

**NUTZUNG
REGENERATIVER
ENERGIEQUELLEN
UND
WASSERSTOFF-
TECHNIK
2015**

Thomas Lushtinetz und Jochen Lehmann (Hrsg.)



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

22. Symposium

Nutzung Regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik

Stralsund, 5. - 7. November 2015

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

© 2015 by: Fachhochschule Stralsund
Alle Rechte vorbehalten

Printed in Germany by:
Digitaldruck Kruse Stralsund

ISBN 978-3-9817740-0-9

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	5
Vorwort	6
<i>Alexander Berhardt, Christian Fuhrmann, Jan Geiser, Daniel Görges, Bodo Groß, Rolf-Wilhelm Hempelmann, Tobias Lepold, Harald Natter, Peter Schauer, Stephan Schulte, Alejandro Tristan, Konstantin Weißhaar</i> Optimiertes, speichergestütztes Lademanagement für autarke, regenerativ betriebene Stromparkplätze	8
<i>Mitra Kami Delivand, Mirko Barz, Konstantin Dinkler, Bert Kohlmann, Mildred Linkimer Abarca</i> Fruit waste valorization for energy and value added products in Costa Rica	12
<i>Andreas Dengel, Bodo Groß, Yasmin Außendorf</i> Thermische Konversion von getrocknetem Gärrest am Standort der Biogasanlage Saxler	21
<i>Ulrich R. Fischer, André Voigt, Daniel Tannert, Hans Joachim Krautz</i> Druckelektrolyse zur Wasserstoffherstellung - ein Kurzüberblick zu energetischen Vor- und Nachteilen	30
<i>Mathias Frenz, René Paatzsch, Stefan Röder</i> Kälte-Wärme-Kopplung mittels Hochtemperaturwärmepumpe mit dem natürlichen Kältemittel CO ₂ in einem Krankenhaus	37
<i>Bodo Groß, Guillem Tänzer</i> Abwärmeatlas: Erhebung, Abschätzung und Evaluierung von industrieller Abwärme in Deutschland - Potentiale und Forschungsbedarf“	42
<i>Markus Jänicke</i> Analyse der Energieflüsse in einem landwirtschaftlichen Unternehmen unter Einbeziehung erneuerbarer Energien mit dem Ziel der deutlichen Reduzierung von Energiekosten	49
<i>Tobias Kampet</i> Die Ziele der weltweiten Energiewenden – ein Vergleich	54
<i>Renate Klingenberg</i> Erfolgreiche Netzwerkarbeit: Fahrplan Windwasserstoffwirtschaft in der Region Unterelbe	59
<i>Christian Kolbe, Stephan Funk</i> Universeller Simulator für (hybride) Elektrofahrzeuge	68
<i>Jochen Lehmann, Hans Sandlaß</i> Quo vadis, MV? - Kommentare zur Windenergie-Speicherung	72
<i>Thorben Müller</i> Betriebserfahrungen eines wasserstoffbasierten Stromspeichersystems 100 Prozent regenerative Stromversorgung einer Gewerbeimmobilie	77

<i>Noah Pflugradt, Nirendra Lal Shrestra, Thomas Oppelt, Thorsten Urbaneck, Bernd Platzer</i>	82
Lösungen für den Einsatz erneuerbarer Energien in Rechenzentren	
<i>Simon Schäfer-Stradowsky</i>	87
Power to Gas – Rechtlicher Rahmen und offene Fragen	
<i>Philipp Schaube, Juan Ignacio Talpone, Marina Recalde, Willington Ortiz</i>	96
Status and perspectives for renewable energy in the Argentine power systems	
<i>Henning W. Scheel</i>	107
Behaglicher und CO ₂ -frei Wohnhäuser und Werkstätten heizen und kühlen	
<i>Falk Schellhorn, Felix Bemme</i>	108
Die Mobile Energieversorgungseinheit mit Brennstoffzelle [MEVEB] Erfahrungen, Erkenntnisse und Perspektiven	
<i>Carlo Schmidt, Torsten Jackwitz</i>	111
Stand und Entwicklung des Demonstrations- und Innovationsprojektes RH ₂ -WKA in Grapzow	
<i>Chatchai Sirisamphanwong, Nipon Ketjoy, Sukruedee Sukchai, Kongrit Mansiri, Rattaporn Ngongmeesri</i>	115
Technical Performance and power quality of SERT Smart Grid	
<i>Andreas Sklarow, Johannes Gulden, Thomas Luschtinetz</i>	121
Degradations-Effekte einer NT-PEM Brennstoffzelle im Betrieb mit Wasserstoff aus der Dehydrierung eines LOHCs	
<i>Bert Stegemann, Johannes Weniger, Tjarko Tjaden, Hans-Otto Troeder, Volker Quaschnig</i>	128
Vergleich der Photovoltaischen Eigenversorgung von Ein- und Mehrfamilienhäusern	
<i>Tobias Struck</i>	134
Betriebserfahrungen mit dem 5MW-Batteriespeicher	
<i>Sukruedee Sukchai, Yodthong Mensin, Tawat Suriwong, Wikarn Wangsungnern</i>	145
Energy and Exergy Analysis of Stratified Thermal Storage Tank Combine with Solar Flat Plate Collector	
<i>Annette-E. Surkus, Mykola Polyakov, Nils Rockstroh, Henrik Junge, Andreas Martin, Matthias Beller</i>	153
Entwicklung von Elektrokatalysatoren für die alkalische Wasserelektrolyse	
<i>Christine Wahmkow</i>	155
Eine PV-Anlage auf einem Einfamilienhaus – 3 Jahre Erfahrungen und Energiebilanz	
<i>Michał Zeńczak</i>	160
Exploitation of area near power lines	
<i>Wojciech Zeńczak, Andrzej Adamkiewicz</i>	165
Abschätzung der CO ₂ Emission in Verbindung mit der Beförderung der Biomasse mit den Seeschiffen in das Kraftwerk Szczecin	
<i>Lilia Aiche-Hamane, Mustapha Hamane</i>	171
Wind farm operation based on hydrogen storage in the south of Algeria	
<i>Werner Diwald</i>	172
Power-to-Gas ein Baustein für das Gelingen der Energiewende?	

Grußwort

Auch für die Erreichung großer Ziele braucht es kleine Schritte. Mit der Energiewende haben wir uns eine Mammutaufgabe gestellt: Bis 2020 soll der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung deutschlandweit auf mindestens 35 Prozent steigen. Bis 2030 strebt die Bundesregierung einen Anteil von 50 Prozent an, 2040 sollen es mindestens 65 Prozent und 2050 dann 80 Prozent sein.

Um große Ziele zu erreichen, braucht es Geduld und vieler begeisterter Mitmacher. Denn es reicht nicht, dass wir einige Windräder und Solaranlagen aufstellen, um statt aus fossilen und atomaren Energieträgern Strom und Wärme zu produzieren. Die Energiewende erfordert vielmehr eine Transformation des gesamten Systems.

Diese Aufgabe ist komplex. Deshalb ist für die Energiewende eine enge Zusammenarbeit aller Beteiligten erforderlich: der Energieverbraucher, der Wirtschaft, der Politik, der Verbände und nicht zuletzt der Experten aus Forschung und Entwicklung. Deren Fundament ist der permanente Austausch über die richtigen Mittel und Wege.

Mit dem 22. Symposium „Nutzung regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik“ schafft die Fachhochschule Stralsund abermals einen Raum für den konstruktiven Dialog. An drei Tagen werden hier verschiedene Themen rund um die Nutzung erneuerbarer Energien und Wasserstoff diskutiert und demonstriert.

Aus dem Labor in die Wirklichkeit: Viele Innovationen der vergangenen Jahre, deren Praxistauglichkeit zu Beginn noch von vielen belächelt wurde, sind längst wesentlicher Bestandteil wirtschaftlicher Praxis. 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.

Bei diesem Unterfangen wünsche ich Ihnen weiterhin viel Erfolg!

Herzlich
Ihr
Christian Pegel

Minister für Energie, Infrastruktur und Landesentwicklung Mecklenburg-Vorpommern

Vorwort

Seit zwei Jahren erzeugt Mecklenburg-Vorpommern mehr Strom aus regenerativen Quellen, als im Lande verbraucht wird. Darauf kann man stolz sein. Auch wenn man weiß, dass das nicht gerade industriell geprägte Land kein Spitzenreiter im Energieverbrauch ist. Ganz sicher aber bietet diese Tatsache auch keinen Anlass sich zurückzulehnen. Denn gerade zum derzeitigen Stand der Diskussionen um die Energiewende und den Anfängen ihrer Umsetzung wird deutlich, wie wichtig die Speicherung von Elektrizität in bisher ungekanntem Ausmaß werden wird.

Da für unser Land Wasserkraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke nicht typisch sind, wird für uns das, was man unter dem Begriff „Power to Gas“ zusammenfasst, zur Handlungsempfehlung. Wenn landläufig unter diesem Slogan nur eben die wohlfeile Speicherung von mit regenerativ erzeugtem Strom hergestelltem Wasserstoff im Erdgasnetz verstanden wird, so greift das zu kurz. Die Möglichkeiten für den wertschöpfenden Einsatz grünen Wasserstoffs sind vielseitig und liegen überall dort, wo umweltschädigende Vorgänge und Produktionen durch saubere abgelöst werden sollen. Vordringlich wäre damit an den Stellen zu beginnen, an denen noch immer im größten Maße CO₂ freigesetzt wird.

Bei der Elektroenergieversorgung beispielsweise ist längst fällig, dass sich die Erzeuger regenerativer Elektrizität an der zur Netzstabilität notwendigen Bereitstellung von Regelleistung deutlich beteiligen, eben durch Herstellung, Speicherung und Rückverstromung von Wasserstoff. Dabei wäre vor allem an Gaskraftwerke zu denken, die mit Erdgas-Wasserstoff-Gemisch betrieben werden, zukünftig bei steigendem Wasserstoffanteil. Gleichzeitig stünde damit dieses Gasgemisch ganz allgemein dem Wärmemarkt zur Verfügung, dem Teil der Energiewirtschaft, an den im Moment bei Energiewende noch wenig gedacht wird.

