst in 40 mL of a 9:1 MeOH/H₂O reaction solution the catalytic system remained stable for more than three weeks, achieving a productivity of more than

350000 turnovers, which is the number of molecules the catalyst can convert before it deactivates, and a yield of 27 %. During the reaction less than 1 ppm of CH₄ and CO in the gas phase were measured by gas-chromatography, which is an essential prerequisite for the application in methanol fuel cells.

By verifying the ratio of the H₂/CO₂ content of the gas phase, conclusions can be drawn regarding the rate of conversion of the methanol substrate. Hereby, a 3:1 H₂/CO₂ ratio means that full conversion took place.



Graphic 03: Evolved gas volume (line) and gas composition (dots) of the aqueous phase methanol dehydrogenation, with conditions of 10 mL 4:1 MeOH/H₂O, 0.1 M NaOH, 23.2 mg catalyst, 91 °C (set).

A correlation between the pH of the solution and the gas composition was observed and the reaction could be subdivided into three reaction stages.

1) Base-mediated first phase

During the first hour, a substantial amount of hydroxide exists in the solution, leading to the liberation of hydrogen gas according to the reaction: $\text{CH}_3\text{OH} + 2\text{NaOH} \rightarrow 3\text{H}_2 + \text{Na}_2\text{CO}_3$. This results in a hydrogen content of more than 90%.

2) Equilibration phase

The pH decreases from the initial value of 13 to 10, approaching a steady state for the pH, gas distribution and hydroxide consumption. The ratio of H₂/CO₂ drops to less than 80%.

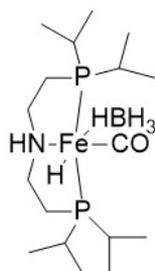
3) “Real” methanol reforming reaction

After five to six hours the last reaction stage is reached, during which steady-state conditions are established, resulting in a constant hydroxide/(bi)carbonate/formate concentration, gas evolution and distribution, and pH. The gas phase consists of hydrogen and carbon dioxide in a ratio of 3:1

and the pH stays at approximately 10. Taking into account the observed general stability of the catalytic system, gas evolution can last for weeks under these conditions.[5]

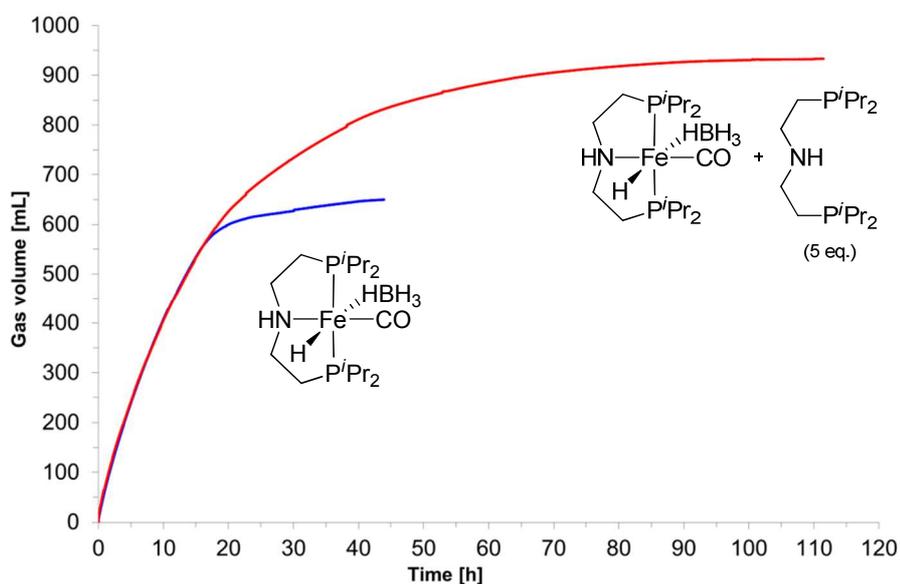
Iron based catalysts

The problem of replacing rare and expensive metals like ruthenium was addressed by our group in 2013, by establishing a novel system for the low temperature aqueous methanol reforming based on the iron pincer complex that is shown below.



Graphic 04: Structure of the $[\text{Fe}(\text{H})(\text{HBH}_3)(\text{CO})(\text{HPNPiPr})]$ catalyst.

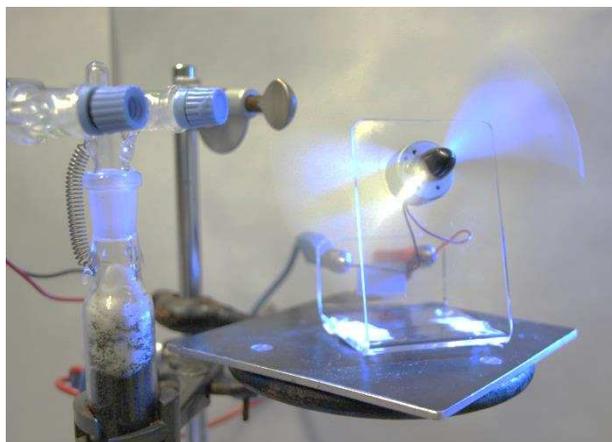
With this catalytic system, turnover numbers of nearly 10 000 were reached, proving that the homogeneously catalysed methanol reforming is achievable with non-precious metals. Hereby, the adding of excess ligand resulted in increased stability of the catalyst. It is assumed that the positive effect of additional ligand can be related to the impediment of catalyst decomposition.[6]



Graphic 05: Aqueous phase methanol dehydrogenation catalyzed by the $[\text{Fe}(\text{H})(\text{HBH}_3)(\text{CO})(\text{HPNPiPr})]$ catalyst only and with excess ligand under the conditions of 10 mL 9:1 MeOH/H₂O, 8.0 M KOH, 1.70 mg catalyst, 91 °C (set).

Upscale experiment for fuel cell application

As a proof of principle an upscaling experiment was performed, in which the produced hydrogen was used to power a fuel cell, which in turn generated electricity for a 10 mW propeller. Hereby, approximately 0.1 L hydrogen per hour was produced.



Graphic 06: Upscale experiment under the conditions of 40 mL 9:1 MeOH/H₂O, 8.0 M KOH, 8.0 mg catalyst, 91 °C (set).

The methanol/hydrogen economy is mainly based on the synthesis of methanol from hydrogen and the reverse reaction, the dehydrogenation of methanol. Intensive research is performed for both reactions in order to improve reaction conditions and efficiency. Therefore, by improving the aqueous phase methanol dehydrogenation, a significant step towards the methanol/hydrogen economy has been made.

Acknowledgements

We thank the BMBF and the Ministry of Science and Education of Mecklenburg-Western Pommern for the basic funding of this project.

References

- [1] G. A. Olah, *Angew. Chem. Int. Ed.*, 44 (2005), 2636-2639.
- [2] N. Armaroli, V. Balzani, *ChemSusChem*, 4 (2011), 21-36.
- [3] J. W. Shabaker, R. R. Davda, G. W. Huber, R.D. Cortright, J.A. Dumesic, *J. Catal.*, 215 (2003), 344-352.
- [4] R. M. Navarro, M. A. Peña, J. L. G. Fierro, *Chemical reviews*, 107 (2007), 3952-3991.
- [5] M. Nielsen, E. Alberico, W. Baumann, H.-J. Drexler, H. Junge, S. Gladiali, M. Beller, *Nature*, 495 (2013), 85-89.
- [6] E. Alberico, P. Sponholz, C. Cordes, M. Nielsen, H.-J. Drexler, W. Baumann, H. Junge, M. Beller, *Angew. Chem. Int. Ed.*, 52 (2013), 14162-14166.

Konzept eines überregionalen Energietransports mit Hilfe thermochemischer Wärmespeicher ¹

Jonas Obermeier, Karsten Müller und Wolfgang Arlt

Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg

Lehrstuhl für Thermische Verfahrenstechnik

Egerlandstr. 3, 91058 Erlangen

Kontakt: karsten.mueller@fau.de

Schlüsselwörter: Energie Tragende Stoffe, Energietransport, Energiespeicher, Thermochemische Wärmespeicher

Die effiziente Nutzung überschüssiger, regenerativ erzeugte Energie spielt eine entscheidende Rolle in der Energieversorgung. Im Rahmen dieses Beitrags wird ein Konzept zum überregionalen Energietransport mit Hilfe von Energie Tragenden Stoffen vorgestellt. Es handelt sich dabei um ein Verfahren zur verlustarmen Speicherung und dem nicht-leitungsgebundenen Transport von solarer Energie durch reversible chemische Reaktionen. Neben der Materialauswahl und -synthese wird in diesem Beitrag auf die Evaluation unterschiedlicher Prozessvariationen eingegangen.

The efficient usage of surplus renewable energy is an important aspect for the energy supply in the future. In this contribution a trans-regional energy storage, transportation and distribution concept is introduced. The process is based on chemical compounds which exist in an energy-rich and an energy-lean state, so-called Energy Carrying Compounds. The usage of reversible chemical reactions enables an efficient low-loss storage and transportation of solar energy. In this contribution the aspects of material selection, material synthesis and the evaluation of different process designs is discussed.

¹Das Forschungsprojekt ist mit Mitteln des Bundesministeriums für Bildung und Forschung unter dem Förderkennzeichen 03SF0466 gefördert und ist Teil eines Forschungsprojektes am Energie Campus Nürnberg.

1. Motivation

Im Rahmen des Forschungsbereichs erneuerbarer Energien ist in den letzten Jahren vor allem die Bereitstellung und effiziente Nutzung überschüssiger, regenerativ erzeugter Energie in den Fokus der Aktivitäten gerückt. Es gilt dabei die zeitliche und/oder räumliche Diskrepanz von Angebot und Nachfrage mit Hilfe von Speichereinheiten und/oder Transportkonzepten energie- und kosteneffizient zu überwinden.

Besonders die räumliche Diskrepanz zwischen dem solaren Strahlungsangebot in südlichen Ländern und dem Energiebedarf in Mitteleuropa ist dank internationaler Projektvorhaben, wie beispielsweise DESERTEC [1], seit einigen Jahren im Diskurs von Wissenschaft und Öffentlichkeit. Trotz intensiver Forschungs- und Entwicklungsbemühungen sehen sich Konzepte zur solaren Energieversorgung einem Mangel an kosteneffizienten und technisch ausgereiften Optionen zur Speicherung von Sonnenenergie gegenüberstellt, welche für eine stetige Energieversorgung auf Grund des fluktuierenden Sonnenenergieangebots notwendig sind. Darüber hinaus ist die leitungsgebundene Übertragung des Stromes über mehrere Tausende Kilometer vom Ort der Erzeugung zum Ort des Bedarfs (vgl. Konzept DESERTEC) neben technischen Problemstellungen vor allem mit politischen Herausforderungen und enormen Investitionskosten verbunden.

Die Motivation für dieses Forschungsvorhaben ist es, ein Speicher- und Transportkonzept zu entwickeln, dass durch eine gezielte Integration in bestehende Energieinfrastrukturen ökonomische und technische Hürden überwindet. Der überregionale Energietransport wird dabei leitungsungebunden, mit Hilfe des Konzeptes der *Energie Tragenden Stoffe* (ETS) realisiert.

2. Einführung Energie Tragende Stoffe

Das Konzept der ETS stellt ein besonders innovatives und nachhaltiges Konzept zur Nutzung, Speicherung und Übertragung von Überschüssen an regenerativ erzeugter Energie dar [2]. Dabei handelt es sich um chemische Substanzen, die in einem energiereichen und einem energiearmen Zustand vorliegen können. Wie in Abbildung 1 veranschaulicht, wird durch Energiezufuhr am Ort des Energieüberangebots die energiearme Substanz auf das energiereiche Niveau gebracht. Der ETS kann anschließend bei Umgebungsdruck und -temperatur gelagert, an den Ort des Energiebedarfs transportiert und unter Energiefreisetzung erneut in den energiearmen Zustand konvertiert werden. Die ETS werden in diesen Systemen in einem Stoffkreislauf geführt [vgl. 3].

Die wesentlichen Anforderungen an einen ETS sind die Energiedichte, die Zyklenstabilität, die Integrierbarkeit in bestehende Strukturen, die Toxizität des Trägers bzw. Umweltverträglichkeit sowie die Materialkosten.

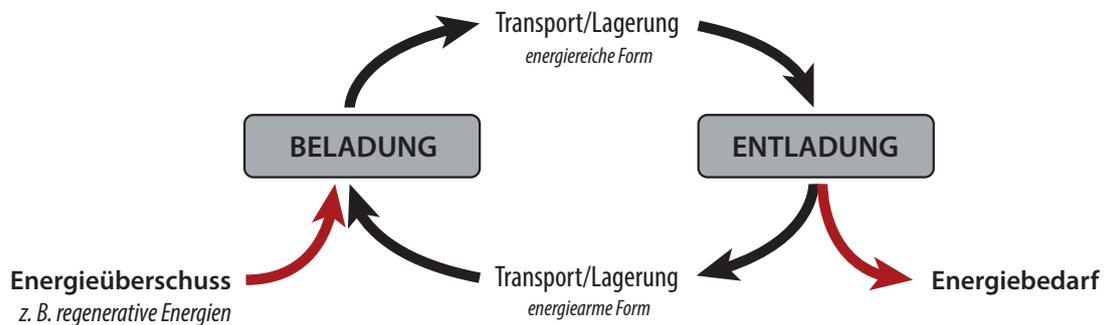


Abbildung 1 : Konzept der Energie Tragenden Stoffe

3. Materialsystem

Basierend auf umfangreichen thermodynamischen Analysen verschiedener Material- und Prozessvariationen wurde das Stoffsystem Calciumcarbonat/Calciumoxid als geeigneter ETS für solarthermische Anwendungen identifiziert [vgl. 4]. Bei diesem System wird das klassische Kalkbrennen zur Energiespeicherung genutzt: Calciumcarbonat reagiert in der endothermen Calzinierungsreaktion (R1) zu Calciumoxid und Kohlenstoffdioxid. Bei der exothermen Carbonisierungsreaktion (R2) absorbiert Calciumoxid eine äquimolare Menge Kohlenstoffdioxid und Calciumcarbonat wird unter Wärmefreisetzung bei hohen Temperaturen gebildet:



Die Reaktionstemperaturen liegen in der Größenordnung von 800 °C, wobei die Temperatur bei der Carbonisierungsreaktion grundlegend niedriger ist als bei der Calzinierungsreaktion. Durch eine Variation des Partialdrucks von Kohlenstoffdioxid kann das Reaktionsgleichgewicht und damit die realisierbare Reaktionstemperatur beeinflusst werden. Aufgrund der hohen Temperaturen ist die Nutzung der freigesetzten Wärme in konventionellen Kraftwerksprozessen möglich. Die Energiespeicherdichte beträgt ca. 3,1 MJ_{th} kg_{CaO}⁻¹ und ist damit beispielsweise thermischen Speichern auf Basis von Salzschnmelzen um einen Faktor 13 überlegen. Zudem ist eine Kombination aus CO₂-Absorption und Wärmespeicherung möglich. Weitere Vorteile sind die günstigen Materialkosten, die nicht giftigen Eigenschaften der Reaktanden und hinsichtlich der Prozessentwicklung, die bereits gut erforschte und mehrfach demonstrierte Durchführbarkeit der Hin- und Rückreaktion im (groß-)technischen Maßstab.

4. Prozessschema

Das Prozessschema ist in Abbildung 2 skizziert. Grundlage ist die örtliche Diskrepanz des Strahlungsangebots und des Energiebedarfs, angedeutet als *site of high solar intensity* (SSI) und *site of high energy demand* (SED). Am SSI wird durch die Fokussierung der Solarstrahlung in einem konzentrierenden Spiegelsystem die Calzinierungsreaktion (R1) in einem Solarreaktor/-absorber bei Temperaturen über 800 °C durchgeführt. Das freigesetzte CO₂ kann in weiteren solargetriebenen Prozessen, wie beispielsweise als Reaktand bei der Produktion von Synthetic Natural Gas, verwertet werden [5]. Der ETS liegt nun im energiereichen Zustand als CaO vor und kann bei Umgebungsbedingungen gelagert werden. Das CaO kann mit Hilfe von Hochseefrachtern an den SED transportiert werden. Für die Rückreaktion wird eine beliebige CO₂-Quelle benötigt, beispielsweise ein Rauchgasstrom aus einem konventionellen Kraftwerksprozess. Die bei der Carbonisierungsreaktion (R2) freigesetzte Hochtemperaturwärme wird in bestehenden Kraftwerksprozessen zur Stromerzeugung und Wärmebereitstellung genutzt. Über den Rücktransport des energiearmen CaCO₃ wird der Kreislauf des ETS geschlossen.

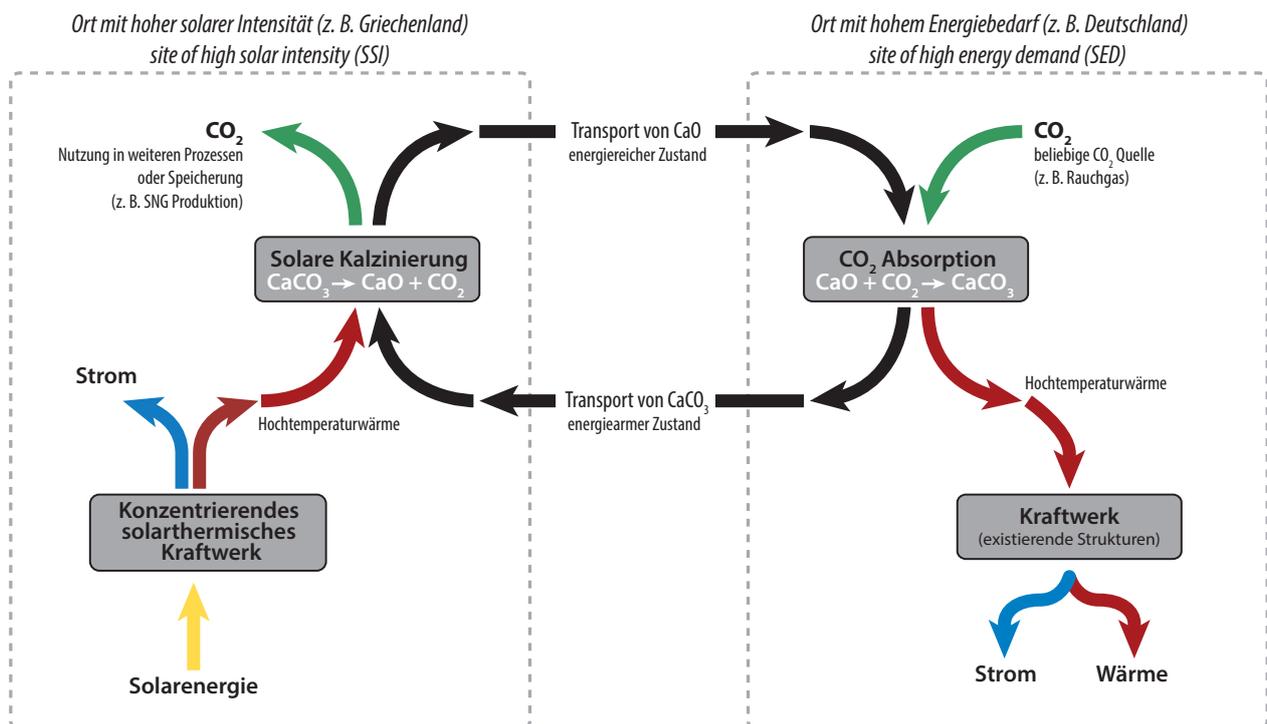


Abbildung 2 : Prozessschema des überregionalen Energietransports mit dem Stoffsystem CaCO₃/CaO als Energie tragendem Stoff

5. Forschungsausrichtung

Der Fokus der vom Bundesministerium für Bildung und Forschung geförderten Forschungskooperation liegt auf der Materialentwicklung zyklenstabiler Sorbentien, deren detaillierter Charakterisierung sowie der Evaluation unterschiedlicher Prozessdesigns für die Lade- und Entladereaktion. Letzteres beinhaltet unter anderem die sorbentspezifische Entwicklung von Reaktorkonzepten, deren Integration in bestehende Strukturen und die Effizienzbetrachtung der gesamten Energiebereitstellungskette.

Literaturverzeichnis

- [1] F. Trieb, H. Müller-Steinhagen, The Desertec Concept - Sustainable electricity and water for Europe, Middle East and North Africa; Konferenzbeitrag The DESERTEC Concept for Energy, Water and Climate Security, Presentation of the White Paper; Brüssel, 2007
- [2] D. Teichmann, W. Arlt, P. Wasserscheid, R. Freymann, Energy Environmental Science, 4 (2011) 8, 2767-2773
- [3] B. Müller, K. Müller, D. Teichmann, W. Arlt, Chemie Ingenieur Technik, 83 (2011) 11, 2002-2013
- [4] B. Müller, W. Arlt, P. Wasserscheid, Energy Environmental Science, 4 (2011) 10, 4322-4331
- [5] B. Müller, K. Müller, W. Arlt, Comparison of potential alternative process options for solar energy storage and distribution; Konferenzbeitrag AIChE Annual Meeting 2013, San Francisco, 2013

WHAT IF WE COULD START ANEW?

Prof. Elisete Ternes Pereira, Ph.D.
Departamento de Engenharia Elétrica e Telecomunicações
Universidade Regional de Blumenau, Blumenau, Brazil
etpereira@gmail.com

ABSTRACT

This work proposes a method to be applied in undergraduate engineering courses designed to stimulate reflection on the part students about themes outside of their main area of specialty, i.e. from the humanities, social sciences and environmental (HSS&E) studies. The aim of the method is not to 'teach' the subjects, but to awaken the attention of the student and to emphasize the importance of interdisciplinary issues in the practice of engineering and the future of human society on the planet. It is proposed that a teacher-engineer, rather than a teacher from another field is best suited to apply the method.

Over the past few decades, several important institutions, such as ISEE¹; ASEE²; IEEE³ Education Society; OIE⁴; ABENGE⁵; UNESCO^[1], and numerous authors (see the short list of References from [2] to [7]) have been insistent in appealing for a new focus in engineering education, one that can provide students with a better understanding of their societies and natural environment, and the *crucial* role as engineers they will have in making, maintaining and developing the modern world. In Brazil, as in many other countries at a similar stage of development, some attempts have been made in the better engineering schools in response to these appeals, with mixed results. For example, some schools have introduced disciplines like sociology, psychology, philosophy and ecology in the curricula of engineering courses, while others have required engineering students to take a certain number of elective credits offered by departments, centers or colleges other than their own. While these are laudable and potentially

¹ International Society for Engineering Education.

² American Society for Engineering Education.

³ Institute of Electrical and Electronics Engineers.

⁴ Organización de Estados Iberoamericanos para la Educación, la Ciencia y la Cultura.

⁵ Associação Brasileira de Ensino de Engenharia.

fruitful initiatives they have faltered somewhat, in the sense that they do not seem to captivate the students, nor quite convince them of the importance of this kind of education to their specific career objectives.

Even with the affirmation that these initiatives should be maintained, a few criticisms can be made about them. One is in regard to the difficulty of adjusting the language, viewpoints, contents, and subject approach between a non-engineer teacher and engineering students. Considering that the curriculum of an engineering course is already loaded with essential technical disciplines, the number of hours that can be dedicated to study in the humanities, social sciences and ecology (HSS&E) is necessarily limited; as such, HSS&E disciplines should be carefully tailored to the needs of engineering education. Nonetheless, it is common to find the same discipline that is taught to sociology students, say Sociology I, for example, being taught in an engineering course using an identical syllabus. This is not only inefficient in educational terms but the students may find it an alien intrusion, as well. Moreover, the kind of language and reasoning employed by a non-engineer teacher was identified as another possible difficulty. Engineering students are trained to use to a strictly logical and exact thought process, one that sometimes should not or cannot be employed in every life situation. Reason always finds its place in the consideration of a problem or situation, but the same cannot be said about logic. This may be obvious for the non-engineer teacher but given their training it is not always true for students; they have to be led to understand the limitations of logic without arriving at the conclusion that human affairs are incomprehensible and untreatable, and therefore beyond their professional interests.

Another difficulty in sensitizing engineering students to the learning of HSS&E, as pointed out by some authors, is that, generally speaking, the students cannot identify this same interest in their teachers from the technical areas, and yet these teachers are their role models. That is to say, their engineering teachers, in general, do not discuss critically the historical, social, ethical and environmental implications of the theories and techniques they teach. Some studies go as far as to say that the failures to reform the engineering education seems to be due *mainly to faculty resistance* ^[6]. Nonetheless, any university teacher, including engineering teachers, should have, and usually does have, a clear understanding about the leading issues of our time. However, in

most cases they do not find the space in the syllabus of the technical disciplines, or in engineering courses themselves, to enable them to deal with such issues in the classroom. If consciousness of these issues, and genuine responsiveness of students to them, is to be raised, this absence needs to be addressed and corrected in engineering schools.

In accordance with this need, the Brazilian Federal Government published in 2001 new guidelines for undergraduate courses in engineering^[8], stating very clearly that the country needs engineers with “generalist, humanist, critical and reflective training, qualified to absorb and develop new technologies, encouraging their critical and creative performance in identifying and solving problems, considering its political, economic, social, environmental and cultural aspects, with vision ethical and humanistic in meeting the demands of society.” Additionally, between 2004 and 2012, the Brazilian Federal Government issued three new guidelines to be followed by all schools in the country, including undergraduate schools of engineering. These were, (1) guidelines regarding education in ethnic-race relations^[9]; (2) guidelines about education in human rights^[10] and (3) guidelines regarding environmental education^[11]. Observance of all these guidelines in an engineering course is not a simple task. The institution as a whole can attend to some of the guidelines rather than by the individual courses, programs and schools, but engineering schools need to demonstrate that they are developing their own efforts to follow the guidelines in order to safeguard their accreditations. They also are obliged to offer an engineering education attuned to the needs of the present society, rather than one simply focused in the human resources needs of the market. The education of conscious citizens committed to the environment, social justice and peace is what is expected and required.

THE METHOD

As a means of achieving this objective, this work proposes a method to be applied in undergraduate engineering courses designed to stimulate reflection on the part students about themes outside of their main area of specialty, i.e. from the humanities, social sciences, environmental studies and other areas. The aim of the method is not to ‘teach’ the subjects, but to awaken the attention of the student and to emphasize the importance of interdisciplinary

issues in the practice of engineering and the future of human society on the planet. It is proposed that a teacher-engineer, rather than a teacher from another field is best suited to apply the method. It is assumed, consequently, that the teacher is not a specialist on the topics that will be addressed, but that as a university teacher, he/she is committed to educating citizens and is sufficiently well informed about the leading issues of our time.

The method is an exercise adapted from similar applications in sociology, psychology and ethics courses for different purposes; presently it is named 'What If We Could Start Anew?' The exercise parameters are given to the students in print along with a series of questions. After a suitable time the students return their papers with the answers. The teacher analyses and groups the answers, and discusses the results in class, without identifying the authors of the answers. The teacher then proceeds to polemicize and problematize the questions, pointing out dilemmas, incongruities and social realities during classroom debate, keeping in mind at all times the final objective of provoking useful reflection in order to form a socially conscious engineer.

The exercise begins with the teacher proposing the following scenario:

"The planet Earth will shortly be destroyed by collision with a massive asteroid. Some time ago, a new planet was discovered at a distance within reach of manned spacecraft. The new planet is very similar to Earth, including flora and fauna, offering similar conditions for human life, but its environment is practically untouched, well preserved by a small indigenous population. The natives are at a level of development equivalent to earth's population during the Neolithic period of about 9,000 BC. After much worldwide discussion, it was concluded that given the scarcity of natural resources and short time involved, only one spacecraft could be built, with a maximum capacity of only 55 people, and with enough supplies to support their life during the trip. The average weight of the people had to be maintained at 70 kg, while 5 persons among the 55 would form the highly trained crew. With this being the only way to save the human race, the project was approved.

While the spacecraft was under construction, the human community on Earth had to choose the 50 people to be sent to the new planet, according to the following structure:

1. What would be the criteria for selecting passengers/colonists? (Age, gender, skin color, religion, personal characteristics, etc.)
2. What professions and how many professionals from each area should be chosen?
3. Would it be better to replace some of the people with equipment or machinery? How many replacements and what equipment?
4. What should the economic system and kind of government be on the new world? What rights, duties, and ethical principles should inform the actions and interaction within the new human community?
5. Should a bill of human rights be part of that community? What should be the basic principles of this bill?
6. Should a bill of environmental ethics be included? What should be the basic principle of this bill?
7. Should interaction with the native population be regulated beforehand? How?
8. If the human population manages to thrive on the new planet, what would the estimate of the state of affairs be in, say, 5000 years? Why?

CONCLUSION

According to Steve Shapin:

“Science Made the Modern World, and it’s science that shapes modern culture. That’s a sentiment that gained currency in the latter part of the nineteenth century and the early twentieth century—a sentiment that seemed almost too obvious to articulate then and whose obviousness has, if anything, become even more pronounced over time. Science continues to Make the Modern World.” ^[12]

Shapin explains that he makes no distinction between science and technology, or science and engineering, because the two things are so intrinsically connected that the term ‘science’, in his work, encompasses both. However, here a distinction must be made since the present work deals

with the education of the great majority of engineers who will not necessarily become scientists. Moreover, the current work has a special focus on the engineers who graduate from universities in the developing world, which constitutes the great majority. In the absence of skilled engineers and technicians, the Modern World simply would not have happened. Similarly, it would collapse immediately if they stopped working, in spite of the scientific studies that have been or might be produced. In this perspective, it is fair to say that engineering built the modern world and continues to do so. If engineering has such a crucial role in what is called development, and if this development has had such a tremendous impact on society and the environment, then the education of engineers must include a good education in HSS&E. Some may say that a workman does not need to know the function of the gear that he makes, and thus in the same way, the engineer does not need to ponder the social and environmental impacts of his work; he can leave this to the specialists. Much can be inferred from this remark but for the moment, it is enough to say that this is how things have been happening, and that it is not working ^[2].

This work proposes a simple method to integrate HSS&E in undergraduate engineering courses; to be applied by a teacher-engineer to the benefit of both students and teachers of engineering. This method should not be understood as a teaching tool of HSS&E, but as a useful complement to the formal teaching of HSS&E disciplines, which are normally carried out by non-engineer teachers. It intends to help overcome engineering students' difficulties with HSS&E studies, as well as faculty resistances to such studies.

REFERENCES

- [1] UNESCO Report - Engineering: Issues, Challenges and Opportunities for Development . Published by the United Nations Educational, Scientific and Cultural Organization, France; ISBN 978-92-3-104156-3; 2010.
- [2] PETROSKI, Henry The Essential Engineer – Why Science Alone Will Not Solve Our Global Problems. ISBN: 978-0-307-47350-0. Vintage Ed., march 2011.
- [3] FLORMAN, Samuel C.; ‘The Existential Pleasures of Engineering’; St. Martin’s Press, 1976 / 1986; ISBN: 13:9780312275464; 1976 / 1986.
- [4] BOOKMAN, T.; ‘Ethics, Professionalism, and the Pleasures of Engineering: An Interview with Samuel Florman’; IEEE Technology and Society Magazine, vol. 19, no. 3, 2000.
- [5] LYMAN, Frederic A.; ‘Humanities and Social Sciences in Engineering Education - Postwar to Postmodern and Beyond’; Inter. IEEE - Symposium on Technology and Society, Proceedings. Pgs. 73-81; ISBN- 0-7695-1209-7; 2001.
- [6] WULF, William A.; ‘Some Thoughts on Engineering as a Humanistic Discipline’, Inter. Journal of Engineering Education, Vol. 20, No.3, pp, 313-314; National Academy of Engineering, Washington, DC.; 2004.
- [7] HEYWOOD, John; ‘Engineering Education – Research and Development in Curriculum and Instruction’; IEEE Press - Published by John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, New Jersey. ISBN-13 978-0-471-741 11-4; 2005.
- [8] CNE/CES 11/2002 Resolução. Diário Oficial da União, Brasília, 9 de abril de 2002, Seção 1, p.32. “Institui Diretrizes Curriculares Nacionais do Curso de Graduação em Engenharia.” Disponível em: <http://portal.mec.gov.br/cne/arquivos/pdf/CES112002.pdf>
- [9] CNE/CP 1/2004 Resolução. Diário Oficial da União, Brasília, 22 de junho de 2004, Seção 1, p.11. “Institui Diretrizes Curriculares Nacionais para a Educação das Relações Étnico-Raciais e para o Ensino de História e Cultura Afro-Brasileira e Africana.” Disponível em: <http://portal.mec.gov.br/cne/arquivos/pdf/res012004.pdf>
- [10] CNE/CP 1/12 Resolução. Diário Oficial da União, Brasília, 31 de maio de 2012, Seção 1, p.48. “Estabelece Diretrizes Nacionais para a Educação em Direitos Humanos.” Disponível: http://portal.mec.gov.br/index.php?option=com_content&view=article&id=17810&Itemid=866
- [11] CNE/CP 2/12 Resolução. Diário Oficial da União, Brasília, 18 de junho de 2012, Seção 1, p.70. “Estabelece as Diretrizes Curriculares Nacionais para a Educação Ambiental.” Disponível em: http://portal.mec.gov.br/index.php?option=com_content&view=article&id=17810&Itemid=866
- [12] SHAPIN, Steve; ‘Science and the modern world.’ In E. Hackett, O. Amsterdamska, M. Lynch, & J. Wajcman (Eds.), ‘Handbook of science and technology studies’ (3rd ed., pp. 433–448). Cambridge, MA: MIT Press. 2007

Simulation Program for Solar Driven Double-Stage Ejector Refrigeration System

Anan Pongtornkulpanich* Sukruedee Sukchai and Sarayooth Vaivudh
Thermal Energy Research Unit, School of Renewable Energy Technology
Naresuan University, Thailand, 65000

*Corresponding author: ananpo@nu.ac.th

Abstract

The computer simulation program of solar-driven double-stage ejector refrigeration system, which use water (R718b) as working fluid, has been developed to improve the theoretical system performance. Saturation motive steam pressure and temperature used to drive ejector are 2 bar and 110°C, respectively. Two identical ejectors are utilized replacing compressor with having the same geometry. Simulation results yield the value of design parameters such as load required at heat generator, evaporator, condenser, optimum entrained fluid mass flow rate, ejector performance and COP. Improving the system performance of double-stage refrigeration system through studying with simulation program is accomplished with the twice times increase in COP and ejector performance as 1.56 and 1.67, respectively when compared to the single-stage system.

Introduction

Currently, the energy consumption for the refrigeration or air conditioning system is approximate 15% of using all the electricity in the world and it has trended to increase climate change problem. The data from Japan Refrigeration and Air Conditioning Industry Association, JRAIA in 2012 [1] have been reported about the demand for the refrigeration and the air conditioning system in the world including homes and factories. In 2011, the air-conditioner demand was 92,000 million units, up to 8% increasing from the year 2010. For this reason, an effective way to reduce the electricity consumption at compressor of air-conditioner is the utilization of thermal energy such as solar energy or wasted heat. Compensation of the electric power usage as well as improvement of the performance of the cooling system will be a significant concept obtaining from thermal cooling system which can compete with other cooling technologies in the market. Two outstanding types of refrigeration system, absorption and ejector systems, yields higher system performance or coefficient of performance, COP than other thermal cooling systems. Comparison between two systems, absorption system yields higher COP than ejector one ($COP_{abs} \sim 0.7-0.8$, $COP_{ejc} \sim 0.3-0.8$) [2, 3] Absorption system has more complex to design and crystallization problem can be occurred at high temperature operation due to binary solution used to be working fluid while a single pure substance is used to be a refrigerant for ejector system. Furthermore, system configuration of ejector system is almost similar to that of conventional air conditioner, vapor compression system which results in easy design and construction. Several previous research works have been studied in many sides to increase the system performance such as design of ejector geometry, selection of working fluids, variation of operating condition and adding some devices, injector

and pump to the ejector system[4] . Ejector system as studied from above is a type of single-stage system. [4-10] Other previous researches [4, 5, 11] suggested that the system can be developed to be multi-stage system to improve the system performance. Then, in this present study, simulation program has been theoretically developed from single-stage to double-stage system to study and compare system performance between both systems. Water (R718b) is used to be refrigerant and motive fluid to drive the ejector system due to simple pure substance and no environmental impact. The developed computer simulation program can be utilized to design the suitable ejector geometry, operating condition and size of any components of system. The present study aims to develop the computer simulation program of solar-driven double stage refrigeration system to simulate system performance of the double-stage system and compare with basic unit of single-stage one.

key words: *solar energy / double-stage ejector / refrigeration system / system performance*

System Operation on Solar Driven Double-Stage Ejector Refrigeration System

Several previous researches about solar-driven ejector refrigeration system emphasized on both theoretical and experimental works for single-stage type to improve system performance using different working fluids [4]. Additionally, the experimental work such as replacing circulating pump with an injector in the single-stage refrigeration system had been done [4]. However, developing single-stage refrigeration to be double-stage or multi-stage ejector system has not been studied for improving system performance. Therefore, the present study focuses on developing theoretical computer simulation program. The schematic diagram of a solar-driven double-stage ejector refrigeration system has been shown in Figure 1. The overall system consists of 7 main components: solar collector, heat generator, condenser, evaporator, expansion valve, circulating pump and two identical ejectors.

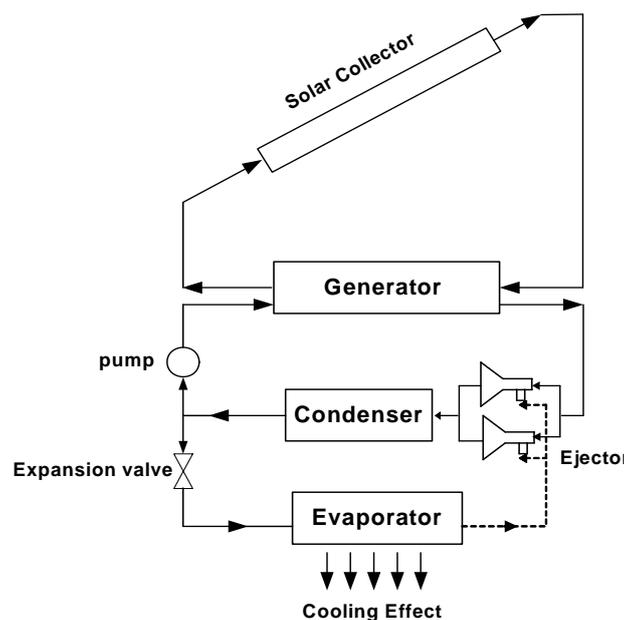


Figure 1 Schematic diagram of solar driven double-stage ejector refrigeration system

Operation of ejector refrigeration system is started from producing primary vapor by heat generator. The heat is provided by solar collector. When primary vapor flows through each ejector at the nozzle, velocity of fluid will increase and equal to be unity (Mach number =1) at the throat of a primary nozzle. This phenomenon is called primary choking. And the velocity will increase above sound velocity at exit nozzle position. This results decreasing pressure of primary vapor and secondary vapor is entrained from evaporator. This results in vaporization of refrigerant at low pressure and temperature in evaporator and heat used for this vaporization is called cooling effect. Secondary vapor has velocity equaling to be sound velocity at any position of mixing shows section before constant area (Mach number =1) which is namely secondary choking. Double choking occurrence affects operation of ejector. These two areas have very affect performance with system. Research in the past found that the high performance is occurred with almost all double choking system. Two streams of fluid mix together and flow through mixing chamber with constant pressure and enter diffuser until pressure of mixed fluid increases and velocity of fluid is lower than sound velocity. Mixing fluid leaves from diffuser and enters the condenser. Condensed liquid leaving from condenser is divided to two parts. One part is pumped to the heat generator and the rest of part flows through expansion valve which pressure of liquid is reduced and enters the evaporator [2]

Simulation Program of Solar Driven Double-Stage Ejector Refrigeration System

The computer simulation program of solar single-stage ejector refrigeration system, which was created by Pongtornkulpanich 2010, has been developed to be double-stage system to simulate various parameters such as optimum mass flow rate of entrained fluid, condenser pressure and temperature, loads at evaporator, boiler and condenser including ejector performance or entrainment ratio and COP of the system. These parameters has been used to design the details at each components. Simulation program has been written by Visual Basic version 6.0 which form of running program is displayed in Figure 2 and the flow chart of the simulation can be shown in Figure 3.

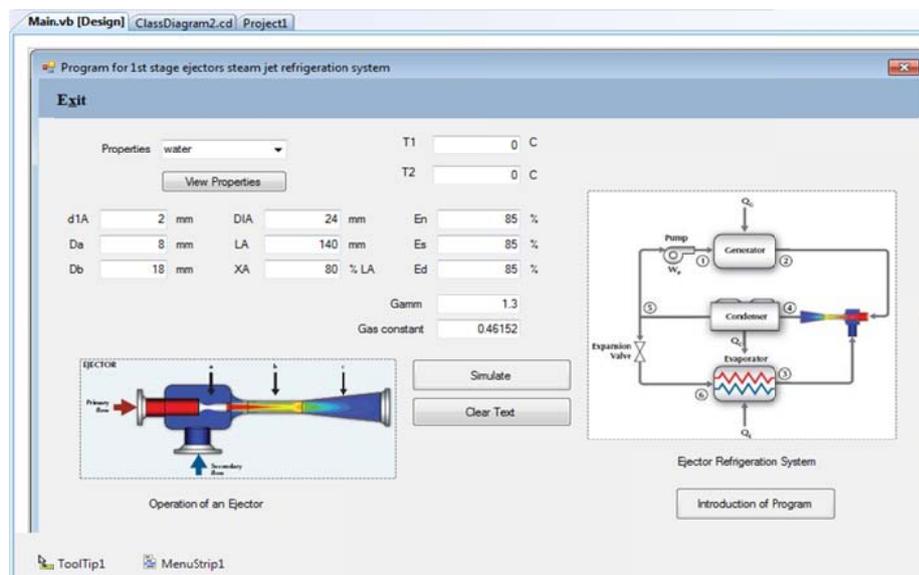


Figure 2 Form of simulation program and input parameters

For the solar collector, heat-pipe evacuated tube collector type is used to provide heat to water which is collector working fluid. The total collector area is 3.5 m^2 . Saturation steam temperature and pressure at generator to be input to program is studied at 110°C , 2 bars which is used to be motive or primary fluid for ejector driving.

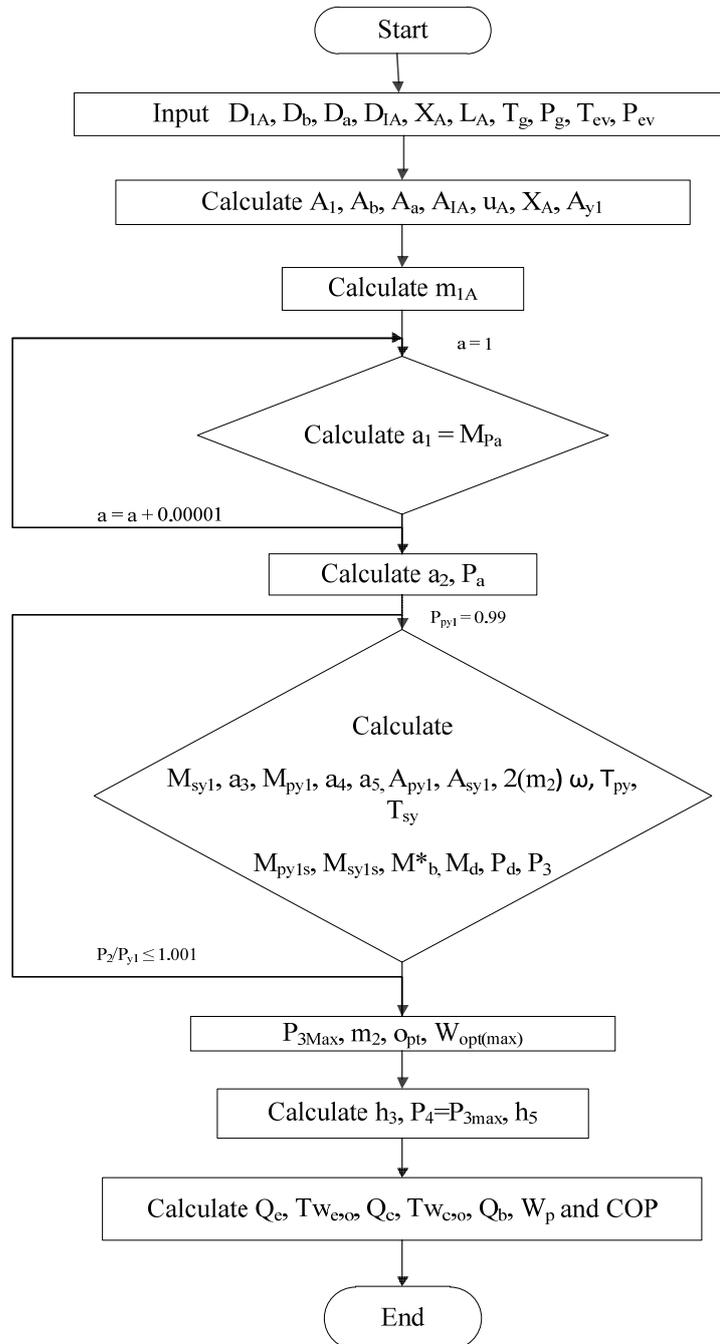


Figure 3 Flow chart of the simulation

Various parameters that are appeared in Figure 3, corresponds to Figure 4 as below.

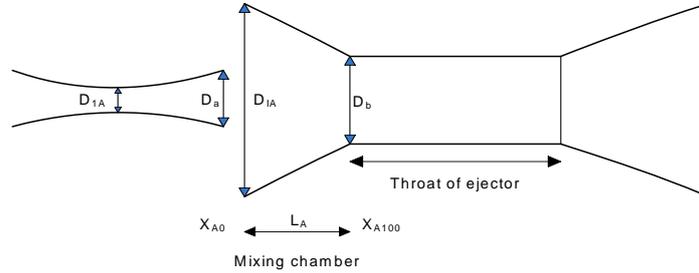


Figure 4 Various parameters at any positions of ejector

The following parameters in Table 1 are input in the developed program including all dimensions of ejector, as shown in Figure 3, to obtain the suitable simulated results such as optimum mass flow rate of entrained fluid, optimum entrainment ratio and system performance, COP, etc.

Table 1 Dimension and operating condition for developed simulation program

Parameters	value
Working Fluid/Refrigerant	Water /R718b
Boiler (Generator) saturation temperature (T_g)	110 $^{\circ}\text{C}$
Evaporator temperature (T_{ev})	10 $^{\circ}\text{C}$
Boiler (Generator) saturation pressure (P_g)	2 bar
Evaporator pressure (P_{ev})	1.22 bar
Throat of nozzle (D_{1A})	2 mm
Exit diameter of nozzle (D_a)	8 mm
Inlet diameter of throat of ejector (D_b)	18 mm
Diameter inlet of mixing chamber (D_{IA})	24 mm
Length of mixing chamber (L_A)	140 mm
Mixing fluid distance (X_A)	80 %
η_n	85 %
η_s	85 %
η_d	85 %

Performance of Ejector Refrigeration System

In ejector refrigeration system, ejector generates vapor compression effect replacing a compressor of electricity refrigeration system. Additionally, the operation this system can utilize from solar heat. System performance can be expressed in term of coefficient of performance COP_{ejc} as the following equation

$$COP_{ejc} = \frac{\dot{Q}_{ev}}{\dot{Q}_G} \quad (1)$$

where \dot{Q}_{ev} = heat transfer rate at evaporator or useful cooling effect, kW
 \dot{Q}_G = input heat transfer rate at generator, kW

Terms of \dot{Q}_{ev} and \dot{Q}_G can be expressed in form of enthalpy difference and system performance is also written as

$$COP_{ejc} = \omega \frac{h_e - h_c}{h_b - h_c} \quad (2)$$

Also,
$$\omega = \frac{\dot{m}_s}{\dot{m}_p} \quad (3)$$

where ω = Entrainment ratio
 h_e = Enthalpy at evaporator
 h_b = Enthalpy at boiler
 h_c = Enthalpy at condenser

Another term, which can express the overall system efficiency, namely solar thermal ratio, STR, is given as

$$STR = \eta_c \cdot COP_{cycle} \quad (4)$$

where η_c = efficiency of solar collector
 COP_{cycle} = coefficient of performance of cooling system

Simulation Results

The simulation results, which are obtained as form in the program, can be shown as Figure 5.

Result

Back

Simulation Results of Ejector Design and Steam jet Ejector Refrigeration System

En 85 D1A 2 Aa/A1A 16

Ed 85 Da 8 Ab/A1A 81

Es 85 Db 18

Simulation Results on Ejector System Design

T1	110	Qc	4.428152
P1	143.28	Twe_o	31.05937
T2	10	Qb	1.73023
P2	1.2275	Qe	2.697829
P3max	2.005934	Twe_o	29.35459
T4	17.37476	Wp	9.308594E-05
P4	2.005934	COP	1.559148
m1A	0.000589032	Nummem	600
m2opt	0.001102611		
Uopt	1.673403		

Figure 5 Simulation results obtained from program

Table 2 Simulation results obtained from program

Simulation Parameters	Value
Condenser Pressure, kPa	2.006
Condenser Temperature, °C	17.37
Optimum entrained mass flow rate, kg/s	0.0011
Load required at heat generator, kW	1.73
Load required at condenser, kW	4.43
Load required at evaporator, kW	2.70
Pump work, kW	9.31×10^{-5}
Optimum ejector performance, ω_{opt}	1.67
Coefficient of performance, COP	1.56

From table 2, it can be found that ejector performance and COP value are increased to be twice times as compared to single-stage ejector refrigeration system. This can be explained that the amount of entrained fluid mass flow rate, which is drawn to mix with the primary fluid, is increased to be twice times. This increased amount of mass of entrained fluid leads to more evaporation effect. That means more cooling effect is obtained to be twice times including COP as well. Moreover, the important design parameters are given for design in practical system.