Reinen Wasserstoff aus den Speichern andererseits benötigen diejenigen Verbraucher, die Brennstoffzellen benutzen, zunächst absehbar hauptsächlich Verkehrsteilnehmer wie PKW und Busse. Denkt man in diesem Zusammenhang an die Herstellung von fossilen Kraftstoffen, so wird dazu doch ebenfalls Wasserstoff benötigt. Warum nicht grüner, um damit den CO₂-Gehalt der Produkte zu senken und dadurch Vorgaben der EU zu erfüllen, solange die Flotten der Brennstoffzellenautos noch nicht genügend angewachsen sein werden? Mit einem solchen Schritt wäre ein Beispiel dafür gegeben, wie ganz allgemein chemische Produkte oder auch Nahrungsmittel grüner werden könnten.

Mit diesen Gedanken aus dem Einführungsvortrag von Werner Diwald (Deutscher Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Verband und performanceenergy) sind wir mitten in der Thematik, die den ersten Tag des diesjährigen Symposiums prägen wird. Welch weites Feld von Synergien sich mit grünem Wasserstoff auftut, geht auch aus der Präsentation von Renate Klingenberg vom Verein „ChemCoast“ (Hamburg/Untere Elbe) im Tagungsband hervor. So wichtig es ist, jetzt einen ersten „Businesscase“ für grünen Wasserstoff zu finden, um mit der neuen Technologie in Gang zu kommen, so groß sind die bürokratischen Hindernisse, die dazu überwunden werden müssen. Dabei erinnern wir uns an den Vortrag von Simon Schäfer-Stradowsky vom vorigen Jahr anhand der ebenfalls im Tagungsband abgedruckten

Präsentation von ihm. – Im Selbstlauf wird sich die neue Technologie nicht durchsetzen. Und wer das eingesehen hat, muss zu ihrem Erfolg beitragen. Wer sonst?

Während am ersten Tagungstag ein Hyundai ix35 FCEV besichtigt und gefahren werden kann, wird der zweite Tag unter dem Eindruck des „Mirai - "Zukunft“ stehen. Toyota präsentiert den PKW mit brennstoffelektrischem Antrieb und wer möchte, darf ihn ausprobieren. Lassen wir es uns zum Erlebnis werden! Ist es doch – wie die Ereignisse zeigen – nun wirklich an der Zeit, nicht mehr um Emissionsziele zu feilschen. Emissionslose Fahrzeuge werden eine Zukunft haben.

In diesem Sinne wünschen die Veranstalter allen Teilnehmern ein interessantes und erfolgreiches 22. Stralsunder Energiesymposium! Und allen, die zum guten Gelingen der Veranstaltung beitragen, unseren herzlichen Dank!

Die Herausgeber

„Optimiertes, speichergestütztes Lademanagement für autarke, regenerativ betriebene Stromparkplätze“

OptiCharge

A. Berhardt¹, C. Fuhrmann², J. Geiser³, D. Görges⁴, B. Groß¹, R. Hempelmann³, T. Lepold⁴,
H. Natter³, P. Schauer², S. Schulte¹, A. Tristan¹, K. Weißhaar³

¹IZES gGmbH (Institut für ZukunftsEnergieSysteme), Altenkesseler Straße 17A1, D-66115 Saarbrücken

Korrespondierender Autor: Bodo Groß, gross@izes.de, Tel: 0681 9762 840

²SCHMID Energy Systems GmbH, Robert-Bosch-Str. 32-36, D-72250 Freudenstadt

³Universität des Saarlandes, Fachbereich Physikalische Chemie, Campus B 22, D-66123 Saarbrücken

⁴Technische Universität Kaiserslautern, Fachbereich Elektrotechnik und Informationstechnik, Juniorprofessur für Elektromobilität, Erwin-Schrödinger-Straße 12, D-67663 Kaiserslautern

Schlüsselwörter: Elektromobilität, autarker Solarcarport, modellprädiktive Regelungsalgorithmen

Zusammenfassung

Das beantragte Verbundvorhaben „OptiCharge“ umfasst die Entwicklung und Realisierung einer Ladeinfrastruktur in Form eines Funktionsmusters bzw. einer Testanlage für Elektrofahrzeuge mit quasi autarker und gleichzeitig regenerativer Versorgung mittels einer Photovoltaikanlage und einer effizienten Speicherunterstützung ausgeführt als Vanadium-Redox-Flussbatterie. Neben dem Aufbau der Testanlage sind die Schwerpunkte des Vorhabens die Entwicklung von Methoden zur Konzeption und Dimensionierung einer derartigen Ladeinfrastruktur, die Methodenentwicklung für das Energiemanagement beim Einsatz dieser Ladeinfrastruktur mittels neuartiger stochastischer und modellprädiktiver Regelungsalgorithmen, die Optimierung und/oder Modifikation von Einzelkomponenten – speziell Membran- und Elektrodenmaterialien – und der Systemtechnik von Vanadium-Redox-Flussbatterien zur Anwendung in einer solchen Ladeinfrastruktur sowie der Evaluierung der entwickelten Methoden und Komponenten in der Testanlage. Dabei stehen insbesondere die Komponenten- und die Gesamtsystementwicklung für die Vanadium-Redox-Flussbatterie sowie die Verknüpfung von Energie- und Batteriemanagementsystem und deren Test im Alltagsbetrieb im Fokus des Vorhabens.

1. Projektziele des Vorhabens OptiCharge

Abbildung 1 gibt einen schematischen Überblick bezüglich der Inhalte und der gegenseitigen Verknüpfungen im Rahmen des Verbundvorhabens OptiCharge. Abbildung 2 zeigt die elektrische Verschaltung bzw. den Energieweg der Einzelsystemkomponenten innerhalb der geplanten Gesamtanlage. Die gestrichelte Linie deutet die Einflussmöglichkeiten des übergeordneten Energiemanagementsystems sowie die geplante Kommunikationsschnittstelle mit dem Batteriemanagementsystem an. Insgesamt wird der Energiefluss innerhalb der Testanlage mit sieben separaten Energiezählern – in der Graphik als Z1 bis Z7 bezeichnet – erfasst. Zähler 1 misst die erzeugte Energiemenge der PV-Anlage. Zähler 2 ist ein Zweirichtungszähler und erfasst Daten bezüglich der Ladung/Entladung des geplanten Energiespeichers. Zähler 3 bis 5 erfassen den Verbrauch der drei Lademöglichkeiten. Zähler 6

erfasst die Einspeisung bzw. den Bezug aus dem Netz. Mit Zähler 7 wird der Verbrauch der, zusätzlich für den Forschungsbetrieb angebrachten, Messtechnik in der Testanlage bestimmt, um dessen Einfluss auf den Gesamtwirkungsgrad der Testanlage bilanziell korrekt ausschließen zu können. Prinzipiell ist die Hauptaufgabe des Energiemanagementsystems eine Regelung von Zähler 6 auf „Null“. Wenn dieser Zustand über einen längeren Zeitraum aufrecht gehalten werden kann, ist das gleichbedeutend mit einem autarken Betrieb der Testanlage.

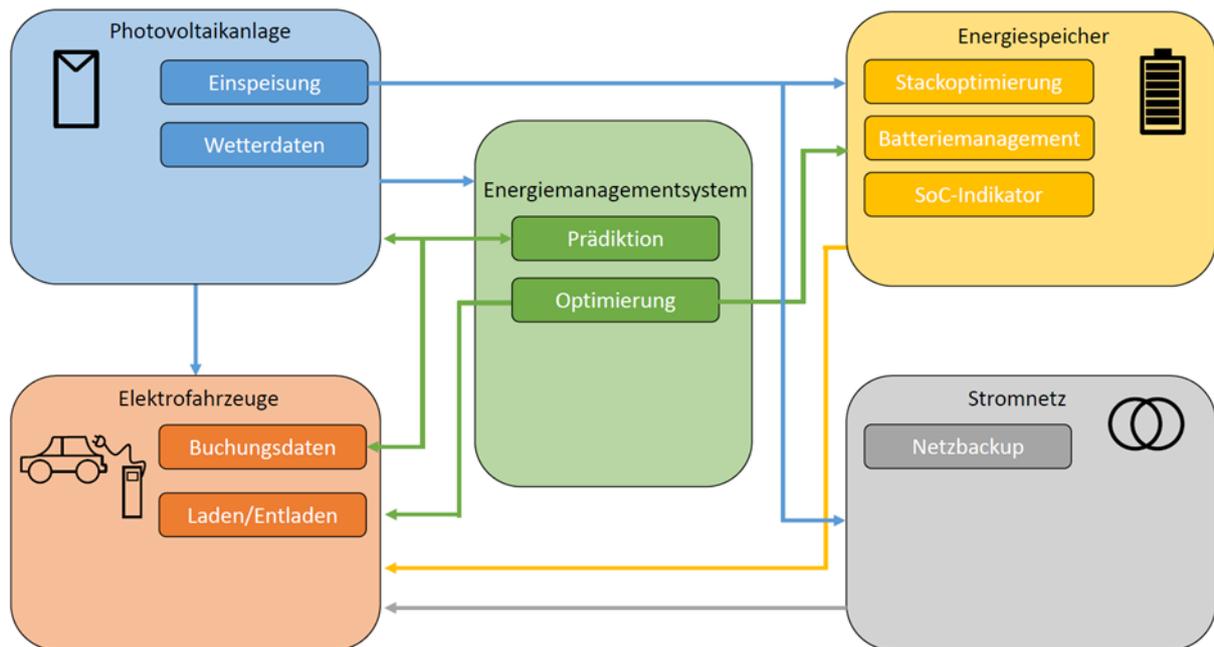


Abbildung 1: Schematische Darstellung der Inhalte des Vorhabens „OptiCharge“

Zur Erreichung dieses Ziels wird mit Hilfe des Monitorings der Anlage und der Auswertung der Daten der jeweils aktuelle Systemzustand an das Energiemanagementsystem übermittelt, welches aufgrund dieser Eingangsgrößen mittels dem in diesem Vorhaben entwickelten Algorithmus die Stellgrößen für das Batteriemangementssystem berechnet. Als zusätzliche Eingangsgrößen werden auch die Buchungsdaten der Elektrofahrzeuge sowie die Wetterprognosen an das Energiemanagementsystem übermittelt.

Nachfolgend werden die Motivation und das Gesamtziel des Vorhabens „OptiCharge“ dargestellt. Das Vorhaben umfasst die Entwicklung und Realisierung einer Ladeinfrastruktur in Form eines Funktionsmusters bzw. einer Testanlage für Elektrofahrzeuge mit quasi autarker und gleichzeitig regenerativer Versorgung mittels einer Photovoltaikanlage und einer effizienten Speicherunterstützung durch eine Vanadium-Redox-Flussbatterie. Die Schwerpunkte des Vorhabens sind die Entwicklung von Methoden zur Konzeption und Dimensionierung einer derartigen Ladeinfrastruktur, die Methodenentwicklung für das Energiemanagement beim Einsatz dieser Ladeinfrastruktur, die Optimierung und Modifikation von Einzelkomponenten und der Systemtechnik von Vanadium-Redox-Flussbatterien zur Anwendung in einer solchen Ladeinfrastruktur sowie der Evaluierung der entwickelten Methoden und Komponenten in der Testanlage. Dabei stehen insbesondere die

Komponenten- und Systementwicklung für die Vanadium-Redox-Flussbatterie sowie die Verknüpfung von Energie- und Batteriemanagementsystem im Fokus des Vorhabens.

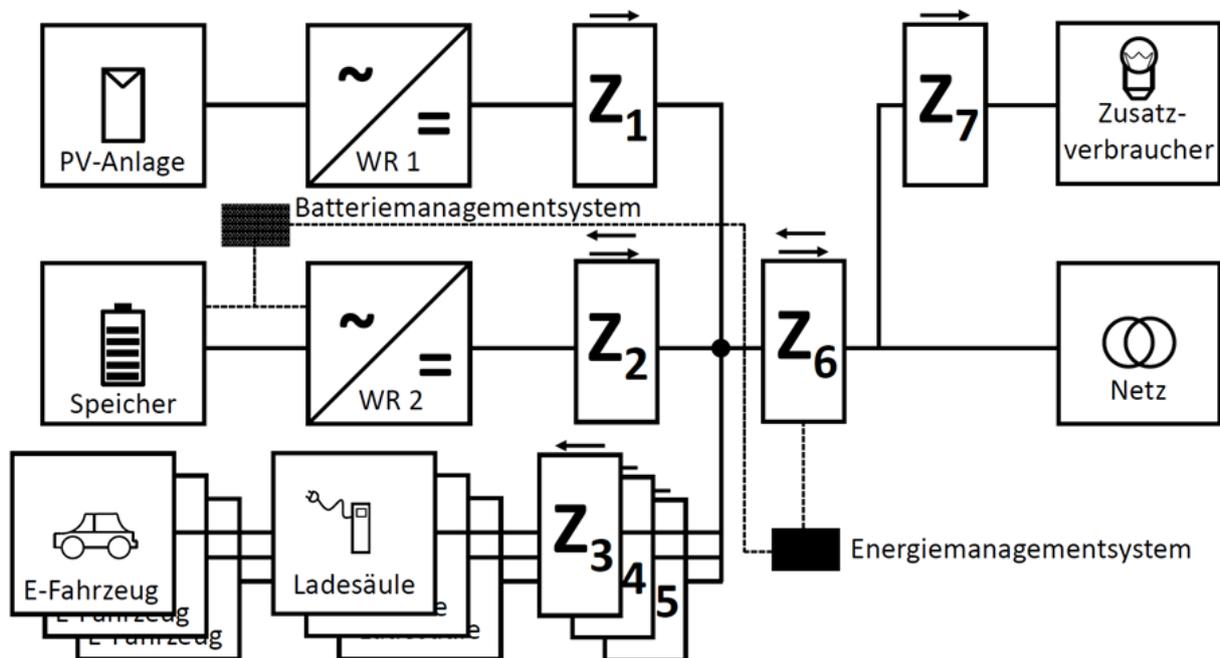


Abbildung 2: Übersicht bezüglich der Verschaltung der Einzelkomponenten der Testanlage

Motiviert ist das Vorhaben dadurch, dass die regenerative Versorgung von Elektrofahrzeugen für eine klimaneutrale Mobilität von entscheidender Wichtigkeit ist, eine autarke Versorgung von Elektrofahrzeugen maßgeblich zur Entlastung von lokalen Stromnetzen beitragen kann, eine regenerative und autarke Versorgung allerdings nur durch ein intelligentes Energiemanagementsystem verbunden mit einer optimierten und effizienten Speicherunterstützung realisiert werden kann und eine Vanadium-Redox-Flussbatterie für eine stationäre Stromspeicherung die derzeit beste Alternative darstellt, jedoch hierfür noch umfassend technisch und wirtschaftlich optimiert werden muss.

Im ersten Schritt wird mit Hilfe eines Modells sowie der zugehörigen Simulation die optimale Systemauslegung für die Testanlage, insbesondere aufgrund der am Standort vorhandenen peripheren Randbedingungen wie beispielsweise Anzahl der Parkplätze, Art und Anzahl der Ladungen pro Zeitintervall, Peakleistung der Erzeuger, maximale Lade- und Entladeleistung des Energiespeichers etc., bestimmt. Wichtig hierbei ist eine optimale Abstimmung zwischen dem Energiebedarf der Ladestationen bzw. der zu erwartenden volatilen und temporären Verbraucher, der Generatorgröße der oder des Erzeuger(s), der Speichergröße und der Speicherleistung. Mit Hilfe der über die Simulationen gewonnenen Erkenntnisse soll ein quasi autarker Solarcarport für drei bis vier Fahrzeuge mit integrierter Photovoltaikanlage und passend dimensioniertem Stromspeicher am Standort der IZES gGmbH im InnovationsCampus Saar in Saarbrücken als Test- und Forschungsanlage entstehen. Die Energiespeicherung wird dabei von einer entsprechend dimensionierten Vanadium-Redox-Flussbatterie übernommen. Diese Technologie besitzt insbesondere für stationäre Anwendungen geeignete technische Voraussetzungen – Leistung und Speicherkapazität sind voneinander entkoppelt; es besteht keine Brandgefahr – und besitzt darüber hinaus

perspektivisch gegenüber Li-Ionen Batterien ein attraktives Preis-/Leistungsverhältnis. Weiterhin ist der Einsatz einer Vanadium-Redox-Flussbatterie als Energiespeicher im hier beantragten Vorhaben in der theoretisch unendlichen Ladezyklenfestigkeit der Technologie begründet. Für einen effizienten Betrieb der Ladeinfrastruktur, der Photovoltaikanlage und der Vanadium-Redox-Flussbatterie wird ein intelligentes Energiemanagementsystem entwickelt. Grundlage des Energiemanagementsystems sind neuartige stochastische Prognosealgorithmen für den Verbrauch der Elektrofahrzeuge und die Erzeugung der Photovoltaikanlage sowie neuartige stochastische modellprädiktive Regelungsalgorithmen für die Eigenverbrauchsoptimierung mit einer sehr hohen Robustheit gegenüber Prognoseabweichungen. Die als Stromspeicher eingesetzte Vanadium-Redox-Flussbatterie wird im Laufe des Vorhabens hinsichtlich der verwendeten Membran- und Elektrodenmaterialien optimiert. Die dazu notwendigen Materialmodifikationen bzw. -verbesserungen werden zuerst im Labor entwickelt, anschließend in den Technikumsmaßstab überführt und im letzten Drittel des Vorhabens in der Praxis getestet bzw. umgesetzt. Zwischen dem Batterie- und dem übergeordneten Energiemanagementsystem wird eine Kommunikationsschnittstelle geschaffen, um eine verbesserte Anpassung des Speichers an die Anwendungsumgebung zu erreichen und damit die Gesamtsystemeffizienz des Testaufbaus zu steigern. Mittels eines Monitoringkonzepts bzw. dessen Umsetzung werden die Betriebsdaten der Gesamtanlage erfasst, archiviert und ausgewertet, wodurch die Wirkung der ausgeführten soft- und hardwareseitigen Modifikationen und Verbesserungen und zugleich ggf. Betriebsauffälligkeiten zeitnah detektiert werden können.

Zusammenfassend ist das Gesamtziel des hier skizzierten Verbundvorhabens die Planung, der Aufbau und die Demonstration der Machbarkeit von autarken, regenerativ betriebenen Stromparkplätzen für Elektrofahrzeuge und deren optimale Auslegung hinsichtlich Erzeugung, Bedarf und Speichergroße mittels Modellbildung und Simulation. Dabei steht insbesondere die Entwicklung verbesserter bzw. modifizierter Einzelkomponenten für die eingesetzte Vanadium-Redox-Flussbatterie sowie deren Testbetrieb unter Alltagsbedingungen, bei gleichzeitigem Einsatz neuartiger stochastischer Prognose- und Regelungsalgorithmen und erweiterter Kommunikationsschnittstellen, insbesondere zwischen dem Batterie- und dem Gesamtenergiemanagementsystem der Testanlage im Vordergrund. Die intelligenten Prognose- und Energiemanagementalgorithmen und die optimierte Vanadium-Redox-Flussbatterie sind in elektrischen Energiesystemen sehr vielfältig für Systemdienstleistungen nutzbar und somit weit über das Vorhaben hinaus von signifikanter technischer und wirtschaftlicher Relevanz.

Das Vorhaben wird von den Verbundpartnern IZES gGmbH (Projektkoordinator), der Universität Saarbrücken, der Technischen Universität Kaiserslautern und der Schmid Energy Systems GmbH aus Freudenstadt durchgeführt und durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages gefördert.

Fruit waste valorization for energy and value added products in Costa Rica

Mitra Kami Delivand¹, Mirko Barz¹, Konstantin Dinkler¹, Bert Kohlmann², Mildred Linkimer Abarca²

¹ Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin (HTW Berlin), Germany.