Conclusion

The computer simulation program of solar-driven double-stage refrigeration system has been developed based on single-stage simulation program to study influence of increasing the number of ejector in single-stage ejector refrigeration system. Simulation results show that the development system from single-stage refrigeration to be double-stage system yields twice times of ejector performance and COP when considering the same operating condition because of the increase in twice times of entrained fluid mass flow rate at evaporator. The simulation can provide the detail of design parameters to be utilized for designing the overall system components.

Acknowledgements

The authors would like to thank School of Renewable Energy Technology (SERT) Thailand and the National Research Council Thailand (NRCT) for their financial support

References

- [1] JRAIA (2012). The Japan Refrigeration and Air Conditioning Industry Association. 12-02.
- [2] Pongtornkulpanich, A., and Sukchai, S., 2009, , *Technology Development and Research on Solar Cooling Systems, 16th REGWA Conference in Use of Renewable Energy Sources and Hydrogen Technology*. 2009.
- [3] Pongtornkulpanich, A., et al. (2008). Experience with fully operational solar-driven 10-ton LiBr/H₂O single-effect absorption cooling system in Thailand. **Renewable Energy**. 33(5), 943-949.
- [4] Chen, X., et al. (2013). Recent developments in ejector refrigeration technologies. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. 19(0), 629-651.
- [5] Abdulateef, J.M., et al. (2009). Review on solar-driven ejector refrigeration technologies. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. 13(6-7), 1338-1349.
- [6] Chunnanond, K. and S. Aphornratana (2004). An experimental investigation of a steam ejector refrigerator: the analysis of the pressure profile along the ejector. **Applied Thermal Engineering**. 24(2-3), 311-322.
- [7] Ma, X., et al. (2010). Experimental investigation of a novel steam ejector refrigerator suitable for solar energy applications. **Applied Thermal Engineering**. 30(11-12), 1320-1325.
- [8] Meyer, A.J., T.M. Harms, and R.T. Dobson (2009). Steam jet ejector cooling powered by waste or solar heat. **Renewable Energy**. 34(1), 297-306.
- [9] Ruangtrakoon, N., S. Aphornratana, and T. Sriveerakul (2011). Experimental studies of a steam jet refrigeration cycle: Effect of the primary nozzle geometries to system performance. **Experimental Thermal and Fluid Science**. 35(4), 676-683.
- [10] Sun, D.-W. (1999). Comparative study of the performance of an ejector refrigeration cycle operating with various refrigerants. **Energy Conversion and Management**. 40(8), 873-884.

- [11] Pridasawas, W., *Solar-Driven Refrigeration Systems with Focus on the Ejector Cycle* in *Division of Applied Thermodynamics and Refrigeration Department of Energy Technology, 2006* School of Industrial Engineering and Management Royal Institute of Technology, KTH: Stockholm.
- [12] Huang, B.J., S.S. Hu, and S.H. Lee (2006). Development of an ejector cooling system with thermal pumping effect. **International Journal of Refrigeration**. 29(3), 476-484.
- [13] Al-Khalidy, N. (1997). Experimental Investigation of Solar Concentrating Collectors in a Refrigerant Ejector Refrigeration Machine. **International Journal of Energy Research** 21. 1123-1131.
- [14] Pongtornkulpanich (2007). A Combined Ejector-solar Powered Two-stage Absorption Cooling System. Bangkok., PhD Thesis, King Mongkut University of Technology Thonburi.
- [15] Aphornratana, S., and Eames, I.A (1998). 98/03306 Experimental investigation of a combined ejector-absorption refrigerator: Aphornratana, S. and Eames, I. W. *Int. J. Energy Res.*, 1998, 22, (3), 195–207. **Fuel and Energy Abstracts**. 39(4), 305.

Dynamiken globaler Energiewenden – am Beispiel China, Brasilien und Deutschland

Stefan Saatmann, M.Sc.

Energieökonom, Emsler Str. 16 10719 Berlin, stefan@saatmann.de

Keywords: Globale Energiewenden, Energiepolitik, Energieverbrauch, Energiepreise

Abstract: Der strukturelle Wandel der Energieversorgung ist ein globales Phänomen. Die einzelnen nationalen Ausgestaltungen und Veränderungsdynamiken unterscheiden sich hingegen. Haupttreiber sind die Regierungsprogramme (*Policy is back*). In einem Geflecht aus komplexen Wechselwirkungen werden zur Erreichung politischer Ziele Rahmenbedingungen verändert und angepasst. Ein Vergleich dieser Entwicklungen lohnt, da sie sich gegenseitig beeinflussen. Die Ausführungen zu den Ländern China, Brasilien und Deutschland orientieren sich an der Studie zu globalen Energiewenden des Weltenergieates in der diesjährigen Ausgabe *Energie für Deutschland 2014*. [1]

Structural change in the energy supply is a global phenomenon. However, the individual national developments and dynamics of change differ. The main drivers are government programs (*Policy is back*). In a network of complex interactions regulatory frameworks are changed and adjusted to achieve political goals. A comparison of these developments is worthwhile, since they influence each other. The analysis is based on the study of global energy transformation of the World Energy Council in this year's edition *Energie für Deutschland*.

1. Globale Treiber der Veränderungen

Energiewende ist ein politischer Begriff, der eine strukturelle Veränderung der Energieversorgung eines Landes beinhaltet. Aus unterschiedlichen Motiven und Ausgangslagen heraus sind Regierungen weltweit aufgerufen die nationale Energiebeschaffung, -herstellung und -verbrauch zu überdenken. Dabei unterscheiden sich die Zielsetzungen und die Umsetzungsgeschwindigkeit. Daraus folgen verschiedene Ergebnisse im Hinblick u.a. auf Wettbewerbsfähigkeit der Energiekosten, CO₂-Emissionen oder der Importabhängigkeit verursacht durch den Energiemix.

Entscheidende Treiber erscheinen zum einen industriepolitische Motive wie der Aufbau einer Erneuerbaren-Industrie und die Verringerung der Importabhängigkeit von Energierohstoffen. Zum anderen zeigen sich klimapolitische Beweggründe als Treiber der Veränderung, um die Verringerung von Treibhausgasemissionen zu erreichen. Neben diesen politischen Motiven rufen ebenso Veränderungen der Märkte z.B. Mengenverschiebungen auf der Energieverbraucherseite und Innovationen bei der Energietechnik wie z.B. Kostendegressionen bei den Erneuerbaren Energien oder

Innovationen bei Erdgasgewinnung mittels Fracking starke Anreize hervor. Im Ergebnis ist ein Zusammenspiel aller Faktoren und der öffentlichen und privaten Akteure die Grundlage für die strukturellen Transformationen im Energiesektor.

1.1 Energieverbrauch und Energieeffizienz

Bezüglich des Energieverbrauchs ist China Spitzenreiter in der Welt. Mit 1.635 Mio. t Rohölequivalent (RÖE) ist der Endenergieverbrauch im Jahr 2011 um 131 Mio. t RÖE höher als der USA. Brasilien und Deutschland verbrauchen deutlich weniger mit 218 Mio.t RÖE bzw. 221 Mio.t RÖE. Im Gegensatz zu Brasilien und China, deren Energieverbrauch seit 1990 mit einer jährlichen Wachstumsrate von 3,3% bzw. 4,4% gewachsen ist, hat sich in Deutschland der Energieverbrauch zwischen 1990 und 2011 mit einer negativen Wachstumsrate von -0,4% verringert. Die wirtschaftlichen Aktivitäten in den Ländern in diesem Zeitraum sind sehr unterschiedlich. Für China war die Phase zwischen 1990 und 2011 geprägt von einer Öffnung der Wirtschaft u.a. 2001 Beitritt zur Welthandelsorganisation und stabilen hohen Wirtschaftswachstumsraten im arithmetischen Mittel in absoluten Werten von 10,1 %.[2] Dies bedeutet, dass sich die chinesische Wirtschaft im Zeitraum von 1990 bis 2011 verzehnfacht hat. [3] Dies hat natürlich einen Anstieg im Energieverbrauch verursacht. Die Auswertung der Energieintensität, also der Frage nach dem Verhältnis von Energieverbrauch zum wirtschaftlichen Wert des Bruttoinlandsproduktes, zeigt, dass China hier einen positiven Trend geschaffen hat (jährliche Wachstumsrate -5,5%). Gleichwohl wurde das Effizienzniveau von Deutschland nicht erreicht (China 2011 mit 0,16 koe/\$05 und Deutschland mit 0,07 koe/\$05). In Deutschland kann in diesem Zeitraum eine volatilere Entwicklung festgestellt werden. Zum einen löste die Wiedervereinigung einen Boom aus, der von verschiedenen konjunkturellen Einbrüchen begleitet worden ist (1993, 2003 und 2009). [4] Innerhalb dieser Zeitspanne ist mit der Modernisierung der Energieerzeugungsanlagen und dem Strukturwandel zu einer vermehrten Dienstleistungsgesellschaft zur Verringerung der Energieintensität der volkswirtschaftlichen Produktion gekommen. Für Brasilien gab es in diesen zwei Jahrzehnten ebenso starke Veränderungen. Die Privatisierungen staatlicher Unternehmen und der Abbau von Handelsschranken beschertem dem Land eine stabil positive Wirtschaftsentwicklung im arithmetischen Mittel in absoluten Werten von 3,3 %, gleichwohl dass Wachstumsgeschwindigkeit von China nicht erreicht wurde. [5] Dies bedeutet, dass sich die brasilianische Wirtschaft im Zeitraum von 1990 bis 2011 verdreifacht hat. Der Energieverbrauch legte mit einer jährlichen Wachstumsrate von 3,3% gleichbleibend proportional zum Wirtschaftswachstum zu. Die Folge ist keine Verbesserung der Energieeffizienz in der wirtschaftlichen

Produktion, da diese 2011 mit 0,10 koe/\$05 auf dem Niveau von 1990 liegt. Die nachfolgende Tabelle fasst die Daten zusammen.

Tabellen 1 und 2: Endenergieverbrauch und Endenergieintensität

	China	Brasilien	Deutschland
1990	664	111	241
2000	816	153	231
2011	1635	218	221
Jährliche Wachstumsrate	4,4	3,3	-0,4

	China	Brasilien	Deutschland
1990	0,52	0,1	0,11
2000	0,23	0,1	0,09
2011	0,16	0,1	0,07
Jährliche Wachstumsrate	-5,5	0	-2,1

Quelle: Weltenergieerat e.V. Berlin, 2014

1.2 Preisentwicklung für Strom und Kraftstoff

Der Trend der Entwicklung der Endverbraucherpreise für Strom und Kraftstoff ähnelt sich in den drei verglichenen Ländern. Die hier aufgeführten Zahlen sind auf die Kaufkraftparität im Jahr 2005 umgerechnet. Bis auf die Kraftstoffpreise in Brasilien verteuerten sich sowohl die Strom- als auch die Kraftstoffpreise gegenüber 1990 und dem Jahr 2000. Hervorzuheben sind der nahezu Verdreifachung der Strompreise sowie die nahezu Verfünffachung der Kraftstoffpreise in China. Brasilien konnte sich in beiden Preiskategorien stabil halten und weist gegenüber China und Deutschland die niedrigste jährliche Wachstumsrate auf. Im Vergleich zu 1990 hat sich in Deutschland insbesondere der Kraftstoffpreis verteuert von 0,88 \$05p/l zu 1,54 \$05p/l. Der Strompreis liegt nur geringfügig über dem Ausgangsniveau von 15,2 US\$05/kWh im Jahr 1990 zu 17,4 US\$05/kWh im Jahr 2011. Folgende Tabellen fassen die Daten zusammen.¹

Tabelle 3 und 4: Strompreis in US\$05/kWh und Kraftstoffpreis in \$05p/l

	China	Brasilien	Deutschland
1990	6,9	16,7	15,2
2000	13,5	14,7	9,6
2011	17,5	18,7	17,4
Jährliche Wachstumsrate	0,6	0,5	0,6

	China	Brasilien	Deutschland
1990		0,54	0,88
2000	0,33	1,01	1,14
2011	1,43	0,79	1,54
Jährliche Wachstumsrate	14,4	1,8	2,7

Quelle: Weltenergieerat e.V. Berlin, 2014

1.3 Anteil der regenerativen Energien am Gesamtstromverbrauch

Der hohe Ausgangsanteil regenerativer Energien in China und Brasilien im Jahr 1990 mit 20 % bzw. 95% ist durch die große Wasserkraftnutzung zu erklären. Aufgrund des hohen Wirtschafts-

¹ Zu beachten sind hierbei die Währungseffekte innerhalb dieser Zeitspanne. So sind durch die Einführung des EURO und die anschließende Entwicklung EURO je USDollar positive Effekte für Deutschland in der Rohstoffbeschaffung zu verzeichnen gewesen. Hinzukommen Effizienzverbesserungen im Kraftwerkspark, die auf den senkend auf den Strompreis wirken.

wachstums in den letzten zwei Dekaden ist dieser Anteil zurückgegangen (2011 in China 16% und Brasilien 86%). In diesem Zeitraum ist der Anteil in Deutschland vom niedrigen Ausgangsniveau 1990 mit 5% auf 22% im Jahre 2011 gestiegen. Der Vergleich der jährlichen Wachstumsrate verdeutlicht diese Tendenzen. Während in China und Brasilien die jährliche Wachstumsrate auf niedrigem sinkt (-0,2% bzw. -0,4%), stieg in Deutschland der Anteil der regenerativen Energien beträchtlich (7,7%). Die nachfolgende Tabelle fasst die Zahlen zusammen.

Tabelle 5: Anteil der erneuerbaren Energien am Gesamtstromverbrauch in Prozent

	China	Brasilien	Deutschland
1990	20	95	5
2000	17	90	8
2011	16	86	22
Jährliche Wachstumsrate	-0,2	-0,4	7,7

Quelle: Weltenergieerat e.V. Berlin, 2014

2. Länderspezifische Energiewenden in China, Brasilien und Deutschland

Die Energiewenden in China, Brasilien und Deutschland stehen vor länderspezifischen Chancen und Herausforderungen. Hintergrund dafür sind die unterschiedlichen Energiemixe sowie die volkswirtschaftlichen Struktur- und Rahmenbedingungen. Gemein haben alle das Thema der Investitionssicherheit zu bewältigen. Unsicherheiten auf der Erlösseite, stehen im regulierten oder marktwirtschaftlich organisierten Wertschöpfungssegment. Im Folgenden werden in einem kurzen Einblick länderspezifische Charakteristika aufgeführt.

2.1 China

China ist das mengenmäßig größte Energieerzeuger- und Energieverbraucherland der Erde. [6] Das rapide wirtschaftliche Wachstum und die Größe des Landes und der Bevölkerung lassen die Versorgungssicherheit zur energiepolitischen Priorität werden. Im Hinblick auf Umweltaspekte ist ebenso eine verstärkte Nutzung regenerativer Energiequellen angedacht. Zum einen sollen dadurch der lokale Schadstoffausstoß verringert werden. Zum anderen spielen ebenso industriepolitische Ziele, wie der Aufbau einer zukunftsorientierten Erneuerbaren-Produktindustrie eine Rolle. [7] Diese Ziele begründen sich auf eine zentralisierte Regierungssteuerung, die insbesondere Anreize für Technologieeinführungen setzt.

2.2 Brasilien

Brasilien ist das größte Land Südamerikas und sowohl im Bezug zur Fläche als auch zur Einwohnerzahl das fünftgrößte Land der Erde. [8] Dies verdeutlicht die regionale Position der brasiliani-

schen Energiepolitik. Eines der Hauptziele ist dabei die Versorgungssicherheit sicherzustellen. Aufgrund des Wirtschaftswachstums sind ein Kapazitätsausbau und eine Diversifizierung der Erzeugungsquellen notwendig. Hierfür führt Brasilien bereits seit 2010 Maßnahmen zur Verringerung der Regenwaldabholzung und weiteren Ausbau der regenerativen Energien durch. [9] Ein für die Investitionsbedingungen erschwerender Fakt ist die Inflationskontrolle durch die Regierung. Dies führte in der Vergangenheit zu Preiseingriffen z.B. bei Strom oder Benzin. Im Ergebnis kommt es zu einer stark zentralistisch und durch staatliche Eingriffe gesteuerten Energiepolitik. Ein auf Energieeffizienz auf der Verbraucherseite ausgelegtes Anreizumfeld fehlt bisher. [1]

2.3 Deutschland

Deutschland als größte Volkswirtschaft in Europa und der zentralen Lage spielt für den europäischen Energiemarkt eine hervorgehobene Rolle. Das 2010/2011 verabschiedete Energiekonzept der Bundesregierung folgt dem übergeordneten Ziel des Klimaschutzes. So sollen bis zum Jahr 2050 80 – 95 % der Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 reduziert werden. [10] Die priorisierten Instrumente sind dabei der Einsatz Erneuerbarer Energien und die Verbesserung der Energieeffizienz. Im Weiteren ist der Ausstieg aus der friedlichen Nutzung der Kernenergie bis 2022 beschlossen. Dieser strukturelle Wandel vollzieht sich in einem umfangreichen Rahmen aus Gesetzen und Verordnungen, der den zunehmenden staatlichen Eingriff in die Energiemärkte widerspiegelt.

3. Herausforderungen und Chancen

Die Energiewenden der einzelnen Länder haben Auswirkungen auf die Energiemärkte und beeinflussen sich gegenseitig. Allen gemein ist die Herausforderung, bisher unerschlossene Energiepotentiale nutzbar zu machen. Diese Transformation bringt Unsicherheiten, die auf den Entwicklungspfad der jeweiligen Energiepolitik ausstrahlt. Hier sind Regierungen und Unternehmen gleichermaßen gefordert Anpassungen vorzunehmen und Lösungen zu entwickeln.

Für China ist der weiter wachsende Energiebedarf Grundlage aller Ausrichtungen. Der Zugang zu günstiger Technologie und die Verbesserung der Effizienz und des Umweltschutzes sind hier vorhandene Herausforderungen. Die Chance besteht in der wichtiger werdenden Rolle als Energieverbraucher, dieses Gewicht in der Beschaffung zu günstigem Rohstoffzugang zu nutzen. In Brasilien wird bisher die Wasserkraft umfangreich genutzt. Aufgrund der guten geographischen Bedingungen zeigen sich weitere Potentiale in der Wind- und Solarstromherstellung. Die politischen Akteure sind aufgefordert ein attraktives Investitionsumfeld zu erarbeiten.

Die deutsche Energiewende ist in einem neuen Stadium angekommen. Durch die Reform des Erneuerbaren Energien Gesetzes im August 2014 wurde Investitionssicherheit für die Erneuerbaren

Energien hergestellt und eine hohe Systemkompetenz in diesem Energiesegment durch den festgeschriebenen dynamischen Ausbaupfad manifestiert. Im Gegensatz dazu steht die Kostenbelastung der Verbraucher, die weiter anzuwachsen droht. Des Weiteren sind Fragen der Systemstabilität wie bspw. der Netzertüchtigung oder der Sicherung von steuerbarer Kraftwerkskapazität zu beantworten. In einer Befragung zur Wahrnehmung der deutschen Energiewende in den Schwellenländern durch die Konrad-Adenauer-Stiftung, wurde der zukünftige Wettbewerbsvorteil für deutsche Produkte durch diese externe Sichtweise herausgestellt: „Deutsche Produkte haben dann nicht nur das Siegel „made in Germany“, sondern auch „made by green energy in Germany“.“ [11] Diese externe Sichtweise sollte Anreiz sein, die deutsche Energiewende durch sachorientierte Diskussionen erfolgreich weiterzuentwickeln.

Quellenverzeichnis

- [1] Weltenergieerat e.V.: Energie für Deutschland 2014 – Fakten, Perspektiven und Positionen im globalen Kontext, Berlin, 2014, S. 7-37
- [2] K. Handtke, Kiel, 2008, S. 3-4
- [3] International Monetary Fund, Daten China, Washington, D.C., 2014, online unter:
http://www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2014/01/weodata/weorept.aspx?sy=1990&ey=2019&scsm=1&ssd=1&sort=country&ds=.&br=1&pr1.x=41&pr1.y=12&c=924&s=NGDP_R%2CNGDP_RPCH%2CPPPGDP%2CPPPPC&grp=0&a=#download
- [4] Bundeszentrale für politische Bildung, Bonn, 2012, online unter:
<http://www.bpb.de/politik/grundfragen/deutsche-verhaeltnisse-eine-sozialkunde/138634/wirtschaftliche-entwicklung?p=all>
- [5] International Monetary Fund, Daten Brasilien, Washington, D.C., 2014, online unter:
http://www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2014/01/weodata/weorept.aspx?pr.x=51&pr.y=7&sy=1990&ey=2011&scsm=1&ssd=1&sort=country&ds=.&br=1&c=223&s=NGDP_RPCH&grp=0&a=
- [6] U.S. Energy Information Administration, Washington, D.C., 2014, online unter:
<http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=CH>)
- [7] Botschaft der Volksrepublik China in der Bundesrepublik Deutschland Berlin, 2011, online unter:
<http://www.china-botschaft.de/det/dshd/t826701.htm>
- [8] T. Lieb 2014, online unter: <http://www.kas.de/umwelt-lateinamerika/de/publications/37203/>
- [9] International Energy Agency, Paris, 2014 , online unter:
<http://www.iea.org/policiesandmeasures/climatechange/?country=Brazil>
- [10] Bundesregierung der Bundesrepublik Deutschland, Berlin, 2010, online unter:
<http://www.bundesregierung.de/Content/DE/StatischeSeiten/Breg/Energiekonzept/auftakt.html>
- [11] Konrad-Adenauer-Stiftung e.V., Berlin, 2013, online unter: <http://www.kas.de/wf/de/33.34940/>

1 Abstract zum Vortrag „Power to Gas - Rechtlicher Rahmen und offene Fragen“

Wer darf Power-to-Gas-Anlagen betreiben und werden die Verwertungspfade für den Wasserstoff jenseits der Rückverstromung durch die Energiesteuer unwirtschaftlich?

Die Europäische Union (EU) hat zum Ausbau der Erneuerbaren Energien konkrete Ziele festgelegt. So soll der Anteil Erneuerbarer Energien in den Bereichen Strom, Wärme und Kraftstoffe (Brutto-Endenergieverbrauch) in der EU bis zum Jahr 2020 auf 20 % angehoben werden. Im Jahr 2012 lag der Anteil Erneuerbarer Energien am Brutto-Endenergieverbrauch in Deutschland bereits bei 12,4 % – das Teilziel für Deutschland ist bei 18 % festgesetzt. Das 2010 verabschiedete Energiekonzept der Bundesregierung legt als Ziele für die Jahre nach 2020 folgende Anteile Erneuerbarer Energien am Brutto-Endenergieverbrauch fest: 30 % bis 2030, 45 % bis 2040, 60 % bis 2050.

Die Erneuerbaren-Energien-Debatte betrifft also mitnichten ausschließlich oder vor allem die Stromerzeugung. Vielmehr muss die Energieversorgung für die Sektoren private Haushalte, Industrie/Gewerbe und Verkehr ganzheitlich betrachtet werden. Die ambitionierten Ziele der Bundesregierung müssen in diesen Sektoren über die vorhandenen Infrastrukturen erreicht werden. Hierzu zählen das Stromnetz, das Wärmenetz, das Gasnetz und der Erzeugungspark. Mittlerweile dürfte Konsens sein, dass diese Infrastrukturen neu aufgestellt bzw. geschickt ergänzt werden müssen. Als Instrumente bieten sich dafür – neben dem unumgänglichen Netzausbau – vor allen Dingen Energiespeicher und Hybridtechnologien wie Power-to-Heat und Power-to-Gas (PtG) an.

Die bereits bestehende Gasinfrastruktur kann dabei zur langfristigen Pufferung von Spitzenlasten im Stromnetz genutzt werden (Energiespeicher). Die PtG-Technologie kann darüber hinaus zum kurzfristigen Lastausgleich eingesetzt werden (zuschaltbare Last), etwa über den Regelenergiemarkt. Zudem kann durch die Abschöpfung von überschüssigem Windstrom auch die EE-Quote im Gasbereich und darüber letztlich auch in den Sektoren Verkehr und Wärme erhöht werden.

Zur Umsetzung dieser Nutzungsmöglichkeiten bei gleichzeitiger Etablierung rentabler Geschäftsmodelle sind die derzeitigen rechtlichen Rahmenbedingungen von entscheidender Bedeutung: Bereits beim Strombezug der PtG-Anlage können Abgaben und Umlagen den Strompreis pro kWh deutlich erhöhen. Zudem besteht die Gefahr, dass beim Einsatz von „grauem“ Strom aus dem Netz der allgemeinen Versorgung (Stromnetz) das erzeugte Gas nicht als „grünes Gas“ bewertet wird, was für die Marktfähigkeit ausschlaggebend sein kann. Schließlich stellt sich für die Verwertung des Gases die entscheidende Frage nach der energiesteuerrechtlichen Behandlung des Heiz- und Kraftstoffes „EE-Gas“.

Der Vortrag widmet sich daher rechtlich zwei weichenstellenden Fragen: Wer kann und soll im Rahmen der Entflechtungsvorgaben Betreiber einer PtG-Anlage sein (Markt oder Netz)? Und welche Verwertungspfade bieten sich nach derzeitiger Rechtslage an?

Bei der Prüfung dieser Fragen kommt man zum Ergebnis, dass der derzeitige Rechtsrahmen bereits eine breite Nutzung von PtG zulässt und seine Schranken hauptsächlich in der systemdienlichen Nutzung durch den Netzbetreiber findet, sofern eine Rückverstromung erfolgen soll. Zudem ist bei den Verwertungspfaden für den Wasserstoff im Verkehrssektor und im Wärmesektor zu beachten, dass hierbei die Energiesteuer für Heiz- und Kraftstoffe anfallen dürfte. Die großen Potenziale, die die PtG-Technologie im Hinblick auf die Erreichung der Ziele der Bundesregierung birgt, können somit noch nicht voll ausgeschöpft werden.

1.1 Power-to-Gas-Anlagen im Rahmen der Entflechtungsvorgaben

Der Speichertechnologie PtG kann eine wichtige Rolle zur Nutzung der Überschussenergie und zur Deckung der Lastspitzen zukommen. Als besonders vorteilhaft stellt sich die PtG-Technologie für den Einsatz im Netzmanagement insofern dar, als mit ihr die hohen Speicherkapazitäten des Erdgasnetzes auch für das Stromnetz nutzbar gemacht werden. Damit kann das Konzept als Langzeitspeicher eingeordnet werden, der auch für einen saisonalen Ausgleich über mehrere Monate geeignet ist. Die Herstellung des erneuerbaren Gases kann deshalb als flexibel einsetzbare und garantierte Last und die Rückverstromung durch GuD-Kraftwerke als flexible Stromeinspeisung gesehen werden, so dass das Last- und Erzeugungsmanagement erleichtert wird. Von Vorteil ist dabei, dass die Gasinfrastruktur weiterhin nutzbar bleibt. Systematisch scheint das Einsatzgebiet für PtG also fassbar zu sein. Doch wie kann PtG im bestehenden Rechtsrahmen die hier beschriebenen Funktionen übernehmen? Um diese Frage zu beantworten, sind die PtG-Anlagen unter Beachtung ihrer rechtlichen Definition in das Gefüge der Entflechtungsvorgaben einzuordnen.

Die Entflechtungsregelungen des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) dienen der Umsetzung entsprechender europarechtlicher Vorgaben und haben den Zweck, die monopolistischen Funktionen (Übertragung und Verteilung) der Strom- und Gasversorger von den freien marktorientierten Tätigkeiten (Erzeugung, Handel und Vertrieb) zu trennen. Entflechtungsmaßnahmen zielen auf die Vermeidung von Diskriminierungen, Quersubventionen und Wettbewerbsverzerrungen, also auf eine nicht gewünschte Einflussnahme auf bestehende Märkte, ab.¹ Nach dem Grad der Trennung zwischen diesen Aktivitäten wird in buchhalterische, informationelle, operationelle, rechtliche und eigentumsrechtliche Entflechtung unterschieden (§§ 6-10e EnWG). Adressat der Entflechtungsregelungen des EnWG ist ausweislich von § 6 Abs. 1 Satz 1 EnWG jedes sogenannte vertikal integrierte Unternehmen. Gemäß der Legaldefinition des § 3 Nr. 38 EnWG handelt es sich dabei um ein Unternehmen oder eine Unternehmensgruppe, die mindestens in einem der Bereiche Übertragung und Verteilung und mindestens in einem der Bereiche Erzeugung und Vertrieb von Elektrizität oder im Erdgasbereich mindestens eine der Funktionen Fernleitung, Verteilung, Betrieb oder Speicherung und gleichzeitig eine der Funktionen Gewinnung oder Vertrieb von Erdgas wahrnimmt. Die Vorgaben der §§ 6 bis 6d EnWG gelten dabei im Hinblick auf alle Netzbetreiber. §§ 7 bis 7b EnWG gelten für die Verteilnetzbetreiber (VNB) und §§ 8 bis 10e EnWG für die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB). Entscheidend für die Einordnung der PtG-Anlagen ist somit, ob sie dem Netzbetrieb, der Erzeugung oder einer sonstigen Tätigkeit des EnWG zuzuordnen sind.

¹ BT-Drs. 17/6072, S. 54.

In der Systematik des EnWG sind PtG-Anlagen wohl zunächst als „Energieanlage“ im Sinne des EnWG einzuordnen.² PtG-Anlagen sind zudem, sofern sie den zur Umwandlung benötigten Strom nicht im Rahmen der Eigenversorgung beziehen, gemäß der Definition des § 3 Nr. 25 EnWG Letztverbraucher – mit allen daraus resultierenden Kostenbelastungen durch Abgaben und Umlagen. Andererseits sind PtG-Anlagen – soweit sie Strom erzeugen können – im Rahmen der Rückverstromung wohl Erzeugungsanlagen gleichgestellt. Dies hat allerdings allenfalls klarstellende Funktion, da grundsätzlich davon auszugehen ist, dass jede Anlage, die Strom erzeugen kann, ohnehin auch Erzeugungsanlage ist. Eine darüber hinaus gehende Kategorisierung, etwa als Speicheranlage, fällt dagegen schon schwer.

Bei PtG-Anlagen als Ganzes handelt es sich jedenfalls nicht um Speicheranlagen gemäß § 3 Nr. 31 EnWG, da diese Vorschrift ausschließlich Anlagen zur Speicherung von Gas erfasst. Sie dient der Umsetzung von Art. 2 Nr. 9 GasRL und setzt voraus, dass der Speicher von einem Gasversorgungsunternehmen betrieben wird.³ Der möglicherweise einschlägige Fall, dass die PtG-Anlage auch mit einer Einrichtung zur Gasspeicherung ausgestattet ist, wird an dieser Stelle ausgeklammert.

Darüber hinaus kennt das EnWG die eigenständige Rolle „Betreiber von Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie“ bislang noch nicht. Für Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie sieht das EnWG zwar einige Regelungen zum Netzanschluss und zu Netzentgelten vor. Insoweit werden auch Elektrolyseure ohne Rückverstromungsoption in § 118 Abs. 6 EnWG als Stromspeicheranlagen bezeichnet. Eine eigene Marktrolle, wie für Netzbetreiber, Erzeuger und Lieferant, im Sinne fest zugeordneter Aufgaben und Verantwortungen resultiert hieraus jedoch nicht.

Für PtG-Anlagen, die auch zur Rückverstromung eingesetzt werden, hat das die Folge, dass sie wie Erzeugungsanlagen behandelt werden und demnach grundsätzlich nur unter Beachtung der Entflechtungsvorgaben (§§ 6 - 10eEnWG) betrieben werden dürfen. Anders sieht es für PtG-Anlagen ohne Rückverstromungsoption aus. Insoweit dann nur Gas hergestellt wird, kann etwa ein Stromnetzbetreiber eine solche Anlage betreiben, ohne als vertikal integriertes Energieversorgungsunternehmen im Sinne des § 3 Nr. 38 EnWG zu gelten. Diese Vorschrift stellt lediglich auf eine Betätigung in mehreren Bereichen eines Sektors (Strom oder Gas) ab. Nach diesem Verständnis darf ein Stromnetzbetreiber wohl im Bereich der Gaserzeugung und Gaslieferung tätig werden. Zwar kann über diese sehr formale Feststellung gestritten werden. Bei den geringen Gasmengen heutiger PtG-Anlagen dürfte ein solches Verständnis der Entflechtungsvorgaben aber jedenfalls nicht gegen den Sinn und Zweck derselben verstoßen, Wettbewerbsverzerrungen zu verhindern. Dafür kann man mit einer PtG-Anlage wohl keine entscheidende Macht auf dem Gasmarkt erringen. Da weder Stromspeicheranlagen an sich noch die Tätigkeit der Stromspeicherung im Rahmen der Entflechtungsvorgaben des EnWG erwähnt werden, scheint es insgesamt naheliegend, dass Stromspeicheranlagen die keinen Strom erzeugen können (vgl. § 118 Abs. 6 EnWG), konsequenterweise nicht unter die Entflechtungsvorgaben fallen.⁴

² Hierunter fallen die Erzeugung, Speicherung, Fortleitung und Abgabe von Energie, vgl. § 2 Nr. 15 EnWG; Theobald, in: Danner/Theobald, Energierecht Band 1, Stand: Oktober 2011, § 3 Rn. 105.

³ Gesetzesbegründung, BT-Drs. 15/3917, S. 49.

⁴ So etwa Wieser, EurUP 4/2011, S. 176 (182).

Aus diesen Überlegungen folgt, dass PtG-Anlagen, sofern sie zu den Stromerzeugungsanlagen gehören, nicht selbst von ÜNB betrieben werden dürfen. Die Stromerzeugung fällt nicht in deren Aufgabenbereich. Die Errichtung einer PtG-Anlage und der Erwerb des Eigentums an einer Speicheranlage, ohne sie selbst zu betreiben, dürften ebenfalls ausgeschlossen sein. Für VNB gilt im Grundsatz das gleich, mit der Ausnahme, dass sie unter Beachtung der Entflechtungsvorgaben für VNB wohl eine PtG-Anlage errichten und Eigentum an einer solchen Anlage erwerben dürfen.

Allerdings eröffnet sich durch das Zusammenspiel der Entflechtungsvorgaben mit § 3 Nr. 36 EnWG und dem Ausnahmetatbestand des § 12 Abs. 3 Satz 2 EnWG wohl ein gewisser Deutungsspielraum für den Fall, dass der Betrieb des Stromspeichers auf netzdienliche und systemrelevante Einsätze in Anlehnung an § 13 Abs. 1 Nr. 1 EnWG reduziert wird. Da § 3 Nr. 36 EnWG die für Netzbetreiber nicht zulässige Stromerzeugung auf die Fälle der Erzeugung zur Belieferung von Kunden beschränkt und § 12 Abs. 3 Satz 2 EnWG den Netzbetreiber die Möglichkeit einräumt, Anlagen zur Bereitstellung von Blind- und Kurzschlussleistung zu betreiben, scheint ein gewisser Raum gegeben zu sein, Stromerzeugungsanlagen zur reinen Aufgabenerfüllung des sicheren Netzbetriebs betreiben zu dürfen. In diesen Fällen wird es typischerweise keinen Abnehmer des rückgespeisten Stroms geben, somit auch keine Einflussnahme auf den Strommarkt. Verstärkt wird dieser Eindruck auch durch § 13 Abs. 1a EnWG, nach welchem Netzbetreibern der Zugriff auf Erzeugungsanlagen und Stromspeicher unter bestimmten Voraussetzungen gestattet wird, wenn sie als systemrelevante Reserve zu bewerten sind. Es erscheint jedenfalls systematisch nicht zwingend unmöglich, den Betrieb einer PtG-Anlage unter all diesen Voraussetzungen dem Netzbetrieb zuzuordnen, ohne die Entflechtungsvorgaben zu verletzen.⁵

Etwas mehr Rechtssicherheit dürfte der Betrieb einer PtG-Anlage durch den Netzbetreiber dann bieten, wenn es keine Rückverstromungsoption gibt. Zwar sieht das EnWG auch diese Anlagen als Stromspeicher an. Das zeigt insbesondere § 118 Abs. 6 EnWG. Allerdings folgt daraus keine Zuteilung der Stromspeicher zu einer bestimmten Betätigung im Rahmen der Entflechtungsvorgaben. Dort ist das Betätigungsfeld der Erzeugung entscheidend, zu dem eine PtG-Anlage ohne Rückverstromung nicht gezählt werden kann. Soweit also auf die Rückverstromung verzichtet wird und der Verwertungspfad der Gasnetzeinspeisung gewählt wird, kann auch ein Stromnetzbetreiber nach hiesigem Verständnis eine PtG-Anlage betreiben. Fraglich ist dabei indes, inwieweit er diese dann in seinen Netzbetrieb integrieren darf, etwa über die Netzengpassmanagement- und Notfallmaßnahmen nach § 13 Abs. 1, Abs. 2 EnWG. Zumindest die Teilnahme am Regelenergiemarkt dürfte insoweit problematisch sein.

1.2 Der Verwertungspfad der Rückverstromung des Wasserstoffs

Das mittels der Elektrolyse gewonnene Gas lässt sich – etwa in GuD-Kraftwerken – rückverstromen, sodass ein Teil der eingespeicherten Energie wieder auf den Strommarkt gelangt. Fraglich ist jenseits der energetischen Sinnhaftigkeit, ob der derzeitige rechtliche Rahmen, mit Blick auf die Förderung der Zwischenspeicherung und die Belastungssystematik durch Abgaben und Umlagen, eine Rückverstromung wirtschaftlich darstellbar macht.

⁵ Etwas eindeutiger zu diesem Ergebnis bezüglich des Einsatzes von Batteriegroßspeichern durch Netzbetreiber kommt wohl Riewe/Sauer, EWeRK 2/2014 S. 86/90.

Zunächst ist festzuhalten, dass der einzuspeichernde Strom gem. § 118 Abs. 6 EnWG von einer Belastung durch die Netzentgeltspflichtig befreit ist. An diese Befreiung knüpft sich wohl auch eine Befreiung von Belastungen durch Konzessionsabgaben und die KWK-Umlage an.⁶ Seit der jüngsten Novellierung des EEG ist konsequenter Weise auch eine Befreiung von der EEG-Umlage in § 60 Abs. 3 S. 1 EEG 2014 normiert. Die Auspeisung von Strom in die PtG-Anlage kann damit als privilegiert bewertet werden. Komplizierter gestaltet sich die Rückverstromung und Wiedereinspeisung in das Stromnetz.

1.2.1 Förderung der Rückverstromung im EEG

Ökonomisch von besonderem Interesse ist die Möglichkeit, den rückgewandelten Strom gemäß dem EEG vermarkten zu können. Das EEG ist allerdings nur in sehr engem Rahmen anwendbar. Einschlägig ist es für die Konstellationen, in denen der Stromspeicher den Strom direkt von einer EEG-Anlage bezieht, somit nicht aus dem Stromnetz. Zudem wird vorausgesetzt, dass der Strom nur zwischengespeichert und somit rückgewandelt in das gleiche Stromnetz wieder eingespeist wird. Innerhalb dieses Anwendungsbereichs stellt sich eine Vielzahl an Rechtsfragen, von denen die Wichtigsten hier kurz vorgestellt werden.

Der Vergütungsanspruch des EEG setzt grundsätzlich voraus, dass der Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt worden ist, § 19 Abs. 1 Satz 1 EEG. Er besteht nach § 19 Abs. 4 Satz 1 EEG auch für den Strom, der „vor der Einspeisung in das Netz zwischengespeichert worden ist“. Als Zwischenspeichermedium kann auch Speichergas im Sinne des § 5 Nr. 29 EEG dienen, das „zum Zweck der Zwischenspeicherung von Strom aus Erneuerbaren Energien“ erzeugt wird. Dieser Vergütungsanspruch kann sich somit auch auf Wasserstoff aus einer PtG-Anlage erstrecken. Aus § 47 Abs. 6 EEG ergibt sich zudem, dass das Speichergas dabei über das Gasnetz zur Stromerzeugungsanlage geleitet werden kann. Wie auch im Fall von Biomethan sind hierbei Massebilanzsysteme zu verwenden, um eine Rückverfolgbarkeit des Gases zu ermöglichen. Der Vergütungsanspruch für zwischengespeicherte Energie durch § 19 Abs. 4 Satz 1 EEG ist allerdings erheblich eingeschränkt, da nach dem eindeutigen Wortlaut der Vorschrift die Zwischenspeicherung vor der Netzeinspeisung erfolgen muss. Damit werden regional übergreifende Speichersysteme bzw. zentrale Großspeicher vom Vergütungsanspruch des EEG ausgeschlossen. Für PtG-Anlagen bedeutet dies, dass eine EEG-Vergütung nur dann beansprucht werden kann, wenn der zur Elektrolyse verwendete Strom direkt von der EEG-Anlage zum Elektrolyseur geleitet wird, ohne das Netz der allgemeinen Versorgung zu nutzen, mit anderen Worten also eine Direktleitung genutzt wird.

Vorausgesetzt, der Strom wird mittels einer Direktleitung dem Elektrolyseur zugeführt, ist für einen Vergütungsanspruch nach dem EEG des Weiteren erforderlich, dass ausschließlich Strom aus Erneuerbaren Energien zur Zwischenspeicherung, also zur Elektrolyse, eingesetzt wird. Das Ausschließlichkeitsprinzip ergibt sich für Speichergas bereits aus der Begriffsbestimmung nach § 5 Nr. 29 EEG. Soweit der Elektrolyseur mit der/den EEG-Anlage(n) mittels Direktleitung verbunden ist, dürfte die Erfüllung dieser Voraussetzung grundsätzlich keine Schwierigkeit darstellen. Soll hingegen

⁶ So unter ausführlicher Herleitung: Lehnert/Vollprecht, ZNER 2012, 356 (361).

das allgemeine Versorgungsnetz für die Weiterleitung des Stroms zum Elektrolyseur genutzt werden, wird ohnehin kein Vergütungsanspruch nach EEG bestehen (s.o.).

In diesem kniffligen Verhältnis steht noch immer die Frage zur Klärung aus, ob das Ausschließlichkeitsprinzip des § 19 Abs. 1 Satz 1 EEG auf die PtG-Anlagen im Ganzen Anwendung findet und damit der Zwischenspeicher nur mit Speichergas im Sinne des EEG befüllt und der Rückverstromungseinheit nur solches Speichergas zugeführt werden darf. Diese Frage kann unter Umständen dann entscheidend sein, wenn die PtG-Anlage sowohl per Direktleitung zur Speicherung von Strom aus EE-Anlagen dienen, als auch zusätzlich und im Sinne einer optimalen Einsatzes Strom aus dem Stromnetz beziehen soll, etwa im Rahmen des Regelenergiemarktes. Der Vergütungsanspruch knüpft im Fall der Zwischenspeicherung ausdrücklich an den Anlagenbegriff nach § 5 Nr. 1 Satz 2 EEG und damit zumindest an die rückverstromende Anlage an, da in dieser Einrichtung bei PtG-Verfahren die Umwandlung der zwischengespeicherten Energie in Strom erfolgt. Bei der Rückverstromung dürfen somit nur Speichergase und Erneuerbare Energien zum Einsatz kommen. Soll das Ausschließlichkeitsprinzip nach § 19 Abs. 1 EEG hingegen auch für die das Speichergas erzeugende PtG-Anlage gelten, wäre deren Einsatzgebiet womöglich entscheidend eingeschränkt. Insoweit könnte überlegt werden, wie es in Anlehnung an die Massenbilanzierung möglich ist, die erzeugten Gasmengen einer bestimmten Stromquelle zuzuordnen, um so einen wirtschaftlich sinnvollen Mischbetrieb Elektrolyseurs und des Speichers bei Nutzung unterschiedlicher Rückverstromungseinheiten zu ermöglichen. Hier besteht mithin Klärungsbedarf.

Schließlich ist zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit der Rückverstromung zu beachten, dass nach § 19 Abs. 4 Satz 2 EEG nur die Strommenge vergütet wird, die aus dem Zwischenspeicher in das Netz eingespeist worden ist. Für das PtG-Verfahren ist damit auf die bei der Rückverstromung entstehenden Strommengen abzustellen. Für die im Rahmen den Umwandlungen und der Zwischenspeicherung entstehenden Energieverluste kann dagegen keine Vergütung beansprucht werden. Für die jeweilige Vergütungshöhe bei der Rückverstromung ist nach § 19 Abs. 4 Satz 3 EEG die Höhe der Vergütung maßgeblich, die der Netzbetreiber bei einer Einspeisung des Stroms in das Netz ohne Zwischenspeicherung an die Anlagenbetreiberin oder den Anlagenbetreiber zahlen müsste. Somit richtet sich die Vergütungshöhe nach der EEG-Vergütung für den Strom, der zur Elektrolyse eingesetzt worden ist. Die für die Speichertechnologien anfallenden Kosten werden damit nicht über das EEG-Vergütungssystem ersetzt, wie auch die Begründung des Regierungsentwurfs ausdrücklich betont.⁷ Vom EEG nicht geregelt und damit unklar ist die Vergütungsermittlung, wenn zur Elektrolyse Strom aus in unterschiedlicher Höhe vergüteten Anlagen eingesetzt wird. Hier kommt eine anteilige Vergütung in Betracht, die allerdings ein differenziertes Messkonzept voraussetzt.

1.2.2 Rückverstromung und Vermarktung auf dem Regelenergiemarkt

Sollte der zur Elektrolyse verwendete Strom dem Netz der allgemeinen Versorgung entnommen werde und somit eine Inanspruchnahme der EEG-Vergütung ausgeschlossen sein, verbleibt die Möglichkeit einer Verwertung der rückverstromten Energie als Regelenergie. Da Stromspeicher Erzeugungsanlagen im Sinne des EnWG und damit auch vom Anwendungsbereich des § 13 EnWG

⁷ BT-Drs. 17/6071, S. 66.

umfasst sind, können sie grundsätzlich für die dort beschriebenen Maßnahmen des Engpassmanagements eingesetzt werden. Zu den marktbezogenen Maßnahmen im Sinne des § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG gehören dabei neben der Anpassung der Wirkleistungs- oder Blindleistungseinspeisung (Redispatch) und der Mobilisierung zusätzlicher Reserven auch der Einsatz von Regelenergie. Speicher eignen sich besonders für die Bereitstellung der letztgenannten Regelenergie. Auch wenn es im EnWG an einer Definition zu Regelenergieanlagen fehlt, wird Regelenergie ausdrücklich im Rahmen der Ausgleichsleistungen gemäß § 3 Nr. 1 EnWG genannt. Daran anknüpfend erfolgt auch die Definition von Regelenergie in § 2 Nr. 9 StromNZV.⁸ Regelenergie wird zum Ausgleich von Leistungsungleichgewichten im Stromnetz eingesetzt. Gesetz- und Verordnungsgeber haben die Regelenergie in EnWG (§ 3 Nr. 1) und StromNZV (§§ 6 ff.) als Dienstleistung konzipiert. Daraus folgt der Grundsatz, dass der regelverantwortliche Übertragungsnetzbetreiber die Regelenergie auf dem Markt zu beschaffen hat. Die Beschaffung von Regelenergie erfolgt in allen Marktgebieten über Ausschreibungen gemäß §§ 22 Abs. 1 und 2, 24 Nr. 1 und 2, 29, 54 EnWG i. V. m. § 6 StromNZV. Die Betreiber von Übertragungsnetzen haben für die Ausschreibung von Regelenergie eine gemeinsame Internetplattform einzurichten.⁹ Als Regelenergieanbieter müssen PtG-Anlagenbetreiber die technischen und wirtschaftlichen Voraussetzungen nach § 6 Abs. 5 StromNZV erfüllen. Die Mindestangebotsgröße für die Teilnahme an der Ausschreibung für Primärregelleistung liegt bei 1 MW. Die Mindestgröße für Sekundärregelleistung und Minutenreserven ist dagegen auf 5 MW festgesetzt.¹⁰ Die Bereitstellung der Ausgleichsenergie wird durch Zahlung eines Leistungspreises, ihre tatsächliche Inanspruchnahme durch zusätzliche Zahlung eines Arbeitspreises vergütet. Die Höhe beider Zahlungen wird für jeden konkreten Fall im Rahmen eines Ausschreibungsverfahrens (s.o.) ermittelt. All diese Voraussetzungen kann eine PtG-Anlage grundsätzlich wohl erfüllen. Der Regelenergiemarkt bietet sich somit für die Vermarktung von PtG an. Allerdings dürfte aufgrund der marktorientierten Struktur hierbei ein Betrieb durch den Stromnetzbetreiber ausgeschlossen sein.