² Centre for Research and Development of Renewable Energies (CIDER), EARTH University, Guácimo, Costa Rica.

Abstract

Agriculture has a major influence on economic, environmental and social developments of the Latin American countries. On the other hand, Costa Rica has set a target to achieve a neutral carbon status in 2021. Two important dominant agricultural products in Costa Rica are bananas and pineapples with average annual productions of about 2.1 and 2.2 million tones. The farm residues of the two fruits including the green residues and processing wastes have a potential value added. In this study, the life cycle eco-efficiency of two systems is assessed: electricity generation from the farm residues of banana and of pineapple through anaerobic digestion and combustion. The net life cycle energy output and greenhouse gas (GHG) emissions are analyzed. The GHG emissions are mostly related to the pretreatment and logistics operations. However, there is a net GHG reduction of 1066 kg CO₂eq for pineapple and 800kg CO₂eq for banana per hectare of the cultivated land with considerable amount of energy savings from 33.3 to 34.1GJ ha⁻¹. The results include the recycling of the by-products obtained from the energy systems, i.e. biogas digestate. The study may contribute to the sustainable waste valorization of agricultural fruits for energy security and GHG reductions.

Keywords: Agricultural residues; waste valorization; life cycle GHG; energy; biofertilizer

1. Introduction

The government of Costa Rica intends to facilitate a comprehensive national plan for the management of solid waste through appropriate legislations and regulations (Thi et al., 2015), such as a “law for the integrated management of residues” passed in May 2010 (Ben-Haddej et al., 2010). As recommended by Ben-Haddej et al. (2010), for the municipal solid waste, market-based instruments (MBIs) such as “eco-labeling”, “pay-as-you-throw”, and “deposit-refund” can contribute to the implementation of this law.

The sustainable disposal of agro-waste in tropical countries, like Costa Rica, is importantly noted in the waste management policies. For this reason, the government has set rules for the

integrated management of residues (Thi et al., 2015). See <http://www.mag.go.cr/bibliotecavirtual/a00184.pdf> for “La Ley de Protección Fitosanitaria N° 7664, artículos 14 y 20, y el Decreto Ejecutivo N° 23850–MAG-S”. Furthermore, the ambitious target to achieve neutral carbon emissions in the year 2021 can promote the efficient use of the residues as a byproduct, rather than producing waste for the country. The total annual wastes produced from agricultural sectors (including major crops and livestock) exceed 3.2 million tones. Less than fifty percent of these residues are used in several ways (e.g., fertilizing, animal feeding, fuel, etc.), but the remainder is left untreated and unused (Ulloa et al., 2004). Unsustainable management of these wastes will have socio-economic and environmental consequences.

Pineapple and banana are two important products in Costa Rica. Their production and processing compromises substantial waste (by-products) generation consisting of residual pulp, peels, stem and leaves, which could be a potential value added product. For pineapple, it is reported that 40-80% of the produced pineapple fruit is discarded as waste having high biological values of BOD (biological oxygen demand) and COD (chemical oxygen demand) (Upadhyay, 2010). Furthermore, the management of pineapple residues is important due to the environmental issues such as harmful flies to the livestock or producing bad odor.

The successful implementation of sustainable use of the fruit wastes from banana and pineapple depends on the availability of resources and infrastructure, and the feasibility assessment with respect to the related economic, social, and environmental consequences. In this way, the study proposes a sustainable management of waste from pineapple and banana fruits. Two scenarios of biogas and combustion are analyzed and the net energy output, GHG emissions, as well as the value added extra of the fertilizing output are analyzed. The outcome of this study may contribute to the sustainable waste valorization of banana and pineapple in Costa Rica.

2. Materials and methods

The objective of the study is to promote a sustainable waste management of pineapple and banana in Costa Rica and to contribute to the reduction of waste emissions. A consequential life-cycle analysis is applied. The system under study is illustrated in Fig. 1 and includes the potential electricity and biofertilizer production from the anaerobic treatment management of pineapple and banana residues. The residues account for on-farm residues and the residues after processing. The provision of the renewable energy to increase the security of the energy supply, increasing the value-added fertilizing, and GHG reductions are presented for the functional unit of one hectare of cultivated land.

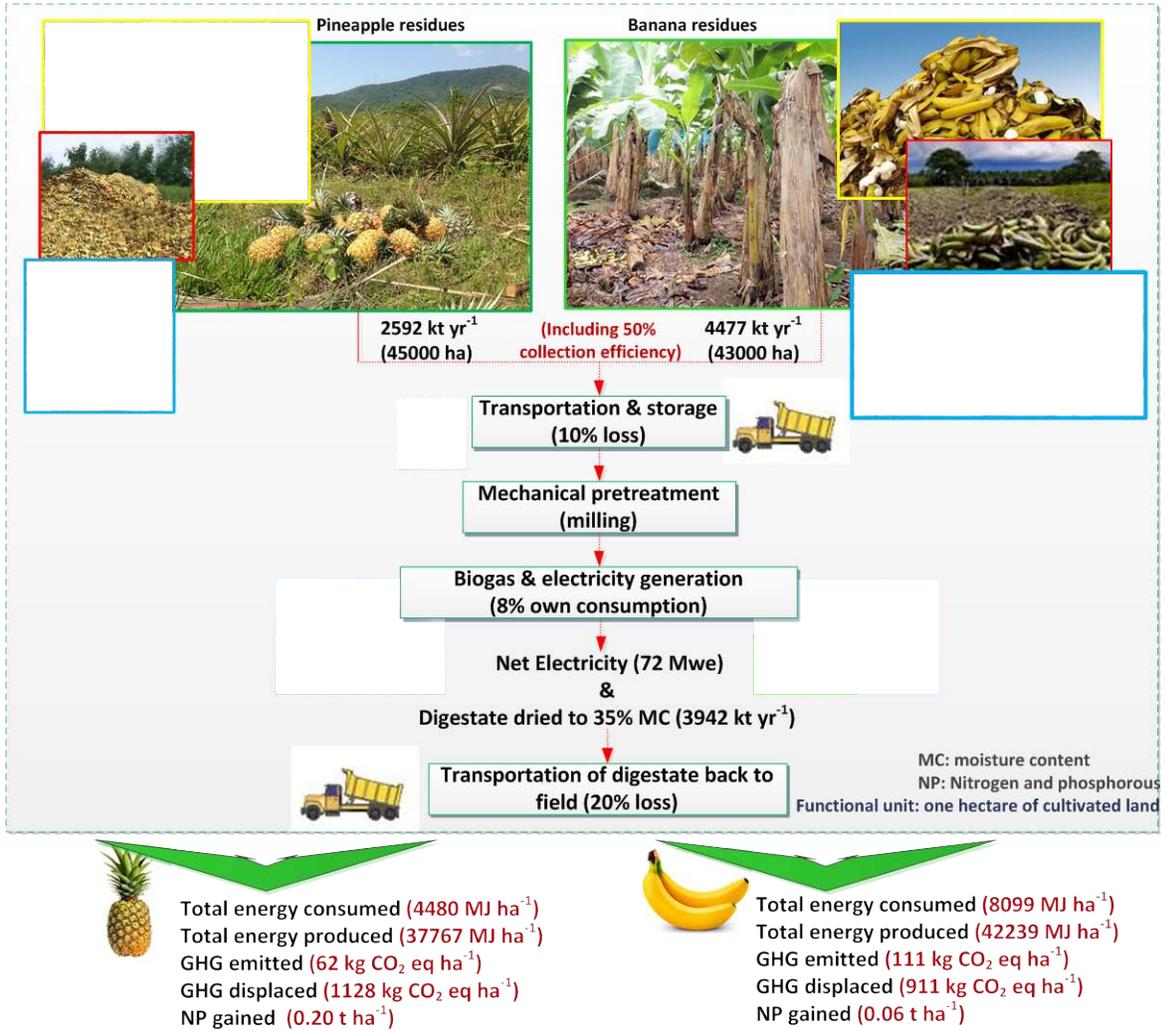


Fig. 1. System under study for using the residues from pineapple and banana.

The net energy balance, GHG profiles and fertilizers are quantified through equations 1 to 3:

$$\text{Net-energy-output (MJ ha}^{-1}\text{)} = E_{\text{gross}} + E_{\text{fer-dis}} - (E_{\text{tr}} + E_{\text{opr}}) \quad \text{Eq. 1}$$

$$\text{Net- GHG (kg CO}_2\text{eq ha}^{-1}\text{)} = (\text{GHG}_{\text{el-dis}} + \text{GHG}_{\text{fer-dis}}) - (\text{GHG}_{\text{tr}} + \text{GHG}_{\text{opr}}) \quad \text{Eq.2}$$

$$\text{Net-fertilizing (kg}_{\text{(N+P)}}\text{ ha}^{-1}\text{)} = \text{Nutrient}_{\text{dig}} - \text{Nutrient}_{\text{residues-removed}} \quad \text{Eq.3}$$

where:

E_{gross} is the gross energy from the total electricity produced, $E_{\text{fer-dis}}$ is the energy saved from displaced fertilizers, E_{tr} and E_{opr} are the energy consumed for transportation (or logistics) and treatment, as well as for plant operation, all in MJ ha⁻¹.

$\text{GHG}_{\text{el-dis}}$ is the greenhouse gas reduction due to electricity displaced from the mix-grid of Costa Rica, which otherwise would supply the electricity demand of the plant; $\text{GHG}_{\text{fer-dis}}$ is the GHG reduction of displaced fertilizer; GHG_{tr} are the GHG emissions due to the transportation

and pretreatment; and GHG_{opr} are the GHG emissions, due to the operation of the plant. All units are applied to $\text{kg CO}_2\text{eq ha}^{-1}$.

$Nutrient_{dig}$ is the mass of nutrient content in the digestate, and $Nutrient_{residues-removed}$ is the amount of nutrient residues removed from the soil, due to the collection of pineapple and banana residues in $\text{kg Nitrogen \& Phosphorous ha}^{-1}$.

Educated assumptions and literature data for the energy plant parameters are applied to estimate biogas generated from both waste streams. The specific average biogas rate is $0.4 \text{ m}^3_{\text{biogas}} \text{ kg}^{-1}_{\text{VS-added}}$, where the average total solid and volatile solids are 17%, and 14.5%, respectively. Average organic loading rate is $2.13 \text{ kg}_{\text{vs}} \text{ m}^{-3}_{\text{digester}} \text{ day}^{-1}$. The methane content of 55% with a calorific value of 38.7 MJ m^{-3} , a 10% of biogas loss, and an electrical efficiency of 35% for gas engine are assumed. Around 8% of the generated electricity is consumed for the own requirements of the energy facilities, and the total solids of the biogas slurry is 7.5%.

2.1 Waste estimates from the production of pineapple and banana

Pineapple and banana plantations are concentrated in the North and Caribbean areas of Costa Rica. The total annual gross land cultivated by these fruits is about 45000 and 43000 ha (SEPSA)¹, respectively. According to the FAOSATA database (www.fao.org), average annual production of pineapple and banana in Costa Rica is estimated as 2.18 and 2.12 million-t fresh fruits (Fig. 2). Based on the same data source, the average specific yield is 54 t ha^{-1} for pineapples and 49 t ha^{-1} for bananas.

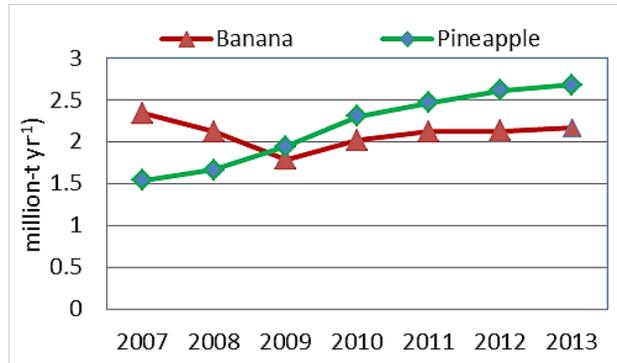


Fig. 2. Annual fresh pineapple and banana production in Costa Rica (Plotted by using FAOSTAT datasets).

The potential waste of pineapple and banana production includes the on-farm residues such as leaves, stems, and trunks (pseudo-stem for banana), as well as processing wastes such as pulp and peels.

2.1.1 Plantations and waste estimates for pineapple

¹Executive Secretariat for Agricultural Sector Planning (Sepssa) of the Ministry of Agriculture and Livestock (MAG).

The average production cycle of pineapple is around one year for the first crop and two years for the second cycle. The dominant pineapple producers are small to medium size producers of 3 to 15 ha per farm (Gómez et al., 2007). Seed materials are often suckers (shoots from existing plants), they are cultivated in the prepared land with adequate drainage and a raised bed. Pineapple requires regular fertilization, nematicides, herbicides and insecticides. Around 150 days after plantation, the plant is mature and is forced to begin fruiting usually by application of ethephon solutions. In another six months, fruits are ready for being harvested and delivered to the packing facilities. On average 0.4 kWh electricity is required for producing one packed box of pineapple; a packed pineapple box weights 12 kg and contains 6.6 fruits with an average of 1.7 kg per fruit (Ingwersen, 2012). Plantation and harvest are usually done manually by skilled workers. The fruit moves along the conveyor to an infield harvester, where the fruit is graded, packed in cartons, and moved to its final destination. After the last crop is harvested, the field is “knocked down,” and a new growing cycle begins (<http://www.dole-plantation.com/Pineapple-Cultivation>). An average of three years is assumed for the one complete cycle of pineapple plant with an average pineapple yield of $54 \text{ t ha}^{-1} \text{ yr}^{-1}$ (section 2.1).

The majority of the produced pineapple is exported as fresh fruit to Europe and the USA (Ingwersen, 2012), that is ~79% of the total produced pineapple. Only ~1% of the produced pineapple is used as fresh fruit domestically, and the rest 20% will be processed in the food factories. Nearly 75% of the processed pineapple is waste with about a 10% dry matter and an organic content of 96% (Tropea et al., 2014), which consists of peel (41%), crown (20%), pulp (33%) and core (6%) (<http://www.fao.org/3/a-ax438e.pdf>). On this basis the processed waste represents $\sim 343 \text{ ktyr}^{-1}$ ($\sim 7.6 \text{ t ha}^{-1} \text{ yr}^{-1}$).

Pineapple plantation density is around 60000 plants ha^{-1} with an average number of 30 leaves weighting in average $0.05 \text{ kg leaf}^{-1}$ (Morton, 1987). The average root to shoot ratio of 0.08 (on mass basis) (Guillemin et al., 1992) is used to estimate root residues at the end of the pineapple cycle. Therefore, the annual average on-farm green residue is estimated to be $\sim 4223 \text{ ktyr}^{-1}$ ($\sim 93.8 \text{ t ha}^{-1}$). Total potential residues of pineapple are $\sim 4567 \text{ kt yr}^{-1}$ ($\sim 101.5 \text{ t ha}^{-1}$); assuming a 10% loss of the produced waste and the collection efficiency of 50% for the green residues, and another 10% during transportation and storage, an average amount of 2333 kt yr^{-1} could be available for biogas anaerobic digestion.

2.1.2 Plantations and waste estimates for banana

Banana is a perennial plant that grows from a bulb or rhizome (usually emerges close to the mother plant) and 9 to 12 months after plantation can be harvested. In general, it requires an intensive use of fertilizer (2558 kg ha^{-1}), nematicides (193 kg ha^{-1}), polyethylene bags ($2.1 \text{ kg t}^{-1}_{\text{banana}}$), polyethylene packers ($1.3 \text{ kg t}^{-1}_{\text{banana}}$), polyethylene twin ($1.0 \text{ kg t}^{-1}_{\text{banana}}$), etc. (Worobetz, 2000).

It is harvested throughout the whole year. For small producers it is more labor intensive, rather than capital intensive; but big producers require huge investments in infrastructure, logistics, and packing facilities. However, bananas are produced in relatively large plantations by

independent producers and multinational companies that control about 50 percent of the area planted. The major importers of Costa Rican bananas are United States 57%, Europe 35%, and other 8%.

Great amounts of on-farm residues are left after harvesting bananas. Each metric-ton of harvested banana produces 1.5 t of leaves and an average of 2.5 t of pseudostem (or trunk) (Sellin et al., 2013). Contrary to the pineapple residues which are associated with environmental issues, in Costa Rica, the total green banana residues are used for soil biofertilization. Nevertheless, the biogas digestate will also generate a biofertilizer (digestate), therefore, with a 50% collection efficiency, it is estimated that 4230 kt yr⁻¹ (98.4 t ha⁻¹) of leaves and pseudostems can be collected. There are two other waste sources from banana processing: peels and peduncles (the stalk that supports the inflorescence and attaches it to the rhizome). According to the national statistical data from the national banana corporation (CORBANA) in 2014, around 88% of the produced bananas were exported. The annual amount of about 253.8 kt of bananas is processed and used domestically. Using the residue-to-product ratio of 0.25 (Wilaipon, 2009), a total amount of 63.5 kt of peel waste is estimated. Adapted from Worobetz (2000), around 10% of the banana mass is banana peduncle (fruit stem), accounting for around 247.5 kt yr⁻¹ of further waste. Similar to pineapple, assuming 10% losses for processing waste and another 10% loss during transportation and storage, the total banana waste available for biogas production could be 4030 kt yr⁻¹.

Two important activities involved in converting waste to biogas are transportation and treatment (usually churning or milling), which demand energy and fossil fuel supplies. They significantly contribute to GHG emissions. An average transportation distance of 20 km (round trip) with a truck loading factor of 16 t per trip and a diesel fuel economy of 0.34 liter km⁻¹ is assumed. Using US LCI databases the life cycle GHG emissions of diesel in the trucks is 2.96 kg CO₂eq (liter-diesel)⁻¹. Electricity consumption for milling of biomass residues depends on the types of the mill hammer and the biomass characteristics, as well as the desired waste reduction size. It can be 17 kWh t⁻¹ for milling in agro-forestry; and 11 to 28 kWh t⁻¹ for size reduction of around 3mm and a moisture content of 12% (Xu et al., 2013). For the residues under study with high moisture content, an average electricity consumption of 15 kWh t⁻¹ waste is assumed. The life cycle GHG emission from the Costa Rican grid mix is 0.071 kg CO₂eq kWh⁻¹ (Brander et al., 2011). The biogas slurry is dried to ~35% moisture content; the same truck will carry it back to the field and a 20% mass loss basis is considered.

2.2 Nutrient content of crop residues and biogas digestate

In the region, only green residues of bananas are left in the soil. Pineapple residues are removed from the cultivation areas or piled on the field, causing several environmental issues already discussed. On rare occasions, residues are incorporated into the soil, requiring an intensive use of machineries and fossil fuel inputs. Therefore, this study has considered only the trade-off of leaving banana residues on the field or feeding them into biogas digesters and using the digestate as a fertilizer. The moisture content of pseudostems, leaves and peels of banana obtained

from a FAO study (<http://www.fao.org/livestock/agap/frg/APH132/chap5.htm>) is around 84%, 92%, and 73%, respectively. Thus, the average moisture content of banana residues is estimated as 87%. Around 2.7% of nitrogen and 0.4% of phosphorus (<http://wasterecycleinfo.com/bananna.html>) is assumed for the banana residues. The average nutrient content for biogas digestate from co-digestion of fruit waste as 5.9% N, and 1.3% P (Trosgård, 2015) is considered.

The life cycle GHG emissions for producing chemical nitrogen and phosphorus (NP) fertilizers were obtained from the “CML2001”, “Ecoinvent” databases (<http://www.ecoinvent.org/login-databases.html>). Standard “Biograce” coefficients for the energy consumption of NP fertilizers are used (www.biograce.net).

3. Results and Discussion

Based on the above-mentioned calculations and raw data inputs, the eco-efficiency of the system in terms of energy and greenhouse gas emissions is analyzed. The study has considered the productivity of the two waste streams; the results are standardized to one hectare of cultivated land in Costa Rica in Table 1.