1.3 Sonstige Verwertungspfade des PtG-Wasserstoffs

Schließlich kann über eine Verwertung des Wasserstoffes in den Sektoren Wärme und Verkehr eine Steigerung des Anteils Erneuerbarer Energien am Brutto-Endenergieverbrauch insgesamt erreicht werden. Diese Bereiche sind in der bisherigen Diskussion zu den Potenzialen von PtG juristisch doch deutlich vernachlässigt worden. Die meisten Fragen wirft dabei die Vermarktung als E-Gas im Wärme und Verkehrssektor auf. Die direkte Zuleitung zu Industriebetrieben erscheint dagegen eher unproblematisch zu sein.

⁸ Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen, Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2243), zuletzt geändert durch Artikel 5 der Verordnung vom 14. August 2013 (BGBl. I S. 3250).

⁹ Die gemeinsame IT-Plattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber ist: www.regelleistung.net.

¹⁰ BNetzA, Beschl. v. 12.04.2011 - BK6-10-098.

1.3.1 Verwertungspfad Verkehrssektor

Durch die Einführung der Biokraftstoffquote besteht ein Markt für durch erneuerbare Energien hergestellte Kraftstoffe. Adressat dieser in § 37a Abs. 3, 3a BImSchG festgeschriebene Quote ist die Mineralölwirtschaft („wer gewerbsmäßig Dieselkraft- oder Ottokraftstoff in Verkehr bringt“). Seit 2010 gilt eine verpflichtende Gesamtquote von mindestens 6,25 % Biokraftstoffen. Ab 2015 gilt statt der Gesamtquote eine Treibhausgasminderungsquote (durch den Einsatz von Biokraftstoffen muss eine Treibhausgasminderung der gesamten Kraftstoffe erreicht werden). Ab dem Jahr 2015 muss die Minderungsquote 3 %, ab 2017 4,5 % und ab 2020 7 % betragen. Die Erfüllung der Quote ist möglich durch die Beimischung von Biokraftstoffen zu Diesel- oder Ottokraftstoff, durch die Zumischung von Biomethan zu Erdgaskraftstoff oder durch das Inverkehrbringen reiner Biokraftstoffe. E-Gas wird nicht von der Definition der Biokraftstoffe bzw. von Biomethan i.S.v. § 37b BImSchG erfasst, da diese grundsätzlich auf Energieerzeugnisse aus Biomasse i.S.d. BiomasseV beschränkt ist. Daher kann E-Gas bislang nicht auf die Biokraftstoffquote angerechnet werden. Genau dies ist allerdings angesichts der immensen Potentiale der PtG-Technologie für die Energiewende im Mobilitätssektor dringend zu ändern. Eine entsprechende Gesetzesänderung ist empfehlenswert.

Zudem muss die Neuwagenflotte von Pkw-Herstellern nach der Verordnung Nr. 443/2009 der Europäischen Union durch Verbesserungen bei der Motorentechnik und innovative Technologien den CO₂-Emissionsdurchschnitt senken. Hier ist eine besondere Anrechnung E-Gas betriebener PKW möglich, da besonders CO₂-arme PKW (bis 50 g CO₂/km) noch bis einschließlich 2015 zu einer Begünstigung bei der Berechnung des Flottendurchschnitts führen (Art. 5 der Richtlinie). Denkbar ist auch, dass durch PtG gewonnenes E-Gas die Basis für eine sog. Ökoinnovation (Art. 12 der Richtlinie) darstellt, deren Senkungseffekt auf die durchschnittlichen spezifischen Emissionen bis zu 7 g CO₂/km berücksichtigt werden kann.

Problematisch erscheint die Einordnung unter energiesteuerrechtliche Tatbestände: Bei dem durch Elektrolyse mittels EE-Strom erzeugten Wasserstoff handelt es sich – genauso wie beim veredelten Endprodukt synthetisches Methan – wohl nicht um Biokraftstoffe im Sinne des § 1a Nummer 13a Energiesteuergesetz.¹¹ Während für synthetisches Methan als gasförmiger Kohlenwasserstoff gemäß § 2 Abs. 1 Nr. 7 EnergieStG stets derselbe Steuersatz wie für Erdgas gilt, ist das Energiesteuergesetz auf (per Elektrolyse erzeugten) Wasserstoff allerdings wohl nur durch den Erweiterungstatbestand des § 1 Abs. 3 Nr. 1 EnergieStG, anwendbar. Das bedeutet, dass Energiesteuern auf den erzeugten Wasserstoff nur dann veranschlagt werden, wenn dieser als Kraftstoff verwendet wird, nicht aber dann, wenn er als Heizstoff dienen soll. Auch hier besteht Potenzial, den Einsatz von PtG und die Verwertung des Wasserstoffes gezielt zu fördern.

1.3.2 Verwertungspfad Wärmesektor

Die vermehrte Nutzung erneuerbarer Energien in der Wärmeversorgung wird seit 2009 grundlegend und maßgeblich durch das EEWärmeG bestimmt. In dessen § 3 Abs. 1 findet sich zwar die Verpflichtung, dass Gebäudeeigentümer im Falle eines Neubaus den Wärmeenergiebedarf des

¹¹ Valentin/von Bredow, ET 2011, 99 (103).

Gebäudes anteilig mit erneuerbaren Energien decken müssen. E-Gas ist jedoch keine erneuerbare Energie im Sinne des EEWärmeG und kann damit nicht zur Erfüllung der Nutzungspflicht angerechnet werden. Möglich ist lediglich die Anrechnung von E-Gas als sog. Ersatzmaßnahme (§ 7 Abs. 1 EEWärmeG). Dies allerdings auch nur, falls entweder mindestens 50 % des Wärmeenergiebedarfs mit Wärme aus einer hocheffizienten KWK-Anlage im Sinne der Richtlinie RL 2004/8/EG gedeckt werden oder Nutzung von zur mindestens hälftigen Deckung des Wärmeenergiebedarfs Nah- oder Fernwärme genutzt wird, wenn die Wärme zu mind. 50 % aus einer hocheffizienten KWK-Anlage stammt. Es besteht damit derzeit kein spezifischer Anreiz für den Einsatz von E-Gas im Wärmesektor.

1.3.3 Verwertungspfad Industriesektor

Wasserstoff ist vor allem in der Chemieindustrie ein begehrtes Gut. Insofern besteht hier - sinkende Produktionskosten und gleichzeitige Wertsteigerung vorausgesetzt – die Aussicht auf stabile Absatzmöglichkeiten. Energiewirtschaftsrechtliche Hürden bestehen auf diesem Verwertungspfad dann nicht, wenn der Wasserstoff ohne Nutzung des Gasnetzes der allgemeinen Versorgung an die Industrie geliefert wird. Die Nutzung des Gasnetzes wurde bereits oben dargestellt.

1.4 Einspeisung des Wasserstoffes in das Erdgasnetz

Bei den vorliegend geprüften Verwertungspfaden Rückverstromung, Wärme, Verkehr und Industrie besteht immer die Option, das vorhandene Erdgasnetz als Transport- und Speicherinfrastruktur zu nutzen. Inwieweit dabei durch rechtliche Vorgaben die Wirtschaftlichkeit berührt ist, wird nachfolgend kurz dargestellt. Entscheiden für eine Privilegierung der Erdgasnetzeinspeisung ist dabei wiederum, dass es sich bei dem eingespeisten Wasserstoff um „Erneuerbares Gas“ (E-Gas) handelt.

Als Gas erneuerbarer Herkunft gilt Wasserstoff, der durch Wasserelektrolyse erzeugt worden ist und synthetisch erzeugtes Methan, wenn der zur Elektrolyse eingesetzte Strom und das zur Methanisierung eingesetzte Kohlendioxid oder Kohlenmonoxid jeweils nachweislich weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen im Sinne der Richtlinie 2009/28/EG stammen. „Weit überwiegend“ sind der Gesetzesbegründung zufolge mind. 80 % EE. Dieses Gas wird in § 3 Nr. 10c EnWG mit Biogas gleichgesetzt. Somit gelten die Privilegierungen für Biogas, wie der vorrangige Netzzugang gem. § 34 GasNZV, die Möglichkeit zu einem erweiterten Bilanzausgleich (§ 35 GasNZV) und wohl auch der vorrangige Netzanschluss einschließlich Kostenteilung (Netzbetreiber 75 %, Anschlussnehmer 25 % bis max. 250.000 €) gem. § 33 GasNZV, gleichermaßen für E-Gas. Letzteres ist allerdings unklar, da der Wortlaut der Regelung an „Anlagen zur Aufbereitung von Biogas auf Erdgasqualität“ anknüpft, worunter nicht ohne Weiteres PtG-Anlagen gefasst werden können. Die Gesetzesbegründung spricht immerhin eindeutig für einen weiten Privilegierungstatbestand.¹² Aus Gründen der Rechtssicherheit wäre jedenfalls eine Anpassung der GasNZV wünschenswert. Zudem erhalten Transportkunden gemäß § 20a GasNEV für 10 Jahre ab Inbetriebnahme des Netzanschlusses ein pauschaliertes Entgelt i.H.v. 0,007 €/kWh für die E-Gaseinspeisung.

¹² BT-Drs. 17/6072, S. 50.

Beachtet werden muss bei alledem, dass es gewisse Anforderungen an die Gasqualität gem. § 36 GasNZV gibt. Demnach ist der Anteil von Wasserstoff im Erdgasnetz auf max. 5 Volumenprozent beschränkt. Ohne Methanisierung wären der Nutzbarkeit des Gasnetzes als Speicher demnach schnell erreichte Grenzen gesetzt. Zahlreichen Studien zufolge sollen zwar höhere Anteile technisch möglich sein. Damit entsprechende Standards rechtliche Verbindlichkeit erlangen können, braucht es allerdings eine Anpassung der DVGW-Regelwerke (Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs e. V.; nach § 36 Abs. 1 GasNZV zuständig für die Festlegung der qualitativen Voraussetzungen für Leitungsgas) sowie eine entsprechende Festlegung der BNetzA § 50 Abs. 1 Nr. 8 GasNZV.

Zudem gilt nach § 19 Abs. 1 S. 3 GasNEV, § 118 Abs. 6 S. 7, 8 EnWG für „Anlagen, in denen durch Wasserelektrolyse Wasserstoff erzeugt oder in denen Gas oder Biogas durch wasserelektrolytisch erzeugten Wasserstoff und anschließende Methanisierung hergestellt worden“ eine umfängliche Befreiung von Einspeiseentgelten auch für die Einspeisung in das Fernleitungsnetz. Gemäß § 18 Abs. 1 S. 3 GasNEV ist die Einspeisung in das Verteilnetz ohnehin von den Netzentgelten befreit.

2 IKEM: Das Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität e.V.

Die besondere Expertise des im November 2009 als An-Institut der Ernst-Moritz-Arndt-Universität Greifswald gegründeten Institutes für Klimaschutz, Energie und Mobilität e.V. (IKEM) liegt in der Analyse, Bewertung und Fortentwicklung des Rechts- und Politikrahmens zu den drei namensgebenden Forschungsschwerpunkten. Es sitzt in Berlin und Greifswald.

Am Anfang des neu gegründeten Institutes standen umfangreiche Projekte zur Erstellung von Geschäftsmodellen zu den Bereichen Elektromobilität und Netzintegration Erneuerbarer Energien. Schon damals galt: der rechtliche Rahmen entscheidet über die Tragfähigkeit von Geschäftsmodellen und damit über die Geschwindigkeit und Nachhaltigkeit der Integration Erneuerbarer Energien in das Gesamtsystem.

Als unabhängige, gemeinnützige Organisation beschäftigt sich das IKEM mit wissenschaftlichen Schlüsselfragen auf dem Weg in eine zukunftsfähige Wirtschafts- und Gesellschaftsordnung. Dabei wird eine interdisziplinäre, integrative und internationale Perspektive zu Grunde gelegt. Seit seiner Gründung bearbeitet das IKEM wissenschaftliche Projekte für öffentliche und private Auftrag- und Zuwendungsgeber und ist in der Vernetzung von Universitäten und Forschungseinrichtungen engagiert. Einer der wichtigen Ausgangspunkte des IKEM ist die starke Verbundenheit mit dem Land Mecklenburg-Vorpommern. Gemeinsam mit der Landesregierung hat das IKEM untersucht, wie die Energiewende im Land durch staatlich organisierte Beratungsstrukturen gestärkt werden kann. Zudem begleitet es innovative Konzepte von Städten, Stadtwerken und Landkreisen zur Umstellung der Energieversorgung auf „100% Erneuerbar“ und zur Lösung der Mobilitäts Herausforderungen im ländlichen und urbanen Raum über Elektrofahrzeuge und Autonomes Fahren. Auf Bundesebene forscht das IKEM im Rahmen mehrerer Projekte für das BMUB – inzwischen vermehrt für das BMWi – zur Weiterentwicklung des EEG und der Ökosteuern sowie zur Stärkung der dezentralen Energiewende. Das IKEM sieht zudem eine große Verantwortung in der Ausbildung des wissenschaftlichen Nachwuchses. Ziel ist es, über die Projekte Promotionen, Veröffentlichungen in Fachzeitschriften und eine aktive Teilnahme an Expertenveranstaltungen zu fördern.

Dementsprechend konnten bisher alle ehemaligen Mitarbeiter des IKEM ihre Karriere in hochqualifizierten Arbeitsbereichen fortsetzen.

3 Referent: Simon Schäfer-Stradowsky



Simon Schäfer-Stradowsky studierte Rechtswissenschaften an der Freien Universität Berlin und arbeitete anschließend ein Jahr in der Verwaltung des Deutschen Bundestages beim Datenschutzbeauftragten und beim Wehrbeauftragten. Er absolvierte sein Referendariat von 2009 bis 2011 am Kammergericht Berlin, mit Stationen im Europareferat des Roten Rathauses, in der Kanzlei Gleiss Lutz bei Herrn Rechtsanwalt Prof. Dr. Moench (Öffentliches Recht) und in einem Projekt des Auswärtigen Amtes in Kolumbien. Er war zwei Jahre bei der auf Energierecht spezialisierten Kanzlei Becker Büttner Held als Rechtsanwalt im Gebiet Erneuerbare Energien tätig und ist seit 2014 Geschäftsführer des IKEM. Er promoviert zum Thema dezentrale Erzeugerstrukturen.

ERWEITERUNG EINES VERFAHRENS ZUR BEWERTUNG DEZENTRALER PV-BATTERIE-SYSTEME MIT WÄRMEPUMPE

S. Sieling, M. Bonda und H.-J. Allelein

*Lehrstuhl für Reaktorsicherheit und -technik (LRST), RWTH Aachen,
Forschungsgruppe Energiewirtschaftliche Systemanalysen,
Kackertstr. 9, D-52072 Aachen, sieling@LRST.rwth-aachen.de*

Schlüsselwörter: Photovoltaik, Batteriespeicher, Wärmepumpe, Lineare Programmierung, Dezentrale Energieversorgung

Zusammenfassung: Das Stromversorgungssystem wird aufgrund der klimapolitischen Ziele der Bundesregierung in den kommenden Jahren einem strukturellen Wandel unterliegen. Insbesondere dezentrale Photovoltaik-Anlagen gewinnen zunehmend an Bedeutung. Gegenstand des vorliegenden Beitrages ist die Erweiterung eines Verfahrens zur wirtschaftlichen Bewertung gekoppelter Photovoltaik-Batterie-Systeme um eine technisch verbesserte und tiefergehende Abbildung des Wärmepumpenbetriebes. Anhand exemplarischer Untersuchungen zur Modellierungsgüte der Vor- und Rücklauftemperaturen kann ein deutlich höherer Anteil der Wärmepumpe am Wärmeverbrauch nachgewiesen werden, wenn die Bestimmung der Temperaturen dynamisch erfolgt. Dies spiegelt sich ebenso in einer Steigerung des Kapitalwertes der übergeordneten Investitionsentscheidung wieder.

Abstract: Due to changes in climate policy of German Federal Government the German power supply system experiences a structural change in the upcoming years. Particularly decentralized photovoltaic systems are becoming increasingly important. This paper presents an extension of a methodology for an economic evaluation of coupled photovoltaic-battery systems to a technically improved and more detailed model of the heat pump operation. As a result of explorative studies regarding the quality of modeling of the flow and return temperatures, a notably higher share of the heat pump in the heat consumption is achieved, if the temperatures are dynamically calculated. De facto, the higher share thus provokes a considerable increase of the net present value of the superordinated investment decision.

1. EINLEITUNG

Angetrieben durch ein starkes öffentliches Umweltbewusstsein und der zunehmenden Bedeutung einer nachhaltigen Entwicklung der Energieversorgung verfolgt die Bundesregierung das Ziel, die Treibhausgasemissionen, insbesondere den Ausstoß von CO₂, zu reduzieren. Innerhalb dieses strukturellen Wandels kommt Photovoltaik-Batterie-Systemen, die Strom dezentral erzeugen und verwerten, eine wachsende Bedeutung zu. Mit dem Aufkommen technisch ausgereifter Wärmepumpen sowie einer stetig steigenden Beliebtheit dieser Technologie im letzten Jahrzehnt hat auch die Wärmepumpe auf dem Gebiet der Wärmeversorgung an Bedeutung gewonnen. Ziel des vorliegenden Beitrages ist die wirtschaftliche Bewertung gekoppelter Photovoltaik-Batteriespeicher-Systeme mit Wärmepumpe. Der Fokus liegt dabei auf der Erweiterung des

Systems um die detaillierte Abbildung der kombinierten Wärmebereitstellung mittels Wärmepumpe. Ergebnis des Verfahrens ist die optimale Dimensionierung und Betriebsweise der Komponenten des gesamten Versorgungssystems zur Deckung der Energiebedarfe eines Einfamilienhauses mit Anschluss an das öffentliche Stromnetz.

2. METHODIK UND VERFAHREN

Abbildung 2.1 zeigt unter anderem den Aufbau des Ausgangssystems ohne den Einbezug der Wärmebereitstellung mittels Wärmepumpe. Die techno-ökonomischen Zusammenhänge der einzelnen Systemkomponenten PV-Anlage, Stromnetz, Batterie und Stromverbraucher werden auf Basis Gemischt-Ganzzahliger Linearer Programmierung in der Zielfunktion sowie den Restriktionen des Optimierungsmodells abgebildet.

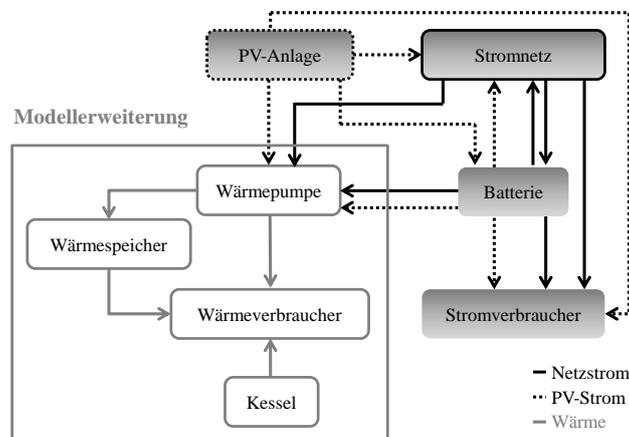


Abbildung 2.1: Aufbau des Ausgangsmodells und Modellerweiterung, eigene Darstellung

Dabei wird jeweils eine Sommer- und eine Winterwoche mit einer viertelstündlichen zeitlichen Auflösung betrachtet. Die von der PV-Anlage erzeugte Leistung muss in jedem Zeitpunkt abgenommen werden. Das Einspeiseprofil wird anhand des jeweils gemittelten Lastgangs (Sommer, Winter) einer realen PV-Anlage aus dem Jahr 2012 mit Standort Süddeutschland und einer Nennleistung von $PV_{N,real} = 5,06 \text{ kW}$ bestimmt. Im Rahmen der Dimensionierung wird daraus ein auf die installierte Nennleistung der PV-Anlage normiertes Lastprofil abgeleitet, um die Leistung als variable Größe in die Optimierung einfließen zu lassen. PV-Anlagen, die nach dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommen wurden, müssen Ihre Wirkleistungseinspeisung seit dem 1. Januar 2013 auf 70 % der Nennleistung begrenzen [1]. Die Solarbatterien werden in der Regel mit C100 definiert, sodass zwischen der Nennleistung SLBN und der Speicherkapazität SKB der Batterie gilt [2]:

$$SKB = SLBN \cdot 100h \quad (1)$$

Die Zyklenlebensdauer der Batterie korreliert negativ mit der Entladetiefe, das heißt bei steigender Entladetiefe sinkt die Lebensdauer. Daher wird die auf die Nennkapazität bezogene, maximale Entladetiefe der Batterie auf 80 % festgesetzt [3]. Um weiterhin zu berücksichtigen, dass die

Batterie nicht ohne Verluste mit beliebig hoher Leistung be- oder entladen werden kann, wird die maximale Einspeicherleistung und Ausspeicherleistung begrenzt: Da bei dem *Vierfachen* der Nennleistung noch etwa 90 % der Nennkapazität nutzbar sind, wird die Tatsache eines Verlustes von 10 % an dieser Stelle vernachlässigt [2]. Der Stromverbrauch wird durch von E.ON Mitte bereitgestellte, standortabhängige, dynamisierte Standardlastprofile abgebildet. Der Jahresverbrauch für den betrachteten Haushalt wird zu 4000 kWh/a angenommen [4]. Die Zielfunktion des PV-Batterie-Systems fokussiert die Maximierung des Kapitalwertes NPV der Investitionsentscheidung und wird in Abhängigkeit der Investitionskosten der Batterie IB, der Investitionskosten der PV-Anlage IPV, der Erlöse E aus der entsprechenden Vergütungsvariante, der Nennleistung der PV-Anlage PV_N , der Speicherkapazität der Batterie SKB sowie der Opportunitätsgewinne OG wie folgt definiert:

$$\max \text{NPV} = -IB \cdot SKB - IPV \cdot PV_N + 26 \cdot \text{RBF} \cdot E + \text{OG} \quad (2)$$

RBF stellt den Rentenbarwertfaktor dar, der auf Grundlage eines Kalkulationszinssatzes von 8 % sowie eines Betrachtungszeitraumes von 20 Jahren berechnet wird. Die Opportunitätsgewinne bezeichnen hier die Differenz der anfallenden Stromkosten ohne und mit PV-Batterie-System. Im Rahmen dieses Beitrages bestimmen sich die Erlöse E aus der Vergütungsvariante der festen Einspeisevergütung.

Im Folgenden wird die Modellerweiterung der Wärmebereitstellung mittels Wärmepumpe dargelegt. Abbildung 2.1 zeigt hierzu die Verknüpfung der einzelnen Systemkomponenten. Die Wärme wird durch eine Luft/Wasser-Wärmepumpe bereitgestellt, die die Außenlufttemperatur als Wärmequelle nutzt. Entsprechende Außenlufttemperaturprofile werden auf Basis öffentlich zugänglicher Wetterdaten des Deutschen Wetterdienstes DWD für die jeweilige Sommer- und Winterwoche konzipiert. Luft/Wasser-Wärmepumpen sind im Hinblick auf Ihre Effizienz äußerst abhängig von den äußeren Umständen, sodass dynamische Vor- und Rücklauftemperaturen $t_{V,R}$ anhand folgender Funktion berücksichtigt werden:

$$t_V = t_i + \left(\frac{1}{2} \cdot (t_{V,0} + t_{R,0}) - t_i \right) \cdot \left(\frac{\dot{Q}_H}{\dot{Q}_0} \right)^{\frac{1}{n}} + \frac{1}{2} \cdot (t_V - t_R)_0 \cdot \left(\frac{\dot{Q}_H}{\dot{Q}_0} \right) \quad (3)$$

$$t_R = t_i + \left(\frac{1}{2} \cdot (t_{V,0} + t_{R,0}) - t_i \right) \cdot \left(\frac{\dot{Q}_H}{\dot{Q}_0} \right)^{\frac{1}{n}} - \frac{1}{2} \cdot (t_V - t_R)_0 \cdot \left(\frac{\dot{Q}_H}{\dot{Q}_0} \right) \quad (4)$$

$t_{V,0}$ und $t_{R,0}$ bezeichnen die Vor- bzw. Rücklauftemperaturen im Peak, also am Tag der höchsten gemessenen Heizleistung \dot{Q}_0 . \dot{Q}_H beschreibt den abzuführenden Nutzwärmestrom. Dabei werden die in Tabelle 2.1 dargestellten Werte zugrunde gelegt. Der Wert des Heizkörperexponenten n beruht auf der Annahme der Nutzung einer Flächenheizung.

Der Belastungsgrad m ist definiert als das Verhältnis aus dem Wärmestrom der Wärmepumpe \dot{Q}_H und der maximal benötigten Wärmeleistung eines Jahres \dot{Q}_0 . Um Nicht-Linearitäten in der Optimierung zu vermeiden, wird der aus kapitalwertmaximaler Sicht optimale Belastungsgrad

iterativ zu $m = 0,24$ bestimmt. Weiterhin gilt für die Leistungszahl der Wärmepumpe $\varepsilon = \zeta \cdot \frac{T_H}{T_H - T_0}$ mit T_0 als mittlere Temperatur der Wärmeaufnahme und T_H als mittlere Temperatur der Wärmeabgabe. Entsprechend der erweiterten Systemkomponenten zur Wärmebereitstellung (vgl. Abbildung 2.1) werden Zielfunktion und Nebenbedingungen erweitert.

Tabelle 2.1: Eingangsgrößen, eigene Darstellung

Eingangsgröße		Wert
Vorlauftemperatur $t_{v,0}$	[°C]	50
Rücklauftemperatur $t_{r,0}$	[°C]	35
Innentemperatur t_i	[°C]	20
Heizkörperexponent n	[-]	1,1
Max. Heizleistung \dot{Q}_0	[kW]	15
Exergetischer Wirkungsgrad WP ζ	[-]	0,45

3. EXEMPLARISCHE UNTERSUCHUNGEN

Für die optimale energetische und damit auch wirtschaftliche Auslegung der Wärmepumpe ist insbesondere die Anordnung der Wärmeerzeugungskomponenten von Bedeutung, die unmittelbar den zu bewältigenden Temperaturhub der Wärmepumpe beeinflusst. Tabelle 3.1 zeigt die Ergebnisse der Optimierung, nach denen die Reihenschaltung im Vergleich zur Parallelschaltung den Kapitalwert der Rechnung um etwa 900 € erhöht. Bei der Reihenschaltung wärmt die Wärmepumpe das Fluid des Heizkreislaufes auf ein bestimmtes Temperaturlevel vor und der Kessel hebt dieses bei Bedarf auf die benötigte Vorlauftemperatur.

Im Vergleich mit einer statischen Vorlauftemperatur ($t_v = 35^\circ\text{C}$) führt die dynamische Modellierung der Vor- und Rücklauftemperaturen in Form von Heizkennlinien zu einer höheren Effizienz des Wärmepumpeneinsatzes. Abbildung 3.1 zeigt, dass der Anteil der Wärmepumpe am Wärmeverbrauch bei dynamischer Modellierung um 61 % gesteigert werden kann. Die Ergebnisse weisen somit eine hohe Sensitivität bezüglich der Modellierungsgüte auf.

Tabelle 3.1: Vergleich der Optimierungsergebnisse bei Parallel- und Reihenschaltung eines PV-B-WP-Systems, eigene Berechnung und Darstellung

Schaltungsart		Parallel	Reihe	Eingangsgrößen ¹	Wert
Nennleistung PV	[kW]	10	10	Invest PV-Anlage	[€/kW] 1700
Nennkapazität Batterie	[kWh]	0	0	Invest Batterie	[€/kWh] 200
Nennleistung Wärmepumpe	[kW]	2,66	5,96	Einsp.-Vergütung	[€/kWh] 0,1702
Nennleistung Kessel	[kW]	8,58	4,39	Strombezugspreis	[€/kWh] 0,255
Nennkapazität Wärmespeicher	[l]	206	290	Invest WP	[€/kW] 800
Kapitalwert	[€]	10287	11171	Invest Kessel	[€/kW] 150
¹ Im Rahmen der Modellierung wurde eine pauschale Förderung für Wärmepumpentypen (WP) bis 20 kW von 1300 € und neuinstallierte Wärmespeicher (WS) von 500 € ab einer Speichergröße von 30 l/kW berücksichtigt.				Invest WS	[€/l] 4
				Gaspreis	[€/kWh] 0,07

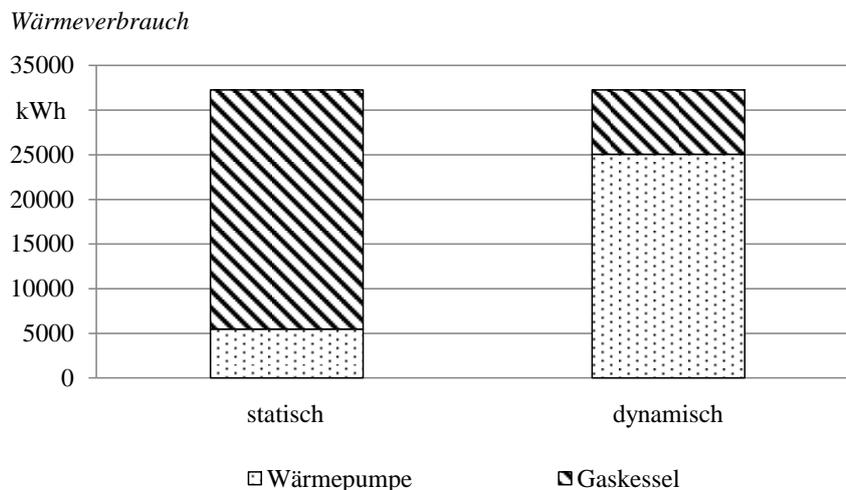


Abbildung 3.1: Vergleich statischer und dynamischer Modellierung der Wärmebereitstellung, eigene Berechnung und Darstellung

4. ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

Zusammenfassend kann für die Modellierung der Wärmebereitstellung mittels Wärmepumpe festgehalten werden, dass sich der Einsatz aus Sicht der Kapitalwertmaximierung lohnt, eine Unterstützung durch Wärmespeicher und Kessel jedoch erforderlich bleibt. Eine technisch detailliertere Abbildung der Wärmepumpe und deren Einbindung in das Energieversorgungssystem geht einher mit einer deutlichen Steigerung des Kapitalwertes, die vor allem in einer effizienteren Auslegung der Wärmepumpe begründet ist. Als Ausblick ist eine detailliertere Modellierung des Wärmespeichers in Betracht zu ziehen, beispielsweise in Form eines Schichtenmodells.

LITERATURVERZEICHNIS

- [1] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, *Die wichtigsten Änderungen der EEG-Novelle zur Photovoltaik 2012*. Available: http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/die_wichtigsten_aenderungen_der_eeg_novelle_zu_r_photovoltaik_2012.pdf?__blob=publicationFile&v=1 (2014, Sep. 08).
- [2] i-magazin, *Batterien - technische Angaben: Kolumne, Teil 5*. Available: <http://i-magazin.at/237/batterien-%E2%80%93-technische-angaben-kolumne,-teil-5> (2014, Sep. 08).
- [3] U. Neupert, *Energiespeicher: Technische Grundlagen und energiewirtschaftliches Potenzial*. Stuttgart: Fraunhofer-IRB-Verl, 2009.
- [4] Shaoqing Ying, "Auswirkungen auf die Niederspannungsnetze bei hoher Penetration von innerstädtischen Photovoltaikanlagen und Elektrofahrzeugen," Dissertation, 2011.

Mesoporous Pt catalysts for fuel cells

G. Sievers, F. Steffen, S. Jakubith, A. Kruth, V. Brüser

Leibniz Institute for Plasma Science and Technology, Felix-Hausdorff-Str. 2, 17489 Greifswald

EKPRO GmbH, Gardeschützenweg 7, 12203 Berlin

gustav.sievers@inp-greifswald.de

keywords: proton exchange membrane fuel cell, oxygen reduction reaction, mesoporous, platinum, magnetron sputtering, gas diffusion electrode, electrocatalysts

Abstract: As a new approach mesoporous Pt catalysts with enhanced oxygen reduction reaction activity for proton exchange membrane fuel cells are synthesized by alternating sputtering of Pt and Co onto gas diffusion layers with microporous layers. Co is acting as a template for synthesis of a porous Pt nanostructure. Within this concept it is possible to circumvent the traditional carbon support and enhance the Pt utilization in the catalyst through thinning of the catalyst layer compared to traditional catalyst dispersed in Nafion. Furthermore, by leaching pores into the Pt catalyst it is possible to increase the electrochemical active surface area and the oxygen diffusion through the layer. For such proposed mesoporous Pt electrocatalyst the kinetic current was found to be increased by a factor of up to 16 and the mass specific current in a proton exchange membrane single cell by a factor of up to 7.

At the moment the catalyst in a proton exchange membrane fuel cell (PEMFC) has a contribution of 30 to 40 % to their overall system cost[1]. But considerable effort is devoted to reduce the number of components in a fuel cell system and to standardize them. It is expected that with mass production, these cost components – and thus the cost of a fuel cell system – can be considerably reduced. In contrast, in case of mass production the portion of costs of the catalyst will be doubled[1]. This is due to the fact that the catalyst mainly contains Pt and a carbon support. Pt is a rare and precious metal and its price will increase with increasing demand.

Therefore the Pt usage in fuel cell catalysts has to be optimized. This can be achieved through increasing the activity of Pt, optimizing the Pt surface area, and increasing the stability of the catalyst as it was done in the past decade[2,3] Mostly the activity of Pt is enhanced by alloying it with Co, Fe, Mn, Cu or Ni. However, these alloys on carbon nanoparticles are usually suspended in Nafion and spray-coated to form the catalyst layer (CL). This results in a relatively thick CL where mass activity decreases through mass transfer problems[4] and the particle size effect[5–7]. Furthermore,

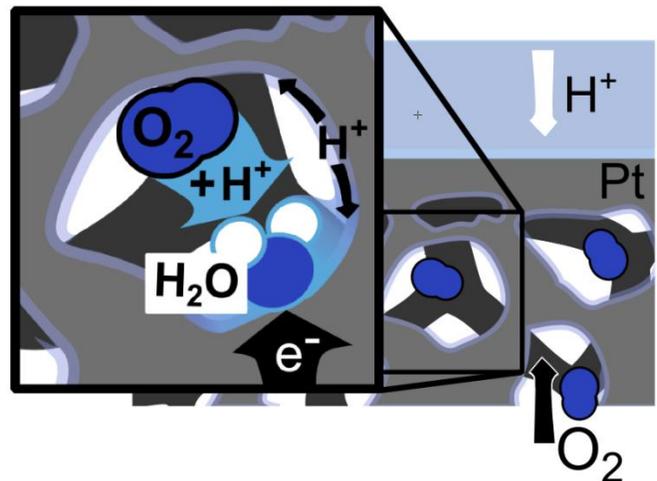


Figure 1: New Mesoporous Pt catalyst improving the oxygen reduction reaction in a gas diffusion electrode

carbon support oxidation considerably reduces the lifetime of fuel cells [8]. By sputtering Pt on to the GDL or on the membrane it is possible to produce very thin catalyst layers. But when the Pt loading has to be higher the Pt acts as a diffusion barrier. These problems can be solved by using porous electrodes[9] such as meso-structured thin films[10,11] or nano-structured thin films[12] produced by templating[9] or other synthesis procedures[13].

By a new approach support- and Nafion-free catalysts are prepared to serve as a Pt-skeleton type catalyst. The hypothesis behind it is that by avoiding a carbon support, the long-term stability of the catalyst can be significantly increased, because carbon corrosion is the main cause of the limited lifetime of the state of the art catalysts[14]. Furthermore, the use of a Pt-skeleton porous thin film type catalyst enables the full utilization of the Pt surface activity (avoidance of particle size effect[15]) and at the same time maintaining a relatively high Pt surface area.

The mesoporous (MP) Pt catalyst is prepared through plasma-sputtering of a Pt-Co template on the microporous layer (MPL) of the gas diffusion layer (GDL) followed by acid or electrochemical leaching of Cobalt. The end product is a gas diffusion electrode (GDE). In contrast to Nafion-based catalysts the MP Pt catalyst differs in the following points:

- Proton conductivity is achieved through H^+ migration and H_2O diffusion (Debe *et al.*[11,12]).
- O_2 migration is achieved by diffusion through the porous Pt.
- Pt efficiency is enhanced through reducing the thickness of the CL and avoiding the detrimental particle size effect.

Catalyst preparation

Pt and Co are sputtered in a vacuum recipient with several magnetrons. Different GDLs with MPL or glassy carbon were used as substrate. By alternating sputtering a template is formed, see Figure 2.

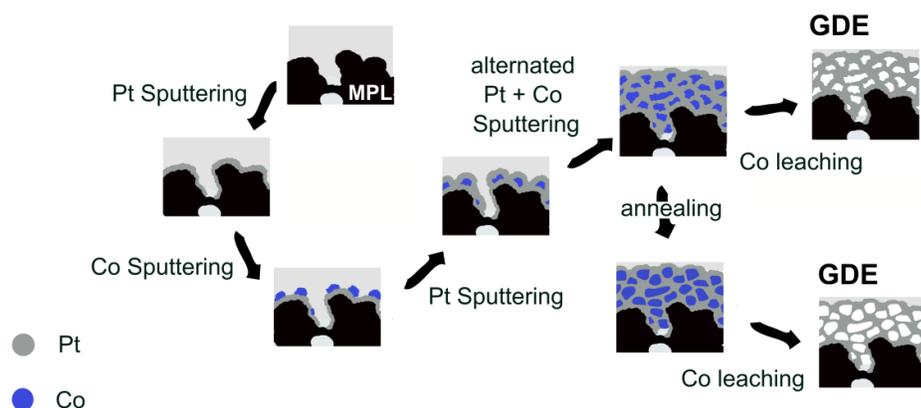


Figure 2: Alternating Sputtering and leaching for synthesis of the Mesoporous-Pt catalyst

Results

The MP Pt catalyst has already been proven to have a higher activity in the oxygen reduction reaction (ORR) tested through linear sweep voltammetry in the half cell (Figure 3). These results are published in the Journal of Power Sources[16]. In addition, the deposition of Pt and Co differs by the fact that Pt is deposited as a uniform film, whereas Co is deposited mainly at the grain boundary of the Pt (Figure 4). This film growth-mechanism indicates the promising mesoporous structure of the catalyst.

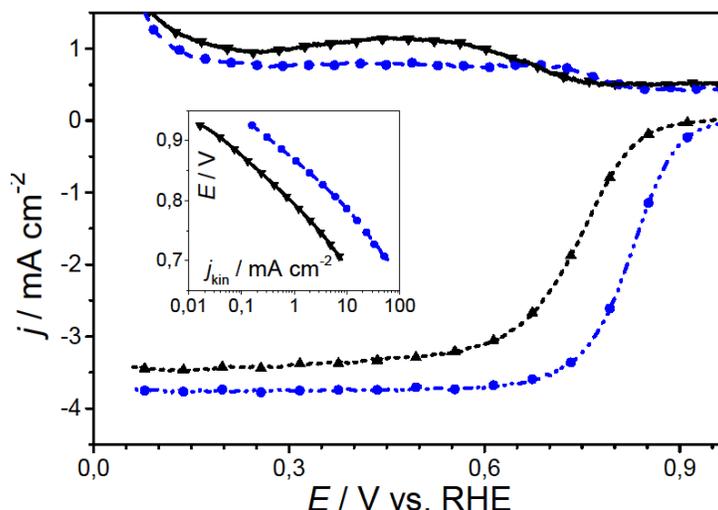


Figure 3: Linear Sweep Voltammetry of the ORR of Pt (black) and MP Pt (blue), *inset*: diffusion-current corrected Tafel plots of Pt (black) and MP Pt (blue)

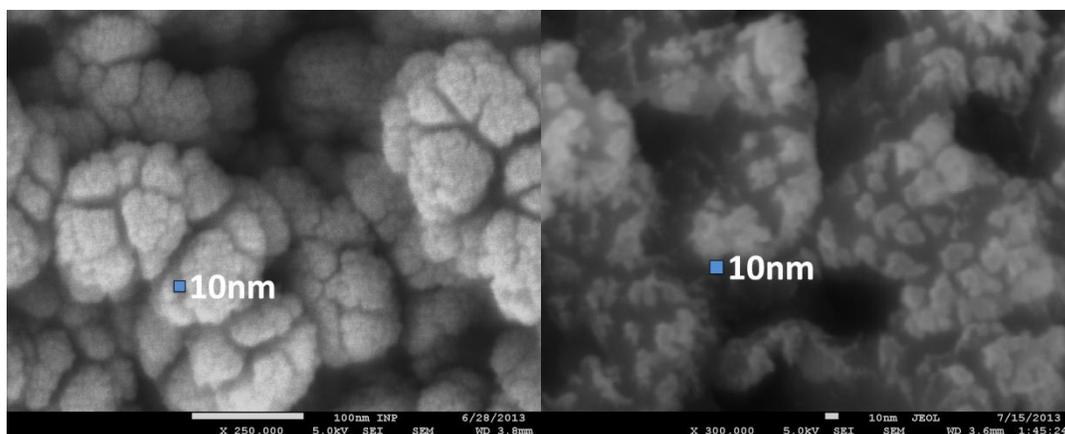


Figure 4: SEM images of Pt-Co on MPL with Pt (bright grey) on top (left) and Co (dark grey) on top (right).

In order to investigate the realistic gas diffusion electrode behaviour the RDE technique is not suitable due to the fact that the oxygen flow is much higher, H^+ transfer is limiting, the current distribution is inhomogeneous and higher current densities are possible in GDE. It is advisable to test the catalyst with a gas diffusion electrode half-cell test-method but there are only few prototypes available[4,17]. Nevertheless, the PEM single cell is an adequate technique to test the catalyst properties.

The MP Pt MEA (Membrane Electrode Assembly) shows mass activities at 350 mV that are up to 7 times higher than the conventional MEA (Pt/C, screenprinted), Figure 5. However, when Pt is sputtered only, the mass activity is even worse than that of Pt/C, especially at high Pt loadings.

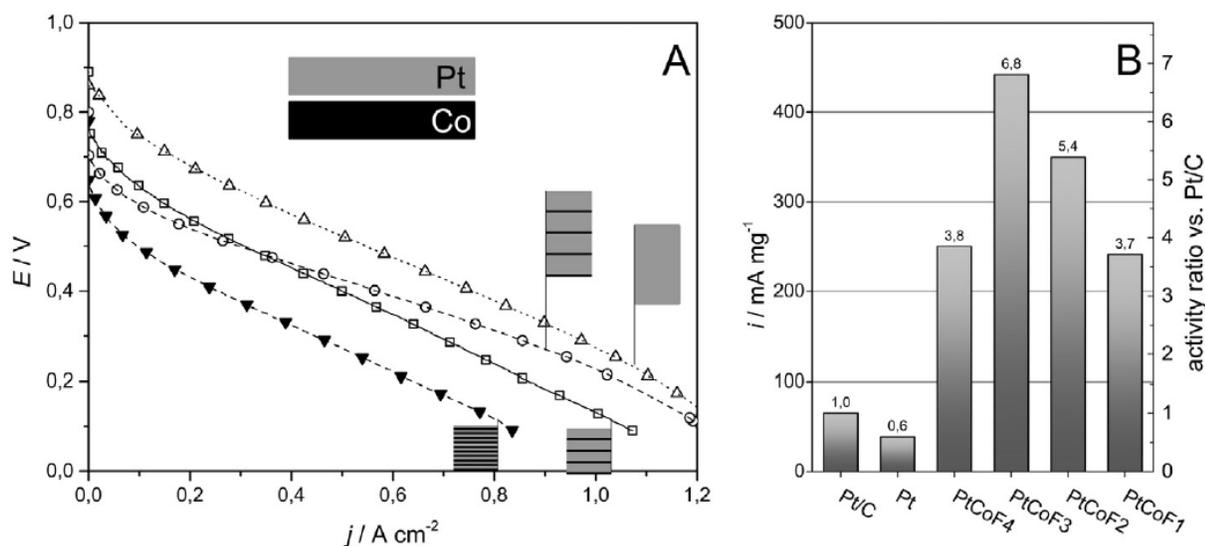


Figure 5 left: Single Cell PEM polarization curves with pure Pt (total Pt 0.7 mg cm^{-2} , PtCoF1 (total Pt 0.12 mg cm^{-2}), PtCoF2 (total Pt 0.06 mg cm^{-2}), PtCoF3 (total Pt 0.06 mg cm^{-2}), PtCoF4 (total Pt 0.06 mg cm^{-2}); right: mass activities and activity ratios vs. Pt/C at 350 mV

Mesoporous Pt with significantly enhanced ORR activity was synthesized by alternating sputtering of Pt and Co with an acid leaching procedure afterwards. Therefore the Pt content of PEMFC catalysts can be significantly reduced retaining high performance of the fuel cell. By this new approach mass transfer problems, which normally occur in the thicker sputtered Pt catalysts are overcome.

The authors would like to thank the AiF (Arbeitsgemeinschaft industrieller Forschung) for funding the project (KF2046505SL1).

References

- [1] U. Eberle, B. Müller, R. von Helmholt. *Energy & Environmental Science*. 5 (2012) 10, 8780.
- [2] H.A. Gasteiger, N.M. Markovic. *Science*. 324 (2009) 5923, 48–49.

- [3] P. Strasser, S. Koh, T. Anniyev, J. Greeley, et al. *Nature Chemistry*. 2 (2010) 6, 454–460.
- [4] C.M. Zalitis, D. Kramer, A.R. Kucernak. *Physical Chemistry Chemical Physics: PCCP*. 15 (2013) 12, 4329–40.
- [5] K.J.J. Mayrhofer, B.B. Blizanac, M. Arenz, V.R. Stamenkovic, P.N. Ross, N.M. Markovic. *The Journal of Physical Chemistry B*. 109 (2005) 30, 14433–40.
- [6] H.A. Gasteiger, S.S. Kocha, B. Sompalli, F.T. Wagner. *Applied Catalysis B: Environmental*. 56 (2005) 1-2, 9–35.
- [7] M. Nesselberger, S. Ashton, J.C. Meier, I. Katsounaros, K.J.J. Mayrhofer, M. Arenz. *Journal of the American Chemical Society*. 133 (2011), 17428–17433.
- [8] R. Borup, J. Meyers, B. Pivovar, Y.S. Kim, et al. *Chemical Reviews*. 107 (2007), 3904–3951.
- [9] N. Menzel, E. Ortel, R. Kraehnert, P. Strasser. *ChemPhysChem*. 13 (2012) 6, 1385–94.
- [10] J. Kibsgaard, Y. Gorlin, Z. Chen, T.F. Jaramillo. *Journal of the American Chemical Society*. 134 (2012) 18, 7758–65.
- [11] D.F. van der Vliet, C. Wang, D. Tripkovic, D. Strmcnik, et al. *Nature Materials*. 11 (2012) 12, 1051–8.
- [12] M.K. Debe. *Journal of the Electrochemical Society*. 160 (2013) 6, F522–F534.
- [13] W. Liu, P. Rodriguez, L. Borchardt, A. Foelske, et al. *Angewandte Chemie (International edition)*. 52 (2013) 37, 9849–52.
- [14] A. Rabis, P. Rodriguez, T.J. Schmidt. *ACS Catalysis*. 2 (2012) 5, 864–890.
- [15] M. Nesselberger, M. Roefzaad, R. Fayçal Hamou, P. Ulrich Biedermann, et al. *Nature Materials*. 12 (2013) 8, 1–6.
- [16] G. Sievers, S. Mueller, A. Quade, F. Steffen, et al. *Journal of Power Sources*. 268 (2014), 255–260.
- [17] T. Vidaković, M. Christov, K. Sundmacher. *Electrochimica Acta*. 49 (2004) 13, 2179–2187.

ANALYSE UND OPTIMIERUNG DES EIGENVERBRAUCHS VON SOLARSTROM IN MEHRFAMILIENHÄUSERN

Johannes Weniger¹, Max Mesenholl¹, Robert Baldy¹, Hans-Otto Troeder², Bert Stegemann^{1,2,*}

¹ University of Applied Science (HTW) Berlin, Wilhelminenhofstr. 75a, D-12459 Berlin

² Lichte Weiten e.V. Berlin, Wönnichstr. 104, D-10317 Berlin

* eMail: bert.stegemann@htw-berlin.de

Schlüsselwörter: Photovoltaik, Eigenverbrauch, Lastprofil, Speicher, Simulation

Zusammenfassung: Es wird die zeitliche Korrelation der Solarstromerzeugung und des Stromverbrauchs eines Mehrfamilienhauses analysiert. Durch Simulationsberechnungen wird der Einfluss der Photovoltaik(PV)-Anlagengröße auf den sogenannten Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad bestimmt. Darüber hinaus wird der Nutzen eines zusätzlichen Batteriespeichers in Abhängigkeit der Speichergröße evaluiert. Die Ergebnisse verdeutlichen, dass bei entsprechender Dimensionierung der PV-Anlage und des Batteriespeichers mehr als die Hälfte des jährlichen Stromverbrauchs des Mehrfamilienhauses durch direkt verbrauchten oder zwischengespeicherten Solarstrom gedeckt werden kann.

Abstract: The temporal correlation of solar electricity generation and electricity consumption of a multifamily apartment building is analyzed. By simulation modeling, the influence of the photovoltaic (PV) system size on the self-consumption rate and the self-sufficiency rate are determined. Furthermore, the benefit of an additional storage battery is evaluated as a function of the battery size. The results show that by appropriate sizing of the PV system and storage battery more than half of the annual electricity demand of the apartment building can be supplied by directly consumed or stored solar power.

1. Einleitung

In den vergangenen Jahren konnten nicht nur in Deutschland aufgrund der stark gesunkenen Photovoltaik(PV)-Anlagenpreise die Erzeugungskosten für Solarstrom deutlich gesenkt werden. Im Zuge dessen wurden auch die Vergütungssätze für die Netzeinspeisung von Solarstrom durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) fortschreitend herabgesetzt. Zeitgleich sind die Strombezugskosten insbesondere für Haushalte angestiegen. Dadurch ist es zunehmend attraktiver den Solarstrom zeitgleich vor Ort zu nutzen, als diesen in das öffentliche Stromnetz einzuspeisen [1]. Jedoch ist die Gleichzeitigkeit des Stromverbrauchs und der Solarstromerzeugung sowohl im Tages- als auch im Jahresverlauf begrenzt. Eine Möglichkeit den Eigenverbrauch des Solarstroms vor Ort zu erhöhen besteht darin, überschüssigen Solarstrom am Tag in Batteriesystemen zu speichern. Sobald am Abend die PV-Leistung nicht mehr zur Versorgung der Last ausreichend ist, wird der gespeicherte Solarstrom hierzu genutzt. Dadurch kann sowohl der Eigenverbrauch des erzeugten Solarstroms vor Ort als auch die Deckung des Stromverbrauchs durch direkt verbrauchten oder zwischengespeicherten Solarstrom erhöht werden. Durch Simulationsrechnungen soll in diesem Beitrag die Erhöhung des sogenannten Eigenverbrauchsanteils und Autarkiegrads in Abhängigkeit der installierten PV-Leistung und Speicherkapazität für ein exemplarisches Mehrfamilienhaus quantifiziert werden.

2. Analyse des Stromverbrauchs und der Solarstromerzeugung

Zur Analyse des Eigenverbrauchs soll auf Messwerte des Stromverbrauchs und der Solarstromerzeugung des Mehrfamilienhauses Lichte Weiten zurückgegriffen werden. Dieses Haus befindet sich

in Berlin-Lichtenberg und hat elf Wohneinheiten, die von 24 Personen bewohnt werden. Auf dem Dach des Mehrfamilienhauses ist eine südsüdwestlich ausgerichtete und um 30° geneigte PV-Anlage mit einer Nennleistung von 8,8 kWp installiert.

Die Messwerte des Stromverbrauchs und der Solarstromerzeugung des Mehrfamilienhauses sind seit dem 1.1.2011 als Monatsmittelwerte sowie seit dem 1.1.2014 als Viertelstundenmittelwerte verfügbar. Bild 1 zeigt den zeitlichen Verlauf des Stromverbrauchs sowie der solaren Stromerzeugung an einem Samstag im Mai 2014. Die dargestellten Schwankungen in der Leistungsabgabe der PV-Anlage sind auf kurzzeitige Bewölkungssituationen und auf die damit verbundene Reduzierung der Solarstrahlung zurückzuführen. Die Variabilität des Stromverbrauchs wird durch das Verbrauchsverhalten der einzelnen Haushalte hervorgerufen. Deutlich ersichtlich ist ein erhöhter Stromverbrauch am Morgen und Mittag.

Sowohl der zeitliche Verlauf des Stromverbrauchs als auch der Verlauf der Solarstromerzeugung bestimmen die Höhe des eigenverbrauchten Solarstroms. Nach Sonnenaufgang kann bis etwa 7:00 Uhr die gesamte erzeugte PV-Energie durch die Last im Haus zeitgleich genutzt werden. Erst im Anschluss fallen Überschüsse an, die in das öffentliche Stromnetz eingespeist werden. An sonnigen Tagen kann durch den zeitgleichen Direktverbrauch des Solarstroms das Haus tagsüber weitgehend durch die PV-Anlage versorgt werden. Nachdem am Abend die PV-Leistung den Verbrauch unterschreitet, wird die verbleibende Last durch Strombezug aus dem Netz gedeckt.

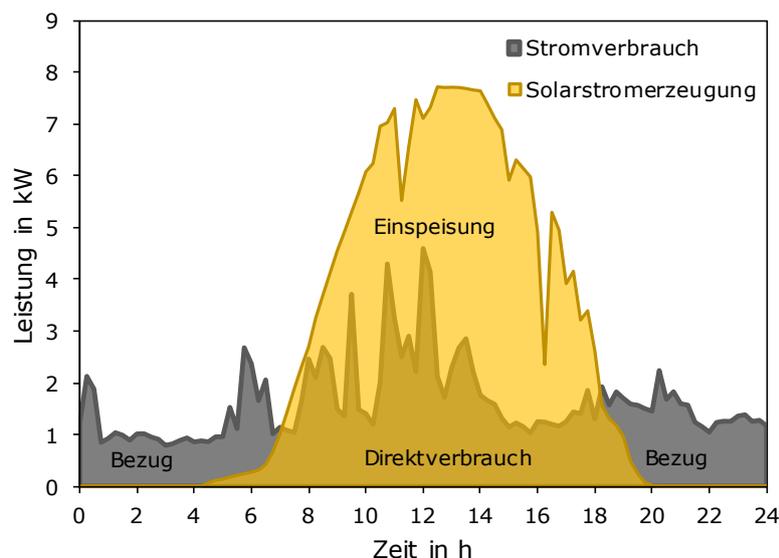


Bild 1: Tageszeitlicher Verlauf des Stromverbrauchs und der Solarstromerzeugung am 31.05.2014

Darüber hinaus wird der Eigenverbrauch des Solarstroms auch vom saisonalen Verlauf des Stromverbrauchs und der Solarstromerzeugung bestimmt. Bild 2 zeigt die monatliche Energiebilanz des Mehrfamilienhauses im Jahr 2013. Während der saisonale Verlauf des Stromverbrauchs nur geringen Änderungen unterliegt, zeigt die Erzeugung der PV-Anlage eine deutliche Abhängigkeit von der Jahreszeit. Im Winter kann nahezu die gesamte erzeugte PV-Energie durch die Last zeitgleich direkt verbraucht werden. Allerdings lässt sich nur ein vergleichsweise geringer Anteil des Stromverbrauchs in den Wintermonaten durch Solarstrom decken. Im Sommer wird sowohl mehr Solarstrom erzeugt als auch direkt verbraucht. Überschüsse, die in das Netz eingespeist werden, sind vor allem im Sommerhalbjahr vorhanden. Aus der Energiebilanz im Jahresverlauf geht hervor, dass insbesondere die begrenzte Verfügbarkeit der Solarenergie im Winter der limitierende Faktor für eine Vollversorgung mit Solarstrom ist.

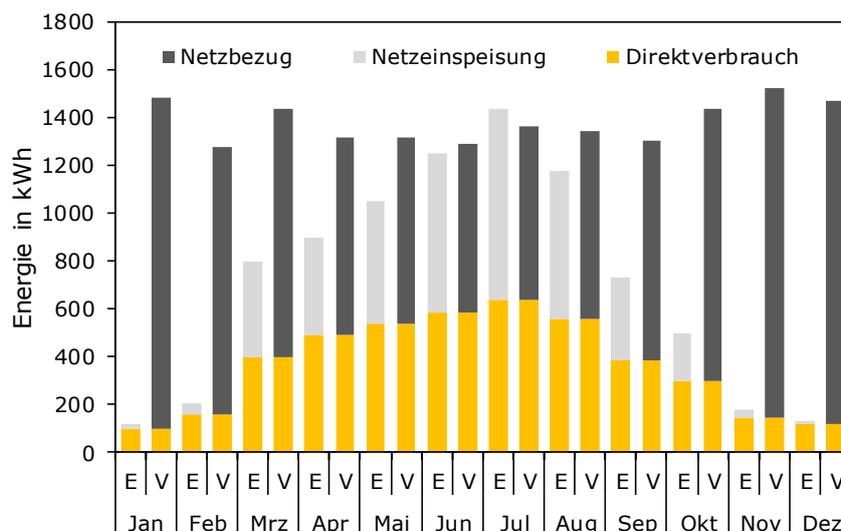


Bild 2: Jahreszeitlicher Verlauf der Nutzung der Solarstromerzeugung (E) und Deckung des Stromverbrauchs (V) im Jahr 2013

Im Vergleich zum Jahr 2013 ist in Bild 3 auch der saisonale Verlauf des Stromverbrauchs zwischen Januar 2011 und Mai 2014 zu sehen. Es zeigt sich, dass auch der monatliche Stromverbrauch des Mehrfamilienhauses Änderungen unterliegt. Im Vergleich zu den Schwankungen der Solarstromerzeugung fallen diese allerdings vergleichsweise gering aus. Basierend auf den monatlichen Verbräuchen der vergangenen Jahre ist zusätzlich eine Verbrauchsprognose für die Monate ab Juni 2014 erstellt worden.

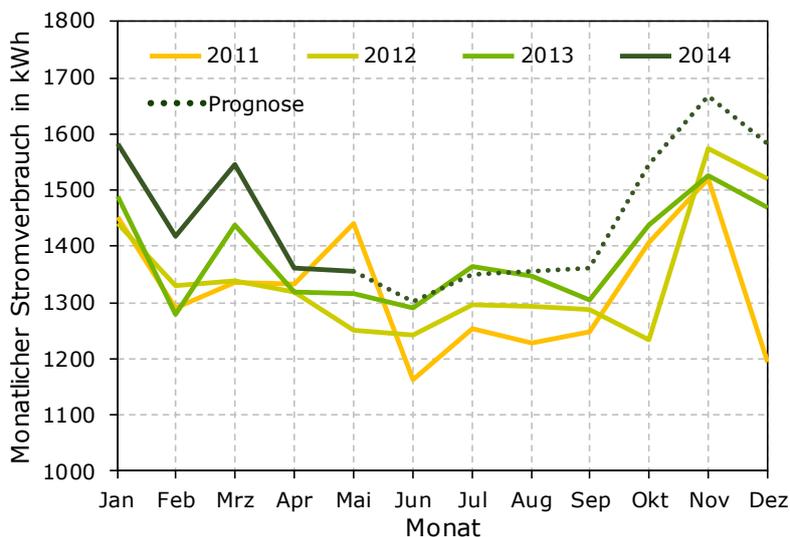


Bild 3: Vergleich des gemessenen monatlichen Stromverbrauchs zwischen Januar 2011 und Mai 2014 sowie der Prognose ab Juni 2014

3. Simulationsuntersuchungen

Um den Einfluss der Vergrößerung der PV-Anlage sowie der Erweiterung durch einen zusätzlichen Batteriespeicher auf die Energiebilanz des Mehrfamilienhauses zu analysieren, wurden Berechnungen mit dem Simulationsprogramm PV*SOL durchgeführt [2]. Hierzu wurden die Messwerte des Stromverbrauchs des Mehrfamilienhauses in viertelstündiger Auflösung zwischen 1.1.2014 und 31.05.2014 verwendet. Auf Basis dieser Messwerte sowie der in Bild 3 dargestellten Prognose des monatlichen Stromverbrauchs wurde eine Jahreszeitreihe der Last in viertelstündiger Auflösung erstellt. Daraus ergibt sich ein Jahresstrombedarf von 17,423 MWh, der den weiteren Simulationsuntersuchungen zugrunde liegt.

Das bereits bestehende PV-System mit sogenannten HIT-Solarmodulen sowie Wechselrichtern ohne Transformator wurde im Simulationsprogramm PV*SOL modelliert. Die Simulation des Betriebsverhaltens der PV-Anlage wurde auf Grundlage von Mittelwerten der Solarstrahlung und Lufttemperatur des Zeitraums 1981 bis 2000 durchgeführt. Bild 4 zeigt den monatlichen Verlauf der simulierten Solarstromerzeugung im Vergleich zu den Mittelwerten der Messwerte zwischen 2011 und 2013. Grundsätzlich stimmt der saisonale Verlauf der Simulationsergebnisse mit den Messwerten überein. Jedoch ergeben sich insbesondere im Frühjahr und Sommer Abweichungen in den monatlichen Solarstromerträgen. Dies ist auf einen im Vergleich zu der Messperiode längeren Mittelungszeitraum der für die Simulation verwendeten Wetterdaten zurückzuführen. Hinzu kommt, dass die solare Einstrahlung am Standort Berlin in den vergangenen Jahren im Vergleich zum langjährigen Mittelwert zwischen 1981 und 2000 deutlich höher ausfiel. Daher liegt der mittlere PV-Jahresertrag des PV-Systems zwischen 2011 und 2013 mit 1029 kWh/kWp über den durch Simulationsberechnungen ermittelten Jahresertrag von 968 kWh/kWp.

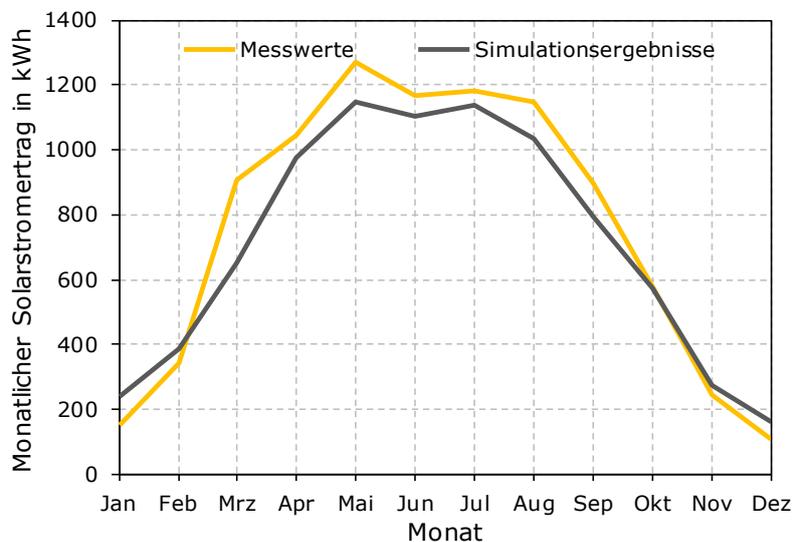


Bild 4: Vergleich des saisonalen Verlaufs der Solarstromerzeugung der Simulationsergebnisse sowie der gemessenen Mittelwerte zwischen 2011 und 2013

4. Simulationsergebnisse

Die zuvor beschriebenen Eingangsdaten und Simulationsannahmen sollen im Folgenden zur Analyse des Eigenverbrauchs genutzt werden. Um den Einfluss der Vergrößerung der bestehenden PV-Anlage oder der Ergänzung um einen zusätzlichen Batteriespeicher auf die Energiebilanz zu bestimmen, sollen zwei energetische Bewertungsgrößen eingeführt werden.

Eine wichtige Größe zur Bewertung von photovoltaischen Eigenverbrauchssystemen ist der erzielte Eigenverbrauchsanteil. Der Eigenverbrauchsanteil e berechnet sich aus der direkt verbrauchten PV-Energie E_{DV} , der Energie zur Ladung des Batteriespeichers E_{BL} sowie der erzeugten PV-Energie E_{PV} . Werden die Energien über das Zeitintervall Δt für ein Jahr aufsummiert, erhält man den jahresmittleren Eigenverbrauchsanteil e :

$$e = \frac{E_{DV} + E_{BL}}{E_{PV}} = \frac{\sum P_{DV} \cdot \Delta t + \sum P_{BL} \cdot \Delta t}{\sum P_{PV} \cdot \Delta t} \quad (1)$$

Eine weitere Bewertungsgröße ist der sogenannte Autarkiegrad. Er beschreibt den Anteil des Strombedarfs, der durch direkt verbrauchten oder zwischengespeicherten Solarstrom zeitgleich versorgt wird. Der Autarkiegrad a berechnet sich aus der direkt verbrauchten PV-Energie E_{DV} , der aus der Batterie entladenen Energie E_{BE} und dem Stromverbrauch E_{VB}

$$a = \frac{E_{DV} + E_{BE}}{E_{VB}} = \frac{\sum P_{DV} \cdot \Delta t + \sum P_{BE} \cdot \Delta t}{\sum P_{VB} \cdot \Delta t} \quad (2)$$

4.1. PV-Systemerweiterung ohne Batteriespeicher

Um den Einfluss der Vergrößerung der bestehenden PV-Anlage auf den Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad zu bestimmen, wurden Simulationsberechnungen mit variierender PV-Anlagengröße durchgeführt. Bild 5 zeigt die Simulationsergebnisse in Abhängigkeit der zusätzlich installierten PV-Leistung. Aufgrund der zur Verfügung stehenden Dachfläche wurde die maximal zusätzlich installierbare PV-Leistung auf 17 kWp begrenzt. Ohne Systemvergrößerung ergeben sich für die bestehende PV-Anlage mit einer Nennleistung von 8,8 kWp im Jahresmittel ein Eigenverbrauchsanteil von 60 % und ein Autarkiegrad von 30 %. Somit wird 40 % der erzeugten PV-Energie in das Netz eingespeist und nur 70 % des jährlichen Strombedarfs aus dem Netz bezogen. Wird das bestehende PV-System vergrößert, sinkt der Eigenverbrauchsanteil, wohingegen der Autarkiegrad steigt. Ist die Jahressumme der erzeugten PV-Energie mit dem Stromverbrauch identisch, haben der Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad den gleichen Wert. In dem betrachteten Mehrfamilienhaus mit der bereits bestehenden 8,8-kWp-Anlage tritt dieser Fall bei einer zusätzlichen PV-Leistung von 9,2 kWp auf. Somit ergibt sich bei einer installierten PV-Leistung von 17 kWp sowohl für den Eigenverbrauchsanteil als auch für den Autarkiegrad ein Wert von 36 %. Die auf den Jahresstrombedarf normierte PV-Leistung liegt in dem Fall bei rund 1 kWp/MWh. Auch die in [3] aufgeführten Simulationsergebnisse zeigen auf, dass bei einem Mehrfamilienhaus mit einer PV-Leistung von 1 kWp/MWh beide Bewertungsgrößen bei etwa 36 % liegen.

Wird das PV-System weiter vergrößert, fällt die Zunahme des Autarkiegrads pro kWp zusätzliche PV-Leistung zunehmend geringer aus. Der Grund hierfür ist die begrenzte Gleichzeitigkeit der Solarstromerzeugung und des Stromverbrauchs sowohl im Tages- als auch im Jahresverlauf [3]. Daher führt eine weitere Vergrößerung der PV-Anlage dazu, dass nur noch mehr Überschüsse anfallen, die nicht zeitgleich verbraucht werden können. Je größer daher das PV-System ist, desto geringer ist der erzielbare Eigenverbrauchsanteil. Die Simulationsergebnisse verdeutlichen somit, dass auch bei einer Verdopplung der bestehenden PV-Systemgröße der Autarkiegrad nur um wenige Prozentpunkte gesteigert werden kann, der Eigenverbrauchsanteil jedoch deutlich abfällt.

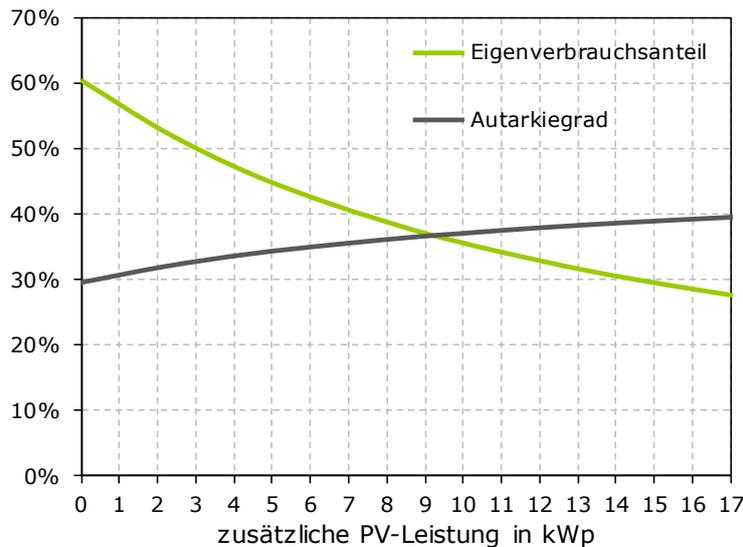


Bild 5: Einfluss der PV-Systemerweiterung auf den Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad

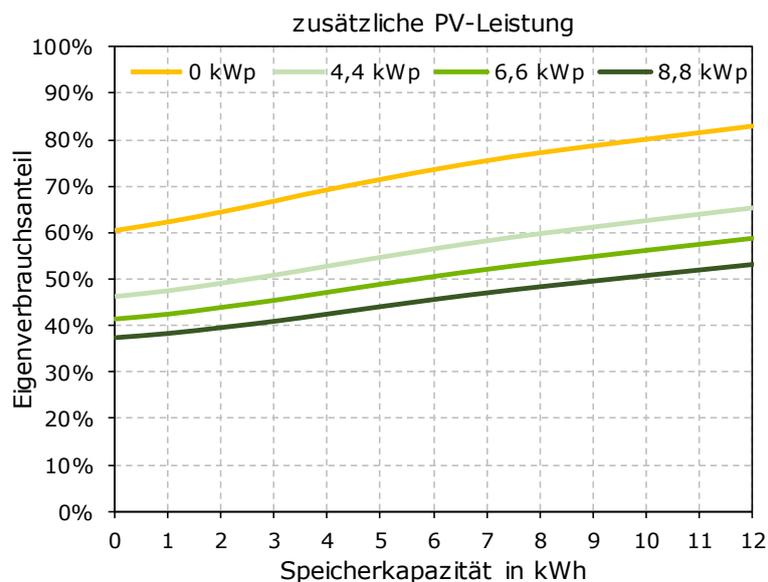


Bild 6: Einfluss der Speicherkapazität in Abhängigkeit der zusätzlich installierten PV-Leistung auf den Eigenverbrauchsanteil

4.2. PV-Systemerweiterung mit Batteriespeicher

Um den Nutzen der Erweiterung durch einen zusätzlichen Batteriespeicher zu untersuchen, wurden in PV*SOL Simulationsrechnungen für Batteriespeicher auf Basis der Blei-Gel-Technologie durchgeführt. Bild 6 zeigt für ausgewählte PV-Systemvergrößerungen, wie sich ein zusätzlicher Batteriespeicher in Abhängigkeit der nutzbaren Speicherkapazität auf den Eigenverbrauchsanteil auswirkt. Ist kein Batteriespeicher vorhanden, sinkt der Eigenverbrauchsanteil mit zunehmender PV-Leistung, wie bereits aus Bild 5 hervorgeht. Durch einen zusätzlichen Batteriespeicher lässt sich der Eigenverbrauchsanteil jedoch wieder erhöhen [4]. Soll bei einer PV-Systemerweiterung von 4,4 kWp annähernd der gleiche Eigenverbrauchsanteil wie bei der bestehenden PV-Anlage erzielt werden, muss ein Batteriespeicher mit einer nutzbaren Speicherkapazität von etwa 8 kWh installiert

werden. Sollen sogar 6,6 kWp zusätzlich installiert werden, wäre zum Erreichen eines Eigenverbrauchsanteils von 60 % ein Batteriespeicher mit einer Speicherkapazität von etwa 12 kWh erforderlich. Daraus geht hervor, dass bei großen PV-Systemen die Steigerung des Eigenverbrauchsanteils bei gleicher Speichergröße geringer ausfällt.

Neben dem Eigenverbrauchsanteil lässt sich auch der Autarkiegrad durch einen zusätzlichen Batteriespeicher erhöhen, wie Bild 7 aufzeigt. Wird das bestehende PV-System mit einer Nennleistung von 8,8 kWp nicht vergrößert, kann durch eine zusätzliche Speicherkapazität von 12 kWh der Autarkiegrad von 30 % auf 41 % gesteigert werden. Wird allerdings die vorhandene PV-Leistung verdoppelt, lässt sich mit der gleichen Speichergröße sogar ein Autarkiegrad von über 50 % erzielen. Bei größeren PV-Systemen fällt die Steigerung des Autarkiegrads bei gleicher Speicherkapazität größer als bei kleinen PV-Systemen aus. Dies lässt sich damit begründen, dass bereits ein hoher Anteil des erzeugten Solarstroms bei geringen Nennleistungen direkt verbraucht wird und somit nur geringe Überschüsse zur Speicherung zur Verfügung stehen.

Aus den in Bild 6 und Bild 7 dargestellten Simulationsergebnissen lässt sich somit ableiten, dass eine Erweiterung der bestehenden PV-Anlage durch einen zusätzlichen Batteriespeicher den größten Nutzen hat, wenn auch das PV-System vergrößert wird. Erst dadurch fallen ausreichend Überschüsse zur Batteriespeicherung an, die auch zur deutlichen Steigerung des Autarkiegrads beitragen können.

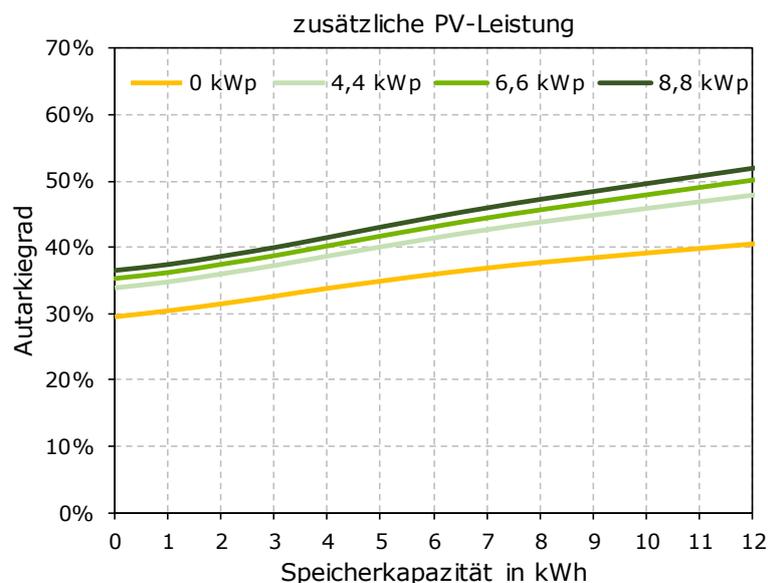


Bild 7: Einfluss der Speicherkapazität in Abhängigkeit der zusätzlich installierten PV-Leistung auf den Autarkiegrad

5. Zusammenfassung

Dieser Beitrag analysiert den Eigenverbrauch eines Mehrfamilienhauses durch Simulationsrechnungen. Es wurde untersucht, welchen Einfluss die installierte PV-Leistung und Speicherkapazität auf den Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad hat. Tendenziell sinkt der Eigenverbrauchsanteil mit zunehmender PV-Anlagengröße, wohingegen der Autarkiegrad ansteigt. Soll sowohl der Eigenverbrauchsanteil als auch der Autarkiegrad erhöht werden, kann dies durch die Installation eines zusätzlichen Batteriespeichers erzielt werden. Bei kleinen PV-Systemen hat ein Batteriespei-

cher in Mehrfamilienhäusern nur einen geringen Nutzen, da nur wenige Überschüsse zur Speicherung anfallen. In dem betrachteten Mehrfamilienhaus mit einem Jahresstrombedarf von rund 17 MWh konnte ein Autarkiegrad von über 50 % ermittelt werden, wenn die Nennleistung des bestehenden PV-Systems (8,8 kWp) verdoppelt sowie ein Batteriespeicher mit einer Speicherkapazität von 10 kWh ergänzt wird. Somit können PV-Anlagen mit Batteriespeicher einen wesentlichen Beitrag zur Stromversorgung von Mehrfamilienhäusern leisten.

6. Referenzen

- [1] Weniger, J.; Tjaden, T.; Quaschnig, V.: Ökonomie von Photovoltaiksystemen im Eigenverbrauchszeitalter. In: Sonnenenergie 2/2014, S. 26-27
- [2] Mesenholl, M.; Baldy, R.: Analyse des Eigenverbrauchs von Solarstrom in Mehrfamilienhäusern. Projektarbeit an der Hochschule für Technik und Wirtschaft HTW Berlin, 08/2014
- [3] Reichmuth, M.; Erfurt, I.; Büdenbender, K.; Barth, H.; Braun, M.: Eigenverbrauch von Solarstrom – Wohin führt die letzte EEG-Änderung? 26. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2011
- [4] Weniger, J.; Quaschnig, V.; Tjaden, T.: Optimale Dimensionierung von PV-Speichersystemen. In: pv-magazine Deutschland, 1/2013, S. 70-75

ERGEBNISSE BEI DER ENTWICKLUNG EINER WIRTSCHAFTLICHEN WÄRMEKRAFTMASCHINE FÜR NIEDRIGE TEMPERATURDIFFERENZEN UND KLEINE LEISTUNGEN

E. Timmermann* und H. Engelhardt

HTWK Leipzig, Fakultät ME, Koburger Straße 62, 04416 Markkleeberg

*Ansprechpartner eric.timmermann@htwk-leipzig.de

Schlüsselwörter: Wärmekraftmaschine, Pumpe, Abwärme, Energieautark, Nitinol, Formgedächtnislegierung

Zusammenfassung:

Die Nutzbarmachung von Abwärme im kleinen Leistungsbereich ist im Zuge effektiverer Energieausnutzung erstrebenswert und bisher nicht befriedigend gelöst. Ausgehend von einer Schrägscheiben-Wärmekraftmaschine mit FGL-Drähten als Arbeitsmedium wird sich dieser Aufgabe erneut gestellt. Durch eine Funktion als Pumpe kann sich eine Niedertemperatur-Wärmekraftmaschine eher amortisieren. Ein Prinzip basierend auf dem Thermobile von F. Wang aus dem Jahre 1985 erweist sich günstige Lösung und wird an einigen Stellen modifiziert. Am Ende entsteht eine energieautarke Pumpe zum Fördern von Heiz- bzw. Kühlflüssigkeiten.

Abstract:

The utilization of waste heat in the small power range is desirable in the course of more effective energy utilization and not been solved satisfactory. Based on a swash plate heat engine with SMA wires as the working media, this task is made again. A low-temperature heat engine can amortize rather by a function as a pump. A principle based on the Thermobile by F. Wang in 1985 proves effective solution and is modified in some places. At the end result is a self-powered pump for delivering heating or cooling fluids.

1. Einleitung

Im Rahmen der Energiewende werden derzeit in Deutschland vielfältige Technologien (weiter-) entwickelt und eingesetzt, die eine Versorgung mit elektrischer und thermischer Energie aus regenerativen Energiequellen ermöglichen. Parallel dazu werden (industrielle) Prozesse effizienter gemacht, um deren Energiekonsum zu reduzieren. Dabei spielt die Nachnutzung der Abwärme eine entscheidende Rolle. Aus energetischer Sicht am günstigsten ist die direkte Nutzung für das Beheizen von benachbarten Gebäuden, Schwimmbädern oder Gewächshäusern. Dies wurde bereits erfolgreich demonstriert [1], ist aber strukturell nicht immer möglich.

Eine weitere Möglichkeit ist die Erzeugung von elektrischer Energie durch das Umwandeln der Abwärme mithilfe einer Wärmekraftmaschine. An dieser Stelle sind Kreisprozesse mit siedenden Fluiden aufgrund der hohen volumetrischen Leistung optimal. Im Niedertemperaturbereich werden dazu oft organische Flüssigkeiten statt Wasser eingesetzt, wodurch der Kreisprozess *Organic-Rankine-Cycle* (ORC) genannt wird. Da der Leistungsoutput

einer solchen Maschine durch den Carnot-Wirkungsgrad limitiert und der technische Aufwand gleichzeitig sehr viel höher ist, wird deren Einsatz erst ab hohen Leistungen wirtschaftlich sinnvoll.

Innerhalb des Forschungsprojektes STIRTAC, welches an der HTWK Leipzig bis Oktober 2014 bearbeitet wurde, sollte eine Wärmekraftmaschine entwickelt werden, welche bei bereits geringen Temperaturdifferenzen und relativ kleinen Leistungen (wirtschaftlich) arbeiten sollte. In [2] wird dargelegt, welche Stoffe als Arbeitsmedium dafür in Frage kommen und welchen ökonomischen Randbedingungen die Maschine genügen muss. Infolge wurde in einem ersten Versuch eine Schrägscheibenmaschine mit Drähten aus Formgedächtnislegierungen (FGL) entwickelt (siehe Abb. 1). Es zeichnete sich bereits während der Entwicklung ab, dass diese Lösung aus vielerlei Hinsicht keine befriedigende ist. Die Mängel dieser Maschine wurden daraufhin analysiert, Anforderungslisten überarbeitet und mit diesen Erkenntnissen ein weiterer Prototyp entwickelt, welcher im Folgenden vorgestellt werden soll.

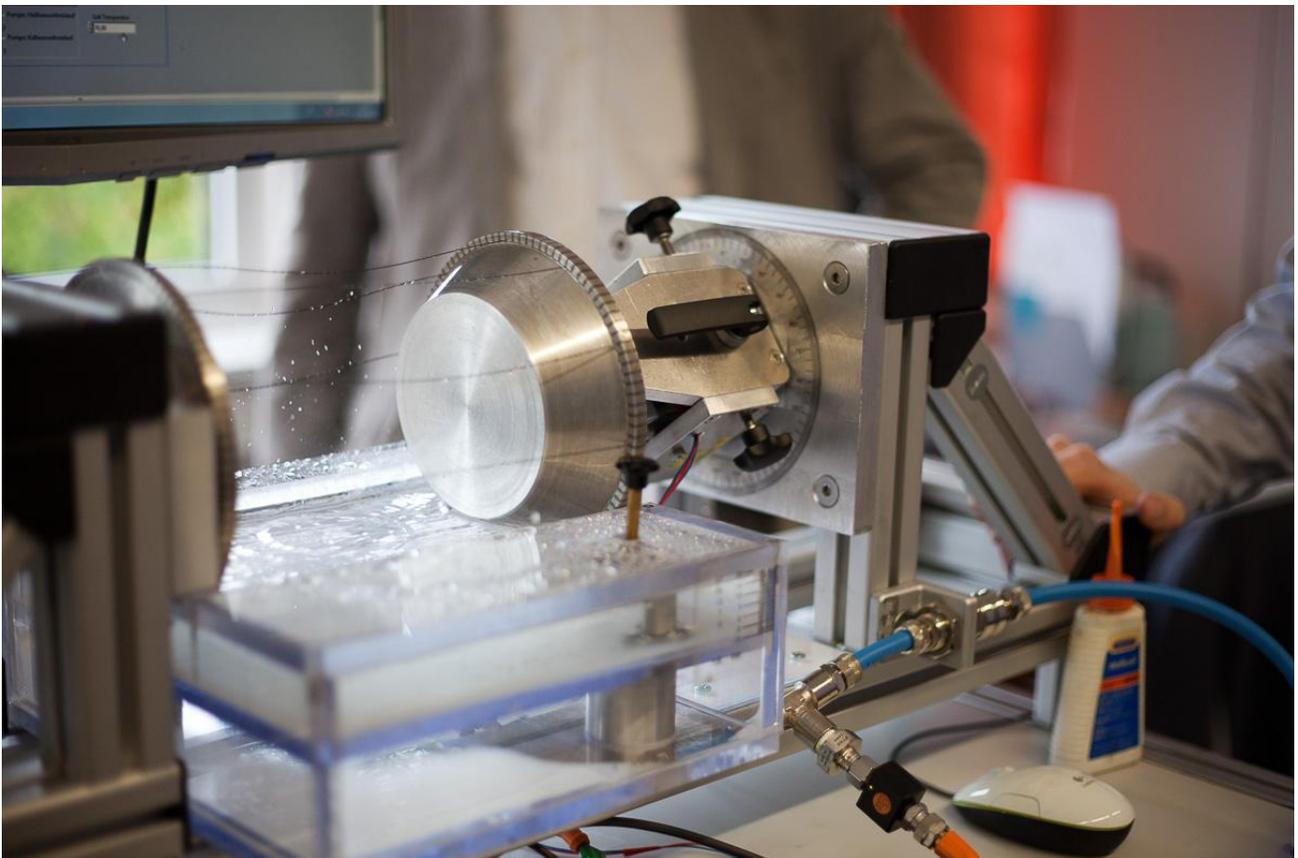


Abb. 1: Schrägscheibenmaschine auf dem Versuchsstand (Kristina Jurotschkin)

2. Probleme mit der Schrägscheibenmaschine

Das grundsätzliche Funktionsprinzip einer Schrägscheibenmaschine findet sich etwa in [3]. Die kraftvolle Verkürzung der FGL-Drähte wird durch die Schrägscheibe, welche quasi als Getriebe fungiert, in eine Drehbewegung umgewandelt. Die Lagerung beider Scheiben muss dazu

enormen axialen Belastungen standhalten und gleichzeitig möglichst reibungs- und spielarm sein. Das birgt hohe Anforderungen an die Fertigungsgenauigkeit sowie Qualität und Größe der Lager.

Des Weiteren werden die Drähte auf Zug belastet, um deren maximale Arbeitsfähigkeit zu erzielen. Dadurch führt aber eine unvermeidliche Materialermüdung zum Bruch und damit Ausfall des gesamten Drahtes. Extra deswegen sind die Drähte einzeln befestigt und damit auswechselbar, was wiederum zu einem erheblichen Nachteil führt: Die Drahtbefestigung muss mit sehr hoher Wiederholgenauigkeit und in hoher Stückzahl gefertigt werden (siehe Abb.2).

Die Nachteile dieses Befestigungsprinzips werden durch folgenden Zusammenhang noch deutlicher: Um die Erwärmung und Abkühlung der Drähte zu beschleunigen und damit deren Leistungsfähigkeit zu erhöhen, ist ein großes Verhältnis aus Oberfläche zu Volumen vorteilhaft. Dies steigt mit abnehmendem Drahtdurchmesser. Die Maschine mit vielen dünnen Drähten ist also leistungsfähiger als eine mit der gleichen Gesamtmenge an wenigen und dafür dicken Drähten.

Der geplante Einsatz als Stromgenerator ist schon nach einer groben Abschätzung schlicht als zu unwirtschaftlich einzustufen, da die Leistungsabgabe in Bezug auf die Investitions- und Wartungskosten viel zu gering ist.

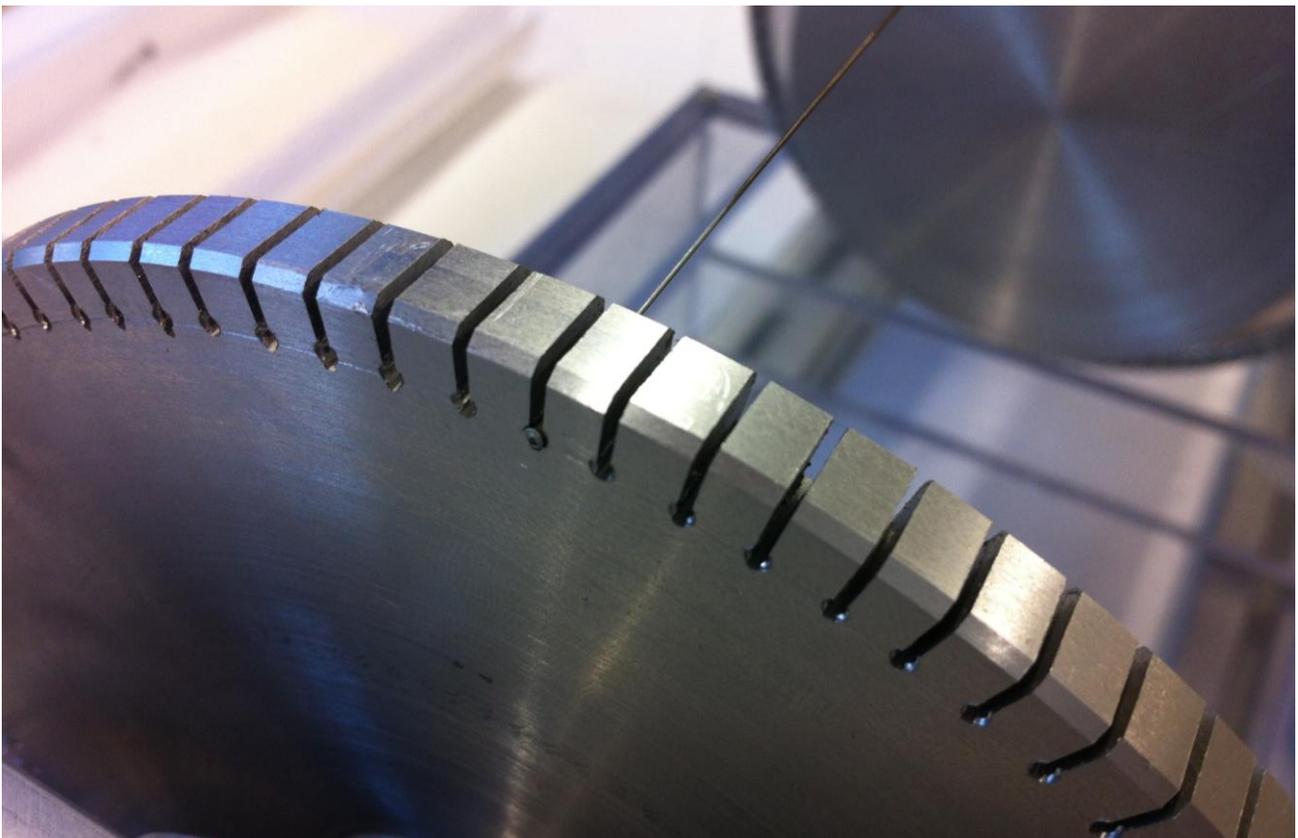


Abb. 2: Befestigungsprinzip: Drähte werden in Aderendhülse gelötet (Heiko Engelhardt)

3. Überarbeitetes Einsatzgebiet

Generell wurde das Einsatzgebiet der Maschine überdacht. Bisher wurde versucht, eine Rotationsbewegung zu erzeugen, welche in elektrischen Strom gewandelt werden und vergütet werden kann. Ein Generator samt Elektronik verursacht zusätzliche Kosten und verringert den Gesamtwirkungsgrad. Im Bereich kleiner Leistungen scheint es unmöglich, eine wirtschaftlich tragbare Lösung zu generieren. Gründe sind die gleichbleibende Peripherie und die hohen Anforderungen an den eingespeisten Strom. Es scheint sinnvoller, die erzeugte Energie gleich am Erzeugungsort zu nutzen. Oftmals ist die Abwärme an einen Wärmeträger wie Wasser gebunden, welcher in einem Kreislauf gepumpt werden muss. Dafür wird in der Regel eine elektrisch angetriebene Pumpe eingesetzt, welche Investitions- und Betriebskosten verursacht. Die Idee ist es, die Wärmekraftmaschine als Pumpe arbeiten zu lassen. Die benötigte thermische Energie steckt in dem zu fördernden Fluid selbst. Die Wärmekraftpumpe könnte überall dort arbeiten, wo heiße Fluide gefördert werden sollen mit dem Zweck diese abzukühlen – also in Kühl- und Heizkreisläufen. Wenn dies gelingt, dann werden gleich mehrere Probleme auf einmal gelöst: Man spart die aufwendige Wandlung in elektrischen Strom und man spart sich die Investitions- und Betriebskosten einer Pumpe. Mit diesem neuen Einsatzgebiet ändern sich die Anforderungen an die Lösung:

1. Die Wärmezufuhr muss durch Wärmeleitung durch eine Rohrwand geschehen und der Heizkreislauf geschlossen bleiben. Bisher wurde heißes Wasser in einen offenen Behälter gepumpt, welches teilweise verdunstete und dem Kreislauf somit verloren ging.
2. Die Pumpe soll oberhalb einer bestimmten Wassertemperatur selbstständig starten.
3. Die notwendige Kühlung der Pumpe soll mittels der umgebenden Luft geschehen.

4. Überarbeitung des Funktionsprinzips

Um den Nachteil der Degradation der FGL-Drähte zu umgehen, wurde die Variantenplanung auch auf andere Medien, hauptsächlich siedende Fluide, ausgeweitet. Diese bieten zwar vollständige Wartungsfreiheit, es werden aber dafür Wärmeübertrager und ein zusätzlicher Kühlkreislauf benötigt. Der Non-Inertive Feedback Thermofluidic Engine (NIFTE), welcher als Pumpe konzipiert ist, scheint die bisher vorteilhafteste Lösung auf diesem Gebiet zu sein [4]. Die hier gesuchte Lösung soll hingegen in der Lage sein, die umgebende Luft als Kühlung zu nutzen, wodurch die Dampfkraftprozesse ungünstig sind.

Eine weitere Strategie war es, die unvermeidlichen Nachteile der FGL-Drähte zu akzeptieren und durch eine modifizierte Art der Einwirkung diese mehr in den Hintergrund zu rücken. So kann durch Biegung statt durch Streckung eine deutliche längere Lebenserwartung angesetzt werden. Eine Literatur- und Patentrecherche brachte ein Prinzip aus dem Jahre 1985 ans Licht, die FGL-Drähte auf sehr vorteilhafte Weise einsetzt – das Thermobile [5]. Das Thermobile ist denkbar einfach aufgebaut – lediglich zwei Rädchen, auf welchen eine Endlosschleife aus FGL-Draht liegt. Der Kontakt mit heißem Wasser führt zu einer kontinuierlichen Drehbewegung, bei der der FGL-

Draht abwechselnd krumm gebogen wird und sich wieder gerade biegt. Das Thermobile aus [5] lief 1,5 Jahre ohne Fehler im Dauerbetrieb, was 200.000.000 Wiederholungen entspricht.



Abb. 3: Thermobile heute als Spielzeug (Heatmobile) erhältlich (Eric Timmermann)

Zur Vermeidung der offenen Wasserfläche kann eines der Rädchen auch starr sein, sodass das andere wie eine Gondel eines Riesenrades darum rotiert. Diese Modifikation wurde auch bereits von Wang [5] vorgeschlagen. Das hat den Vorteil, dass eines der Räder dann zum starren (Heiz-) Rohr wird, was den Anforderungen aus Abschnitt 3 gerecht wird. Mit einigen weiteren Modifikationen wurde diese Variante anschließend favorisiert und als kleiner Prototyp umgesetzt (siehe Abb. 4).

Dabei rotieren die zwei drehbar gelagerten Walzen um das beheizte und starre Rohr in der Mitte. Dafür verantwortlich sind die insgesamt 30 Meter FGL-Draht, welche mit nur einer Verbindungsstelle in insgesamt 85 Windungen um das Rohr und die Walzen gewickelt sind. Hierbei wird auch ein großer Vorteil dieser Variante ersichtlich: Unabhängig von Drahtdurchmesser oder Windungszahl wird nur eine Verbindung benötigt, welche in ihrer Belastung und der Genauigkeitsanforderung vergleichsweise unkritisch ist.

In diesem ersten Aufbau wird heißes Wasser extern durch das Heizrohr gepumpt und die Drehbewegung außerhalb gebremst und vermessen. Geplant ist aber der Einsatz als Pumpe, was zum Beispiel durch ein im Rohr befindliches Pumprädchen und eine Magnetkupplung ermöglicht werden kann. So würde die Pumpe völlig autark arbeiten, sobald das Wasser im Innern eine bestimmte Temperatur erreicht hat.

5. Zusammenfassung und Ausblick

Die Erfahrungen mit der Schrägscheibenmaschine konnten für einen weiteren Prototypen genutzt werden. Dabei wurden die Nachteile von FGL gezielt akzeptiert und durch eine angepasste Anwendung ausgeglichen. Eine vorhandene Idee aus dem Jahre 1985 wurde aufgegriffen und an

einigen Stellen modifiziert. Der Prototyp lief von der ersten Sekunde an. Nun wird der Aufbau einer energieautarken Pumpe zur Förderung von Heiz- oder Kühlflüssigkeiten sowie die Vermessung der Thermobile-Pumpe angestrebt.



Abb. 4: Thermobile Pumpe (Eric Timmermann)

6. Danksagung

Das Forschungsprojekt STIRTAC mit dem Thema „Stirlingmotor auf der Basis thermischer Akutatoren zur Niedertemperaturnutzung“ wird durch das Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) unter der Förderkennziffer 17N3011 im Rahmen der Förderlinie „IngenieurNachwuchs“ im Zeitraum 01.10.2011-31.10.2014 gefördert.

7. Quellenangaben

- [1] Tropenhaus am Rennsteig, am 26.10.14 abrufbar unter <http://www.tropenhaus-am-rennsteig.de/>
- [2] E. Timmermann et. al., Symposium Nutzung Regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik 20 (2013)
- [3] P. Gümpel, U. Berg, J. Strittmatter, *Energieautonome Grundwasserförderung mit Formgedächtnislegierungen – Schlussbericht*
- [4] T. CB Smith, *Power dense thermofluidic oscillators for high load applications Proceedings of the 2nd International Energy Conversion Engineering Conference*, Providence (RI). 2004.
- [5] F.E. Wang, *The thermobile nitinol engine*. No. 851495. SAE Technical Paper, 1985.

Memsys – technology opportunities water treatment and air conditioning

W. Heinzl, J.Unkenstein, memsys TEC AG

Keywords: memsys, Solar, membrane distillation, seawater desalination, V-MEMD, waste heat recovery, absorber, dehumidification

Abstract: The company memsys is working on thermal water treatment with a new developed process called Vacuum Multi Effect membrane distillation. One of the main topics is the production of drinking water out of saline waters. The memsys process can easily be combined with renewable energy - solar thermal and photovoltaic.

About memsys

memsys is a technology company based in Singapore and Germany providing highly effective thermal process modules for different applications. The main focus is the Vacuum-Multi-Effect-Membrane-Distillation (V-MEMD).