Table 1. Overall results of the management of pineapple and banana waste.

Operations	52 t ha ⁻¹ Pineapple waste			94 t ha ⁻¹ Banana waste		
	Energy saved MJ ha ⁻¹	GHG emissions kg CO ₂ eq ha ⁻¹	Fertilizing value t NP ha ⁻¹	Energy saved MJ ha ⁻¹	GHG emissions kg CO ₂ eq ha ⁻¹	Fertilizing value t NP ha ⁻¹
Waste transport	-49.0	+4.5		-88.5	+8.2	
Waste milling	-2799.7	+54.8		-5060.6	+99.1	
Biogas plant	-1607.4 ^a	0 ^b		-2905.4	0 ^b	
Digestate transport	-24.5	+2.3		-44.2	+4.1	
Fertilizers displaced	+17674.7	-765.9		+5921.1	-256.6	
Electricity generated	+20092.0	-362.0		+36317.6	-654.3	
Waste fertilizer			NA			-0.28 ^c
Digestate fertilizer (NP)			+0.20			+0.35
Balance	+33286.1	-1066.3	+0.20	+34140.0	-799.5	+0.06 ^d

^a Renewable energy supplied by the 8% of the generated electricity from biogas.

^b GHG emissions from biogenic emissions are not counted.

^c Accounts for only 50% of collected residues.

^d +0.26 kg NP ha⁻¹ for the whole system analyzed (~0.24 kg N ha⁻¹ and ~0.02 kg P ha⁻¹).

NA: not applicable for pineapple residues.

Obviously, residue transportation and pretreatment are the main GHG emitters and energy demand operations. For the round trip transportation distance of 20 km, specific GHG emissions from transporting of fresh waste, and of digestate (with a moisture content reduced to 35%) would be 0.083 kg CO₂eq t⁻¹_{waste}, and 0.071 kg CO₂eq t⁻¹_{digestate}, respectively; while the milling process contributes significantly to the GHG emissions, that is 1.06 kg CO₂eq t⁻¹ of waste available in the biogas plant.

Nevertheless, waste valorization of pineapples and bananas can collectively produce a net electricity value of 72 MW (14416 kWh ha⁻¹) with a considerable saving of energy, GHG

reduction, and fertilizing values (see Table 1). The displaced fertilizers have an outstanding contribution to the overall savings of GHG emissions (and energy) for pineapple by ~ 72% (and 53%) and for banana by 32% (and 17%).

The management of pineapple and banana residues can diminish the adverse environmental impacts of leaving the residues on the field, and indirectly improve the eco-efficiency of fruit production. The assessed treatment of banana and pineapple residues indicates an almost equal energy saving for pineapple and banana residues. Due to the fact that the pineapple residues are not currently used for biofertilizing, the net GHG reduction of using pineapple residues would be ~25% higher compared to banana. Literally, the existing serious impacts associated with pineapple residues could be reduced by an appropriate management strategy presented in the study.

Moreover, there would be an indirect improvement in reducing the life cycle GHG emissions of the fresh fruit production. Life cycle GHG emissions of 1 kg fresh banana and pineapple in Costa Rica at the plant gate are reported as 0.30 to 0.41 kg CO₂eq (WAFF, 2011; Ingwersen, 2012), and 0.23 kg CO₂eq (Luske, 2010), respectively². On this basis, the management of these fruit residues could partially offset the associated GHG emissions with fruit production by around 7%.

Noting the results in Table 1, the recycling of digestate can compensate for the removed nutrient content of the field residues. In fact, the estimated NP content of banana digestate of 30375 t yr⁻¹ or 345 kg ha⁻¹ shows an increase of approximately 23% compared to the estimated nutrients of the residues left on the field. In the case of pineapples there would be an estimated increase of approximately 200 kg ha⁻¹ of NP for the farmers; whereas, these wastes are commonly piled up in the open space, causing adverse environmental and socio-economic stresses. In addition, there are further advantages from biofertilization using the digestate. For instance: the high plant uptake of ammonium, which results from nitrogen transformation during anaerobic digestion; there is also a reduced odor production with faster nutrient incorporation into the soil (Trosgård, 2015); and plant pathogen reduction depending on the design and characteristics of the digester such as temperature, pH levels, quantity of volatile fatty acids, retention time, etc. (Haraldson, 2008). However, covering the storage tanks of the digestate to prevent ammonia, nitrous oxide and methane emissions is recommended (Lukehurst et al., 2010).

Costa Rica wants to identify a correct waste management strategy and reduce GHG emissions. Therefore, the results of the present study may contribute to this goal.

4. Conclusions

The ambitious target set by the government of Costa Rica to achieve a carbon neutral status in 2021, as well as the identification of correct waste management strategies, may promote the use of agro-residues in the country. Around 2.3 and 4.0 million-t of residues from the pineapple

²63% for fresh fruit production and 37% for pineapple packaging, and 61% for fresh fruit production and 39% for banana packaging.

and banana cultivation can be collected and managed in biogas plants to produce value-added products and generate eco-efficient credits for the country. One hectare of cultivated land by these fruits can potentially generate 14.4 GWh of electricity (72 MW), 67.4 GJ energy, 1.9 t CO₂e reductions, and 264 kg of nitrogen and phosphorous biofertilizers. The result of this study may contribute to the impact assessment of using residues for supporting environmental and waste management policies.

References:

1. Ben-Haddej D, Buchenan H, Owen A, Shakan G, 2010. Managing Costa Rica's Waste: Recommendations for a Municipal Solid Waste Management Plan. Worcester Polytechnic Institute. Costa Rica. Retrieved from https://www.wpi.edu/Pubs/E-project/Available/E-project-121310-161912/unrestricted/GTZ_final_report.pdf.
2. Brandner M, Sood A, harlotte Wylie C, Haughton A, d Jessica Lovell J, 2011. Technical Paper | Electricity-specific emission factors for grid electricity. Ecometrics. Emissionfactors.com.
3. Gómez MP, Quesada PP, Bucheli KM., 2007. Implementation of good practices in the production of fresh pineapples for export: case study of the Huetar Norte region, Costa Rica. In: Maya Piñero, L.B.D.R. (Ed.), Implementing Programmes to Improve Safety and Quality in Fruit and Vegetable Supply Chains: Benefits and Drawbacks. Latin American Case Studies. Food and Agriculture Organization of the United Nations, Rome.
4. Guillemin JP, Gianinazzi S, Trouvelot A, 1992. Screening of arbuscular endomycorrhizal fungi for establishment of micropropagated pineapple plants. *Agronomie, EDP Sciences*, 12 (10), pp.831-836.
5. Haraldsson L, 2008. Anaerobic digestion of sugar beet – fate of plant pathogens and gas potential. Master thesis in the Department of Microbiology, Swedish University of Agricultural Sciences (SLU). http://exepsilon.slu.se/2798/1/Exjobb_Haraldson_nr_4_08.pdf.
6. Ingwersen WW, 2012. Life cycle assessment of fresh pineapple from Costa Rica. *Journal of Cleaner Production* 35, 152-163.
7. Lukehurst CT, Frost P, Al Seadi T, 2010. Utilisation of digestate from biogas plants as biofertiliser. IEA Bioenergy. Task 37. http://www.iea-biogas.net/files/daten-redaktion/download/publi-task37/Digestate_Brochure_Revised_12-2010.pdf.
8. Luske B, 2010. Carbon foot print assessment Dole. *Soil & More International*.
9. Morton, J. 1987. Pineapple. p. 18–28. In: *Fruits of warm climates*. Julia F. Morton, Miami, FL. <https://www.hort.purdue.edu/newcrop/morton/pineapple.html>.
10. Sellin N, Oliveira BG, Marangoni C, Souza O, de Oliveira APN, de Oliveira TMN, 2013. Use of Banana Culture Waste to Produce Briquettes. *Chemical Engineering Transactions*, 32: 349-354. <http://www.aidic.it/cet/13/32/059.pdf>.
11. Thi NBD, Kumar G, Lin CY, 2015. An overview of food waste management in developing countries: Current status and future perspective. *Journal of Environmental Management* 157, 220-229.
12. Tropea A, Wilson D, La Torre LG, Lo Curto RB, Saugman P, Troy-Davies P, Giacomo Dugo G, Waldron KW, 2014. Bioethanol Production From Pineapple Wastes. *Journal of Food Research*, 3 (4): 60-70.
13. Trosgård E, 2015. Small scale biogas production in the province of Pampanga, Philippines. Master thesis. Karstad University. Faculty of Health, Science and Technology. <http://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:848293/FULLTEXT01.pdf>.
14. Ulloa JB, van Weerd JH, Huisman E, Verreth JA, 2004. Tropical agricultural residues and their potential uses in fish feeds: the Costa Rican situation. *Waste Management*, 24: 87-97.
15. Upadhyay A, Lama JP, Tawata S, 2010. Utilization Of Pineapple Waste: A Review. *Journal of Food Science and Technology Nepal* 6, 10-18. <http://dx.doi.org/10.3126/jfstn.v6i0.8255>.
16. WAFF (West Africa Fair Fruit), 2011. Summary of studies on environmental performance of fresh pineapple produced in Ghana for export to Europe. Retrieved on 7.10.2015 from <http://www.active-soil.com/files/6513/6561/1660/C-footprint-of-pineapple-production-and-transport-WAFF.pdf>.
17. Wilaipon P, 2009. The effects of briquetting pressure on banana-peel briquette and the banana waste in Northern Thailand. *American Journal of Applied Sc* Authors:
18. Worobetz K, 2000. The Growth of the Banana Industry in Costa Rica and Its Effect on Biodiversity. Kendra Department of Biological Sciences. University of Alberta http://members.tripod.com/foro_emaus/Growth.htm.
19. Xu W, Niu Y, Tan H, Wang D, Du W, Hui S, 2013. A New Agro/Forestry Residues Co-Firing Model in a Large Pulverized Coal Furnace: Technical and Economic Assessments. *Energies* 6, 4377-4393; doi:10.3390/en6094377.