During the last years the practical and universal module design has been developed and optimized. memsys produces the membrane distillation modules with a partner according to strict specifications. The entire production process is fully automated and highly efficient.

memsys developed the basic process over many years and is now gathering experience in the field on many different applications together with the memsys license partners who develop, install and service the actual plants in many projects all over the world.

What is V-MEMD

The memsys technology is based on vacuum multi effect membrane distillation (V-MEMD), which is a highly efficient thermal process in a modular concept. The memsys modules consist of flat sheet membranes combined with an innovative plate and frame design made of PP. The patented construction allows to form all functionalities for the process and therefore transforms traditional heavy industry engineering into a unique monolithic industrial design.

memsys has succeeded in combining the advantages of the most efficient thermal multi effect process with membrane distillation to a very small modular configuration. The name of this new process is V-MEMD and stands for Vacuum - Multi Effect Membrane Distillation.

Membrane Distillation (MD) uses hydrophobic microporous membranes which only vapor can pass. Generally vapor pressure difference is the driving force. The memsys

process works at low temperatures under vacuum free of non-condensable gases to obtain a high distillate flux per square meter of membrane.

Most of today existing MD units use the MSF (multi stage flash) process at ambient pressure. Key to the memsys success is the use of the superior ME (multi effect) process which reduces the feed volume flow and mechanical energy consumption. By this mechanical stress to membrane is reduced which increases the life time of membranes. Long life time is important for economical success of membrane processes.

The basic principle of standard MD is simple: Hot feed water flows into a channel limited by a microporous, hydrophobic membrane and a PP-foil. Due to surface tension the liquid cannot enter the membrane. Different temperature and vapor pressure on both sides of the membrane force the vapor to pass the membrane. Condensation of distillate occurs on the PP-foil. Non-volatiles stay in the feed and are rejected with the brine. Temperature and pressure levels are reduced from stage to stage.

Below the process is schematically illustrated. For more information and an explanatory video on the technology please visit www.memsys.eu

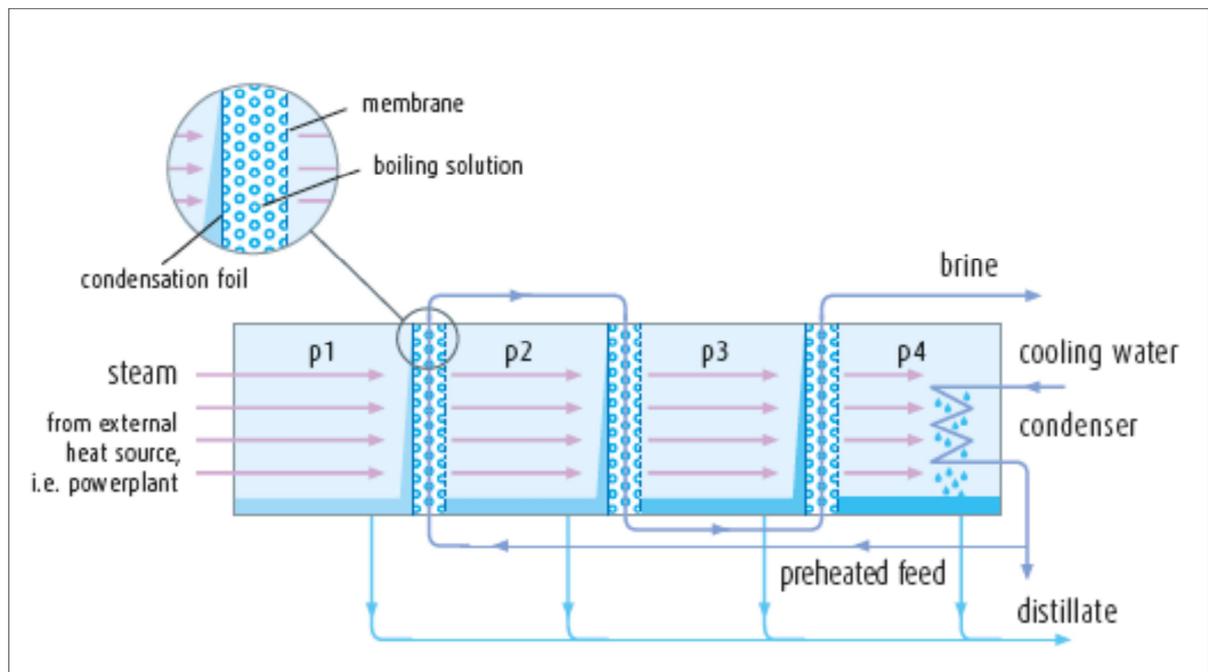


Fig. 1: Schematic diagram of the processes.

Applications

Following some possible applications for the memsys-system are shown:

- Desalination
- Waste Water Treatment

- Industry Water
- Separation of Solutions Air
 - humidification or dehumidification of air
 - absorption systems

Current projects

After the presentation of some projects in the last year we want to present a current project.

The small Maldivian Island of Gulhi welcomes the world's first desalination unit utilizing the waste heat of the local power generator to produce up to 10 tons of drinking water per day through membrane distillation. Gulhi is a typical inhabited island of the Maldives about located 20km or one hour by boat south of Male. The project is funded by the Aquiva-Foundation. Memsys provides the membrane modules and support for project planning. The plant was built by Company Aquaver and commissioned on 18th of February 2014.



Fig. 2 and 3: memsys-unit Gulhi

For more information about this and other please visit our website: www.memsys.eu

Energy savings and dehumidification with membrane-based absorption systems

After successful use of the memsys modules for various applications in the water business, the application of membrane technology for air dehumidification by absorption is tested and developed. Relating to absorption several projects for different applications are already realized. One of the projects is the dehumidification of air on cruise ships, which is done together with Meyer-Shipyard. For cruises to Asia or the Caribbean the main load of air conditioning is dehumidification.

With conventional compression cooling machines, most of the energy is spent for dehumidification, since the air is cooled down to the dew point, where by the water condenses. Then the air is heated up and humidified to reach a temperature and humidity in the comfort range.

In the absorber, the air is passing membrane surfaces, thereby dehumidified and cooled. On the other side of the membrane the absorption medium circulates,

sucking water vapor through the membrane from the air and is diluted. In order to transport the heat of condensation and also to cool the air, foil frames are placed between absorption channels through which, as in a heat exchanger, the cooling water is fed.

The regeneration can be carried out in an identical module. Instead of being cooled, the absorption medium is heated and the absorbed water can evaporate through the membrane. The thermal energy can be waste heat from generators (cruise ship -> generator or marine diesel engines), technical processes or provided by solar thermal energy. The absorption medium can be stored without loss of energy, so dehumidification and regeneration can be done at different times.

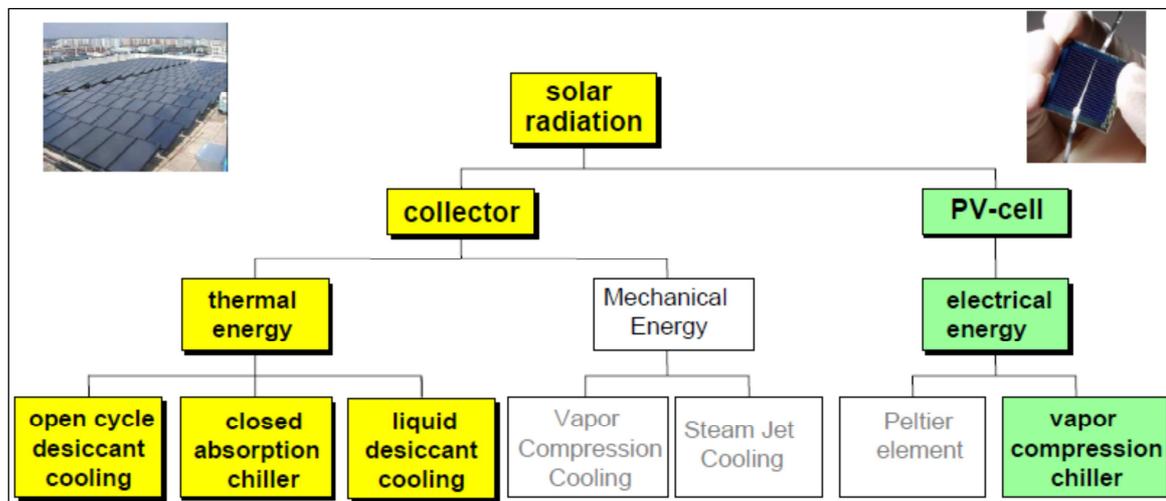


Fig. 4: Overview cooling methods on the energy source

Absorption medium

After carrying out trial with LiCl solution successfully, initial experience with ionic liquids were done. LiCl solution is the usual absorbent for dehumidification, but has some negative properties:

- high corrosivity
- Crystallization starts at 45 weight percent (temperature-dependent).

On ships normally low grade steel is used so due to high corrosion potential LiCl solutions can't be used on ships.

Crystallization can cause issues during regeneration of the solution, crystal can block the channels. At high concentrations, the LiCl solution can already crystallize by slightly cooling.

Ionic liquid

First tests with ionic liquids were successful. Especially the regeneration is simplified since crystallization even at high concentrations does not occur. Corrosion is significantly reduced in comparison to LiCl solution, so that use of on ships is possible. The following figure shows an absorption-based air conditioning of a

building, which also can be used on ships.

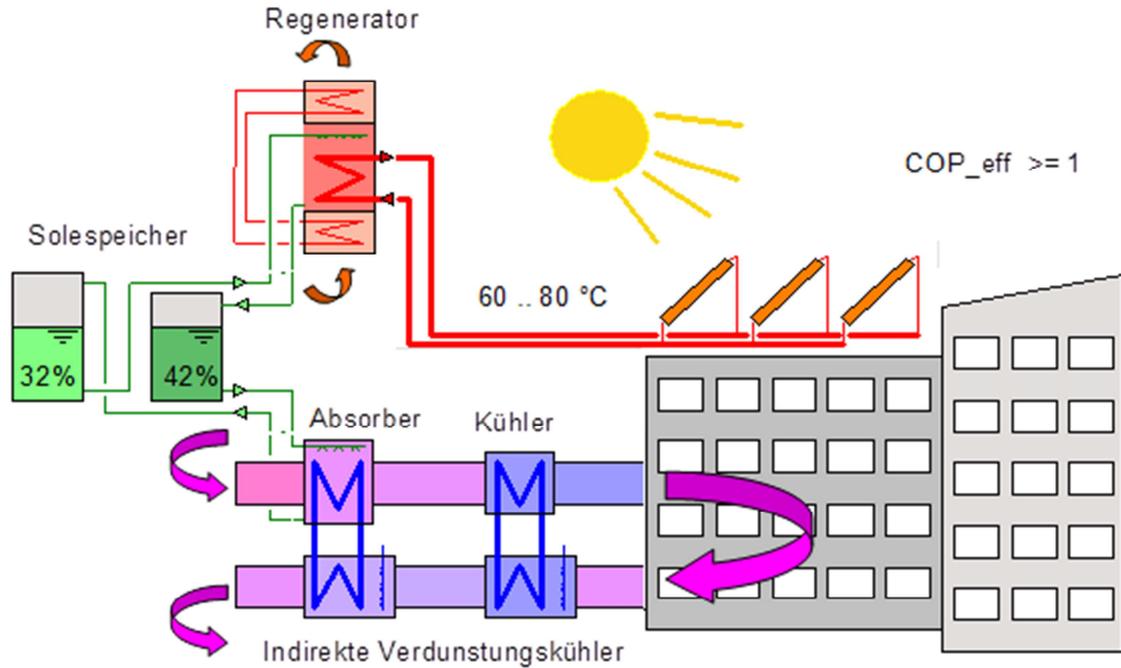


Fig 5: example for absorption-based air conditioning of a building

Absorption- und regenerations-test unit

The pictures below show the memsys absorption and regeneration test stand. Here modified standard modules are used. The air flows through a 3-channel humidifier module to humidify and heat the air. So air conditions similar to tropical regions can be achieved. The warm and humid air then flows through the absorber, where it is dried and cooled.

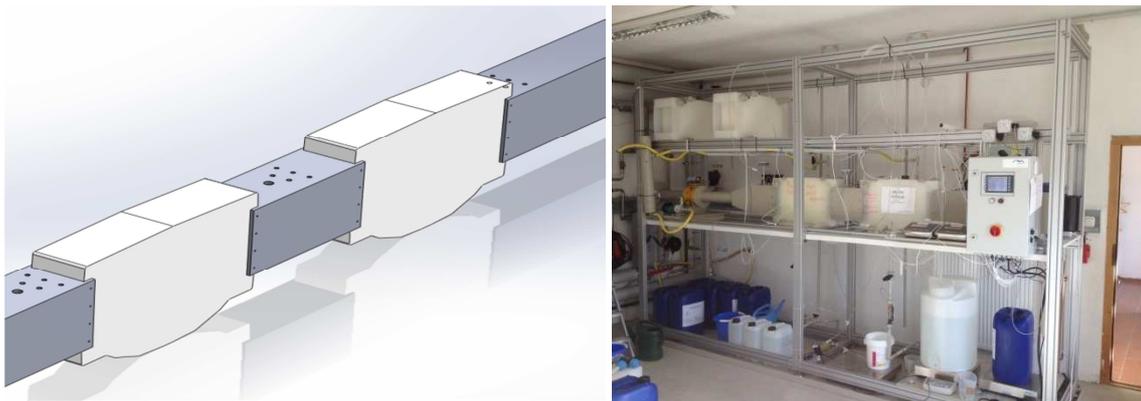


Fig 6: memsys absorption and regeneration test stand

Solar Concrete Wall Collector

Visal Veng*, Chatchai Sirisamphanwong, Anan Pongthornkulpanich
School of Renewable Energy Technology (SERT),
Naresuan University (NU), Phitsanulok 65000, Thailand
Tel: +6691 4214980 Fax: +6655 963182
* Corresponding author. E-mail: vengvisal@gmail.com

Abstract

Solar concrete wall collector is a new promising technology for Thailand that can absorb heat from solar radiation and transfer to the water in the pipe. This hot water can be utilized for any purposes in the building or house. Copper tube with thermal conductivity of 398 W/m·K was chosen. The concrete was made of 0.55 % of water, 1 % of concrete, 1.6 % of sand, 2.3 % of limestone, and 0.03 % of steel fiber. The important factor that leads to the comfortable building is temperature, so the effective construction of the wall together with an insulation will decrease the temperature in the room and result in energy saving. The waste from dried grass mixing with water and urea formaldehyde resin was designed to be the insulation. Solar concrete wall collector is not only a normal wall for a building but also serves as a solar hot water collector. The size of the two identical concrete collectors was calculated to be 1.5 meter width and 2 meter length. The concrete wall solar collector was installed to the south and was painted black with black paint (Rust Oleum) so that it can greatly absorb solar radiation under a hot climate. The results of experiment indicated that solar concrete wall collector is absolutely an interesting solar thermal technology because the prototype can produce up to 150 L of hot water per day at water temperature varying from 40 to 50 °C, and the grass insulation is very effective because it can reduce heat loss and prevent heat gain in the room while the heat flow from outside of solar concrete wall collector to inside of the wall is quite low. The average heat flow inside of the wall is 15.3 W/m², and the whole system efficiency is about 50 %.

Keywords: Solar hot water heater, concrete material, concrete wall collector, collector performance

1. Introduction

Environmental pollution has become a serious issue and has raised big concern globally. CO₂ emission, global warming, acid rain, as well as ozone layer depletion are also threatening the earth. Climate change, for instance, is continuously severe. It happens throughout the world and causes a lot of disasters such as heat wave in Europe, long period severe aridity in Africa, category 5 hurricane in Europe as well as recently dreadful flooding in Philippine and Thailand. All these disasters will increase the level of life-threatening if the greenhouse gases are still emitted relentlessly. A large amount of CO₂ is emitted during the process of manufacturing industries. The reduction of greenhouse gases has also become a priority in various sectors [1]. Moreover, another major problem is the main world energy resource from fossil is decreasing and will be depleted in the very near future. As the population of the world increases and people strive for a higher standard of living, and the amount of energy need is ever increasing. At the same time, the availability of nonrenewable sources, particularly liquid fuels, is rapidly shrinking [2]. Many interests related to environmental pollution have been raised because these crises are affecting the planet and will surely impact the next generation. Thus, action has to be taken in order to tackle this matter. Renewable energy, which is an environmental-friendly energy resource, comes to be an alternative energy that people start to have a strong interest to explore and use. Solar thermal energy, for example, is state-of-the-art technology that has attracted much attention around the globe because it is clean, useful, and environmental-friendly. In this study, solar concrete wall collector together with the grass insulation will be investigated to find out the efficiency of the whole system.

2. Methodology

In the present research, the methodology was divided into 5 main parts as follows: materials selection, insulation design, collector's size calculation, system design, and finally the performance and the efficiency of the whole system installed at School of Renewable Energy Technology (SERT) was evacuated. First, the materials selection involved choosing the type of collector tube and concrete composition. Consequently, copper tube with thermal conductivity of 398 W/m·K was selected [3]. The concrete was made of 0.55 % of water, 1 % of concrete, 1.6 % of sand, 2.3 % of limestone, and 0.03 % of steel fiber [4]. Second, to build a good and effective concrete wall, a suitable insulation is desperately needed because insulation controls the heat loss from the concrete wall and maintains the temperature in the room comfortably; thus, the waste from dried grass mixing with water and urea formaldehyde resin was designed to be the insulation [5]. This grass insulation provides a lot of benefits. It not only helps the environment, but also recycles the waste of grass collecting from the surrounding area. The calculation of insulation thickness was also done to make sure that the right insulation is used in the system of solar concrete wall collector, and its thermal conductivity was tested. The result suggested that it has the thermal conductivity of 0.0408 W/m·K. Thermal conductivity presents the rate at which heat passes through a specified material. It can be expressed [5] as

$$q = \frac{T_{\text{out}} - T_{\text{in}}}{\frac{\Delta_{x_a}}{k_a A_a} + \frac{\Delta_{x_b}}{k_b A_b}} \quad (1)$$

where q = heat transfer W , T_{out} = temperature outlet $^{\circ}C$, T_{in} = temperature inlet $^{\circ}C$, Δ_{x_a} = wall thickness m , k_a = concrete thermal conductivity $W/m \cdot K$, A_a = concrete wall area m^2 , Δ_{x_b} = insulation thickness m , k_b = insulation thermal conductivity $W/m \cdot K$, A_b = insulation area m^2 .

It is widely known that insulation should be as thick as possible. The thicker the insulation is the more effective it can be. Consequently, the insulation thickness was singled out to be 4 cm after plotting a graph between insulation thickness and the heat loss from the concrete wall. Insulation was designed into 4 segments and installed behind the collector. Heat flow sensors were also attached outside of the solar concrete wall collector and inside of the wall with an aim to investigate the heat gain from the wall into the room. Third, the size of the two identical concrete collectors was calculated to be 1.5 meter width and 2 meter length using equation (2) & (3). The collector was designed to fit with the normal room. It can be convenient to connect from one collector to another collector using copper tube elbows when a large-scale installation is needed.

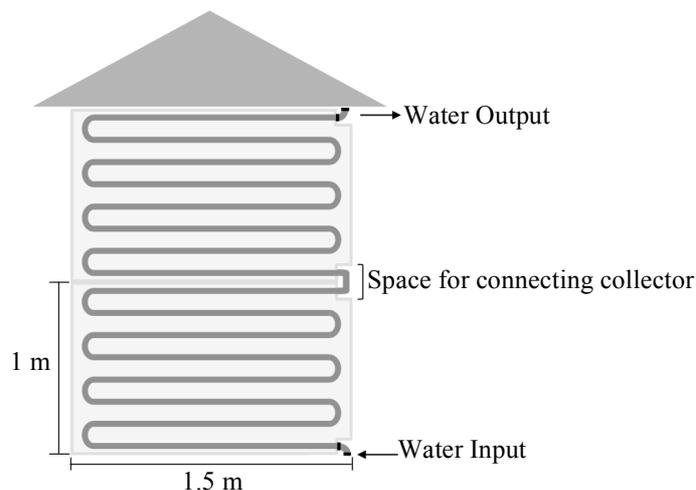


Figure 1 The solar concrete wall collector diagram

The equation (2) & (3) used to calculate the size of collector is shown [6] below

$$Q = \dot{m}C_p\Delta T \quad (2)$$

where Q is power kJ/s (W), \dot{m} is mass flow rate kg/s , C_p is the specific heat of water $kJ/kg^\circ C$, ΔT is the temperature difference between inlet and outlet $^\circ C$.

$$A_c = \frac{Q}{\eta G} \quad (3)$$

where η is system efficiency (%), A_c is gross collector aperture area m^2 , G is global solar irradiance $kJ/s.m^2$ and Q is power kJ/s [7].

In this research, solar concrete wall collector is built using serpentine design because water flow in this serpentine type taking a longer time than normal type; therefore, it will provide higher temperature and better efficiency. Absorber plate is bigger than header and riser type, and it can absorb solar radiation in a large amount. The concrete wall solar collector was installed to the south and was painted black with black paint (Rust Oleum) so that it can greatly absorb solar radiation under a hot climate [8]. Fourth, the system was designed in order to produce hot water. Collector has to be tested using pump in order to flow water into the collector. What to measure during the test are water flow rate, water input and output temperature, water temperature in the tank (T_1 , T_2 , and T_3), heat flow as shown in Figure 2, mass of water in a tank, solar irradiance to the wall, ambient temperature, and system efficiency. There are a number of equipment using for testing. The impeller flowmeter type DHTF-1 was employed to measure and monitor volume flow of water. A Thermocouple type K was used to measure water temperature. PV reference cell (Sensitivity $99.47 [mV/(W/m^2)] * 1000$) was applied to measure solar irradiance. Heat flow sensor (model: MF-180M) with a sensitivity of $0.02608 [mV/W \cdot m^2]$ was installed outside of the solar concrete wall collector, and (model: MF-180) with a sensitivity of $0.02659 mV/W \cdot m^2$ was equally attached inside of the wall in order to find out the heat gain from the collector into the room after installing the insulation. When the heat gain from the collector passes through the insulation go into the room is very low, it means that the insulation is quite effective and vice versa. Data logger was needed to collect data during and after the testing. The measured data corresponds to inputs, outputs and meteorological data of the solar concrete wall collector. The data recorder collected data every 5 minutes. Collector has to be tested by utilizing pump in order to flow water into the collector. The measure parameters, recording conditions, and the measurement locations are shown in Figure 2 & Table 1:

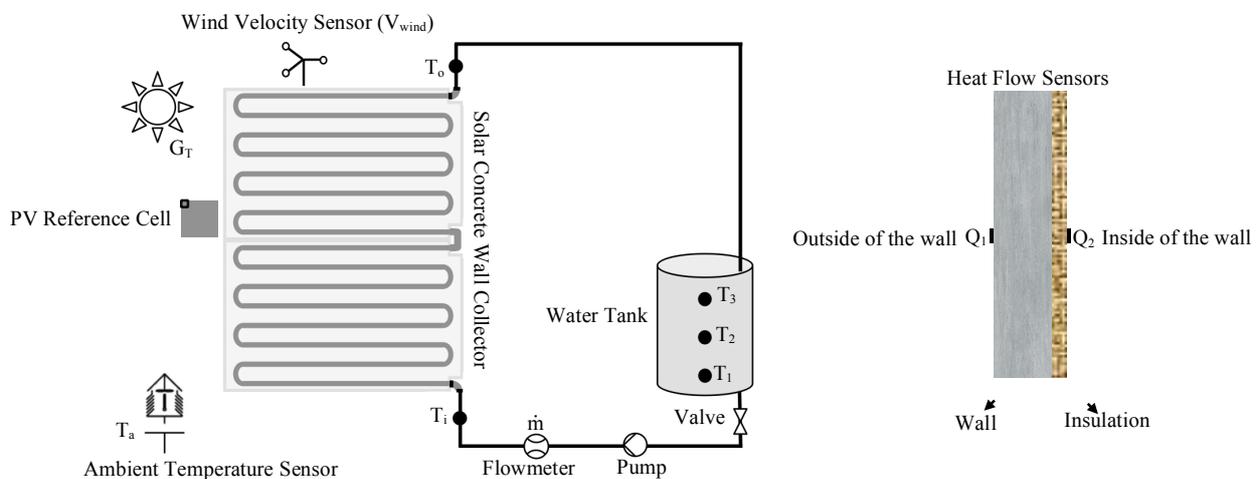


Figure 2 The measure parameters and Measurement Location of Solar Concrete Wall Collector

Table 1 Measured Data From Solar Concrete Wall Collector

Measured Parameter	Symbol	Average	Unit	Note
Solar irradiance	G_t	5 min	W/m^2	PV Reference Cell
Inlet temperature	T_i	5 min	$^{\circ}C$	Thermocouple
Outlet temperature	T_o	5 min	$^{\circ}C$	Thermocouple
Level 1 temperature in the tank	T_1	5 min	$^{\circ}C$	Thermocouple
Level 2 temperature in the tank	T_2	5 min	$^{\circ}C$	Thermocouple
Level 3 temperature in the tank	T_3	5 min	$^{\circ}C$	Thermocouple
Water flow rate	\dot{m}	5 min	m^3/s	Flowmeter
Wind velocity	V_{wind}	5 min	m/s	Wind Sensor
Ambient temperature	T_a	5 min	$^{\circ}C$	Thermocouple
Heat flow flux	Q_1, Q_2	5 min	$W \cdot m^{-2}$	Heat Flow Sensor

Fifth, the efficiency of the whole system of solar concrete wall collector was evacuated. The design and construction of the concrete wall plays an important role in the heating and cooling needs of a building, especially in a tropical climatic region such as Thailand, which receives abundant solar radiation [9]. To investigate the performance of the solar concrete wall collector, one room with one door and two windows were built. The room was 3.70 m height with base dimensions of 2.50 m (width) 3.00 m (length) as shown in Figure 3.

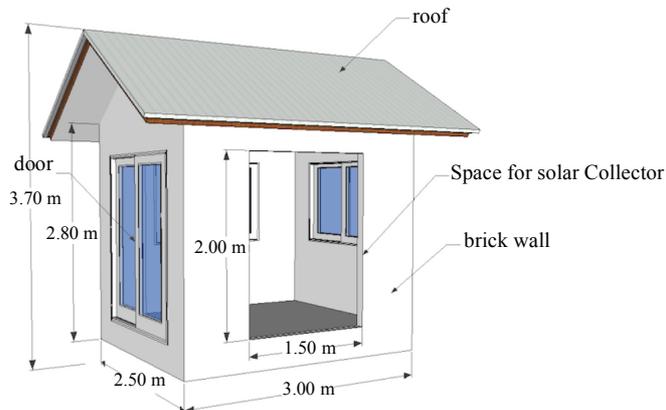


Figure 3 Tested room for solar concrete wall collector

There is an equation (4) to be taken into consideration [10].

$$Q = E/C \quad (4)$$

where Q is heat flow flux [$W \cdot m^{-2}$], E is output voltage from a sensor [mV], C is sensitivity of the sensor [$mV/W \cdot m^{-2}$ at $20^{\circ}C$]. The efficiency of the whole system was also investigated with the following equation (5):

$$\eta_{\text{system}} = \frac{mC_p(\Delta T)}{A_c G_t} \quad (5)$$

where m is mass of water kg , C_p is the specific heat capacity $kJ/kg^\circ C$, ΔT is temperature difference $^\circ C$, A_c is gross collector aperture area m^2 , G_t is global solar irradiance at collector plane kJ/m^2 [7].

3. Results And Discussion

3.1. Data Analysis

The measured data corresponds to inputs, outputs and meteorological data of the solar concrete wall collector such as solar irradiance, inlet and outlet water temperature, temperature of water in the tank, water flow rate, heat flow, ambient temperature as well as wind velocity. Data were recorded every 5 minutes from 9 am to 4 pm. Tests were undertaken with a duration of 30 days. The following Figure (4), (5), (6), and (7) indicates input and output water temperature, temperature of water in the tank, heat flow flux, and system efficiency, respectively.

3.2. Input and Output Water Temperature

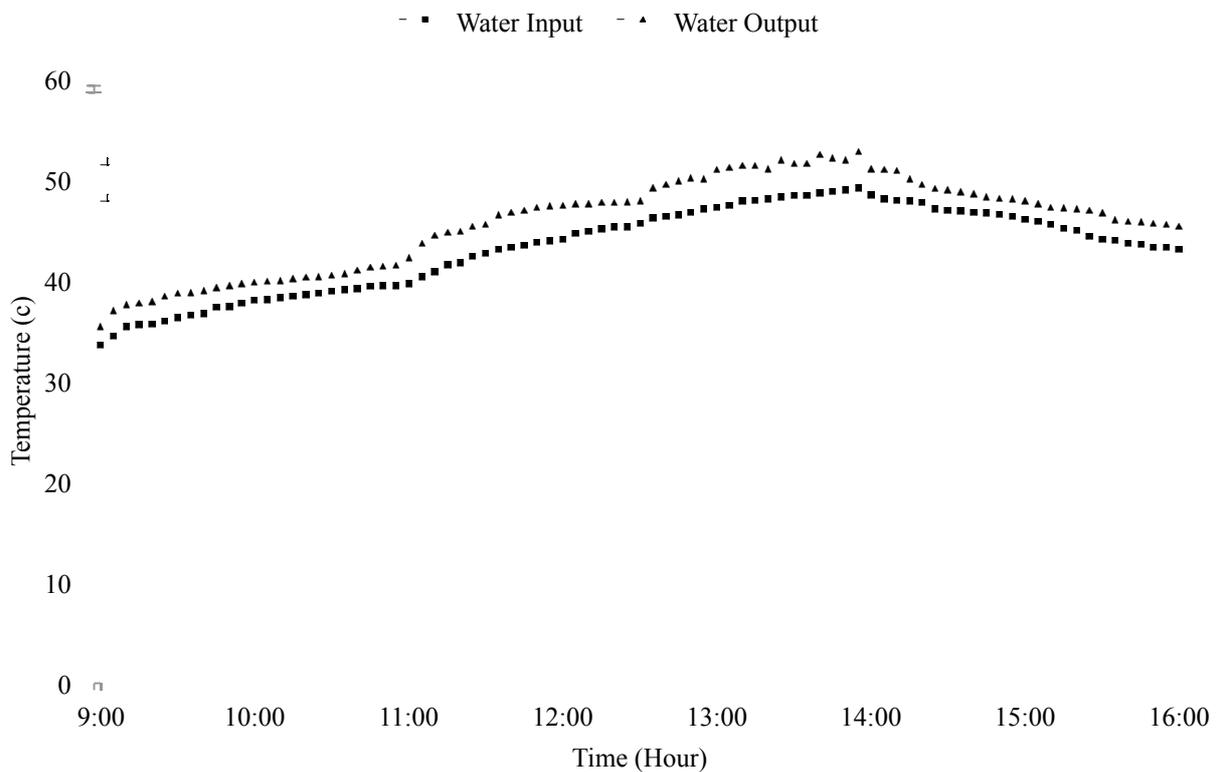


Figure 4 Water temperature difference between inlet and outlet, collected data from data logger.

The hourly variation temperature of water input and output is presented in Figure 4 from 9 am until 4 pm. The solar irradiation incident on the solar concrete wall collector is transferred to the water in the pipes, and the graph demonstrates that from 11:00 am onward, the water temperature starts to increase and reaches the highest temperature around 50 °C because solar irradiation rises and heats the solar concrete wall collector, resulting in the higher temperature of water output. Temperature difference between water input and water output of this system is from 3 to 4 °C. The water temperature reaches maximum between 13:00 and 14:00 and begins continuous drop after that.

3.3. Temperature Of Water In The Tank

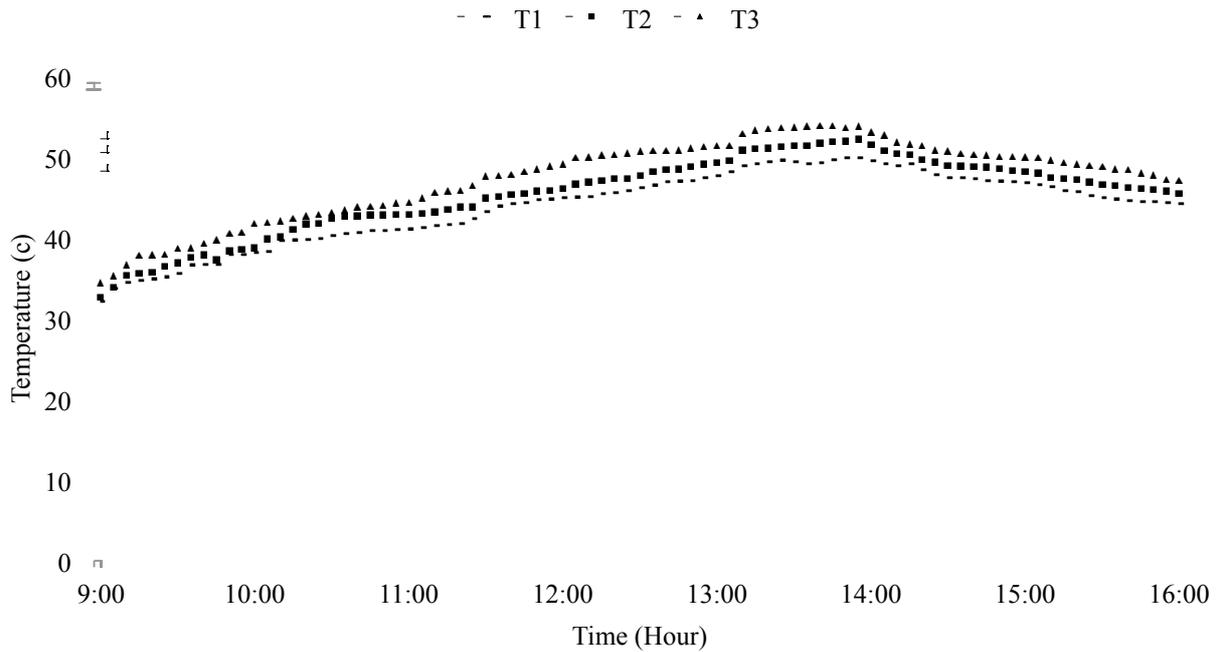


Figure 5 Temperature of water in the tank

Temperature was measured at three different locations in the tank bottom (T1), middle (T2), and top (T3). Figure 5 shows the temperature of water in the tank. Water in the tank was filled in the morning and its temperature was measured before the testing operation began. The tank was insulated using MicroFiber insulation with a thickness of 7.62 cm. This MicroFiber is 0.6×4.0 m (2.4 sq. m). Insulation helped maintaining heat in the tank and reducing heat loss. When the insulation thickness was increased, it was possible to save energy by increasing the insulation thickness [11].

3.4. Heat Flow

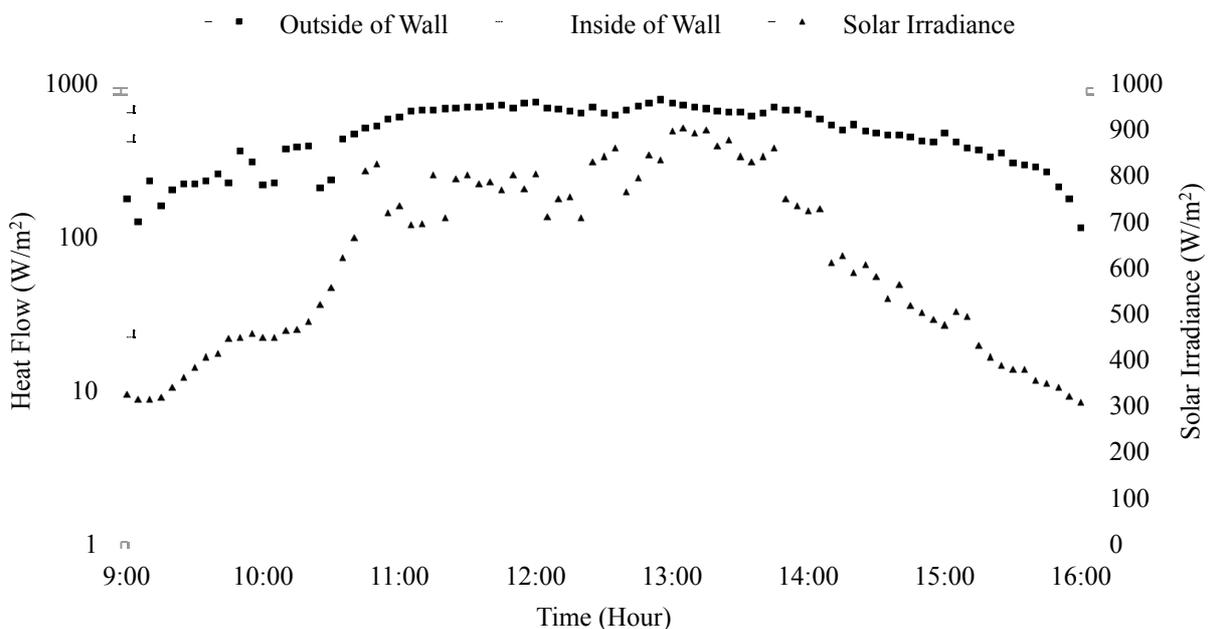


Figure 6 The Heat flow outside of solar concrete wall collector and inside of the wall

Heat flow outside of solar concrete wall collector and inside of the wall are illustrated in Figure 6. As seen in the figure above, the gap of the heat flow is quite large. This means that the grass insulation plays a pivotal role in preventing heat gain into the room. Insulation is not only keep the comfortable temperature in the room but also reducing heat loss from the solar concrete wall collector. The heat flow from outside of solar concrete wall collector to inside of the wall is quite low. The average heat flow inside of the wall during the day is about 15.3 W/m^2 .

3.5. System Efficiency

The whole system efficiency of the solar concrete wall collector was demonstrated in Figure 7. It revealed that the maximum efficiency of the system is about 50 % and it reaches the maximum efficiency in the afternoon from 13:00 to 14:00 when there is a lot of solar irradiance coming to the collector.

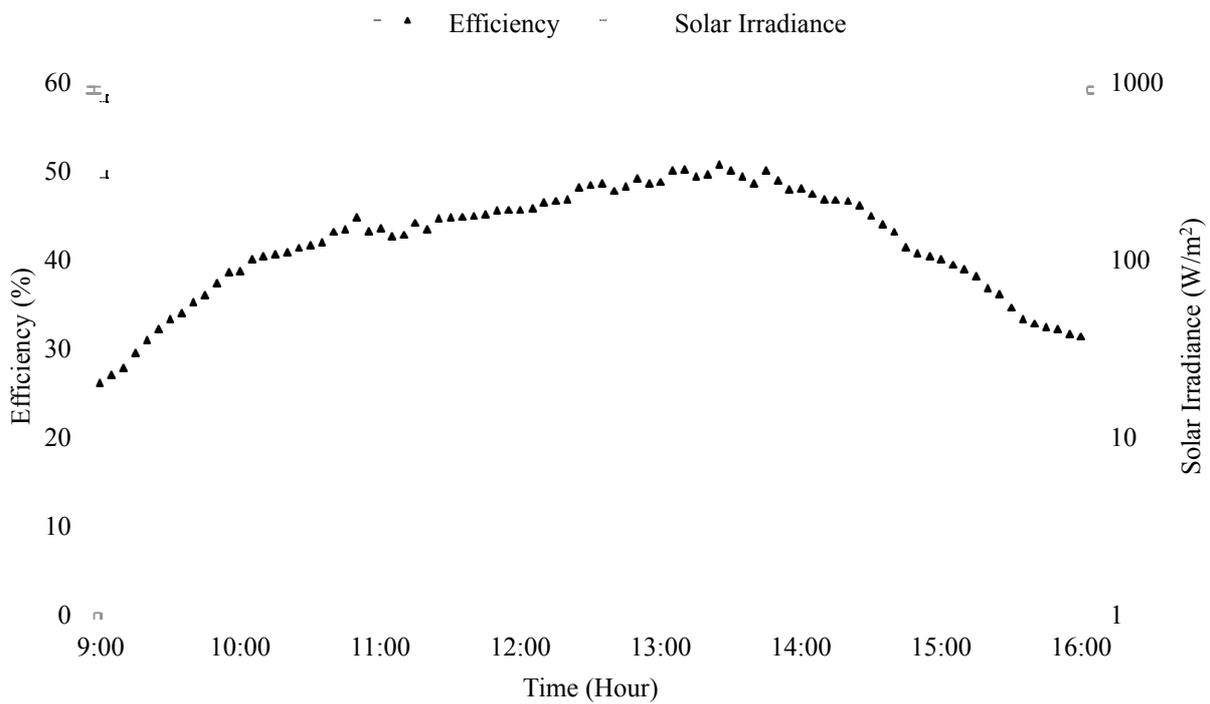


Figure 7 The System efficiency of solar concrete wall collector

4. Conclusion

In this study, solar concrete wall collector was designed and its efficiency was investigated. Experimental investigations of the performance of the solar concrete wall collector also revealed that grass insulation had a very important role to play in reducing heat gain from the concrete wall, and it brings about the decrease in room temperature. Therefore, the time for operating an air conditioner is cut down, and electricity to heat up hot water is not needed, which leads to the savings of electrical energy. Once the demand of electrical energy is minimized, CO₂ emissions, greenhouse effect, and environmental pollution which is the cause of climate change as well as natural disasters are also brought down. Therefore, this system benefits both technical and economical term. There is also temperature variation of three different levels of testing water in the tank. The experimental result indicated that the highest temperature of the water outlet was around 50 °C, and temperature difference between water input and water output of this system was from 3 to 4 °C. The gap of the heat flow between outside of the concrete wall and inside of the wall is quite large, and the average heat flow inside of the wall during the day is about 15.3 W/m^2 . It suggested that after installing the insulation heat gain into the room was reduced. Additionally, the whole system of solar concrete wall collector came to the highest efficiency of about 50 %.

5. Acknowledgement

The author is very proud to thank Her Royal Highness Princess Maha Chakri Sirindhorn for providing scholarship to Mr. Visal VENG in order to pursue his master's degree at School of Renewable Energy Technology (SERT), Naresuan University, and the author also wholeheartedly wishes to extend his profound thanks to Dr. Sukruedee Sukchai for her help, kindness and precious advice. Additionally, acknowledgement is conveyed to Mr. Martin Huber from Fachhochschule Stralsund - University of Applied Sciences for his support in term of collector design. Our gratitude and appreciation is equally expressed to friends and staff at SERT for giving their necessary collaboration before and during the experiments.

6. References

- [1] Higuchi, T., Morioka, M., Yoshioka, I., & Yokozeki, K. (2014). Development of a new ecological concrete with CO₂ emissions below zero. *Construction and Building Materials*, 67, Part C(0), 338-343. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.conbuildmat.2014.01.029>
- [2] Kreith, F. and D.Y. Goswami, *Handbook of energy efficiency and renewable energy*. 2007: Crc Press.
- [3] Chung, D.D.L., *Materials for thermal conduction*. *Applied Thermal Engineering*, 2001. 21(16): p. 1593-1605.
- [4] Htun, M.N.N., *Properties of Concrete Material for Thermal Energy Storage*. 2014, Naresuan University.
- [5] Pandecha, K., *Thermal Performance of flate plate collector using locally agricultural residue as thermal insulation*, in *School of Renewable Energy Technology*. 2013, Naresuan University.
- [6] Holman, J.P., *Heat Transfer*, 10th. 2002, McGraw-Hill.
- [7] Standard, A., *Standard 93-1986. Method of Testing to Determine the Thermal Performance of Solar Collectors*”, Available ASHRAE, Atlanta, GA, 1986. 93.
- [8] Data, P., *Hard Hat Aerosols Marking Paint 2300; Rust-oleum Netherlands BV*, Apr. 2005, 1 page.
- [9] Sarachitti, R., et al., *Thermal performance analysis and economic evaluation of roof-integrated solar concrete collector*. *Energy and Buildings*, 2011. 43(6): p. 1403-1408.
- [10] EKO Instruments Co., L. (2014). *Heat Flow Sensors Instruction Manual*. Retrieved 09/09/2014, from <http://ekoeu.com/files/HeatFlowSensorsManual20140212V4.pdf>
- [11] Pan, D., et al., *The effects of external wall insulation thickness on annual cooling and heating energy uses under different climates*. *Applied Energy*, 2012. 97: p. 313-318.

Ermittlung des Druck- und Temperatureinflusses auf die Stromdichte-Zellspannungs-Charakteristik einer fortschrittlichen alkalischen Druckelektrolyseanlage

Autoren: Voigt, A.; Krüger, P.; Tannert, D.; Ziems, C.; Fischer, U.; Krautz, H. J.
Brandenburgische Technische Universität Cottbus-Senftenberg, Universitätsstraße 22, 03046 Cottbus

Einleitung

Im Rahmen praktischer Versuchsreihen wurde am Wasserstoff- und Speicherforschungszentrum der Brandenburgischen Technischen Universität in Cottbus der Einfluss verschiedener Betriebsparameterkonfigurationen auf die Stromdichte-Zellspannungs-Charakteristik des alkalischen Druckelektrolyseprozesses untersucht. Als Versuchsobjekt für die Untersuchungen diente der 150 kW-Druckelektrolyseur der BTU, welcher bei der Nennstromstärke von 2.000 A eine Stromdichte von 4,59 kA/m² sowie eine nominale Wasserstoffproduktionsrate von 20 Nm³/h aufweist. Der Elektrolyseur besteht aus 24 elektrisch in Reihe geschalteten Zellen und als Elektrolyt wird eine 28 m-%ige Kaliumhydroxidlösung verwendet.

Theorie

Die Energiemenge, welche dem Wasserelektrolyseprozess unter Standardbedingungen mindestens in Form von elektrischer Energie zugeführt werden muss, entspricht der reversiblen Gleichgewichtszellspannung ΔU_{rev}^0 . Diese lässt sich mittels der elektrochemischen Wertigkeit z und der Faradaykonstante F aus der molaren freien Standardreaktionsenthalpie $\Delta_R G_m^0$ ermitteln.

$$\Delta U_{rev}^0 = -\frac{\Delta_R G_m^0}{zF} = -\frac{237,14 \frac{kJ}{mol}}{2 \cdot 96.485 \frac{C}{mol}} = -1,229 V$$

Unter der Annahme, dass die gesamte für die Wasserspaltung aufzubringende Energiemenge ausschließlich elektrisch erfolgt, verwendet man die thermoneutrale Zellspannung ΔU_{th}^0 bzw. die molare Standardreaktionsenthalpie $\Delta_R H_m^0$.

$$\Delta U_{th}^0 = -\frac{\Delta_R H_m^0}{zF} = -\frac{285,83 \frac{kJ}{mol}}{2 \cdot 96.485 \frac{C}{mol}} = -1,481 V$$

Zur weiteren Betrachtung wurde eine Temperatur- und Druckanpassung der freien Reaktionsenthalpie vorgenommen. Zur Temperaturanpassung wurden tabellierte Werte verwendet, wohingegen die Druck- und Konzentrationsanpassung nach folgender Formel vorgenommen wurde.

$$\Delta_R G_{m,T} = \Delta_R G_{m,T}^0 + RT \cdot \ln \left(\frac{\frac{\phi_{H_2} \cdot p_{H_2}}{p^0} \cdot \left(\frac{\phi_{O_2} \cdot p_{O_2}}{p^0} \right)^{\frac{1}{2}}}{a_{H_2O}} \right)_{T,b(KOH)}$$

Die weiteren in dieser Formel verwendeten Symbole sind die allgemeine Gaskonstante R , die absolute Temperatur T , der Fugazitätskoeffizient ϕ , der (partielle) Druck p , die chemische Aktivität a und die Molalität b . In Abbildung 1 sind die Absolutwerte der reversiblen Zellspannung für den im Rahmen dieser Arbeit untersuchten Druck- und Temperaturbereich dargestellt.

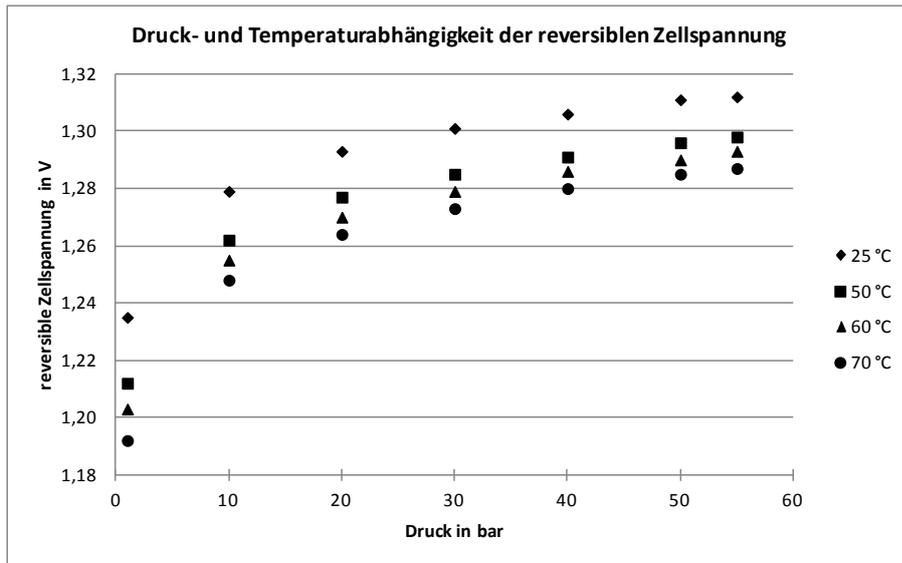


Abbildung 1: reversible Zellspannung für verschiedene Drücke und Temperaturen in 7-molaler Kaliumhydroxidlösung

In der Praxis weicht die aufzubringende Energiemenge für die Elektrolyse des Wassers von der theoretisch aufzuwendenden Energiemenge ab. Die zur Verrichtung eines bestimmten Elektronendurchsatzes und dem entsprechenden elektrochemischen Stoffumsatz aufzuwendende Energiemenge ist von den einzelnen verfahrensbedingten Widerständen in der Zelle sowie in den Stromleitungen abhängig. Aufgrund der Verluste ist die nun aufzubringende Mindestspannung um die Summe der entsprechenden Überspannungsanteile höher als die Zersetzungsspannung.

Die Überspannungsanteile können grundlegend in ohmsche und nicht-ohmsche Anteile untergliedert werden. Zu den ohmschen Überspannungsanteilen gehören die Überspannungen in den Stromzuleitungen und Kontaktierungen, in den Elektroden sowie im Elektrolyt und in der Membran. Die nicht-ohmschen Überspannungsanteile treten im Wesentlichen an der Phasengrenze Elektrode-Elektrolyt auf und werden durch die kinetische Hemmung des bei der elektrochemischen Reaktion stattfindenden Elektronenübergangs sowie durch den begrenzten Stofftransport von elektrochemisch aktiven Verbindungen zum Reaktionsort verursacht. Bei gekoppelten Reaktionen wie Adsorption-Desorption oder vor- und nachgelagerten Reaktionen kann eine zusätzliche Hemmung auftreten. Die Bildung von Gasblasen durch die elektrochemische Reaktion an der Elektrodenoberfläche führt zu einer weiteren Beeinflussung der Stromdichte-Zellspannungs-Charakteristik des Elektrolyseurs. Durch die Anwesenheit von Gasblasen im Elektrolyten wird der effektive Querschnitt der elektrisch leitfähigen Elektrolytlösung verringert und der spezifische Widerstand steigt.

Messreihen

Die Aufnahme der Stromdichte-Zellspannungs-Kennlinien wurde für folgende Versuchsreihen durchgeführt.

Druck $p = 10; 20; 30; 40; 50; 55 \text{ bar}(ü)$,

Temperatur $T = 50; 60; 70 \text{ °C}$,

Stromdichte $j = 0,18; 0,95; 1,46; 2,07; 3,48; 4,68; 5,94; 7,21 \text{ kA/m}^2$

Hierzu wurden bei konstanter Elektrolytumwälzung für jedes Druck-Temperatur-Paar die verschiedenen Stromdichten einzeln eingestellt. Die Aufnahme der Zellspannung erfolgte direkt am Stack. Bei den folgenden Betrachtungen wird der über 22 Zellen gemittelte Zellspannungswert verwendet. Die Versuchsreihen wurden ohne den Einsatz externer Kühlung oder Heizung durchgeführt um die Temperaturspreizung zwischen Stackeingang und -ausgang möglichst gering zu halten. Die Temperatureinstellung erfolgte lediglich durch die Variation der Stromdichte. Als Referenzmessstelle für die Temperaturmessungen diente der wasserstoffseitige Stackausgang.

Qualitativer Einfluss von Stromdichte und Druck auf die Gasqualität

Der Einfluss der verschiedenen Parameter auf die Gasqualität wurde im Rahmen der Messung nicht quantitativ erfasst und ist in dieser Arbeit auch nicht näher untersucht worden. Prinzipiell war bei der Aufnahme der Messreihen jedoch auffällig, dass es bei geringen Stromdichten zu einem erhöhten Fremdgaseintrag von Wasserstoff im Sauerstoffpfad kommt. Hohe Stromdichten hingegen führen zu einer erhöhten Verunreinigung des Wasserstoffes durch Sauerstoff. Darüber hinaus war festzustellen, dass mit steigendem Druck die Verunreinigung beider Produktgase mit dem jeweils anderen Gas zunimmt.

Druckeinfluss auf die Zellspannung

Der Druckeinfluss auf die sich beim Elektrolyseprozess einstellende Zellspannung ist relativ gering. Neben dem generellen Anstieg der Zellspannung mit steigender Stromdichte lässt sich die Tendenz erkennen, dass bei konstanter Temperatur und steigendem Druck ebenfalls die Zellspannung geringfügig steigt wohingegen die Zellüberspannung geringfügig abfällt.

Eindeutige Auswirkungen des Druckeinflusses ließen sich im Vergleich der Stromdichte-Zellspannungs-Kurven für die untersuchten Drücke bei gleicher Temperatur nicht herausstellen. Der Großteil der Kurven liegt sehr nahe beieinander und es kommt zu Kreuzungen im Verlauf der Kurven untereinander. Die Kurven verlaufen dementsprechend in einem engen Band wobei nicht zwangsweise die Kurve mit dem niedrigsten bzw. höchsten Druck die geringste bzw. größte Gesamtspannung aufweist.

Um die Größe dieses Einflusses für einen größeren Druckbereich zu verdeutlichen, wurden die Differenzen der maximalen und minimalen gemessenen Zellspannung im Druckbereich zwischen 10 und 55 bar bei jeweils konstanter Temperatur in Abhängigkeit von der Stromdichte untersucht. Aus diesen Darstellungen wird ersichtlich, dass der maximale Einfluss des Druckes auf die Zellspannung im Bereich von 10 bis 55 bar für alle betrachteten Parameterkonfigurationen von Temperatur und Stromdichte im Durchschnitt bei ca. 0,020 V je Zelle liegt. Eine Abhängigkeit des Druckeinflusses von der Temperatur oder der Stromdichte ließ sich nicht eindeutig feststellen. Die aus den Messwerten hervorgehende über die verschiedenen Temperaturen gemittelte Zellüberspannungsdifferenz ergibt sich zu ca. 0,023 V.

Im Folgenden sind die grafischen Darstellungen der aufgenommenen Stromdichte-Zellspannungs-Kennlinien für verschiedene Drücke bei jeweils konstanter Temperatur abgebildet.

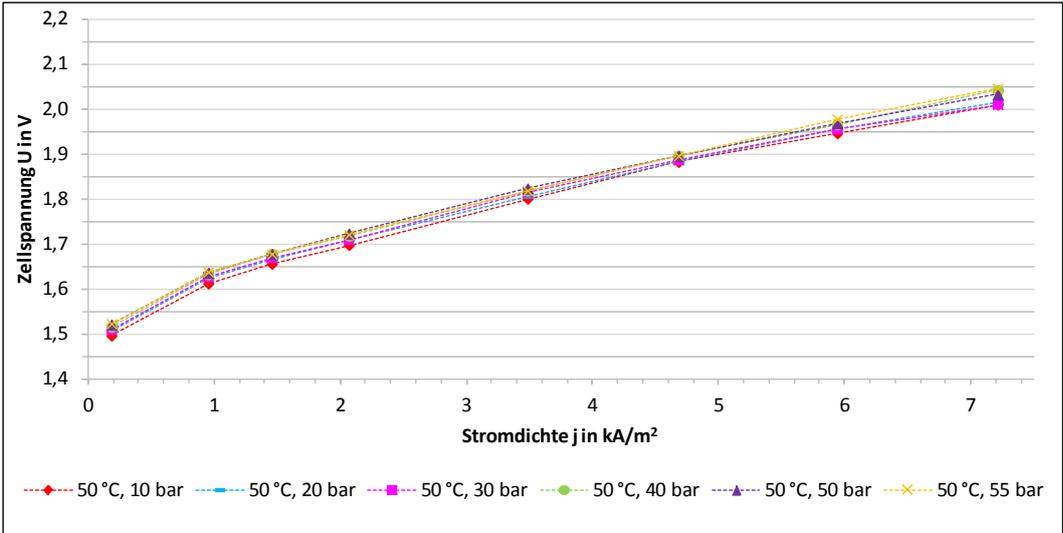


Abbildung 2: Stromdichte-Zellspannungs-Kennlinien für verschiedene Drücke bei 50 °C

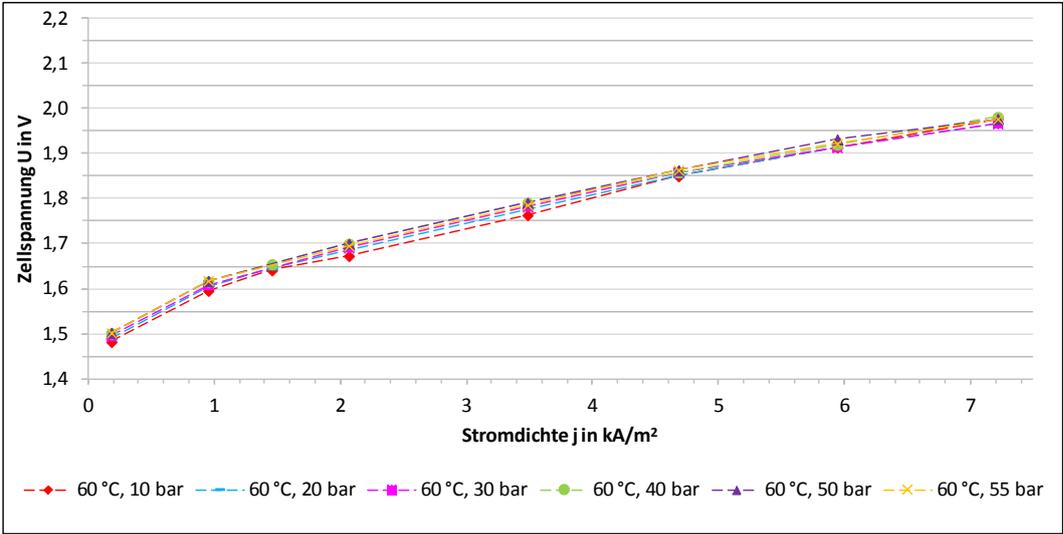


Abbildung 3: Stromdichte-Zellspannungs-Kennlinien für verschiedene Drücke bei 60 °C

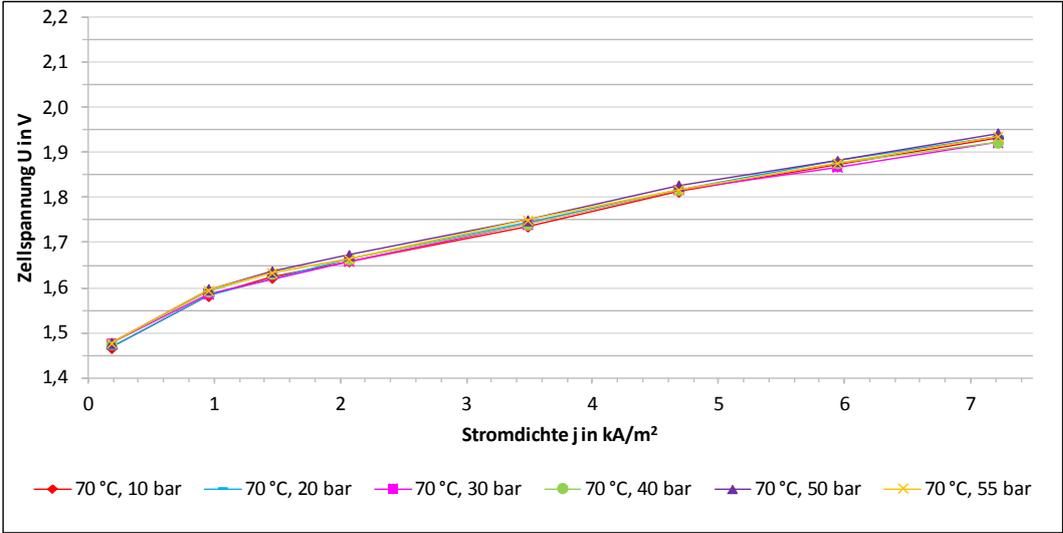


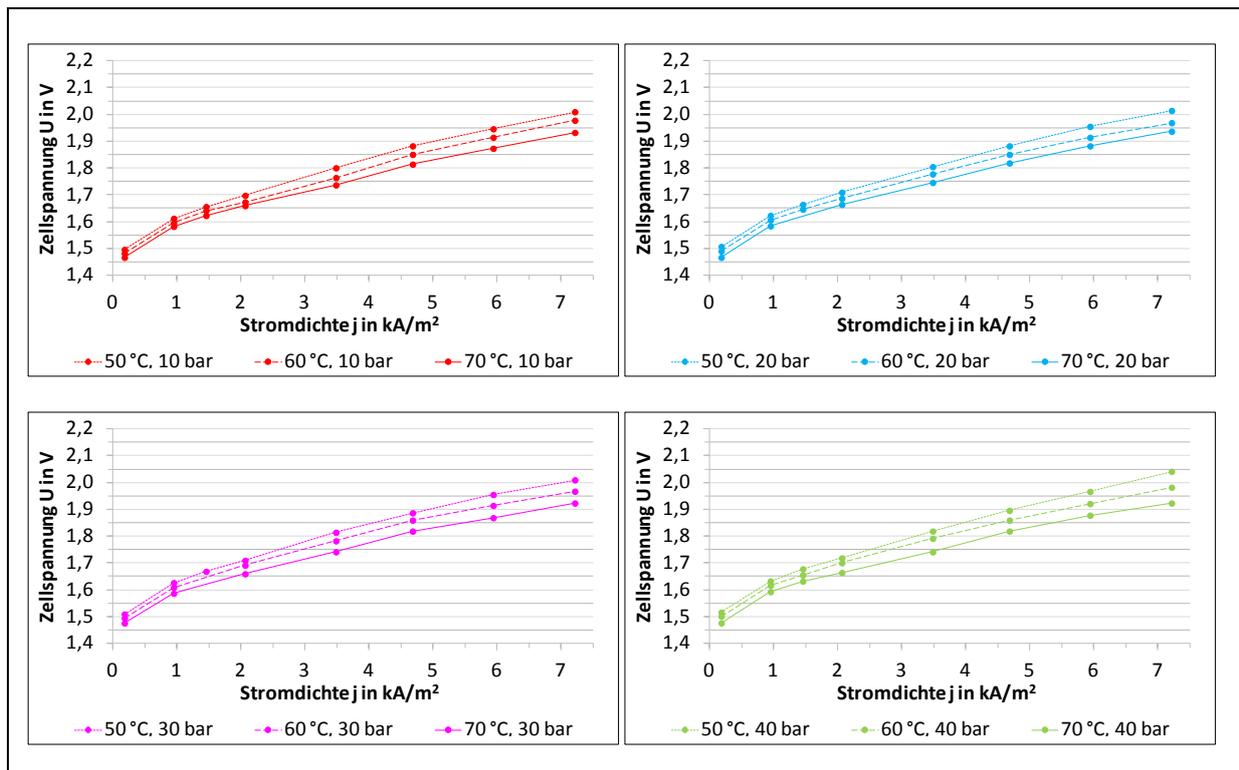
Abbildung 4: Stromdichte-Zellspannungs-Kennlinien für verschiedene Drücke bei 70 °C

Temperatureinfluss auf die Zellspannung

Bei der Untersuchung des Temperatureinflusses auf die Zellspannung konnten eindeutige Merkmale im Kurvenverlauf ausgemacht werden. Bei konstantem Druck kommt es mit steigender Temperatur bei allen Messreihen zu einer deutlich erkennbaren Absenkung der Zellspannung sowie der Zellüberspannung. Die Stromdichte-Zellspannungs-Kurven der unterschiedlichen Temperaturen sind bei allen betrachteten Druckstufen klar voneinander getrennt. Es kommt zu keinerlei Überschneidungen zwischen den einzelnen Kurven bei gleichem Druck.

Es ist ersichtlich, dass die temperaturabhängige Differenz der Zellspannung bei konstantem Druck generell bei höheren Stromdichten größer ist als bei niedrigen Stromdichten. Es kommt also zu einer Spreizung zwischen den Stromdichte-Zellspannungs-Kurven. Dementsprechend ist der isobare Kurvenanstieg bei niedrigeren Temperaturen (höhere Zellspannung) steiler als bei höheren Temperaturen. Bei den vorliegenden Messreihen liegt der mittlere Abstand im Bereich von ca. 0,019 V je 10 K (bei 0,2 kA/m²) bis zu ca. 0,046 V je 10 K (bei ca. 7 kA/m²). Die Werte des Überspannungsabstandes liegen bei ca. 0,013 V je 10 K (bei ca. 0,2 kA/m²) bzw. bei ca. 0,040 V je 10 K (bei ca. 7 kA/m²). Hierbei sind keine eindeutigen Unterschiede im Abstand zwischen der 50 und der 60 °C-Zellspannungskurve und dem Abstand zwischen der 60 °C und der 70 °C-Kurve festzustellen.

Im Folgenden sind die grafischen Darstellungen der aufgenommenen Stromdichte-Zellspannungs-Kennlinien für verschiedene Temperaturen bei jeweils konstantem Druck abgebildet.



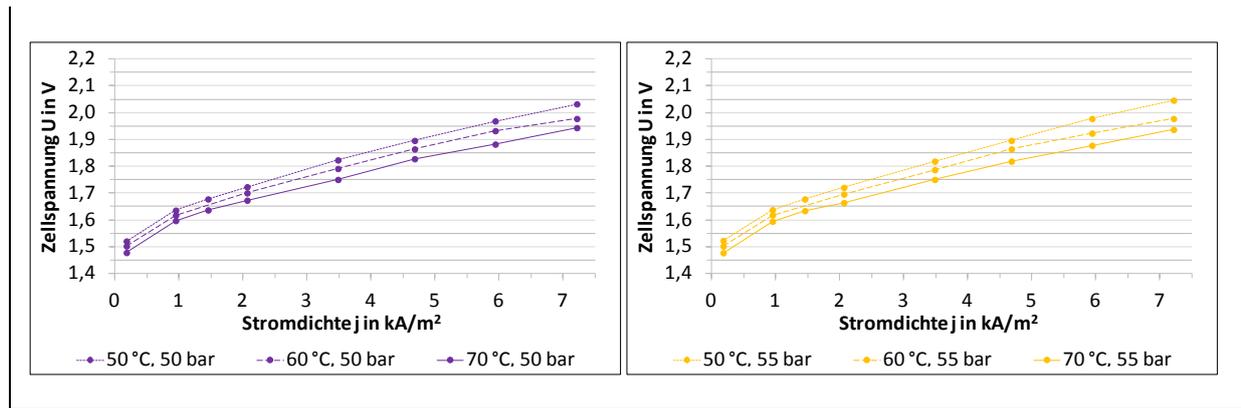


Abbildung 5: Stromdichte-Zellspannungs-Kennlinien für verschiedene Temperaturen im Druckbereich von 10 bis 55 bar

Einfluss der Stromdichte

Nachfolgend wird der durch steigende Stromdichte verursachte mittlere Zellspannungsanstieg untersucht. Dieses geschieht für den annähernd linearen Bereich der Stromdichte-Zellspannungs-Kurven zwischen 1 und 7 kA/m². Der durchschnittliche Zellspannungsanstieg aller Kurven im betrachteten Druck- und Temperaturbereich liegt bei ca. 0,059 V/(kA/m²).

Der stromdichtebedingte Zellspannungsanstieg weist für alle Temperaturen nur eine minimale Druckabhängigkeit auf. Für die Temperaturabhängigkeit lässt sich im Einklang mit den bereits getroffenen Erkenntnissen herausstellen, dass für alle Drücke eine kontinuierliche Abnahme des stromdichtebedingten Zellspannungsanstieges mit steigender Temperatur stattfindet. Die über die untersuchten Drücke gemittelte Abnahme des Zellspannungsanstieges zwischen den 50 und 70 °C-Werten beträgt im annähernd linearen Bereich ca. 0,009 V/(kA/m²).

Neben der erhöhten Gesamtspannung bei verringerter Temperatur, dem Zellspannungsanstieg mit steigender Stromdichte und der tendenziellen Zunahme bzw. Abnahme der Zellspannung bzw. Zellüberspannung mit steigendem Druck ist für die Kurven kein weiteres einheitliches Verhalten festzustellen.

Das diesem Beitrag zugrunde liegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Ministeriums für Wirtschaft und Europaangelegenheiten des Landes Brandenburg und der EU gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt der Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Systembedingte Degradationsmechanismen von Dünnschichtphotovoltaikmodulen

S. Voswinckel, V. Wesselak, P. Manz, E. Fokuhl, B. Trautmann, C. Schmidt

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

Zusammenfassung: Der wirtschaftliche Betrieb von Photovoltaikanlagen wird maßgeblich von der Lebensdauer bestimmt. Für Photovoltaikmodule bedeutet dies, dass sie derzeit einen Zeitraum von mindestens 20 Jahren ohne wesentliche Leistungsverluste überstehen müssen. Während diesem Zeitraum sind sie unterschiedlichen Einflüssen ausgesetzt. Witterungseinflüsse wie z.B. Temperaturwechsel, Feuchtigkeit und Sonneinstrahlung treiben den Alterungsprozess voran. Darüber hinaus kann durch die Anlagenverschaltung ein elektrischer Potentialunterschied zwischen der geerdeten Rahmenstruktur und dem Halbleitermaterial der Module entstehen. Ferner stellt sich aufgrund des Potentialunterschieds ein Stromfluss ein. Durch die Messung dieses sogenannten Leckstroms kann das Degradationsverhalten unterschiedlicher Dünnschichtphotovoltaikmodule charakterisiert werden. Um neue Entwicklungen von Modultechnologien auf ihre Degradationsanfälligkeit untersuchen zu können, werden beschleunigte Alterungstests in Klimakammern durchgeführt. Dieser Artikel gibt einen kurzen Einblick in die Alterungsproblematik vom CIGS-Dünnschichtphotovoltaikmodulen.

Abstract: The commercial operating of PV power plants is determined by the lifetime of the PV modules. So PV modules has to withstand the environmental conditions over a period of 20 years without significant power losses. The environmental conditions are reasons for the aging process. But also potential differences between module connectors and ground are driving forward chemical processes. This potential leads to a current which enables the characterization of the degradation process. Accelerated aging tests are used to check out the degradation susceptibility. This work will give a short overview to the problematic of accelerated aging regarding CIGS thin film solar modules.

Schlüsselwörter: Dünnschichtphotovoltaikmodule, Kupferindiumdiselenid (CIGS), PID, Degradation, Alterung

1. Einleitung

Photovoltaikmodule (PV-Module) können aus zahlreichen Materialien hergestellt werden. Den größten Marktanteil nehmen PV-Module aus kristallinen Siliziumsolarzellen (cSi) ein. Dazu werden aus gezogenen bzw. gegossenen Siliziumblöcken einzelne 180 bis 220 μm starke Wafer gesägt¹. In mehreren Reinigungs-, Dotier- und Beschichtungsverfahren werden aus den Wafern Solarzellen hergestellt [9]. Die Solarzellen- und Modulproduktion ist durch eine hohe Anzahl von Prozessschritten gekennzeichnet. Dünnschichtphotovoltaikmodule werden dagegen vollflächig auf einem Trägersubstrat abgeschieden. Durch mehrschichtige Abscheide- und Strukturierungsprozesse wird ein pn-Übergang erzeugt und die strukturierten Solarzellen mit einander verbunden. Die Produktion von Dünnschichtphotovoltaikmodulen zeichnet sich somit durch eine hohe Fertigungstiefe aus. Weiterhin zeichnen sich die verwendeten Materialien durch einen hohen Absorptionskoeffizienten aus. Dieser ermöglicht geringe Schichtdicken des Absorbers von wenigen μm . Die hohe Fertigungstiefe, die geringen Schichtdicken und die geringen Prozesstemperaturen bei der Herstellung von Dünnschichtphotovoltaikmodulen versprechen daher langfristig einen Kostenvorteil gegenüber cSi PV-Modulen. Nachteilig wirkt sich dabei jedoch ein geringerer Wirkungsgrad im Vergleich zu cSi aus. In den letzten Jahren haben sich neben der kristallinen Modultechnologie Dünnschichtphotovoltaikmodule auf der Basis von mikrokristallinem Silizium (μSi), Cadmiumtellurid (CdTe) und Kupferindiumdiselenid (CIGS) am Markt etabliert. [6]

1.1. Potentialunterschiede

Aufgrund der unterschiedlichen Materialien und Herstellungsverfahren wird auf unterschiedliche Weise der pn-Übergang realisiert. Trotz dieser unterschiedlichen im Modul ablaufenden Prozesse kann bei allen Modultechnologien eine sogenannte Potentialinduzierte Degradation (PID) auftreten. Es wird vermutet, dass der im realen Anlagenbetrieb auftretende Potentialunterschied zwischen Modulanschlüssen und der geerdeten Rahmenstruktur eine entscheidende Rolle spielt [7, 8]. In Abb. 1 sind drei mögliche Erdungskonzepte dargestellt. Im einfachsten Fall werden die Modulstränge direkt

¹Bei diesem Prozess handelt es sich im eigentlichen Sinn um ein Trennläppverfahren.

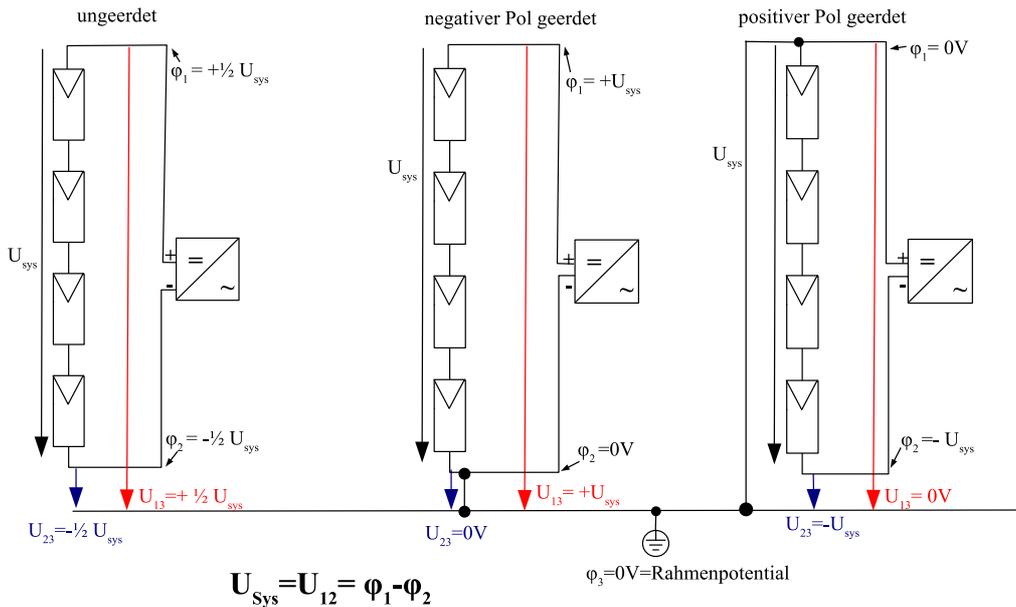


Abb. 1: Typische Anlagenpotentiale in Abhängigkeit des Erdungskonzepts.

an den Wechselrichter angeschlossen und keine Erdungsmaßnahmen vorgenommen. Der Potentialunterschied welcher von den Generatorpolen gegen Erde gemessen werden kann entspricht dabei der halben Strang- bzw. Systemspannung. Erfolgt eine Erdung am negativen Generatorpol, stellt sich am positiven Generatorpol eine positive Spannung in Höhe der gesamten Systemspannung ein. Im Fall der Erdung des positiven Generatorpols kann am negativen Pol die negative Systemspannung als Potentialunterschied zum Modulrahmen nachgewiesen werden. Der maximale Potentialunterschied entsteht dabei immer am letzten Modul (ausgehend von der Erdung) eines Strangs. Der auftretende Potentialunterschied ruft einen Leckstrom (I) hervor und ermöglicht die Ermittlung der geflossenen Ladungsmenge (Q):

$$Q = \int_{t_0}^t I \cdot dt \quad (1)$$

Die Erdung eines Generatorpols setzt eine galvanische Trennung zwischen DC- und AC-Seite des Wechselrichters voraus. Das ist nur bei Wechselrichtern mit Transformator der Fall, sodass im Falle einer notwendigen Erdung kein trafoloser Wechselrichter eingesetzt werden kann. Trafolose Wechselrichter erreichen höhere Wirkungsgrade im Vergleich zu Wechselrichtern mit Transformator. Erstere werden folglich immer häufiger in Photovoltaikanlagen eingesetzt. Eine einfache Beeinflussung des Potentials kann dabei nur Wechselrichter intern erfolgen, was häufig nur durch Wirkungsgradeinbußen realisiert werden kann.

1.2. Potential Induzierte Degradation

PID kann bei nahezu allen Modultechnologien beobachtet werden. Photovoltaikmodule aus kristallinen Solarzellen zeigen in Folge der auftretenden Anlagenpotentiale eine teilweise reversible Verschlechterung der Nennleistung. Die Schädigung wirkt sich dabei im wesentlichen in einer Verringerung des Parallelwiderstandes aus. Dieser Effekt wird zum einen durch eine Polarisation der Zelloberfläche erklärt. Durch die Polarisation der Zelloberfläche entsteht ein elektrisches Feld, welches der Raumladungszone entgegen wirkt und zu einer vermehrten Rekombination von Ladungsträgern führt. Zum anderen existiert aber auch die Theorie des Stapelfehlers, wobei Natrium in der Zelle angereichert wird und ebenfalls zu einer Verringerung des Füllfaktors führt [5].

Bei Silizium Dünnschichtsolarzellen wurde der Effekt erstmals von Mon et. al. [4] und bei Dünnschichtphotovoltaikmodulen von Fagnan et. al. [1] beschrieben. Die genauen Ursachen bzw. Abläufe im Modul sind bis heute nicht vollständig verstanden. Am wahrscheinlichsten ist aber die Theorie, dass Natriumionen (Na^+) aus dem Deckglas in den transparenten leitfähigen Frontkontakt (TCO-Schicht) diffundieren und dort in mehreren Reaktionen insbesondere mit Wasser reagieren und zu einer irreversiblen Schädigung dieser Schicht führen. Dieses Schadensbild wird daher als TCO-Korrosion bezeichnet.

CIGS-Dünnschichtphotovoltaikmodule zeigen ebenfalls eine Leistungsdegradation, wenn ein Potential zwischen Modulanschlüssen und Modulrahmen angelegt wird. Die dadurch hervorgerufene Degradation wird als PID bezeichnet, unterscheidet sich jedoch von cSi PV-Modulen. Die Degradationsmechanismen sind nicht vollständig bekannt. Es wird jedoch davon ausgegangen, dass hier ebenfalls Natrium eine zentrale Rolle spielt. Natrium aus dem Deckglas wandert vermutlich in die CdS-CIGS-Grenzfläche und führt zu einer erhöhten Rekombination [2]. Im Fall von CIGS wurde dieser Effekt jedoch bisher nur in Klimakammertests nachgewiesen.

Alle drei Degradationserscheinungen werden durch eine hohes Anlagenpotential beschleunigt. Es wird daher vermutet, dass die durch dieses Potential hervorgerufenen Leckströme als Indikator für das Fortschreiten der Degradation dienen können. Der Leckstrom kann über unterschiedliche Pfade im Modul fließen. Beispielhaft sind die wesentlichen Leckstrompfade für ein gerahmtes CIGS-Dünnschichtphotovoltaikmodul in Abb. 2 dargestellt. Der Strom I_1 fließt dabei vom Halbleitermaterial durch die Verkapselungsfolie und das Frontglas. Bei Feuchtigkeit auf der Moduloberfläche dominiert dieser Strompfad. In Klimakammertests wird häufig das Frontglas vollflächig über eine Aluminiumfolie kontaktiert, was einer feuchten Moduloberfläche entspricht. Der Strom I_2 fließt von der Halbleiterschicht durch das Verkapselungsmaterial direkt zum Modulrahmen. Wird die Modulkante zusätzlich versiegelt bzw. wenn ein Dichtungsband zwischen Modulrahmen und Glas montiert wird, muss der Strom diesen Widerstand ebenfalls überwinden. I_3 fließt über die Grenzfläche von Glas und Verkapselungsmaterial und muss ggf. ebenfalls die Kantenversiegelung überwinden. Der Strom I_4 hingegen fließt direkt vom Halbleitermaterial bzw. dem Molybdän Rückkontakt durch das Rückglas zum Modulrahmen. Dieser Leckstrom ist daher unabhängig vom Verkapselungsmaterial. Insbesondere am Morgen, bei niedrigen Temperaturen, hoher Luftfeuchtigkeit und steigender Sonneneinstrahlung, wird dieser Leckstrompfad dominierend. Durch die Sonneneinstrahlung verdunstet der Tau auf der Modulvorderseite, wohingegen die Rückseite noch weitestgehend mit Wasser bedeckt ist. In Klimakammertests mit vollflächiger Kontaktierung des Modulfrontglases tritt dieser Leckstrom nur untergeordnet in Erscheinung. Analog dazu verhalten sich die Leckströme bei μ Si Dünnschichtphotovoltaikmodulen. Da der Frontkontakt (TCO) direkt auf dem Frontglas abgeschieden wird, muss dabei beachtet werden, dass hier I_1 direkt durch das Frontglas fließt und I_2 zunächst das Verkapselungsmaterial durchdringen muss. Auch wenn die Kontaktierung vollflächig auf dem Frontglas erfolgt, wird dennoch immer nur die Summe aller Leckströme erfasst. Die Dominanz eines einzelnen Strompfades hängt dabei immer von entsprechenden Kontaktierungsvarianten und den Umgebungsbedingungen ab. Unter Berücksichtigung dieser Verhältnisse kann ein Modell zur Übertragung von Klimakammertests auf den realen Anlagenbetrieb entwickelt werden.

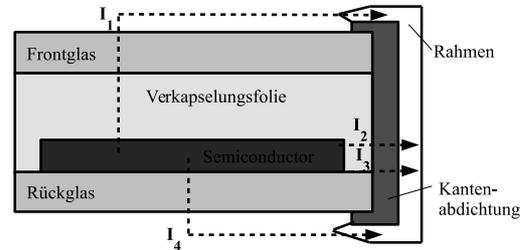


Abb. 2: Hauptleckstrompfade am Beispiel eines CIGS-Dünnschichtphotovoltaikmoduls nach [3]

2. Versuchsaufbau

In sogenannten Bias Damp Heat Tests (BDH) werden Photovoltaikmodule einer Temperatur von 85°C und einer relativen Luftfeuchtigkeit von 85 Prozent ausgesetzt. Weiterhin wird eine Spannung zwischen den kurzgeschlossenen Modulanschlüssen und dem Modulrahmen bzw. dem Frontglas angelegt.

2.1. Klimakammertests

Bei den hier untersuchten CIGS-Dünnschichtphotovoltaikmodulen wurden dabei die Varianten -500V , -1000V und $+1000\text{V}$ untersucht. Während der 500 Stunden dauernden Tests wurden die Leckströme kontinuierlich aufgezeichnet. Dabei wurden Module mit zwei unterschiedlichen Verkapselungsfolien getestet. Ziel war es, den Einfluss der unterschiedlichen Folien, bei unterschiedlichen Potentialen, auf den Leckstrom und die auftretende Degradation zu untersuchen.

In einem ersten Klimakammertest wurden die Module ohne Unterbrechung getestet. Leistungsmessungen und Elektrolumineszenzaufnahmen erfolgten lediglich vor und nach dem 500 Stundentest. In einem zweiten Versuch wurde der Klimakammertest täglich für Leistungsmessungen unterbrochen, Elektrolumineszenzaufnahmen erfolgten in einem wöchentlichen Rhythmus. Der zweite Klimakammertest diente der Verifikation der Ergebnisse aus dem ersten Test. Ferner sollte das zeitabhängige Degradationsverhalten analysiert werden. Beide Tests wurden ausschließlich mit negativem Potential bei 500V und 1000V durchgeführt.

In einem dritten Klimakammertest wurden die bereits degradierten Module und undegradierten Module mit $+1000\text{V}$ belastet. Das Ziel war dabei zum einen den Einfluss von positivem Potential auf undegradierte Module zu untersuchen sowie die Möglichkeit der Regeneration der degradierten Module durch eine umgekehrte Polarität zu untersuchen. Die Testdauer betrug in diesem Fall 450 Stunden. In einem 90 Stunden dauernden Intervall wurden die Tests unterbrochen und Leistungsmessungen durchgeführt.

2.2. Freifeldtest

Seit einem Jahr werden 12 CIGS-Dünnschichtphotovoltaikmodule auf dem Außentestgelände der FH Nordhausen hinsichtlich des PID-Verhaltens untersucht. Dabei werden zwei Spannungsniveaus (-500V und -1000V) bei vier unterschiedlichen Verkapselungsfolien betrachtet. Abweichend von den Klimakammertests werden diese Module im MPP betrieben. Die Kontaktierung erfolgt ausschließlich über den Modulrahmen. Die Leckströme werden ebenfalls kontinuierlich aufgezeichnet. Weiterhin erfolgt die Messung der Modultemperatur an jeweils einem Referenzmodul (ohne Spannung) und die Aufzeichnung von Umgebungstemperatur und Luftfeuchtigkeit über eine naheliegende Wetterstation. Zur Simulation des realen Anlagenbetriebs wird die Spannungsversorgung durch eine Tag-Nacht-Erkennung nur bei Sonnenschein eingeschaltet. Monatliche Leistungsmessungen zeigen bisher keine signifikanten Leistungsverluste.

In Abb. 3 ist der typische Verlauf der Leckströme an einem Tag im März dargestellt. Die Witterung entspricht dabei einem kühlen und feuchten Tag. Bei Sonnenaufgang wird die Spannung zu geschaltet, gekennzeichnet durch den typischen Einschaltpeak (unten). Dieser Peak sinkt relativ schnell ab. Bis ungefähr 08:45 Uhr ist das Modul betaut, gekennzeichnet durch einen relativ konstanten aber erhöhten Leckstrom. Im Anschluss daran setzt bis 11:00 Uhr regen ein. Dabei steigt der Leckstrom kontinuierlich bis zum Ende des Regenereignisses und einsetzender Trockung an. Nach dem Regenereignis sinken die Leckströme ab. Aus den dargestellten Verläufen wird ersichtlich, dass bei vorliegender Betauung bzw. Benässung des Moduls die Höhe des Leckstroms von der verwendeten Verkapselungsfolie beeinflusst wird. Dabei ist das Verhältnis der Leckströme bei -1000V und -500V ungleich zwei. D.h. eine Halbierung der Systemspannung führt nicht zwangsläufig zu einer Halbierung des Leckstroms.

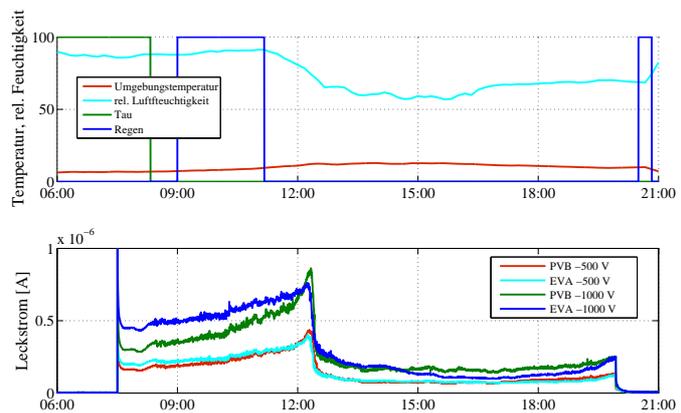


Abb. 3: Typische Leckströme bei kühler und feuchter Witterung

Zur Korrelation der Freifeldwerte mit Ergebnissen der Klimakammertests ist die Analyse der Leckstrompfade entscheidend. Befindet sich keine Nässe auf dem Modul dominiert der Leckstrompfad I_4 . Setzt Betauung oder Regen ein erhöht sich die Leitfähigkeit auf dem Frontgals und der Leckstrom I_1 nimmt zu. Da dieser durch die Verkapselung fließt, wird der Einfluss der Folie deutlich. Aufgrund der ständig wechselnden Umgebungsbedingungen während des Tages ist das Modul nicht konstant feucht oder trocken. Weiterhin ist ein stetiger Temperaturwechsel zu beobachten. Folglich weisen die Leckströme im Freifeld ein sehr dynamisches Verhalten auf. Bei Klimakammertests herrschen typischerweise konstante Bedingungen. Die Leckströme weisen daher ein eher statisches Verhalten auf. Dieser Unterschied verdeutlicht daher, dass die Übertragbarkeit von Klimakammertests auf den realen Anlagenbetrieb einer grundlegenden Analyse bedarf.

3. Ergebnisse

3.1. Degradationsrate

Die auftretenden Leckströme weisen in Abhängigkeit der verwendeten Verkapselungsfolie und aufgrund einer hohen Exemplarstreuung unterschiedliche Beträge auf. Folglich werden unterschiedliche Ladungsmengen ermittelt. Da auch die Leistungsdegradation der einzelnen Klimakammertests unterschiedlich ausgeprägt sind, wird an dieser Stelle die Degradationsrate Q_R betrachtet. Diese ergibt sich aus dem Quotienten des Leistungsverlusts und der übertragenen Ladungsmenge.

$$Q_R = \frac{\Delta P}{Q} \quad (2)$$

Abb. 4 zeigt die Degradationsraten des zweiten Klimakammertests. Es zeigt sich sehr deutlich, dass zu Beginn des Tests eine sehr hohe Degradationsrate zu beobachten ist. Diese nimmt mit zunehmender Testdauer ab und stabilisiert sich zum Ende des Tests. Die Degradationsrate variiert in Abhängigkeit der verwendeten Verkapselungsfolie und der Höhe des angelegten Potentials. Die Fluktuationen zu Beginn der Tests sind darauf zurückzuführen, dass zu Beginn der Tests noch keine merkliche Degradation zu beobachten ist, aufgrund von Modultoleranzen aber eine von der Nennleistung abweichende Leistung gemessen werden kann. Diese treten jedoch nur temporär und im Bereich der Messunsicherheit auf. Allgemein kann festgestellt werden, dass bei höheren Potentials die Degradationsrate schneller stabilisiert wird und konstante Werte annimmt. Folglich hängen die Ergebnisse von beschleunigten Alterungstests in Klimakammern stark von der Testdauer ab.

Die übertragenen Ladungsmengen und die stabilisierten Degradationsraten der Klimakammertests sind in Tab. 1 aufgeführt. Es zeigt sich, dass alle Degradationsraten negativ sind. D.h. alle Module nach dem Klimakammertest eine Verschlechterung der Leistung aufweisen.

In Tab. 2 sind dagegen die Degradationsraten und die übertragenen Ladungsmengen nach dem Klimakammertest mit positivem Potential aufgeführt. Dabei zeigen die unbelasteten Module (Neu) ebenfalls eine negative Degradationsrate, dh. einen Leistungsverlust. Die Degradationsrate ist dabei deutlich geringer im Vergleich zu den Tests mit negativem Potential. Dagegen weisen die vorgeschädigten Module teilweise eine deutliche Leistungssteigerung auf, d.h. positive Degradationsraten.

3.2. Reproduzierbarkeit

Die Ergebnisse der beiden Klimakammertests mit negativem Potential weisen nur eine qualitative Reproduzierbarkeit bei den rahmenkontaktierten Modulen mit PVB Folie bei -500V auf. Die Leckströme beim zweiten Test waren deutlich geringer, was geringere übertragene Ladungsmengen zur Folge hatte. Bei den vollkontaktierten Modulen mit PVB Folie hingegen, treten deutlich höhere Ströme auf. Die Ursache dafür liegt vermutlich in einer ungenügenden Kontaktierung des Frontglases im ersten Test. Bei den Modulen mit EVA Folie treten beim zweiten Test deutlich geringere Ströme auf. Die Degradationsrate hingegen ist zumindest bei -1000V vergleichbar. Dieser Sachverhalt deutet daraufhin, dass die Testdauer bis zu einer bestimmten Degradation bei baugleichen Modulen einer starken Exemplarstreuung unterliegt.

3.3. Folienabhängigkeit

Die größten Unterschiede in den Testergebnissen treten aufgrund der unterschiedlichen Verkapselungsfolien auf. Die Module mit PVB Folie zeigen eine deutlich höhere übertragene Ladungsmenge und höhere Leistungsverluste im Vergleich zu den Modulen mit EVA Folie. Dennoch zeigt sich für die EVA Folie in der zweiten Testreihe eine deutlich höhere Degradationsrate im Vergleich zu den PVB Modulen, was auf die höheren Leckströme der Module mit PVB Folie zurückzuführen ist.

Die deutlich höheren übertragenen Ladungsmengen der Module PVB Folie zeigen, dass die Höhe des Leckstroms stark von der Verkapselungsfolie beeinflusst wird. Folglich ist nicht Leckstrompfad I_4 der dominierende. Der Strom geht bei Rahmenkontakt vielmehr den Weg I_3 bzw. I_2 . Das heißt, entweder durch die Verkapselungsfolie am Modulrand in den Modulrahmen oder entlang der Grenzfläche von Folie und Glas. Letzteres könnte dabei von der Vernetzung bzw. Haftung von Folie und Glas beeinflusst werden.

Weiterhin zeigen die Verläufe der Leckströme deutliche Unterschiede in Abhängigkeit der verwendeten Folie.

Die Leckströme der Module mit PVB Folie sind durch eine starke Dynamik gekennzeichnet. Zu Beginn des Tests steigen sie stark an und fallen nach einigen Stunden auf ein relativ stabiles Niveau. Die Leckströme der Module mit EVA Folie hingegen zeigen von Beginn an konstante Werte. Weiterhin ist die Höhe der Leckströme relativ unabhängig von der Kontaktierungsart, was auf eine Dominanz von I_1 hindeutet.

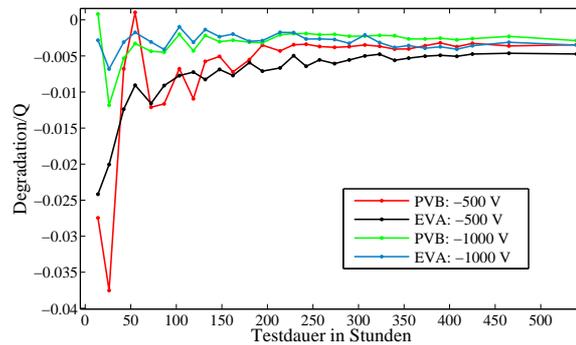


Abb. 4: Degradationsraten nach 500 Stunden mit -1000V bzw. -500V

Tab. 1: Übertragene Ladungsmengen und stabilisierte Degradationsraten für Rahmenkontaktierte (oben) und vollkontaktierte (unten) Module nach 500 Stunden Klimakammertest mit negativem Potential

Folientyp (Rahmenkontakt)	Testreihe 1		Testreihe 2	
	C/m^2	Deg/Q	C/m^2	Deg/Q
PVB -500V	56,2	-0,0038	38,5	-0,0035
PVB -1000V	267,4	-0,0010	84,9	-0,0028
EVA -500V	29,7	-0,0002	43,8	-0,0047
EVA -1000V	299,2	-0,0019	84,1	-0,0035

Folientyp (vollkontakt)	Testreihe 1		Testreihe 2	
	C/m^2	Deg/Q	C/m^2	Deg/Q
PVB -500V	143,2	-0,0023	1131	-0,0009
PVB -1000V	683,8	-0,0008	3024	-0,0003
EVA -500V	59,2	-0,0011	39,2	-0,0026
EVA -1000V	245,5	-0,0020	88,9	-0,0021

Tab. 2: Übertragene Ladungsmengen und stabilisierte Degradationsraten für Rahmenkontaktierte und vollkontaktierte Module nach 500 Stunden Klimakammertest mit positivem Potential (+1000V)

Folientyp (Rahmenkontakt)	degradiert		Neu	
	C/m^2	Deg/Q	C/m^2	Deg/Q
PVB (voll)	295,9	-0,00015	169,7	-0,00017
PVB (Rahmen)	204,4	+0,00094	108,3	-0,00047
EVA (voll)	142,3	+0,00059	62,1	-0,00093
EVA (Rahmen)	130,1	+0,00093	100,3	-0,00067

Die höhere übertragene Ladungsmenge der Module mit PVB Folie ist auch bei einer Belastung mit positivem Potential zu beobachten. Dabei fällt jedoch auf, dass die Leckströme der vorbelasteten Module deutlich höher sind im Vergleich zu den unbelasteten, neuen Modulen. Der Unterschied nimmt jedoch mit zunehmender Testdauer ab.

Ist die Degradation noch in einem frühen Stadium und noch nicht all zu stark ausgeprägt, kann diese durch ein positives Potential teilweise regeneriert werden. Insbesondere der Kurzschlussstrom kann dabei wieder die Ausgangswerte annehmen, aber auch die Leerlaufspannung wird durch anlegen einer positiven Spannung deutlich angehoben.[3]

3.4. Klimaabhängigkeit

Unter Freifeldbedingungen variieren die Ströme stark in Abhängigkeit der Umgebungsbedingungen. Lediglich wenn das Modul durch Regen oder Tau feucht ist treten Leckströme auf, wie sie in Klimakammertests reproduziert werden können. In diesem Fall erhöht sich die Leitfähigkeit des Frontglases, der Strom I_1 dominiert. Diese Situation entspricht dem Vollkontakt in der Klimakammer. In diesem Fall sind die Leckströme stark Temperaturabhängig und verhalten sich nach dem Arrhenius Gesetz. Sind die Module trocken, treten Leckströme auf die nicht in einem gängigen Klimakammertest reproduziert werden können. Auch bei Rahmenkontaktierung liegt eine erhöhte Oberflächenleitfähigkeit des Frontglases in der Klimakammer vor. Da in der Klimakammer hauptsächlich der Strom I_1 in Erscheinung tritt, können daraus keine direkten Ableitungen auf Freifeldbedingungen erfolgen.