„Thermische Konversion von getrocknetem Gärrest am Standort der Biogasanlage Saxler“

A. Dengel¹, B. Groß², Y. Außendorf²

¹STEAG New Energies GmbH, St. Johanner Straße 101-105, D-66115 Saarbrücken, korrespondierender Autor

²IZES gGmbH, Altenkesseler Straße 17, D-66115 Saarbrücken

Schlüsselwörter

Gärrest, thermische Konversion, Biogasanlage, Wirtschaftlichkeit, Biokohle

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. Die Biogasanlage Saxler ist auf dem Waldhof nordwestlich der Ortslage Saxler in der Eifel lokalisiert, seit 2011 in Betrieb und hat eine elektrische Leistung von rund 600 kW. Die gekoppelt an die Stromproduktion erzeugte Nutzwärme wird zur Beheizung der Hofgebäude und des Fermenters genutzt sowie zur Wärmeversorgung des Gärrestrockners eingesetzt. Der getrocknete Gärrest wird derzeit als Dünger verwertet. Im Vorhaben soll untersucht werden, ob dieser Gärrest energetisch weiter genutzt werden kann.

Einleitung

Im Rahmen des grenzüberschreitenden und transnationalen INTERREG IV B Vorhabens BioenNW soll eine beispielhafte Machbarkeitsanalyse bezüglich des Standorts der Biogasanlage in Saxler für ein lokales Bioenergieprojekt erstellt werden. In diesem Fall soll ein neues, ökonomisch und ökologisch nachhaltiges Konzept für die regionale Verwertung von Gärresten untersucht werden. Die Gärreste werden im ersten Schritt getrocknet und sollen in einem zweiten Schritt in hochwertige Biokohle umgewandelt werden. Um dies möglichst praxis- und anwendungsorientiert zu gestalten, sollen die betreffenden lokalen Akteure direkt beteiligt werden. Ziel ist die Entwicklung eines nachhaltigen und übertragbaren Verwertungskonzepts für Gärreste, welche als Reststoffe der auf Basis nachwachsender Rohstoffe betriebenen Biogasanlage zur Verfügung stehen. Die Einsatzstoffe für die Biogasanlage stammen überwiegend von lokalen Ackerflächen sowie aus lokalen Viehzuchtbetrieben. Dazu werden verschiedene thermochemische Konversionsverfahren betrachtet, wobei sich die Detailuntersuchungen auf die Verfahren trockene Karbonisierung bzw. Pyrolyse konzentrieren.

Neben der technischen Machbarkeit wird auch die Wirtschaftlichkeit einer solchen Maßnahme untersucht. Dabei stehen vor allem die Vermarktungsmöglichkeiten der erzeugten Biokohle im Vordergrund.

Mögliche thermische Konversionstechnologien für Biomasse

Als Technologien zur thermischen Konversion von festen biogenen Einsatzstoffen sind neben der klassischen direkten Verbrennung insbesondere die Umwandlung mittels Vergasung, trockener Karbonisierung [1], Pyrolyse und Torrefizierung zu nennen. Mit der hydrothermalen Karbonisierung steht eine weitere Konversionstechnologie für biogene Reststoffe mit sehr hohen Wasseranteilen zur Verfügung. Bei den fünf letztgenannten Technologien entstehen außer einem definier-

ten Anteil an Nutzenergie, eine Reihe, im Vergleich zu den Einsatzmaterialien, höherwertiger Produkte wie beispielsweise brennbare Gase, Öle und/oder (Bio-)kohle. Bei der Auswahl der geeignetsten Konversionsmethode für ein konkretes biogenes Einsatzmaterial müssen zahlreiche Randbedingungen und Parameter beachtet werden. Dazu gehören beispielsweise vorhandene Wärmesenken, Qualität und Wassergehalt des Einsatzmaterials etc.

Standortbeschreibung und Problemstellung

Die Ortschaft Saxler liegt im Landkreis Vulkaneifel in Rheinland-Pfalz, hat etwa 70 Einwohner und gehört zur Verbandsgemeinde Daun. Die Biogasanlage ist auf dem Waldhof nordwestlich der Ortslage Saxler lokalisiert, seit 2011 in Betrieb und hat eine elektrische Leistung von 600 kW, siehe dazu Abb. 1.



Abb. 1: Biogasanlage auf dem Waldhof in der Ortsgemeinde Saxler

Die gekoppelt an die Stromproduktion erzeugte Nutzwärme wird zur Beheizung der Hofgebäude und des Fermenters genutzt sowie zur Wärmeversorgung des Gärresttrockners eingesetzt. Der produzierte Strom wird nach EEG ins öffentliche Netz eingespeist. Der resultierende Gärrest mit etwa 8,0% Trockensubstanz soll nach derzeitiger Planung auf durchschnittlich 80% Trockensubstanz getrocknet werden.

Es handelt sich um eine NawaRo Anlage, welche unter anderem mit Mais, Ganzpflanzensilage, Grassilage, Gülle und Igniscum betrieben wird. Der Gärrest der Anlage wird derzeit mittels der BHKW Abwärme getrocknet und das entstehende Produkt als Düngemittel eingesetzt. Für den getrockneten Gärrest der NawaRo Biogasanlage in Saxler soll eine alternative Verwertung betrachtet werden, siehe dazu Abb. 2.

Die Gärreste werden im ersten Schritt getrocknet und sollen in einem zweiten Schritt in hochwertige Biokohle umgewandelt werden. Um dies möglichst praxis- und anwendungsorientiert zu gestalten werden die betreffenden lokalen Akteure direkt beteiligt. Ziel ist die Entwicklung eines nachhaltigen und übertragbaren Verwertungskonzepts für Gärreste, welche als Reststoffe der auf Basis nachwachsender Rohstoffe betriebenen Biogasanlage zur Verfügung stehen. Die Einsatzstoffe für die Biogasanlage stammen überwiegend von lokalen Ackerflächen sowie aus lokalen Viehzuchtbetrieben. Dazu werden verschiedene thermochemische Konversionsverfahren betrachtet, wobei sich die Detailuntersuchungen auf die Verfahren trockene Karbonisierung bzw. Pyrolyse konzentrieren. Dabei werden einerseits die Anlage zur trockenen Karbonisierung der Pyreg GmbH mit Sitz in

Dörth sowie der PyroFormer™, eine durch die Aston University in Birmingham entwickelte Pyrolyseanlage, auf ihre Eignung zum Einsatz am Standort Saxler untersucht.



Abb. 2: getrockneter Gärrest

Derzeit wird am Standort Saxler eine Biogasanlage mit 600 kW elektrischer und 580 kW thermischer Leistung zur Vergärung nachwachsender Rohstoffe und Gülle betrieben. Ab Mai 2015 ist zusätzlich eine nachgeschaltete Trocknung der daraus resultierenden Gärreste in Betrieb. Die bisher gängige Praxis bezüglich der Verwendung der getrockneten Gärreste sieht eine Ausbringung auf den lokalen landwirtschaftlichen Flächen vor. Da jedoch jeder Landwirt, aufgrund der vorhandenen Ausbringtechnik, eine andere Beschaffenheit des Gärrests favorisiert, ist es sehr schwer verschiedene Abnehmer für die gesamte Menge des getrockneten Gärrestes zu finden, bzw. den getrockneten Gärrest in einer „universellen“ Konsistenz zur Verfügung zu stellen. Analog muss auch der Wert des getrockneten Gärrests individuell kalkuliert werden.

Unter den gegebenen Randbedingungen erscheint eine Weiterverwertung des Gärrests durch ein nachgeschaltetes thermisches Konversionsverfahren in ein höherwertiges Material, wie beispielsweise der trockenen Karbonisierung oder der Pyrolyse, als sinnvolles technisches Konzept. Hinsichtlich wirtschaftlicher Gesichtspunkte könnten durch die Produktion von hochwertiger Biokohle ein weiterer vermarktbarer Wertstoff produziert werden. Außerdem werden durch die thermische Konversion sowohl die verbleibende Masse als auch die Reaktivität des konvertierten Gärrests reduziert, was zu einer vereinfachten Handhabung und zu einer verbesserten Transportwürdigkeit gegenüber der reinen Trocknung führt.

Technische Umsetzung

Beschreibung des Einsatzmaterials getrockneter Gärrest: Der Gärrest der NawaRo Biogasanlage in Saxler wird mittels eines Bandtrockners von durchschnittlich 8% Trockensubstanzgehalt (TS) auf durchschnittlich etwa 80% TS getrocknet. Der Bandtrockner ist auf eine Eingangsmenge von etwa 550 kg/h original Gärrest ausgelegt. Hieraus ergibt sich eine jährliche Menge Gärrest von rund 4.400 t/a; getrocknet von rund 440 t/a. Der Heizwert des getrockneten Gärrests beträgt im Durchschnitt etwa 14,4 MJ/kg bzw. 4,0 kWh/kg bei einer durchschnittlichen Schüttdichte der separierten Feststoffe aus Gärresten von rund 100 – 120 kg/m³ [2].

Seit einiger Zeit wird auch die Problematik des zunehmenden Eintrags von Mikroplastikpartikeln in die Umwelt thematisiert [3]. Unter Mikroplastik versteht man in der Regel Partikel < 5 mm. Eine einheitliche Definition gibt es derzeit nicht. Entsprechende Einträge sind auch durch Biomüllvergä-

rungsanlagen bekannt geworden [4]. Bei NawaRo Anlagen sollte die Anzahl solcher Partikel je Volumen jedoch entsprechend gering bzw. zu vernachlässigen sein. Dennoch könnten durch das Verfahren der trockenen Karbonisierung der Gärreste die vorhandenen Mikroplastikpartikel fast vollständig entfernt bzw. zerstört werden. Polymere wie beispielsweise Polyethylen oder Polypropylen bei werden bei Reaktortemperaturen bis 750°C weitestgehend zerstört.