4. Zusammenfassung

Die Degradation von CIGS-Dünnschichtphotovoltaikmodulen ist abhängig von der Art der Kontaktierung, der angelegten Spannung und nicht zu Letzt von den verwendeten Materialien des Moduls. Die Degradation verläuft näherungsweise linear. Nichtsdestotrotz ist eine Korrelation von Klimakammertests mit dem realen Anlagenbetrieb nicht ohne Weiteres möglich. Klimakammertests werden üblicherweise mit einer Luftfeuchtigkeit von 85 Prozent und einer Temperatur von 85°C durchgeführt. Weiterhin ist die vollflächige Kontaktierung über das Frontglas Stand der Technik und findet auch in der Wissenschaft vorrangig Anwendung. Dadurch kann zwar sehr schnell eine PID Schädigung hervorgerufen werden, jedoch über einen Strompfad welcher im Freifeld nicht ausschließlich im Vordergrund steht. Auch wenn die Degradation nahezu linear verläuft, zeigen auch die Klimakammerergebnisse das hier eine starke Exemplarstreuung auftritt. Dadurch entsteht das Problem, dass Module gleicher Bauart durchaus abweichende Degradationsgeschwindigkeiten aufweisen können. Wird der Leistungsverlust im Freifeld bestimmt, ergibt sich daraus nicht zwangsläufig die Möglichkeit einer Approximation auf 20 Jahre. Insbesondere auch deshalb, da eben hier auch andere Strompfade im Vergleich zu Klimakammertests in Erscheinung treten. Folglich ist die genaue Kenntnis der Wirkung der einzelnen Strompfade sowie die Veränderlichkeit der Umgebungsbedingungen auf den Degradationsfortschritt genauer zu untersuchen. Auch eine Verringerung der Temperatur während der Klimakammertests wie sie in der IEC 62804 diskutiert werden führt nicht zu einer einfacheren Übertragbarkeit der Ergebnisse. Das Grundproblem der Fokussierung auf den frontseitigen Leckstrompfad I_1 bleibt bestehen. Folglich liefern Klimakammertests bis auf weiteres nur die Erkenntnis, dass PID auftreten kann. Die Frage ob es im realen Anlagenbetrieb wirklich auftritt bleibt daher vorerst weiter offen.

5. Danksagung

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

Literatur

- [1] FAGNAN, Donald A. ; D' AIELLO, R.V. ; MORGAN, John: SOLAREX/PHILADELPHIA ELECTRIC AMORPHOUS SILICON PV TEST SITE. In: *The conference record of the Nineteenth IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 1987
- [2] FJÄLLSTRÖM, V. ; SALOMÈ, P. M. P. ; HULTQUIST, A. ; EDOFF, M. ; JARMAR, T. ; AITKEN, B. G. ; ZHANG, K. ; FULLER, K. ; KOSIK WILLIAMS, C.: Potential-Induced Degradation of CuIn_{1-x}GaxSe₂ Thin Film Solar Cells. In: *IEEE Journal of Photovoltaics* 3 (2013), Nr. 3, S. 1090–1094
- [3] MANZ, P. ; WESSELAK, V. ; VOSWINCKEL, S. ; FOKUHL, E. ; TRAUTMANN, B. ; SCHMIDT, C.: LEAKAGE CURRENT PATHWAYS AND MAGNITUDES TO PID OF CIGS THIN FILM MODULES. In: *Proceedings of the 29th European Solar Energy Conference and Exhibition*, 2014

- [4] MON, Gordon R. ; OREHOTSKY, John ; ROSS, Ronald G. j. ; WHITLA, Guy: Predicting Electrochemical Breakdown In Terrestrial Photovoltaic Modules. In: *The conference record of the Seventeenth IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 1984
- [5] NAUMANN, V. ; HAGENDORF, C. ; GROSSER, S. ; WERNER, M. ; BAGDAHN, J.: Micro Structural Root Cause Analysis of Potential Induced Degradation in c-Si Solar Cells. In: *Energy Procedia* 27 (2012), S. 1–6
- [6] VOSWINCKEL, S.: Gegenwart und Zukunft von Dünnschichtphotovoltaikmodulen. In: *XIX Energie-Symposium*, 2012
- [7] VOSWINCKEL, S. ; MANZ, P. ; SCHMIDT, C. ; WESSELAK, V.: Investigation of leakage currents depending on the mounting situation in accordance to amorphous silicon modules. In: *Energy Procedia*, 2013
- [8] VOSWINCKEL, S. ; MANZ, P. ; SCHMIDT, C. ; WESSELAK, V. ; FOKUHL, E. ; TRAUTMANN, B.: ANALYSIS OF LEAKAGE CURRENTS IN ACCORDANCE TO THE MOUNTING SITUATION OF AMORPHOUS SILICON SOLAR MODULES UNDER OUTDOOR CLIMATE CONDITIONS. In: *Proceedings of the 28th European Solar Energy Conference and Exhibition*, 2013
- [9] WESSELAK, V. ; VOSWINCKEL, S.: *Photovoltaik - Wie Sonne zu Strom wird*. Springer, 2012

H₂BER-Projekt

Schaufenster der Energiewende

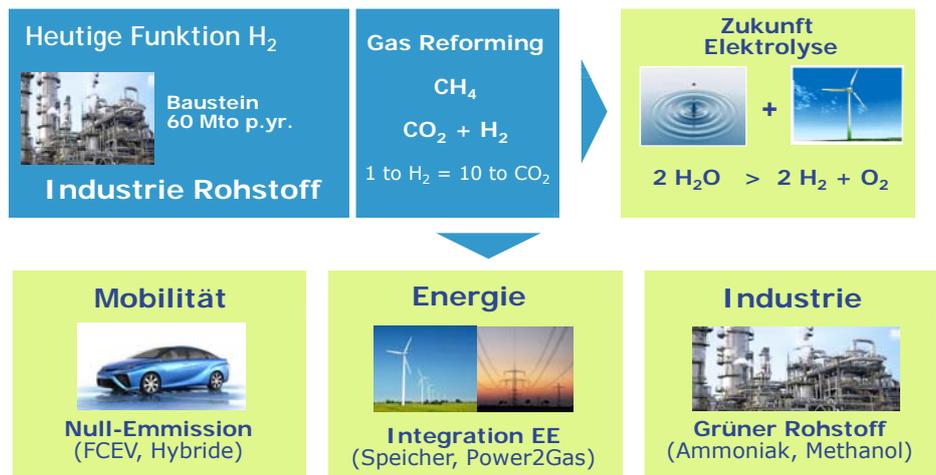


REGWA Symposium
FH Stralsund, 6. - 8. November 2014

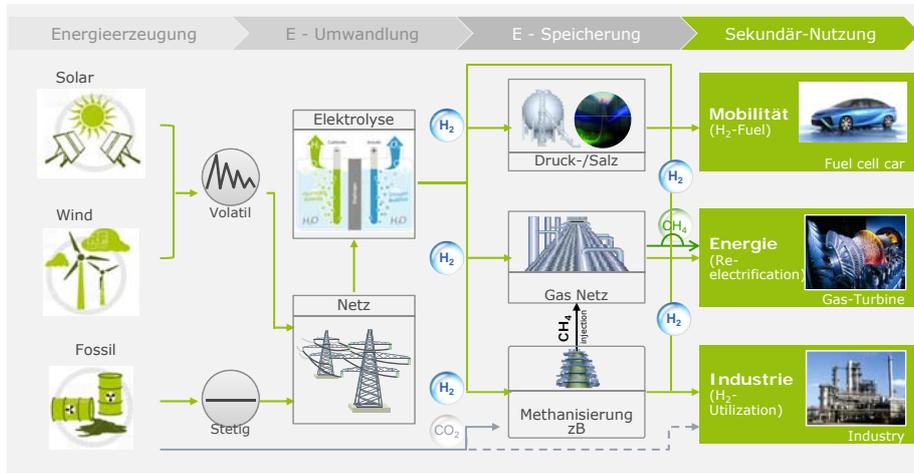
Hydrogen,
a new energy
for our planet



Wasserstoff als zukünftiger Energievektor Wandlung von chemischer in elektrische Energie



Integration und Speicherung erneuerbarer Energie Masterplan für eine neue Energiewelt



Leuchtturmprojekt H₂BER – Multienergies tankstelle Schaufenster für die Energiewende





- Tankstellen-Infrastruktur
- Betrieb der Tankstelle



- Innovative Kompressionstechnologie
- Konventionelle Druckspeicheranlagen
- Betankungstechnik
- Trailerabfüllstation



- Innovatives Blockheizkraftwerk
- Betrieb mit Biogas/Wasserstoff
- Wärmeversorgung Tankstelle
- Rückverstromung Wasserstoff



- Hochdruckelektrolyse 0.5 MW
- Metall-Hydrid Wasserstoffspeicher
- Steuerung der Gesamtanlage

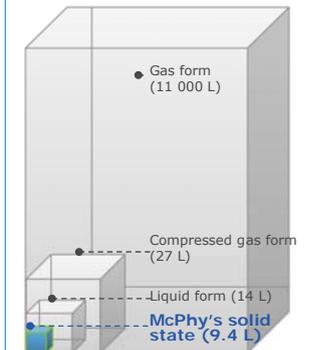
Erzeugung von Wasserstoff aus Wasser und Windenergie:
100 Nm³/h bei 45 bar Ausgangsdruck



Speicherung von Wasserstoff in Feststoffen (Metall-Hydrid):

100 kg – drucklos - reversibel

⇒ **Volumetrische Speicherdichte**
1 kg H₂ (in Liter):



Anlagenkapazität:

- 10 kg H₂ pro Stunde = 240 kg/Tag
- Entspricht Betankung von 50 FC-PKW
- Entspricht 24.000 km Reichweite
- Emissionsfrei

Investitionen:

- 10 Mio € Gesamtinvestition
- 50% Förderung (NIP-Programm)

Zeitlicher Horizont:

- Beginn Planung in 2012
- Beginn Umsetzung in 2013
- Erstbetankung im April 2014 durch Katharina Reiche (MdB)



Europäischer Anbieter von integrierten Wasserstoff-Systemen und –Lösungen für die Industrie, Energiewirtschaft und Brennstoffzellen-Mobilität

H₂-Erzeugung



Alkalische Elektrolyseanlagen

Reife Technologie > Innovation

H₂-Speicherung



Me-Hybrid Feststoffspeicher

Innovative Technologie > Reife

Ein Portfolio innovativer Produkte ...



Kleine und mittlere Industrie-Elektrolyseure

San Miniato



Wasserstoff-anlagen und Gross-Elektrolyseure

Wildau, Brandenburg



Feststoff-Speicher Wasserstoff

La Motte Fanjas

... ausgerichtet auf zwei Kernmärkte



INDUSTRIE



ENERGIE & MOBILITÄT



Stralsund | November 2014

Michael Wenske, Florencio Gamallo

" Yes, my friends, I believe that water will be one day used as fuel, that the hydrogen and the oxygen, which make it, used separately or simultaneously, will provide a source of inexhaustible heat and light and with an intensity the coal could never reach"

Jules Verne, L'Île Mystérieuse - 1874



5 Thesen für eine nachhaltige Energiepolitik

V. Wesselak, J. Fischer, T. Link, T. Schabbach, S. Scholz

Institut für Regenerative Energietechnik (in.RET)

Fachhochschule Nordhausen, Weinberghof 4, 99734 Nordhausen

wesselak@fh-nordhausen.de

Zusammenfassung: Eine nachhaltige Energieversorgung Deutschlands auf Basis Erneuerbarer Energien ist möglich. Eine Schlüsselrolle kommt dabei dem Wärmesektor sowie einer Verknüpfung des Strom- und Mobilitätssektors zu. Aufgrund der damit verbundenen thermodynamischen Entwertung von Energie ist ein direkter Einsatz von elektrischer Energie zur Wärmebereitstellung (power-to-heat) und eine großtechnischen Speicherung mittels Methanisierung (power-to-gas) kritisch zu bewerten.

Summary: A sustainable energy supply for Germany based on renewable energies is clearly possible. A key role is played by the heat sector and a combination of the power and mobility sector. Because of the inevitable thermodynamic devaluation of energy, a direct use of electrical energy for heat supply (power-to-heat) and a large-scale storage by methanation (power-to-gas) is seen critically.

In den vergangenen Jahren haben die erneuerbaren Energien eine stürmische technologische und ökonomische Entwicklung genommen. Dieser Prozess ist in Deutschland durch den beschleunigten Ausstieg aus der Kernenergie in Folge der Reaktorkatastrophen von Fukushima und einem starken Zuwachs der regenerativen Stromerzeugungskapazitäten gekennzeichnet. Regenerative Energien – und hier insbesondere Photovoltaik und Windkraft – decken derzeit bereits ein Viertel des jährlichen Strombedarfs ab. Die Frage der Markteinführung regenerativer Energietechniken ist hier längst der Frage nach einer Marktintegration wachsender PV- und Windstrommengen gewichen. Ganz anders sieht die Entwicklung im Wärme- und Mobilitätsbereich aus. Fehlende Anreizstrukturen und noch ausstehende technologische Richtungsentscheidungen führen zu einer Stagnation auf niedrigem Niveau. Dabei kommt dem Wärmesektor die entscheidende Bedeutung für die Erreichung der Klimaziele zu.

Die erste Phase des Umbaus unseres Energiesystems war durch die breite Förderung unterschiedlicher Konzepte im Strom-, Wärme- und Treibstoffbereich gekennzeichnet. Diese wies im Zuge der technologischen Entwicklung aber auch der politischer Einflussnahme durchaus abrupten Wechsel auf. Beispiele sind die Förderung von biogenen Reinkraftstoffen oder der offshore-Windkraft. In der zweiten Phase muss die Energiepolitik nun dafür sorgen, dass sich die Energiekonzepte durchsetzen, die sowohl kostengünstig als auch umwelt- und klimaverträglich sind. Dies kann über eine entsprechende Ausgestaltung der Marktmechanismen als auch über eine Konzentration der Forschungsförderung geschehen. Die folgenden Thesen versuchen aus der Sicht eines ingenieurtechnischen Effizienzbegriffs die anstehenden energiepolitischen Entscheidungen bezüglich der energetischen Technologieoptionen und ihrer Kosten zu bewerten.

1. Die Gesetze der Thermodynamik gelten auch bei der Energiewende

Unterschiedliche Energieformen weisen unterschiedliche Anteile von Exergie auf. Exergie ist der Anteil der Energie, der ohne Einschränkungen in eine andere Energieform umgewandelt werden

kann. Je höher der Anteil an Exergie ist, desto vielfältiger kann Energie eingesetzt werden. Elektrische und mechanische Energie bestehen vollständig, Kraftstoffe überwiegend aus Exergie. Der Exergieanteil von Wärmeenergie ist abhängig von der Temperatur und liegt beispielsweise bei einem Temperaturniveau von 60°C unter 15 Prozent.

Bei jeder Energiewandlung wird nach dem Zweiten Hauptsatz der Thermodynamik Exergie vernichtet, d.h. die Energie thermodynamisch entwertet. Besonders erheblich sind die Exergieverluste beim Einsatz elektrischer Energie zur Direktheizung (bei „Power-to-heat“ rund 85 Prozent) oder bei der Speicherung über komplexe Umwandlungsprozesse (bei „Power-to-Gas“ mehr als 60 Prozent). Vereinfacht gesagt wurde im ersten Fall ein wertvoller Energieträger unter seinen Möglichkeiten eingesetzt und im zweiten Fall aus drei Einheiten elektrischer Energie etwas mehr als eine gemacht.

Der Einsatz und die Speicherung von Energie müssen also exergieeffizient sein. Konkret bedeutet dies, dass dort wo niederexergetische Energie in Form von Raum-, Brauchwasser- oder Prozesswärme benötigt wird, zunächst niederexergetische Energiequellen wie Solarthermie, Geothermie oder Umweltwärme zu nutzen sind. Hochexergetische Energieträger sollten dabei nur ergänzend (Biomasse) oder vermittels einer Wärmepumpe (Elektrische Energie) zur Anwendung kommen.

2. Die Energiewende entscheidet sich im Wärmebereich

Über die Hälfte des deutschen Endenergiebedarfs – und damit einhergehend auch der CO₂-Emissionen – liegt im Wärmebereich. Der Erfolg der Energie- und Klimapolitik in Deutschland wird daher wesentlich von den Fortschritten im Wärmebereich abhängen. Dies betrifft gleichermaßen die Senkung des Raumwärmebedarfs, den effizienten Einsatz von Prozesswärme und den Ausbau erneuerbarer Energien im Wärmebereich.

Die Gebäudesanierung ist dabei nur soweit zu fördern/fordern, wie sie hinsichtlich CO₂-Vermeidung und Wirtschaftlichkeit sinnvoller ist als der Einsatz erneuerbarer Energien. Deren Potenziale – insbesondere die der Solarthermie sowie der Erd- und Umgebungswärme – werden bisher in Deutschland nur unzureichend genutzt.

3. Tarife müssen die ökologische Wahrheit sagen

„Preise müssen die ökologische Wahrheit sagen.“ Diese Forderung von Ernst Ulrich von Weizsäcker gilt einerseits für unterschiedliche Technologien, die auf demselben Markt agieren. Die bisherigen Mechanismen zur Einbeziehung des Klimaschädigungspotenzials durch einen CO₂-Zertifikatehandel haben sich als nicht wirksam erwiesen, so dass eine direkte CO₂-Abgabe erneut diskutiert werden sollte. Andererseits setzt die bisherige Tarifstruktur durch die Aufteilung in Arbeits- und Leistungspreis Anreize zu einer Vergleichmäßigung der Energienachfrage insbesondere bei mittleren und großen Abnehmern. Sie ist daher gut einer grundlastbasierten Erzeugungsstruktur angepasst. In einem überwiegend auf volatilen Energieträgern beruhenden Energiesystem muss die Tarifstruktur neue Anreize schaffen, die Energienachfrage in Zeiten großen Energieangebots zu verschieben.

4. Es gibt genug Flexibilitätsoptionen

Die zukünftige Stromversorgung in Deutschland wird im Wesentlichen durch Windkraft und Photovoltaik bestimmt werden. Die beiden Energieträger weisen eine gute saisonale Passfähigkeit auf, so dass der sich aus dem volatilen Angebot ergebende Speicherhorizont im Tages- bzw. Wochenbereich liegen wird. Darüber hinaus gibt es zahlreiche Flexibilitätsoptionen, die den Speicherbedarf reduzieren können. Ein Teil davon kann durch energieangebotsbezogene Tarife erschlossen werden.

Eine bisher kaum erschlossene Flexibilitätsoption stellt die Verbindung von Verkehrs- und Stromsektor dar. Sie ermöglicht die Mobilisierung großer, dezentraler Speicherkapazitäten. Diese können über einen Zeitraum von bis zu mehreren Tagen eine Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch bewirken. Sie basieren entweder auf einer direkten Speicherung von elektrischer Energie in Batterien oder auf indirekten Speicherverfahren wie der Wasserstofferzeugung oder der Methanisierung. Auch für Speicherverfahren im Verkehrssektor gilt, dass die exergetische Qualität der Energie weitgehend erhalten bleiben sollte.

5. Es ist genug Zeit

Wenngleich das Zeitfenster für einen Umbau unseres Energiesystems beschränkt ist, müssen nicht schon heute alle Fragen einer Energieversorgung des Jahres 2050 geklärt sein. Dies betrifft insbesondere große Infrastrukturinvestitionen in Netze und Speicher. Solange jedoch keine Veränderung des Strommarktdesigns erfolgt ist, wird die Einspeisung erneuerbarer Energien weiterhin einer festgesetzten Einspeisevergütung bedürfen. Dabei sind zukünftig jedoch alle Kosteneffizienzpotenziale auszuschöpfen, d.h. auf eine erhöhte Förderung vergleichsweise teurer Kleinanlagen oder schlechter Standorte ist zu verzichten.

EXPOSURE OF NATURAL ENVIRONMENT ON 50 Hz ELECTRIC AND MAGNETIC FIELDS BY DISTRIBUTED AND CENTRALISED GENERATIONS

M. Zenczak

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

Keywords: overhead power line, electric field, magnetic field, distributed generation

Abstract: Development of distributed generation will have influence on structure of power transmission network and distribution network. Distributed sources have lower power and therefore the lines of lower voltage can be used. It is connected to lower electric field intensity near these lines. If the currents are considered, the situation is not so synonymous, because for lower power and lower voltage the currents may be quite essential. The main aim of paper is estimation of “ballast” of natural environment by electric and magnetic fields 50 Hz by distributed and centralized generations.

1. Introduction

There are possible three scenarios of development of electric power system (EPS):

- extremely centralized EPS, with one big electric power station or generation center,
- extremely distributed EPS with sources of electrical energy directly by consumers,
- mixed structure of EPS with big power stations and distributed generation.

The most probably is the third scenario, because sun and wind are sources of energy for distributed generation. Therefore there is necessity of existence of big electric power stations and existence of high voltage power transmission lines.

Development of distributed generation will have influence on structure of power transmission and distribution networks. Distributed sources have lower power and therefore the lines of lower voltage can be used for sending power from these sources. Therefore electric field intensity is lower by such the lines. If the currents are considered, the situation is not so synonymous, because by the lower power and lower voltage, currents may be quite essential. Methods of estimation of electric field intensity (E) and magnetic field intensity (H) are well known [1, 2]. The main aim of paper is estimation of “ballast” of natural environment by electric and magnetic field 50 Hz caused by distributed and centralized generations.

2. Electric field near power lines

Electric field intensity near power lines is the function of voltage and configuration of line. The higher potential of wires, the bigger charge on wires and the higher electric field intensity. Besides the higher voltage of line the higher distances between wires are required. Therefore electric field intensity is higher, because the effect of “alone phase” is approximated. On the other hand the higher voltage the higher distance of wires to ground is required. It causes, that electric field intensity under wires is lower, but in some distances from line electric field intensity may be higher. From practical point of view the most important value is 1 kV/m, because in the range $E > 1$ kV/m building of houses is prohibited according to polish regulation.

3. Magnetic field near power lines

Magnetic field intensity near power lines is the function of flowing currents and configuration of line. Value of magnetic field intensity changes in big range, because the currents in phase wires

change from no-load current ($I \approx 0$) to current-carrying capacity. In order to compare exposure in electric and magnetic fields, the volumetric energy density of electric (W'_E) and magnetic (W'_H) fields are used and sum of them W :

$$W'_H = \frac{\mu_0 H^2}{2}, W'_E = \frac{\epsilon_0 E^2}{2}, W = W'_E + W'_H \quad (1)$$

The volumetric energy density of electric W'_E and magnetic W'_H fields are expressed in the same units (J/m^3).

4. Fragment of power system with distributed generation

The fragment of power system is presented in fig 1. There are two big sources I and II, which are connected with power subsystem by 220 kV line and many distributed sources connected with power system by 110 kV (for example wind power farms) and other sources connected to 15 kV lines (for example photovoltaic power plants).

The level of exposure of natural environment on 50 Hz electric field is independent of participation of centralized or distributed generation in total production of electrical energy, if the structure of network does not change.

The level of exposure of natural environment on 50 Hz magnetic field depends on present currents in lines, which are the function of participation of centralized or distributed generation in total production of electrical energy.

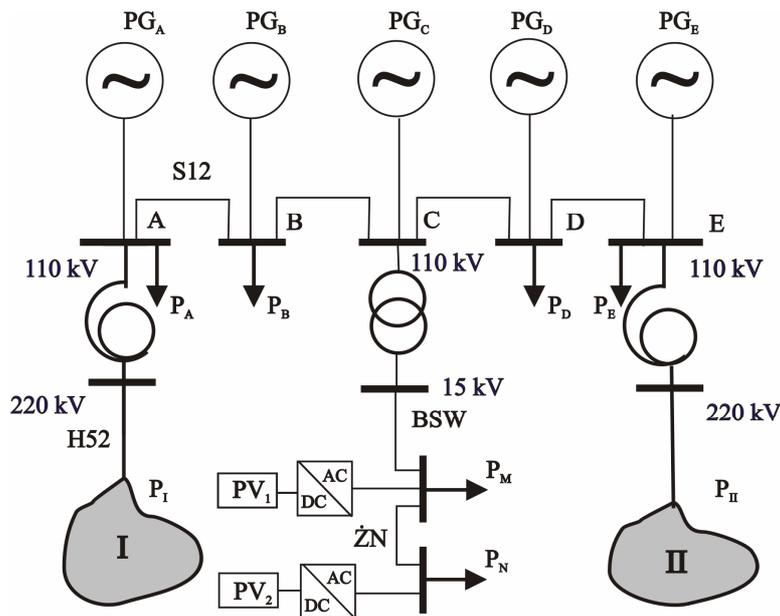


Fig. 1. Fragment of power system with distributed and centralized generation

The comparison of magnetic field intensity is very interesting for the same powers flowing in the line 220 kV and 110 kV. The 220 kV line is on the towers H52, while the 110 kV line on towers S12. Configurations of lines are presented in table 1. Fig 2 presents electric field intensity near 220 kV and 110 kV lines. Fig 3 presents magnetic field intensity near 220 kV line and 110 kV line by the power flow 19,1 MVA. It means, that the current in 110 kV ($I_{110\text{ kV}} = 100\text{ A}$) is higher, than the current in 220 kV line ($I_{220\text{ kV}} = 50\text{ A}$).

Table 1. Configuration of 220 kV (Tower H52) and 110 kV (Tower S12)

Wire	Distance from axis of line [m]	Height over the ground [m]
220 kV		
L1	-7,60	6,70
L2	0,00	6,70
L3	7,60	6,70
Earth W. 1	-5,60	10,80
Earth W. 2	5,60	10,80
110 kV		
L1	-2,60	5,85
L2	3,40	5,85
L3	2,60	9,05
Earth W.	0,5	12,05

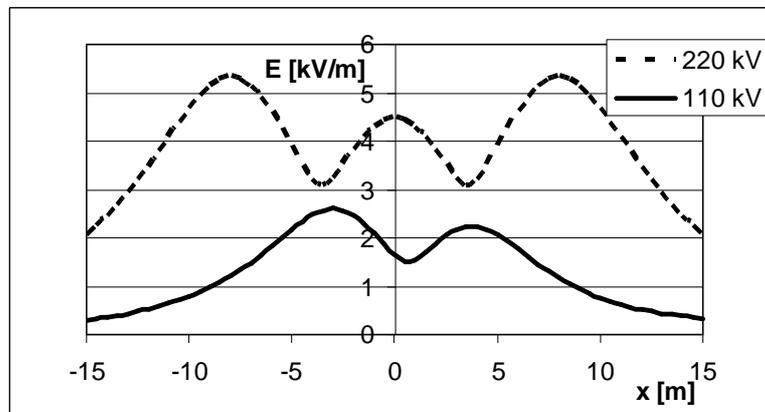


Fig. 2. Electric field intensity near 220 kV and 110 kV power transmission lines

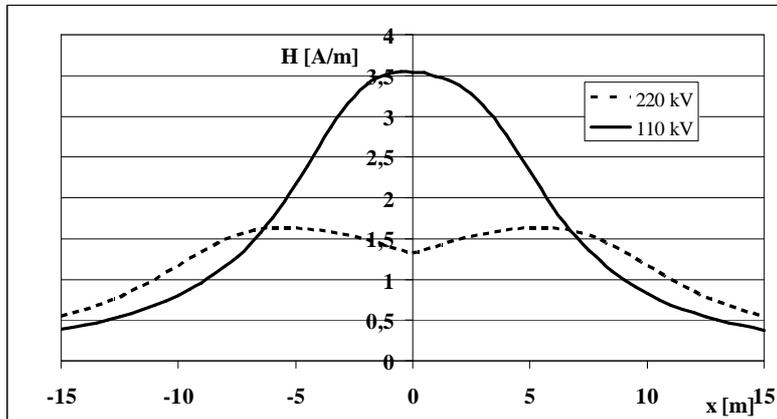


Fig. 3. Magnetic field intensity near 220 kV and 110 kV power transmission lines for power flow 19,1 MVA

Fig. 3 shows, that in some range under line magnetic field intensity is higher for 110 kV line, because the current is two times higher. But in some distance from line magnetic field intensity is higher for 220 kV line, because the distances between phase wires are bigger for 220 kV line (effect of “alone phase” is approximated).

The same was done for the line 110 kV and 15 kV on towers ŽN and BSW. Configurations of 15 kV lines are presented in table 2. Fig. 4 presents electric field intensity near 110 kV and 15 kV

lines. Fig 5 presents magnetic field intensity near 110 kV line and 15 kV lines by the power flow 5,2 MVA ($I_{15\text{ kV}} = 200\text{ A}$, $I_{110\text{ kV}} = 27,3\text{ A}$).

Table 2. Configuration of 15 kV lines on towers ŽN and BSW

Wire	Distance from axis of line [m]	Height over the ground [m]
ŽN		
L1	-1,0	5,6
L2	0,00	7,1
L3	1,0	5,6
BSW		
L1	-1,85	5,6
L2	0	5,6
L3	1,85	5,6

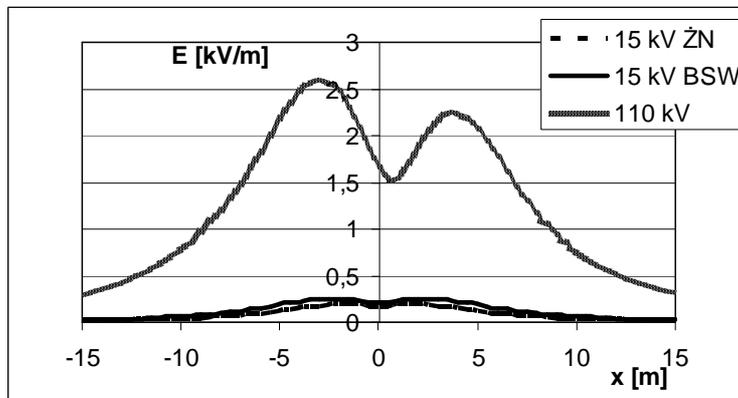


Fig. 4. Electric field intensity near 15 kV lines and 110 kV line

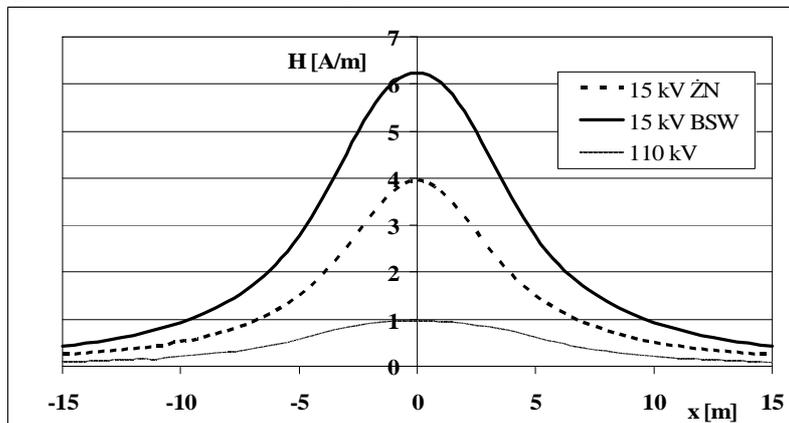


Fig. 5. Magnetic field intensity near 15 kV lines and 110 kV line for the power flow 5,2 MVA

The electric field intensity near 15 kV lines is much more lower than near 110 kV line, because the voltage is much more lower. But for the same power flow (5,2 MVA) magnetic field intensity near 15 kV lines is higher than near 110 kV line, because currents in 15 kV lines are higher.

5. Comparison of exposure of natural environment by fields of different lines

The sum of volumetric energy density of electric W'_E and magnetic W'_H fields was used as the estimator of exposure. Comparison was done in following points for 220 kV and 110 kV lines (table

3) and for 110 kV and 15 kV lines (table 4): the highest electric fields intensity (E_{\max} , $H_{E\max}$), the highest magnetic field intensity ($E_{H\max}$, H_{\max}) and in distance 15 m from axis of line (E_{15m} , H_{15m}).

Table 3. Comparison of exposure of natural environment near 220 kV and 110 kV lines

220 kV					
E_{\max}	$H_{E\max}$	$E_{H\max}$	H_{\max}	E_{15m}	H_{15m}
5,33 kV/m	1,48 A/m	4,61 kV/m	1,63 A/m	2,07 kV/m	0,54 A/m
W'_E	W'_H	W'_E	W'_H	W'_E	W'_H
125,60 $\mu\text{J}/\text{m}^3$	1,37 $\mu\text{J}/\text{m}^3$	93,95 $\mu\text{J}/\text{m}^3$	1,67 $\mu\text{J}/\text{m}^3$	18,94 $\mu\text{J}/\text{m}^3$	0,18 $\mu\text{J}/\text{m}^3$
$W = 128,97 \mu\text{J}/\text{m}^3$		$W = 95,62 \mu\text{J}/\text{m}^3$		$W = 19,12 \mu\text{J}/\text{m}^3$	
110 kV					
E_{\max}	$H_{E\max}$	$E_{H\max}$	H_{\max}	E_{15m}	H_{15m}
2,61 kV/m	3,07 A/m	1,86 kV/m	3,55 A/m	0,33 kV/m	0,39 A/m
W'_E	W'_H	W'_E	W'_H	W'_E	W'_H
30,12 $\mu\text{J}/\text{m}^3$	5,92 $\mu\text{J}/\text{m}^3$	15,29 $\mu\text{J}/\text{m}^3$	7,92 $\mu\text{J}/\text{m}^3$	0,48 $\mu\text{J}/\text{m}^3$	0,09 $\mu\text{J}/\text{m}^3$
$W = 36,04 \mu\text{J}/\text{m}^3$		$W = 23,21 \mu\text{J}/\text{m}^3$		$W = 0,57 \mu\text{J}/\text{m}^3$	

Table 4. Comparison of exposure of natural environment near 15 kV and 110 kV lines

15 kV ŻN					
E_{\max}	$H_{E\max}$	$E_{H\max}$	H_{\max}	E_{15m}	H_{15m}
0,19 kV/m	3,48 A/m	0,16 kV/m	3,95 A/m	0,02 kV/m	0,24 A/m
W'_E	W'_H	W'_E	W'_H	W'_E	W'_H
0,16 $\mu\text{J}/\text{m}^3$	7,61 $\mu\text{J}/\text{m}^3$	0,11 $\mu\text{J}/\text{m}^3$	9,80 $\mu\text{J}/\text{m}^3$	0,002 $\mu\text{J}/\text{m}^3$	0,04 $\mu\text{J}/\text{m}^3$
$W = 7,77 \mu\text{J}/\text{m}^3$		$W = 9,91 \mu\text{J}/\text{m}^3$		$W = 0,042 \mu\text{J}/\text{m}^3$	
15 kV BSW					
E_{\max}	$H_{E\max}$	$E_{H\max}$	H_{\max}	E_{15m}	H_{15m}
0,25 kV/m	4,99 A/m	0,21 kV/m	6,23 A/m	0,03 kV/m	0,44 A/m
W'_E	W'_H	W'_E	W'_H	W'_E	W'_H
0,28 $\mu\text{J}/\text{m}^3$	15,65 $\mu\text{J}/\text{m}^3$	0,19 $\mu\text{J}/\text{m}^3$	24,39 $\mu\text{J}/\text{m}^3$	0,004 $\mu\text{J}/\text{m}^3$	0,12 $\mu\text{J}/\text{m}^3$
$W = 15,93 \mu\text{J}/\text{m}^3$		$W = 24,58 \mu\text{J}/\text{m}^3$		$W = 0,124 \mu\text{J}/\text{m}^3$	
110 kV					
E_{\max}	$H_{E\max}$	$E_{H\max}$	H_{\max}	E_{15m}	H_{15m}
2,61 kV/m	0,84 A/m	1,86 kV/m	0,97 A/m	0,33 kV/m	0,11 A/m
W'_E	W'_H	W'_E	W'_H	W'_E	W'_H
30,12 $\mu\text{J}/\text{m}^3$	0,44 $\mu\text{J}/\text{m}^3$	15,29 $\mu\text{J}/\text{m}^3$	0,59 $\mu\text{J}/\text{m}^3$	0,48 $\mu\text{J}/\text{m}^3$	0,008 $\mu\text{J}/\text{m}^3$
$W = 30,56 \mu\text{J}/\text{m}^3$		$W = 15,88 \mu\text{J}/\text{m}^3$		$W = 0,488 \mu\text{J}/\text{m}^3$	

The results show, that exposure near 220 kV is always higher than near 110 kV, because of prevailing influence of electric field.

Comparison of results for 110 kV and 15 kV lines shows, that in some places exposure near 15 kV line may be higher than near 110 kV line.

6. References

- [1] W. Krajewski: Analysis of electric and magnetic fields around a lineman during live working. Electrical Review, R. 83, (9): 57-59 (in Polish)
- [2] Z. Wróblewski, M. Habrych: Electromagnetic field distribution under high voltage lines depending on geometrical system of phase conductors on pillar. Electrical Review, R. 81, (6): 15-19 (in Polish)

BEURTEILUNG DER BEFÖRDERUNGSWEISE DER BIOMASSE IN DAS KOHLENKRAFTWERK IM BLICK AUF DIE BESCHRÄNKUNG DER EMISSION VON CO₂

A. Adamkiewicz¹, W. Zeńczak²

¹*Maritime University of Szczecin, Faculty of Mechanical Engineering,
Wały Chrobrego 1-2, 70-500 Szczecin, Poland,*

a.adamkiewicz@am.szczecin.pl

²*West Pomeranian University of Technology, Szczecin, Fakultät für Meerestechnik und Transport
Al. Piastów 41, 71-065 Szczecin Poland*

wojciech.zenczak@zut.edu.pl

Schlüsselwörter: Kraftstoffe, Kohlenkraftwerk, Umweltschutz, Transport,

Zusammenfassung: Eine der aufgenommenen Tätigkeiten in Polen zum Zweck der Beschränkung der Emission von CO₂ ist das Mitbrennen der Kohle und Biomasse in einem Dampferzeuger. Zum Kohlenkraftwerk „Dolna Odra“ in Stettin wird die Biomasse mit den Lastkraftwagen geliefert. Die LKWs sind aber auch eine Quelle der Emission von CO₂. Im Referat werden die Ergebnisse der Vergleichsanalyse der Emission von CO₂ aus den Lastkraftwagen während der Beförderung der Biomasse zum Kraftwerk mit der tatsächlichen Reduktion der Emission von CO₂ durch das Kraftwerk, dank dem Ersetzen eines Teiles der Kohle durch die Biomasse, dargestellt.

Summary: One from the activities taken in Poland in aim of limitation of CO₂ emission is coal and biomass combustion together in one boiler. Biomass is delivered to power station Dolna Odra in Szczecin by trucks, which are also a source of CO₂ emission. The paper presents results of comparative analysis of CO₂ emission from trucks during transportation of biomass to power station with actual reduction of emission through power station as result of substitution of part of coal by biomass.

1. Einführung

Laut der EU Direktive 2009/28/WE hat Polen im Endziel den Bruttoanteil der erneuerbaren Energie im Gesamtenergieverbrauch auf das Niveau von 15% in dem Jahr 2020 zu erreichen. Dieser Anteil liegt für Polen unter dem vorgeschriebenen mittleren Ziel für die ganze Europäische Union, jedoch wird die Erreichung dieses Ziels mit großer organisatorischen, technologischen und finanziellen Herausforderung verbunden. Die Schwierigkeit des Anpassens zu der Direktive ergibt sich größtenteils daraus, dass die polnische Energetik hauptsächlich auf der Kohle gestützt ist. Der Anteil der Kohle in der gesamten Elektroenergieerzeugung ist in Polen im Vergleich zu der anderen EU Länder am größten. Im Jahre 2012 erreichte er das Niveau von ca. 83% (der Anteil von Steinkohle 50% und der Braunkohle 33%) [1].

Eine der Möglichkeiten zur Vergrößerung der Teilnahme von erneuerbaren Energiequellen und zur Erreichung der vorgeschriebenen Zielen ist das Mitbrennen der Kohle und der Biomasse. Diese Technologie stellte in Polen im Jahre 2012 über 44% der Elektroenergie dar, die auf die erneuerbaren Energiequellen zurückzuführen ist. Das ist keine perfekte Lösung, weil dadurch die Entwicklung anderer Technologien, die tatsächlich die erneuerbaren Energiequellen nutzen, gehemmt wird [2]. Die Mitbrenntechnologie erfordert in großen konventionellen Kraftwerken gewaltige Mengen der Biomasse, die vom Anbau der energetischen Pflanzen oder vom Abfall in der Landwirtschaftsproduktion stammt. Die begrenzten Möglichkeiten zur Gewinnung der großen

Mengen von natürlicher Biomasse wie z.B. das Holz oder die Holzspäne, wie auch ein leichter Zugang zu der billigen Biomasse aus Afrika und Asien, haben dazu geführt, dass erhebliche Menge der Biomasse aus dem Import stammt. Unabhängig von der Urquelle der Biomasse, die zum Mitbrennen verwendet wird, existiert das Problem der Belastung der Umwelt durch die Emission von CO₂, die mit der Beförderung der Biomasse in das Kraftwerk verbunden ist. Im Extremfall könnte es sich zeigen, dass die Emission von CO₂, die mit dem Erwerben und mit der Beförderung der Biomasse verbunden ist, die tatsächliche Reduktion der Emission von CO₂ durch das Kraftwerk infolge der Substitution eines Teils der Kohle durch Biomasse überschreitet. In dem Beitrag wird eine Bilanzanalyse der Emission von CO₂ während der Beförderung der Biomasse und ihrer Reduktion durch das Mitbrennen der Biomasse und der Kohle auf dem Beispiel des Kraftwerks Dolna Odra in Szczecin vorgenommen.

2, Charakteristik des Kraftwerks Dolna Odra

Das Kraftwerk Dolna Odra ist ein konventionelles Kraftwerk mit 8 energetischen Blöcken mit einer gesamten elektrischen Leistung von 1762 MW, sowie einer thermischen Leistung von 100 MW. Nach dem Zurückziehen von zwei Blöcken aus dem Betrieb in den Jahren 2012 und 2014, beträgt zurzeit die elektrische Leistung von den sechs übrig gebliebenen Blöcken 1362 MW. Die thermische Leistung blieb ohne Veränderungen. Mit der Rücksicht auf den Mangel von separaten Dampferzeugern für das Verbrennen der Biomasse findet das Mitbrennen der Kohle und der Biomasse in demselben Dampferzeuger in diesem Kraftwerk statt. Dieser Prozess wird als ein direktes Mitbrennen klassifiziert. In diesem Fall werden die Biomasse und die Kohle noch auf dem Lagerplatz vermischt und dann wird die Mischung zum Dampferzeuger eingeführt. Im Bild 1 ist ein vereinfachtes Schema des direkten Mitbrennens dargestellt.

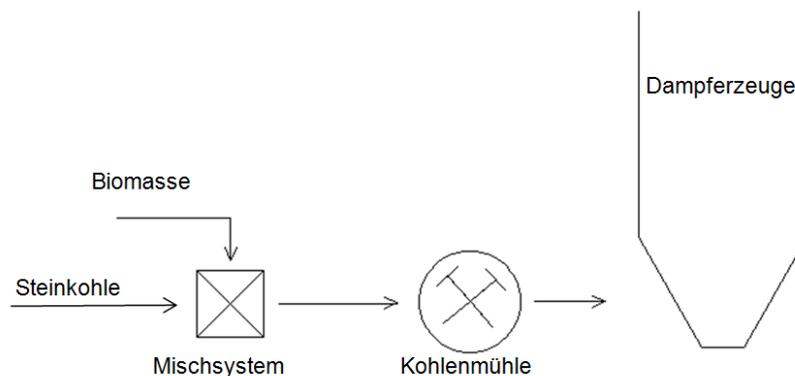


Bild.1. Vereinfachtes Schema des direkten Mitbrennens [5]

Im Kraftwerk Dolna Odra wurde im Jahre 2004 eine Reihe von Forschungen bezüglich des Mitbrennens der Kohle und der Biomasse durchgeführt. Das Ziel war die Untersuchung der Risiken des Auftretens von technischen Problemen beim Mitbrennen. Auf Basis der Testergebnisse wurde z.B. auf das Holzhackschnitzel mit der Rücksicht auf das Verschlechtern der Arbeit der Mühlen (u.a. die Abnahme der Kapazität und die Steigerung der Belastung) verzichtet. Die besten Effekte wurden bei der Anwendung der Sägemehle erreicht. Bei dem Einsetzen der angemessenen Zerkleinerungs- und der Beförderungstechnologie der Sägemehle und bei der Entsorgung des größten Anteils der Feuchtigkeit wurden niedrige Austrittsverluste im Dampferzeuger und ein hoher Wirkungsgrad (gegen 92%), d.h. solch einer wie bei dem alleinigen Verbrennen der Kohle, erreicht.

Der Heizwert der zurzeit angewandter Biomasse beträgt durchschnittlich 10,4 MJ/kg, was 45% des Heizwertes der angewandten Kohle (23 MJ/kg) bildet [3, 4]. Der Massenanteil der Biomasse bildete im Schnitt ca. 9 % des gesamten Brennstoffsstroms für die Staubdampferzeugern im Jahr 2008 .

In der Tabelle 1 wird der Kohle- und Biomasseverbrauch wie auch die Menge der erzeugten Elektroenergie und der Wärme durch dieses Kraftwerk im Jahr 2008 dargestellt.

Tab.1. Jährlicher Kohle- und Biomasseverbrauch und die erzeugte Elektroenergie und Wärme [4]

Kohlenmasse	Mg	2 501 508
Masse der Biomasse	Mg	219 490
Bruttoproduktion der elektr. Energie	MWh	6 226 304
Bruttowärmeproduktion	MWh	570 975
Anteil der chemischen Energie der Biomasse in der Erzeugung der elektr. Energie	%	3,73

3. Abschätzung der Reduktion der CO₂ Emission infolge der Biomasseverbrennung im Kraftwerk Dolna Odra

Für die Erzeugung derselben Menge der elektr. Energie und der Wärme bei der Verwendung von ausschließlich Steinkohle sollte statt der Biomasse die energetisch gleichwertige Menge von Steinkohle verbrannt werden. Auf Grund der oben genannten Heizwerte von beiden Brennstoffen wurde die Menge der Kohle auf 98 861 Mg abgeschätzt.

Das Mitbrennen der Kohle und der Biomasse bedeutet also, dass die Reduktion der CO₂ Emission in dem analysierten Kraftwerk gleich der Menge ist, die beim Verbrennen von 98 961 Mg der Steinkohle entsteht.

Die in dem Kraftwerk Dolna Odra verbrannte Steinkohle stammt aus polnischen Gruben und sie ist von guter Qualität. Für die Abschätzung der Emission vom Kohlendioxid, das beim Verbrennen der Steinkohle entsteht, wurde angenommen, dass der Anteil des chemischen Elements Kohle in diesem Brennstoff im Schnitt 58,5% beträgt. Da die Verbrennung von 1 kg des chemischen Elements Kohle 3,66 kg des Kohlendioxids liefert, ergibt sich, dass etwa 211 885 Mg des Kohlendioxids nach dem Verbrennen von 98 961 Mg der Steinkohle entsteht. Für die Vereinfachung der Analyse wurde angenommen, dass die Verbrennung vollkommen und vollständig ist.

Der genannte Wert darf nicht als eine absolute Reduktion der CO₂ Emission durch das Kraftwerk dank des Mitbrennens von Kohle und Biomasse betrachtet werden.

Im Fall des Kraftwerks Dolna Odra wird die Beförderung der Biomasse mit Hilfe von Lastkraftwagen realisiert. In den meisten Fällen kommt die Biomasse aus den eigenen Anbauen an. Für eine korrekte Abschätzung der wirklich reduzierten Menge von CO₂ durch das Kraftwerk sollte auch die CO₂ Emission von LKWs berücksichtigt werden. Für die Vereinfachung der Analyse wurde die Emission des Kohlendioxids, das bei dem Erwerben der Biomasse z.B. durch die Holzhackmaschinen, Sägen usw. nicht betrachtet. Eine Emission des Kohlendioxids tritt auch bei dem Abbau der energetisch gleichwertigen Menge der Kohle zu der Biomasse auf. Diese wurde auch nicht berücksichtigt.

4. Emission von CO₂ in Verbindung mit der Beförderung der Biomasse zum Kraftwerk

Die Analyse des Biomasseanbaugebiets für das Kraftwerk Dolna Odra hat gezeigt, dass nur 4% aller agrarischen Feldern im Radius von 100 km für den Anbau von energetischen Pflanzen geeignet ist. Das erlaubt die Gewinnung von ca. 352 000 Mg Biomasse. Bei der Berücksichtigung des Überschusses vom Getreidestroh kann 562 244 Mg erreicht werden. Diese Menge kann

vollständig den Biomassebedarf decken. Beispielsweise ist im Radius von 40 km von dem Kraftwerk ca. 124 672 Mg Biomasse zu gewinnen [5].

In der Praxis wird die Biomasse selten direkt in das Kraftwerk befördert. Sie wird oft nach der Abscherung in den Betrieb befördert, in dem sie ins Sägemehl zerkleinert und gespeichert wird. Von dort wird erst die Biomasse in das Kraftwerk oder zu den anderen Abnehmern geliefert. Dieser Fall tritt auf, wenn die Biomasse von der Abscherung der Bäume im Wald stammt oder in der Städten, wo sie mit der Rücksicht auf die große Masse in einen solchen Betrieb zugestellt werden muss. Nur die Biomasse aus der Pflanzung, die auf geeigneten, schnell wachsenden Pflanzen basiert, kann die Zeit der Erzeugung vom fertigen Brennstoff verkürzen und den direkten Transport der Biomasse ins Kraftwerk ermöglichen.

Zur Vereinfachung der Analyse wurde angenommen, dass die Biomasse durchschnittlich in der Entfernung von 45 km und mit der Verwendung von Sattelschleppern mit den Sattelanhängern mit einer typischen Ladefähigkeit von 27 Mg gebracht wird. Die Aufschüttungsmasse der Biomasse, die im Kraftwerk Dolna Odra benutzt wird, beträgt 240 kg/m^3 . Das bedeutet, dass bei der Berücksichtigung des Ladevolumens von Sattelanhängern ihre Ladekapazität vollständig ausgenutzt werden kann.

Für die Beförderung von 219 490 Mg der Biomasse sollten 8129 Kurse im Jahr 2008 durchgeführt werden. Bei der Berücksichtigung vom Rückweg ergibt das 16 258 Kurse d.h. die Sattelschlepper hatten 731610 km zu fahren.

Die Biomasse wird in das Kraftwerk Dolna Odra mit den Sattelschleppern der verschiedenen Marken geliefert. Deswegen wurde ein mittlerer Wert des Brennstoffverbrauchs in Höhe von 0,34 l/km für alle Sattelschlepper zwecks Vereinfachung angenommen. Mit der Berücksichtigung von der gesamten Distanz, die alle LKWs zu fahren haben, verbrauchten sie 2 487 47 l des Dieselöls. Der Index der CO₂ Emission für das Dieselöl beträgt 3057 g/l [6]. Auf dieser Basis wurde die CO₂ Emission in Verbindung mit der Beförderung der Biomasse in das Kraftwerk auf 760,42 Mg abgeschätzt.

Bei der Reduktion der CO₂ Emission in Höhe von 211 885 Mg, die sich bei der Verbrennung der Biomasse ergibt, erwies sich, dass die CO₂ Emission in Verbindung mit der Beförderung der Biomasse in das Kraftwerk kaum 0,36 % (d.h. 760,42 Mg/211885 Mg) der reduzierten Menge von CO₂ bildet. Dieser Koeffizient wird noch kleiner sein, wenn die CO₂ Emission im Bezug mit der Beförderung von energetisch gleichwertiger Menge der Kohle zu der verbrannten Biomasse (d.h. 98861 Mg Kohle) berücksichtigt wird. Die Kohle wird in das Kraftwerk durch die Bahn geliefert. Unter Berücksichtigung von polnischen Bedingungen wurde der Index der CO₂ Emission in Höhe von 0,004 kg CO₂/(GJ km) zur Berechnung der Beförderung der Kohle durch die Bahn angenommen [6]. Das Kraftwerk Dolna Odra ist ca. 550 km von dem Bergwerk entfernt. Die Beförderung durch die Bahn von 98961 Mg Kohle, die 2276103 GJ Energie trägt, wird die Emission von ca. 5007 Mg CO₂ verursachen. Die gesamte Reduktion der CO₂ Emission, sollte auf den Bahntransport der zur Biomasse alternativen Menge der Kohle verzichtet werden, ergibt also 216 892 Mg (211885 Mg + 5007 Mg). Der oben genannte Index der CO₂ Emission in Verbindung mit der Beförderung der Biomasse mit den Sattelschleppern verkleinert sich zu 0,35% (769,42 Mg/216892 Mg).

5. Zusammenfassung

Die oben dargestellte vereinfachte Analyse hat gezeigt, dass die CO₂ Emission in Verbindung mit der Beförderung der Biomasse in das Kraftwerk mit Hilfe von LKWs nur eine Prozentbruchzahl der CO₂ Emission bildet, die beim Verbrennen einer energetisch gleichwertigen Menge der Kohle entsteht. Das bedeutet, dass die erzielte Reduktion der CO₂ Emission infolge des Mitbrennens der Kohle und der Biomasse praktisch ohne die Berücksichtigung der Art des Beförderungsmittels

ermittelt werden kann. Zu den ähnlichen Schlussfolgerungen kamen auch die Autoren der Arbeit [6]. Zu der Gruppe des Kraftwerks Dolna Odra gehört auch das Kraftwerk Szczecin, in dem ein einziger Wirbelschichtdampferzeuger nur mit Biomasse gefeuert wird. Die Beförderung der Biomasse findet dort auch mit Hilfe von Sattelschleppern statt. Die Anzahl der Kurse der Sattelschleppern in das Kraftwerk Szczecin ist erheblich und beträgt 85 (170 mit Rückweg) pro Tag. Die Biomasse wird aber aus einem umliegenden Hafen geliefert. Die CO₂ Emission ist also nicht relevant. Zweckmäßig wäre demnach die Abschätzung der CO₂ Emission in Verbindung mit der Beförderung der Biomasse mit den Seeschiffen.

Referenzen

- [1] <http://www.rynek-energii-elektrycznej.cire.pl> (dostęp z dn.27.06.2014)
- [2] Wędzik A.: Źródła kryzysu rynku „zielonych certyfikatów” w Polsce, Rynek energii nr 4/2013
- [3] Konieczny S.: Doświadczenia z wykorzystaniem biomasy w dużej energetyce konwencjonalnej, *Oeconomica* 291 (65) s. 81-88
- [4] www.igeos.pl (dostęp z dnia 3.07.2014)
- [5] Łagoda Ł.: Transport biomasy do Elektrowni Dolna Odra w aspekcie ograniczenia emisji CO₂, Praca dyplomowa, Szczecin 2010, opiekun W. Zeńczak
- [6] Bałazińska M., Zuwała J., Tokarski S.: Ślad węglowy związany z transportem paliw na cele energetyczne, *Rynek energii*, nr 4, 2013, s. 68-73.

Bemerkungen zur Energiewende

Jochen Lehmann, Thomas Luschtinetz, Johannes Gulden, Fachhochschule Stralsund

Summary

The characteristic of the energy change is the interaction of both the clean energy carrier electricity and hydrogen. The whole energy economy becomes involved. The authors are sure, that shortening and rising prices of all the fossil energies will drive the change.

Zusammenfassung

Die Energiewende wird wesentlich durch das Zusammenspiel der beiden sauberen Energieträger Elektrizität und Wasserstoff bestimmt. Alle Sparten der Energiewirtschaft werden davon beeinflusst. Dabei sehen die Autoren neben der Klimaproblematik in der spürbaren Verknappung und Verteuerung der fossilen Energieträger die Triebfeder zur verstärkten Nutzung regenerativer Energiequellen.

1. Einleitung

Als Konsequenz aus der Reaktorkatastrophe von Fukushima 2011 wurden in Deutschland in breitem gesellschaftlichem Konsens der Ausstieg aus der Atomkraft und die verstärkte Nutzung regenerativer Energiequellen beschlossen. Diese Entscheidung kam angesichts der Tatsache zustande, dass Japan, ein Land mit einem hohen technischen Niveau, von diesem Unfall getroffen wurde, und dass in Deutschland die Nutzung erneuerbarer Energiequellen relativ gut entwickelt ist. So erzeugt beispielsweise Mecklenburg-Vorpommern bereits seit einiger Zeit jährlich mehr Elektrizität regenerativ als verbraucht wird. Als eines der Ziele der Energiewende wurde formuliert, bereits im Jahre 2020 35 % des Stroms als saubere Energie in das deutsche Netz einzuspeisen.

Dass diese Hinwendung zu Alternativen gegenüber fossilen Energieträgern notwendig und zeitgemäß ist, lässt sich unabhängig von der seit den achtziger Jahren des vorigen Jahrhunderts geführten Diskussion zur Klimaänderung aus Bild 1 /1/ erkennen. Die Analysten der Ludwig-Bölkow-Systemtechnik verdeutlichen mit ihren Recherchen, dass für das bisher hauptsächlich geförderte einfach erlangbare Erdöl die weltweite Produktion ihr Maximum etwa 2005 überschritten hat. Gegenwärtig wird versucht, den noch immer steigenden Bedarf mit aufwendigerer Förderung (offshore, wenig ergiebige Vorkommen, Fracking u.a.) zu befriedigen, wobei die Kosten steigen. Neuere Untersuchungen legen die Vorstellung nahe, dass etwa 2015 das Gesamtaufkommen aller fossilen Energierohstoffe einschließlich des Kernbrennstoffs das Maximum erreichen wird /2/.

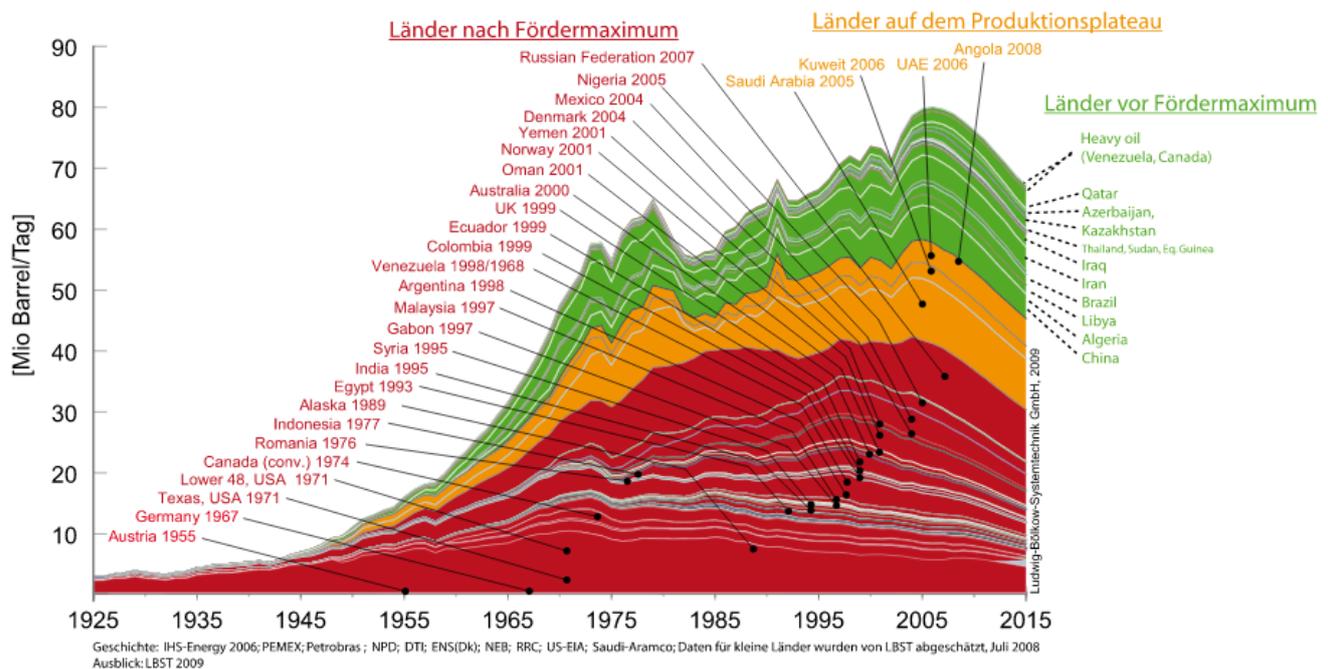


Bild 1 Die Welt-Rohölförderung hat 2010 ihr Maximum überschritten. (Quelle LBST / DWV /1/)

2. Stromspeicherung mittels Wasserstoffs

Die wesentlichen regenerativen Energiequellen in Deutschland sind Windkraft, Photovoltaik und Biomasse. Während die Stromgewinnung aus Biomasse wegen der in den Prozess eingebauten Speichermöglichkeiten gleichmäßig gestaltet werden kann, liefern Windturbinen und Solarfelder schwankende elektrische Leistungen, die – wie im Netz allgemein üblich – durch die Einspeisung von Regenergie an den Bedarf des Netzes angepasst werden müssen. Mit der Stilllegung von konventionellen Kraftwerken ist diese Aufgabe mehr und mehr von den regenerativen zu übernehmen.

Am Beispiel der Windstromeinspeisung in einem deutschen Teilnetz während eines Monats 2007, in dem nur etwa 10 % der vom Netz geforderten Leistung als Windanteil einkommt, wird in Bild 2 dargestellt, in welchem Maße Windstrom gespeichert werden müsste, um aus dem Speicher dann im Moment des Bedarfs im Netz Fehlmengen auszugleichen. Die beiden sehr nahe beieinander liegenden Kurven stellen die eingespeiste Leistung dar und die entsprechend der 24-Stunden-Prognose vorhergesagte, nach der die Energieunternehmen Verträge abschließen. Eingezeichnet wurden in Bild 2 außerdem Flächen, die gespeicherte Energiemengen symbolisieren, die auf ein Vergleichsvolumen von 3 Millionen m³ bezogen die Kapazitäten eines Pumpspeicherkraftwerks, eines für komprimierte Luft (Compressed Air Energy Storage) sowie eines Wasserstoff-Speicher-Kraftwerks (HSPS) darstellen. Es ist deutlich zu erkennen, dass nur die Wasserstoffspeicherung in der Lage sein wird, die Schwankungen des Windes im Netz über einen längeren Zeitraum auszugleichen. Wasser- und Pressluftspeicher wären geeignet, Prognoseabweichungen zu kompensieren.

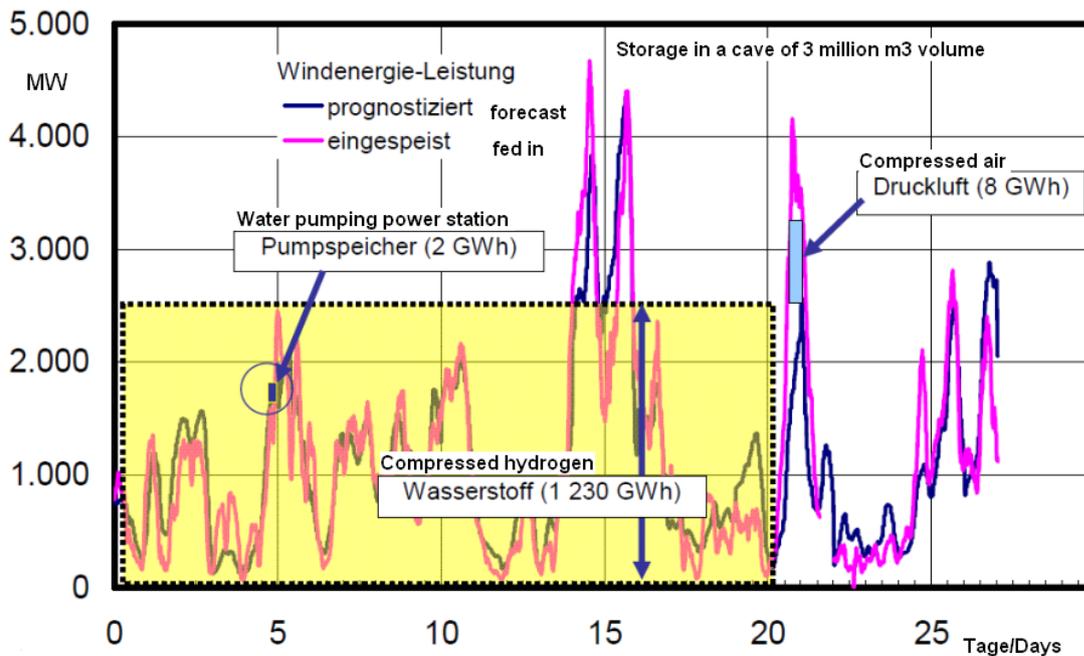


Bild 2 Zeitlicher Verlauf von Windleistung und ihrer Prognose /3/

3. Elektrizität und Kraftstoff

Bild 3 zeigt die Struktur eines Wasserstoff-Speicher-Kraftwerks. Der – beispielsweise aus einem Windpark stammende – Strom wird, wenn er die vom Netz angeforderte Leistung übersteigt, teilweise oder vollständig einer Elektrolysestation zugeführt, die ihn in Wasserstoff und Sauerstoff verwandelt. Der Wasserstoff wird getrocknet und eingespeichert. Verlangt nun das Netz mehr Strom, als der Windpark liefern kann, verwandelt man gespeicherten Wasserstoff in Elektrizität zurück. Dazu taugt eine Brennstoffzelle oder aber ein Verbrennungsmotor oder eine Turbine, die wenigstens zum Betrieb mit Wasserstoff-Erdgas-Gemisch geeignet und mit einem Generator gekoppelt sind. Ein zweiter Weg für den Wasserstoff aus dem Speicher kann über Pipelines oder Gastrailer zu Tankstellen für Brennstoffzellen-Fahrzeugen oder auch zu anderen Wasserstoffverbrauchern führen. Damit wird das HSPS zum verbindenden Glied zwischen elektrischem Netz und Elektrofahrzeugen, die eine größere Reichweite und eine kürzere Betankungszeit als mit Akkumulatoren fahrende Kraftfahrzeuge aufweisen. Das weltweit erste Wasserstoffkraftwerk der beschriebenen Art wurde 2011 in Prenzlau (Uckermark) als ENERTRAG-Hybridkraftwerk /5/ eröffnet.

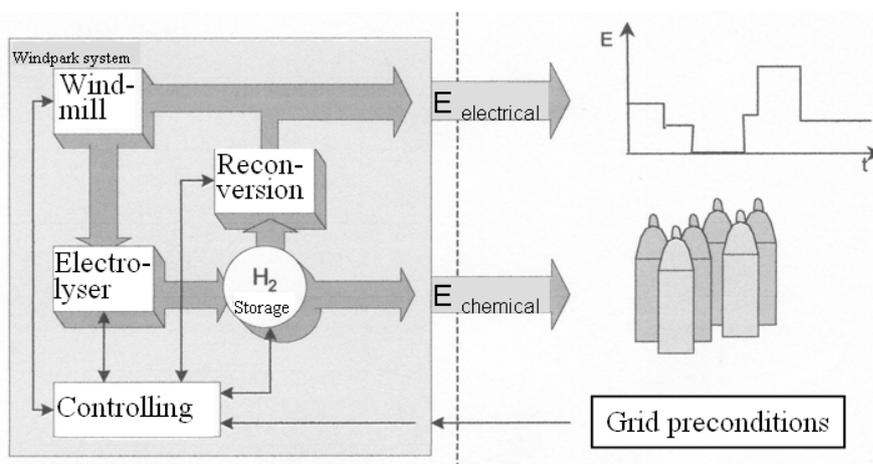


Bild 3 Struktur eines Wasserstoff-Speicher-Kraftwerks /4/

Die Kraftfahrzeugindustrie hat sich auf diese Partnerschaft mit der Elektroenergieerzeugung gut vorbereitet. Seit etwa vierzig Jahren wurden und werden mit sehr großen Investitionen wasserstoffbetriebene Fahrzeuge und Brennstoffzellen in der Größenordnung von 100 kW entwickelt. Fast alle großen Autohersteller verfügen inzwischen über serienreife Brennstoffzellen-Hybrid-Modelle. Hyundai hat als erster Produzent 2013 sein SUV i35 FCEV (Fuel Cell Electro Vehicle) in Serienproduktion aufgelegt. In Bild 4 wird das Antriebssystem eines Daimler FCell B-Class dargestellt. Die beiden Speicher (70 MPa) gewährleisten eine Reichweite von etwa 500 km.

Daimler B class FuelCell
Components of the powering

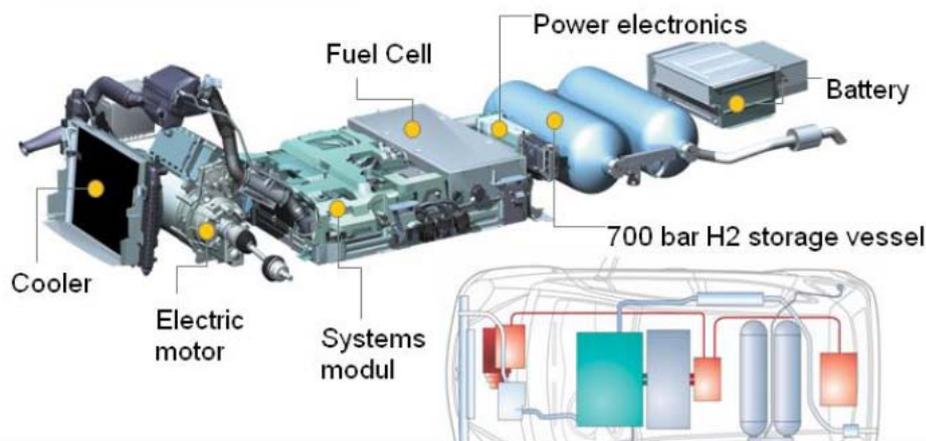


Bild 4 Antrieb eines Brennstoffzellen-Hybrid-Elektroautos (Quelle: Daimler / DWV)

Entsprechend der im vorigen Jahr veröffentlichten Studie über das Management von grünem Überschuss-Strom /6/ wird es möglich werden, die oben beschriebenen Wasserstofffabriken (HSPS) bei Lieferung von Regelleistung an das Netz und von Kraftstoff an Wasserstofftankstellen im Umkreis von 300 km wirtschaftlich zu betreiben. Allerdings gibt es noch keine verbindlichen gesetzlichen Grundlagen für Produktion und Handel mit als Kraftstoff gespeicherter Elektrizität. Somit liegt noch kein business case vor und das Interesse der Wirtschaft zur Gründung entsprechender Betriebe ist nicht entwickelt. Da die Ziele der Energiewende nicht erreicht werden können, ohne Strom in der beschriebenen Weise in großem Stile zu speichern, wird von der Administration dringend erwartet, entsprechende Regelungen zu entwerfen.

4. Fazit

Mit der überwiegenden Nutzung regenerativer Energiequellen wird die Verantwortung für die Bereitstellung von Regelenergie zunehmend auf Wasserstoff-Speicher-Kraftwerke übergehen. Da diese aber nicht nur das elektrische Netz stützen können, sondern gleichzeitig auch Kraftstoff für den Verkehrssektor und Wasserstoff als Grundstoff für die Industrie anbieten, wird die Energiewirtschaft auf neuartige Weise vernetzt werden. Bild 5 versucht diese Zusammenhänge zu strukturieren. Dabei wird deutlich, dass grüner Wasserstoff über den Weg, ihn direkt in das Erdgasnetz einzuspeisen, auch für den Wärmemarkt Bedeutung gewinnt.

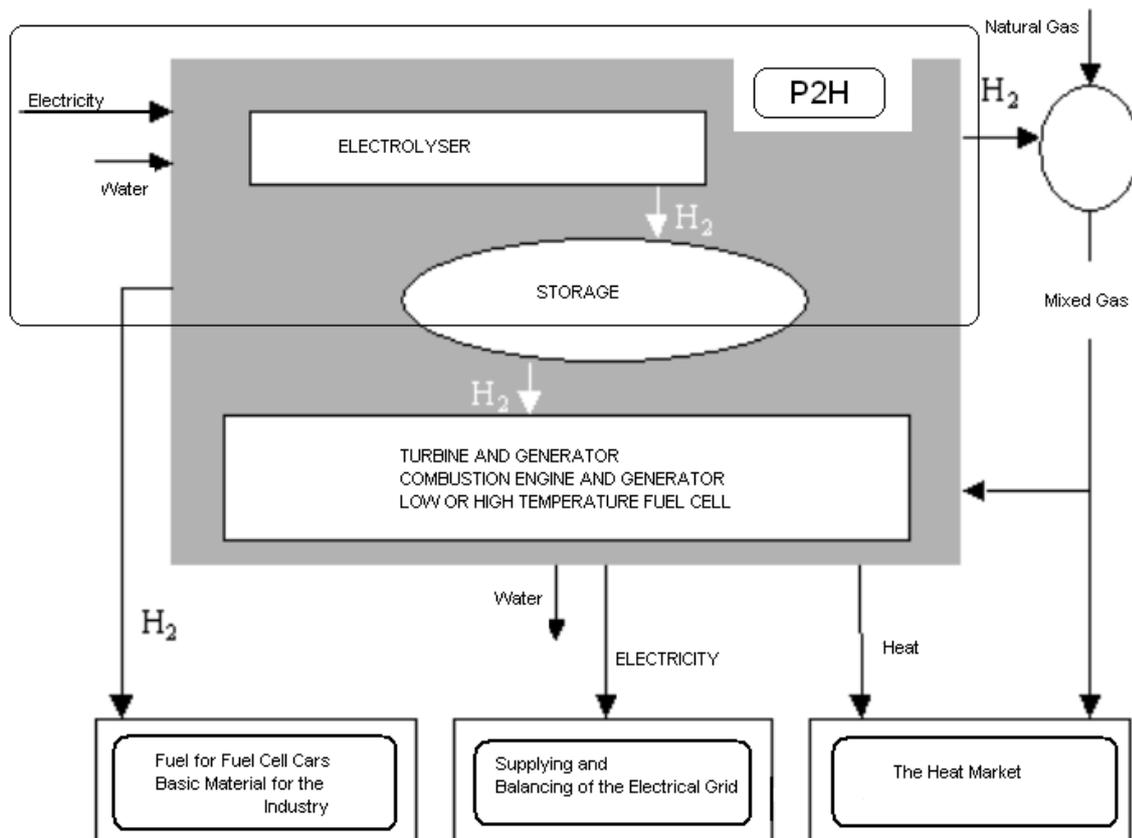


Bild 5 Grüner Wasserstoff prägt die künftige Energiewirtschaft.

5. Referenzen

- /1/ Energie-Infrastruktur 21, dww-info.de/publikationen
- /2/ J.Töpler, J.Lehmann, Hrgb., Wasserstoff und Brennstoffzelle, Kap.1, Springer,2013, ISBN 978-3-642-37414-2
- /3/ F.Crotogino, R.Hamelmann, Wasserstoff-Speicherung in Salzkavernen zur Glättung des Windstromangebots, 14.Energiesymposium REGWA, Stralsund, 2007, Tagungsband 11-17
- /4/ A.Miege u.a., Vergleichmäßigung der Windenergieeinspeisung, 12.Energiesymposium REGWA, Stralsund 2005, Tagungsband 77-82
- /5/ W.Diwald u.a., Wind-Hydrogen-Biomass/The ENERTRAG Hybrid Power Plant, 16.Energiesymposium REGWA, Stralsund, 2009, Tagungsband 69-71
- /6/ Studie der NOW, Wind-Wasserstoff-Systeme, 2014, <http://www.nom-gmbh.de/de/presse-aktuelles/2014/abschlussbericht-wind-h2-systeme.html>

THE MEANS AND IMPORTANCE OF TEACHING

INNOVATIVE HYDROGEN TECHNOLOGY

BIRGIT STEFFENHAGEN, JOHANNES GULDEN, JOCHEN LEHMANN, THOMAS LUSCHTINETZ*

Institute of Renewable Energy Systems / University of Applied Sciences Stralsund
Zur Schwedenschanze 15, 18435 Stralsund, Germany

*) e-mail: Thomas.Luschtinetz

Abstract: The energy turn we have to overcome worldwide requires a new action dimension of activities of the protagonists in education in view to the fundamental changes in the society – special knowledge broadens and devalues itself in annual time.

In this paper we want to impart our way to support this process, based on small budgets only, but with impressive opportunities for our graduates and the university itself. Starting with the commissioning of a wind-pv-hydrogen chain at Stralsund University in 1993 we taught students, pupils and teachers following these key ideas:

- stepped hydrogen and fc training programs, from one day over intensive programs (two weeks) up to one semester study offers,
- a set of real laboratory and model based experiments in all programs,
- communicate safe procedures directly using our lab infrastructure.

The new hydrogen technology needs a direct teamwork of research, teaching and international cooperation to transfer motivation from the teaching to the taught people. The experience with new technical solutions in function – like with our fuel efficient fc cars in the Shell eco-marathon - turns the trainee himself to an exponent of the new technology.

1. INTRODUCTION

Our human society has to master the energy turn from fossil fuels to a sustainable energy supply based on renewables. At the beginning of this phase we can use the support of fossil fuels – for instance in dynamic natural gas power plants – later we will have to rely on renewables only. This will be escorted by the search for sustainable methods to supply the growing mankind with enough water, food and raw materials. The base needs consist in the development of sustainable cycles within the ideal case of no (negative) effects to the environment. In this situation the increasing use of renewables renovates not only our view to nature, but demands new technical solutions of their integration into our power supply systems down to the individual use of energy.

One challenge in this transition is the education in the field of energy, which has to start earlier than the transition itself to have (well) trained instructors in this process. The future role of hydrogen as a complement to store green (electric) energy from the renewables wind and PV demands a teaching procedure, which contains the basic ideas of hydrogen society. But in addition study offers have to transport not only the first experiences in hydrogen technology – production and use of hydrogen – but have to encourage the listener to play an active role in the energy turn.

Stralsund University of Applied Sciences – 250 km northeast of Berlin - was founded in 1991 and fixed renewable energy and hydrogen technology as focus subjects of research in the second year of its existence. The students got in contact with the first small fuel cell in a

practical training lab of physics in October 1993 and they accepted this offer very interested. 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. Since 1996 this system is running in the common lab of all schools of the university – the Laboratory of Integrated Energy Systems (Fig. 1). Since 2009 this research and teaching lab is a part of the Institute of Renewable Energy Systems IRES. The wind hydrogen chain supplies the laboratory with hydrogen, offers a filling station and the possibility to serve as an emergency supply. Most of the system components like the wind turbine and the PV area run grid connected for selling electricity.

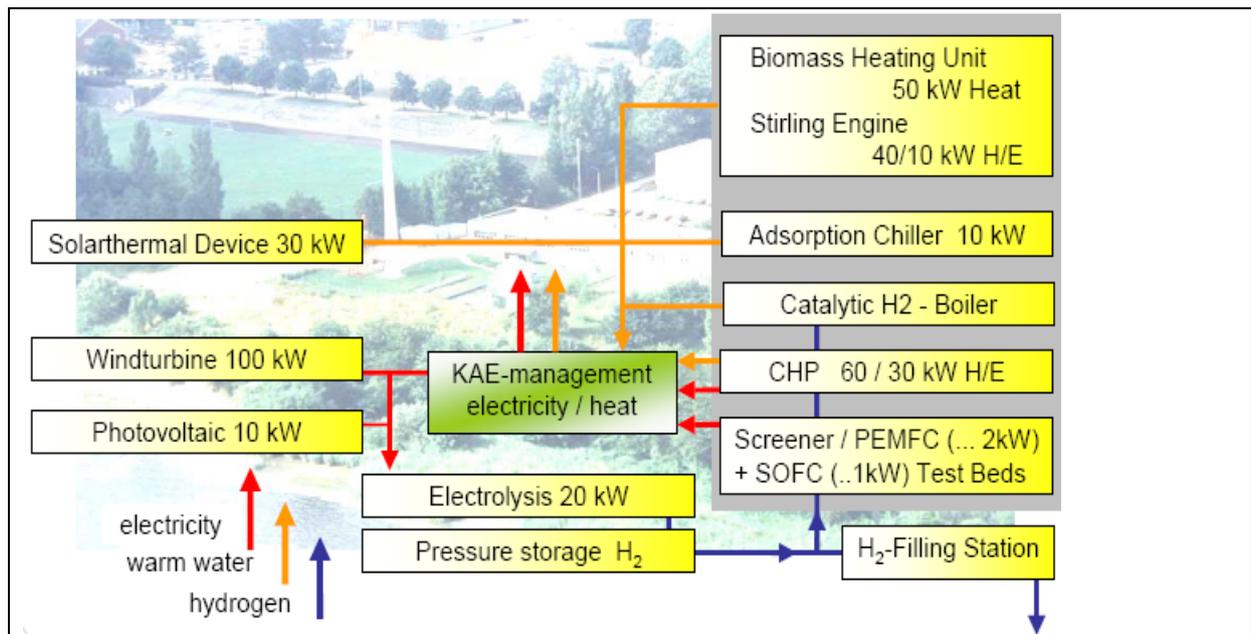


Fig. 1 Structure of the IRES-Laboratory of Integrated Energy Systems (KAE) at Fachhochschule Stralsund / University of Applied Sciences

2 REQUIREMENTS AND BOUNDARY CONDITIONS TO START EDUCATION IN HYDROGEN TECHNOLOGY

Nearly all pupils start their chemical knowledge with the impressive oxyhydrogen experiment. It's an inexpensive laboratory experiment demonstrating the ability of hydrogen to produce heat and clean water – done by the trainee himself with a focus on the risk and their own responsibility for a correct sequence of the experiment. So it's a perfect start point for an introduction and to get in next steps more theoretical knowledge supported by base practical experiments. These lab experiences are necessary from our view because the practical aspects of safety and efficiency dominate the application of this new technology. Without this lab work students get only a small understanding without traps and have difficulties to understand the actual volume of new technology information.

That's why education in hydrogen technology demands three base lines – theoretical knowledge connected with practical experiences and safety training. The problems to establish the teaching process are essentially

- the small number of experts,
- the high volume of information,

- an expensive laboratory equipment.

It's an imposed conclusion that beginning with a start nucleus you can reach a broad and successful training system only by playing the snowball effect combined with an intensive connection of research, teaching and public processes. Because of the low intensity of this in general – if you have separated branches for this, as an accelerator the motivation of the starting team has to skip to the listeners and both have to learn to teach themselves with regard to the bow wave of development.

In addition the equipment question needs an answer. Because of the different demands to equipment in development and education (Fig. 2) a special procedure is recommended: The transfer of (used) research installations to the teaching process and the recycling of components and test beds. By this way experiences with the detailed behaviour of the components will be improved.

Development	4xR in Training
<ul style="list-style-type: none"> ■ Filled budgets ■ new components ■ Reproducibility by expensive test beds for qualified operators and continuous running ■ Programmable test beds ■ obtaining of new knowledge with regard to behaviour of components and systems ■ Adaptability for checking and running under limiting values 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Reasonable costs ■ Robustness of test beds <ul style="list-style-type: none"> - for repetitions and - for no/small qualified handling ■ Reproducibility of test results (over years !) <ul style="list-style-type: none"> variation of tests by qualified operators (students during their final projects...) ■ work load + working method of students <ul style="list-style-type: none"> limit /slow project progress ■ integration of components in new projects ■ Risks in case of extended conditions !

Fig. 2
Objectives and conditions for test beds in development and training

3 DEVELOPMENT OF ADAPTED FORMATS FOR DIFFERENT GROUPS

Basic ideas

Due to the low knowledge in hydrogen technology and the small number of experts we focused on efficiency, maximised motivation effect by direct teaching contact and an adaption to the appreciation level of listeners. One of the main ideas is to combine the teaching of the pure basic subjects with our mobility applications – each people is interested in car technology – and the research projects in hydrogen technology – like the development of fuel control units and of hydrogen chains for hybrid power plants. This gives the listener a real basic understanding to do his own next steps, and the researcher creates new ideas by this basic orientated teaching.

Introduction to hydrogen technology

A base module is the introduction into hydrogen technology with a 1,5 h lecture as a seminar talk starting with oxyhydrogen experiment discussion and the possible conversion steps to hydrogen and its use as an energy vector with the view to its other applications as raw material in chemistry etc. Normally a 2 h lab experiment with an added 30 min walk through the lab is connected to this lecture. This programme we offer not only as an project day for schools, expanded to three lectures it's a part of the introduction to renewables and hydrogen technology in the 2nd semester course.

Intensive Programmes (up to 2 weeks) since 1992 – the Spring School history [1]

Already in the second year after the foundation of the Stralsund University of Applied sciences an international short programme with a group of Finnish students was developed by Jochen Lehmann and called “Spring School”, supported by the German Academic Exchange Service (DAAD). Later we came into the ERASMUS connections of the West German universities and found partners around the Baltic Sea and in further regions of Europe. In April 2014 the XXIInd SpringSchool took place in Stralsund with lecturers and students from Poland, Norway, Finland, Estonia, Lithuania, Germany, Brazil, Colombia, Spain and Thailand (Fig. 3).

From the beginning renewables and hydrogen technology were all the years the dominant subjects. Hydrogen as a storage of energy combined with renewable Energy sources was 20 years ago a strange idea, far away from actual applications – this was the general meaning. But the colleagues invited pioneering scientists from Sweden and Argentina, Poland and Norway to bring together young and enthusiastic students with scientists – from scientific fiction to reality now .



Fig. 3
Participants of the Stralsund
Spring School STREET 2014

So in many years our spring school was a seed nucleus for further sustainable activities in internationalisation. Each three years we have to establish a programme focussed to actual problems and based on the qualities of the partners. From DOHES (Design and Operation of Hydrogen based Energy Systems) over FUSES (FUTURE Sustainable European energy Supply based on renewables and hydrogen technology) to STREET (Storage Technologies foR the European energy Transition) we offer a combination of intensified introduction to hydrogen, fuel cells and system automation extended by actual developments in renewables, grid quality and electromobility. Destinations of the included excursion programme are the Hanover fair, the fusion experiment in Greifswald and the historical place of Peenemuende – to show not only the actual situation but to discuss responsibility of engineers today and in history too.

We were listed among best ten ERASMUS Intensive Programmes from more than 200 IPs in Europe to be a “Best Success Story” as the only one from Germany and the only one concerned with renewable energy (as an umbrella for the main part hydrogen technology).

Modules in the Ba-/Ma-programmes

With the growing up international experiences, modules for the Diploma degree studies and later the Bachelor and Master study programs were developed. These modules solar systems, wind power, electrochemistry, fuel cell systems, hydrogen technology, hydrogen combustion, CHP systems and bioenergy were given normally both in German and English

language over years or only in one language depending from the course structure. Because of the small number of German students in Electrical Engineering in the special modules near the end of their Bachelor studies – the best and most efficient solution with impressive intercultural effects was their integration in the Course Renewable Energy (see 3.5). With the start of the special bachelor study program Renewable Energy (German) in 2009 we can base hydrogen technology for German students together with lab experiments in the 3rd semester and add later in the lectures of Renewable Energy Systems our experiences in the modelling and integration of hydrogen storage loops. Master students in electrical engineering can select a module hydrogen technology with detailed view to actual situation in fuel cell development, hybrid power plant technology and hybrid power supply systems, extended by the work in our own lab.

Postgradual and upper semester international course in English language

From the beginning our university study programmes in German language were focused to the labour market in Germany – Electrical Engineering with a possible specialization to communication / automation or energy, later renewables too. The limited number of modules in specialization and the (small) number of students inside were followed by the idea of an international offer to study renewables combined with hydrogen technology in an intensive one semester course as a possible second step after an intensive programme (see 3.3). Since more than 15 years we have organised this Course in autumn semester consisting of 4h-blocks/week in wind, pv/solarthermal, biomass, power systems and a double block in hydrogen technology filled with Electrochemistry, Introduction to Hydrogen Technology, Fuel Cells, Hydrogen Combustion + Lab work. The idea of this offer works well from the technical and intercultural view. Students from European Erasmus students exchange programme, students sponsored by the DAAD from South America, students from bilateral cooperation with other universities and companies and postgradual students have joined this course with success, often followed by a second semester of research work in our IRES-Institute, or followed by special trainee programmes in their own countries up to PhD degrees.

Hydrogen laboratories

The start point of the Laboratory at Stralsund University was to supply the student accommodations with renewable energy coupled with an hydrogen storage loop. The end of this idea came with the liberalization of the power market in Europe in the middle of the nineties. Up to now the rising energy costs have encouraged the university to use this energy itself.

With the own hydrogen infrastructure from production to filling station and reconversion by a hydrogen / NG CHP we can supply lab experiments in an industrial scale and can train the students in a lot of practical safety aspects. In addition fuel cell test beds for PEMFC single cells and PEMFC (50 W – 2 kW) and SOFC systems (up to 1 kW), a catalytic hydrogen heating boiler and a model electrolyser are in use. For introduction purposes the Heliocentris Red Boxes are in use - this step from the basic introduction with small toy like installations to the real industrial ones delivers a good adhesiveness to the listener – from pupils till students and staff members.

Additional measurement installations – gas analyzer, impedance spectroscopy, electric and thermal loads and supplies – are in use mainly in research, but partly involved in the standard experiments.

4 EXPERIENCES IN NETWORKING AND DEVELOPING THE OWN COMPETENCE [4]

Research projects

The IRES-institute with its more than 20 professors and scientific members generates a research volume together with industry and base research institutes of 500.000 up to 2 Million Euro per year. Subjects like Automation of biogas plants, use and preparation of special biomass types for CHP use, PEMFC and SOFC control systems, hybrid power plant technology (Fig. 4) [3], and a renewable energy power supply container give the international and German students the ability to improve the practical experiences by a study or final project in the field of renewables and hydrogen.

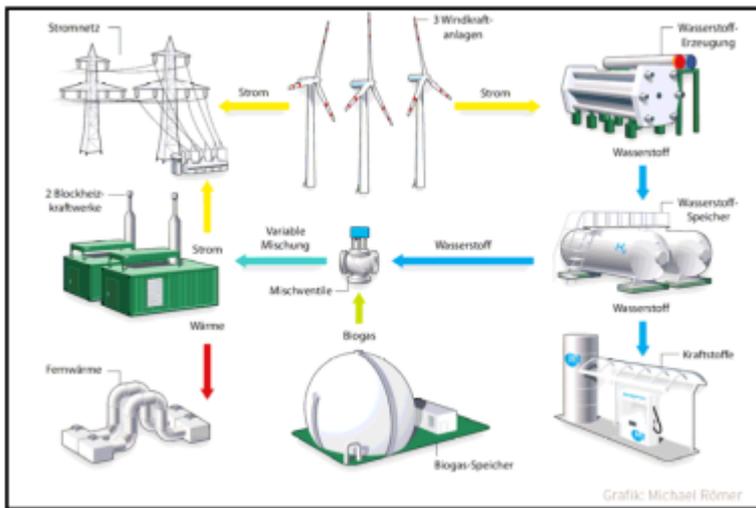


Fig. 4
Hybrid power plant project of
ENERTRAG AG / FH Stralsund
(2007–2011) [3]

The research staff, scientific members and engineers are involved in all stages of the training process – giving (some) lectures and the labs they train they transfer the newest results to the students.

Public Engagement

Public work in the renewable sector is a permanent and actual demand. We work together with the regional experts in power supply, production of renewable power supply systems and schools to get motivated pupils later. After demand we organise more than 15 project days per year with pupil classes and are engaged in the public day of the university.

The development in renewables in the region got profit from our yearly regional and international Energy Conference REGWA – use of renewable energy and hydrogen technology. Up to 200 participants follow the presentations of research and application projects and find together for new common projects during this conference at the beginning of November each year. This conference is an integral part of our study programmes.

Networking and international activities

International and national cooperation networks are important in this teaching structure – to get students and lecturers. In addition to the universities involved in the Erasmus Intensive Programmes we have an intensive collaboration with institutes not only in Germany but like with the SERT-Institute (School of Renewable Energy Technology) in Phitsanulok/ Thailand, with the universities / companies near the big water power stations in South America and others. Students often arrive first during the 2 weeks of spring school and decide then to stay one or two semesters in Stralsund.

Motivating elements

To bring all the protagonists together intensive elements are necessary like the two week intensive programme and the energy conference each year.

Best experiences we did with the international ThaiGer-H2-Racing team. This team has taken part each year in the Shell Eco-marathon since 2008 in the category of hydrogen driven fc-prototype race cars. The aim is a minimal consumption of fuel driving the race laps with a minimum speed of 25 km/h during 39 min [2].



Fig. 5
International students and pupils team ThaiGer-H2-Racing 2014 with 6th place of hydrogen prototypes and a range of 162 km/kWh

During the first years the team was a really international one. Participants of the Renewable Energy Course joined the team and took then part in the European races in Nogaro/France (2008), Senftenberg/Germany (2009 – 2011) or Rotterdam / Netherland (2012) in Mai in the following year. A highlight was the start of a Thai race car of SERT in the Shell Eco-marathon Asia in Kuala Lumpur 2010 with the fc system from Stralsund and supported by a Stralsund guest student from Poland.

Building and driving the race car – last details were solved every year at the race ground – intensifies the multicultural idea of the study programme. During the spring school the race car project is a subject of discussion and team members work as instructors during the lab experiments – so new experiences produce in the best way the motivation for students to deal with new technologies.

5 RESULTS AND VIEW TO THE FUTURE

Teaching hydrogen technology is only as a small part a question of experts and laboratories installations – it's more a question of a motivated interaction of all players in the team, developing the teaching – research – public engagement as a common sustainable process without any borders between and use all the installations and resources you can get in a multiple way in all branches of work. Do not forget, that doing something yourself multiplies the understanding, in this way we encourage one to the other in our work offer our results to a broad use in the team and – together with our partners in other universities, research institutes and industry.

REFERENCES

- [1] Bauch, H. F.: ERASMUS-Intensive-Programme AMES FH-Stralsund; ERASMUS - European success stories; EU-Office Luxembourg, 2008.
- [2] Luschtinetz, T.; Krause, S. et al.: Efficient drives based on hydrogen. 13th Intern. Symposium HTRSE, Szczecin / Miedzyzdroje ; 9.-12.9.2010.
- [3] Luschtinetz, T.; Lehmann, J. et al.: Wind electricity changed into prognosticated power and zero-emission fuel, 17th WHEC, Brisbane, 22.-26.06.2008.
- [4] Gulden, J.; Sponholz, C. et al: Seit 1996 Wind-Wasserstoff an der FH Stralsund. 20. REGWA-Symp., FH Stralsund, 7.11.2013.

Authors:

Prof. Dr.-Ing. Birgit Steffenhagen	Birgit.Steffenhagen@fh-stralsund.de
Prof. Dr. rer. nat. Jochen Lehmann	Jochen.Lehmann@fh-stralsund.de
Dr. rer. nat. Johannes Gulden	Johannes.Gulden@fh-stralsund.de
Prof. Dr.-Ing. Thomas Luschtinetz	Thomas.Luschtinetz@fh-stralsund.de

Fachhochschule Stralsund / Fachbereich Elektrotechnik und Informatik
University of Applied Sciences Stralsund
/ Department of Electrical Engineering and Computer Science

Institute of Renewable Energy Systems (IRES)

Zur Schwedenschanze 15
D-18435 Stralsund, Germany

Verzeichnis der Autoren

Adamkiewicz, Andrzej	223	Manz, Pia	23, 202
Alberico, Elisabetta	116	Mesenholl, Max	169
Allelein, Hans-Josef	159	Müller, Karsten	121
Arlt, Wolfgang	121	Müller, Reinhard	102
Arns, Sebastian	8, 11		
		Nelles, Michael	110
Baldy, Robert	169	Neumann, Lydia	116
Barz, Mirko	78	Nielsen, Martin	116
Beller, Matthias	116		
Bohlender, Eduard	11	Obermeier, Jonas	121
Boltze, Matthias	19		
Bonda, Michael	159	Pereira, Elisete Ternes	126
Brüser, Volker	164	Pongtornkulpanich, Anan	133, 188
Cordes, Christoph	116	Rackwitz, Axel	102
Dengel, Andreas	14	Saatmann, Stefan	28, 142
		Schabbach, Thomas	215
Ehrich, Heike	19	Schäfer-Stradowsky, Simon	148
Ekstrand, Martin	46	Schmidt, Christoph	202
Engelhardt, Heiko	177	Schmidt, Dirk	46
		Scholz, Stephan	215
Fischer, Joachim	215	Schrödl, Bertram	46
Fischer, Ulrich	91, 196	Schüch, Andres	110
Fokuhl, Ester	23, 202	Sieling, Stefan	159
		Sievers, Gustav	164
Gamallo, Florencio	209	Sirisamphanwong, Chatchai	188
Gerhard, Sebastian	28	Steffen, Florian	164
Groß, Bodo	8, 11, 34	Steffenhagen, Birgit	233
Gulden, Johannes	228, 233	Stegemann, Bert	169
		Sukruedee, Sukchai	133
Haller, Johannes	40	Szesni, Normen	46
Hartung, Marcel	46		
Heinzl, Wolfgang	183	Tannert, Daniel	91, 196
Hirdina-Falk, Bettina	53	Timmermann, Eric	177
Hörenz, Martin	69	Trautmann, Benno	202
Hohenstein, Sven	58	Troeder, Hans-Otto	169
Hopp, Vollrath	63		
		Unkenstein, Jens	183
Jakubith, Sven	164		
Junge, Henrik	116	Vaivudh, Sarayooth	133
		Veng, Visal	188
Kampet, Tobias	73	Vogt, André	91, 196
Kohler, Andreas	28	Voswinckel, Sebastian	23, 202
Kohlmann, Bert	78		
Kolbe, Jörn	83	Weniger, Johannes	169
Kraleva, Elka	19	Wenske, Michael	209
Krautz, Hans Joachim	91, 196	Wesselak, Viktor	23, 202, 215
Krüger, Perco	91, 196		
Kruth, Angela	164	Zeńczak, Michał	218
		Zeńczak, Wojciech	223
Langowsky, Claudia	58	Ziems, Christian	91, 196
Lehmann, Jochen	228, 233	Zipp, Alexander	34
Lerche, Tabias	96		
Liebetau, Jan	110		
Link, Thomas	40, 215		
Linkimer Abarca, Mildred	78		
Luschtinetz, Thomas	228, 233		