Auswahl der Technik: Aufgrund der vorliegenden Daten wurde entschieden, den getrockneten Gärrest entweder mittels Pyrolyse oder trockener Karbonisierung umzusetzen bzw. energetisch zu verwerten. Im ersten Schritt wurden an dieser Stelle zwei unterschiedliche Konversionsanlagen, der Pyroformer® der Aston University in Birmingham und die PYREG 500 der Firma Pyreg GmbH in Dörth, miteinander verglichen. Dabei wurde festgestellt, dass die Anlagentechnik der Pyreg GmbH – Prozess: trockene Karbonisierung – gegenüber dem Pyroformer® der Aston University – Prozess: Pyrolyse – marktverfügbar ist bzw. sich derzeit in der Markteinführungsphase befindet. Es werden derzeit bereits neun PYREG 500 Anlagen im Alltagsbetrieb eingesetzt und betrieben. Ein Pyroformer® wird nach derzeitigem Kenntnisstand noch nicht kommerziell betrieben. Die Technologie befindet sich noch im Stadium der Technikumsentwicklung. Im Rahmen des Vorhabens BioenNW sollen im Jahr 2015 zwei Versuchsanlagen im erweiterten Technikumsmaßstab aufgebaut und an verschiedenen Standorten mit unterschiedlichen Einsatzmaterialien getestet werden.

Derzeitiger Nachteil der PYREG 500 ist, dass die Anlage in der Standardversion bewusst nicht für eine Stromproduktion ausgelegt ist, bzw. dass als Produkte lediglich Kohle und nutzbare Abwärme entstehen. Hier könnte aber beispielsweise eine entsprechend dimensionierte ORC Anlage bzw. eine Mikrogasturbine nachgeschaltet werden. Erste diesbezügliche Versuche werden bei Pyreg derzeit im Rahmen eines Forschungsvorhabens durchgeführt [5]. Im Gegensatz dazu produziert der Pyroformer® neben der Kohlefraktion auch ein auskoppelbares brennbares Gas sowie eine flüssige Pyrolyseölfraction, welche beide in einem nachgeschalteten BHKW zu Wärme und Strom umgesetzt werden können. Nachteil des Pyroformers® sind die Anforderungen an die Einsatzmaterialien. Demnach muss das Material gesäubert, pelletiert und gesiebt werden. Die Pellets müssen dabei innerhalb folgender Werte liegen: Durchmesser zwischen 5 – 8 mm und Länge zwischen 10 – 20 mm. Der Feuchtegehalt sollte für den Einsatz im Pyroformer < 30% betragen. Hinsichtlich der notwendigen Pelletierung müssen die Einsatzmaterialien jedoch in der Regel mit Feuchtegehalten < 20% bereitgestellt werden, was im Umkehrschluss bedeutet, dass das eingesetzte Material in fast jedem Fall getrocknet werden muss. Der Anteil von Feinstoffen sollte < 5% (Gewichtsanteil) betragen. Die Pellets sollten eine Partikeldichte zwischen 700 und 1.300 kg/m³ und eine Schüttdichte von 400 kg/m³ bis 900 kg/m³ haben und weniger als 10% Kunststoffe (Gewichtsanteil) enthalten [6]. Beim Einsatz einer PYREG 500 entfallen die Pelletierung sowie die Anschaffungskosten für die notwendige Pelletieranlage. Für ggf. zusätzliche Substrate können, je nach Feuchtegehalt, die Trocknung sowie die damit verbundenen Kosten ebenfalls entfallen.

Aufgrund dieser Datenlage wurde entschieden, als Anlagentechnologie zur Verwertung des getrockneten Gärrests vorerst die PYREG 500 in die Betrachtung einzubeziehen, da diese marktverfügbar ist, keine vorgeschaltete Pelletierung benötigt und in der Anschaffung mit rund 415.000 € günstiger ist als der Pyroformer® mit rund 500.000 €. Abb. 3 zeigt das Schema einer PYREG 500 Anlage zur trockenen Karbonisierung von biogenen Reststoffen [7].

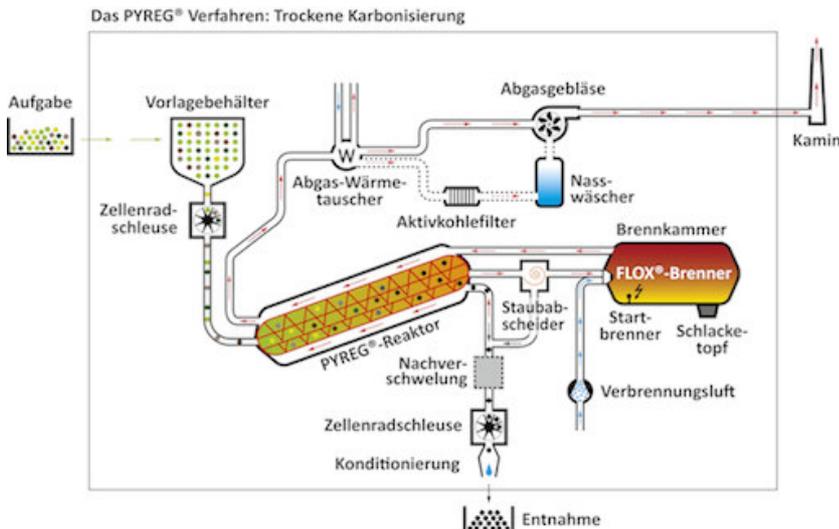


Abb. 3: Schema des Pyregverfahrens [7]

Technische Daten PYREG 500 und Randbedingungen Standort Biogasanlage Saxler: Die PYREG 500 ist ausgelegt für eine Brennstoffleistung von 500 kW. Die Menge an Gärrest am Standort der Biogasanlage in Saxler mit etwa 440 t/a und einem durchschnittlichen Heizwert von rund 4,0 kWh/kg bzw. 14,4 MJ/kg wäre ausreichend für rund 3.500 Vollastbenutzungsstunden einer PYREG 500 Anlage. Diese Werte wurden auch bei den folgenden Berechnungen angenommen. Die folgende Analyse betrachtet vorerst nur den Betrieb mit den in Saxler anfallenden Mengen an getrocknetem Gärrest. Die Ergebnisse können jedoch leicht auf die doppelte Menge an getrocknetem Gärrest übertragen werden.

Folgende Übersicht fasst die technischen Daten der PYREG 500 zusammen [7]:

- Brennstoffleistung maximal: 500 kW
- Brennstoffdurchsatz maximal: bis zu 180 kg/h (TS) oder etwa 1.300 t/Jahr (TS)
- Materialanforderung: Energiegehalt größer 10 MJ/kg
- Wassergehalt kleiner 50%
- Größe kleiner 30 mm
- Auskoppelbare Heizwärmeleistung: bis zu 150 kW
- Externe elektrische Leistungsaufnahme: etwa 10 kW
- Kohlenstoffeffizienz: bis zu 60%
- Abmessungen: 8,8 m × 3,5 m × 2,7 m (L/B/H)
- Gewicht: etwa 12 t

Wirtschaftlichkeit

Die Wirtschaftlichkeit des Betriebs einer PYREG 500 Anlage am Standort der NawaRo Biogasanlage der STEAG New Energies GmbH am Standort Saxler ist von vielen Parametern abhängig. In einer ersten Analyse soll anhand von Richtpreisen und üblichen Annahmen eine hinlänglich genaue Abschätzung bezüglich der Möglichkeit eines wirtschaftlichen Betriebs der Anlage in Saxler erarbeitet werden. In der nachfolgenden Wirtschaftlichkeitsberechnung wird davon ausgegangen, dass am Standort der Biogasanlage genügend Platz zur Verfügung steht und der gesamte Gärrest in der Konversionsanlage eingesetzt werden kann. Die dazu notwendigen Gebäude, bzw. Überdachungen sind zum jetzigen Zeitpunkt in Saxler nicht vorhanden und müssten ggf. neu errichtet werden. Bei

der Genehmigung können ggf. wasserrechtliche und tierhygienische Belange eine Rolle spielen, welche bei der Planung berücksichtigt werden müssen. Tab. 1 gibt einen Überblick bezüglich der jährlichen Kosten für den Verfahrensschritt trockene Karbonisierung.

Kosten trockene Karbonisierung	netto	
Pyreg 500	415.000,00 €	
Lebensdauer	15 a	
Gesamtkosten (Zinssatz 4%)	559.627,50 €	
Annuität, jährliche Kosten	37.308,50 €	pro Jahr
Annuitätsfaktor VDI 2067	8,99	
Wartung und Instandhaltung	4,00%	der Anschaffungskosten
	16.600,00 €	pro Jahr
Personalkosten	30,00 €	pro Stunde
	300	Stunden pro Jahr
	9.000,00 €	pro Jahr
Hilfsenergiekosten Strom	79,55 kWh/t	
	0,18 €	pro kWh
	440	t/a
	6.125,00 €	pro Jahr
Hilfsenergiekosten Wärme	20	Anzahl Kaltstarts
Wärmekapazität Stahl	0,5	kJ/kg K
Gewicht PYREG 500	750	kg
Temperaturdifferenz	780	K
Aufheizen PYREG 500	1625,00	kWh/a
Dauer Aufheizen	4	h
Aufheizen Material	1865,79	kWh/a
	0,08 €	pro kWh
	310,29 €	pro Jahr
Gesamtkosten trockene Karbonisierung	69.343,79 €	pro Jahr
	157,60 €	pro Tonne

Tab. 1: Abschätzung der jährlichen Kosten für die trockene Karbonisierung

Die Kosten für die PYREG 500 Anlage sowie deren Lebensdauer wurden einem Richtpreisangebot der Pyreg GmbH entnommen [8]. Die jährliche Annuität wurde auf Grundlage der VDI 2067 Blatt 1 bestimmt.

Die Abschätzung der jährlichen Kosten für die trockene Karbonisierung ergibt in Summe einen Betrag von rund 69.400 € bzw. von rund 158 € pro Tonne Einsatzmaterial. Demgegenüber stehen mögliche Erlöse bezüglich des Verkaufs der produzierten Biokohle, des Verkaufs der produzierten und auskoppelbaren Wärme sowie Erlöse aufgrund vermiedener Kosten im Zusammenhang mit der Abgabe des getrockneten Gärrests.

Zur Abschätzung der Menge an produzierter Biokohle und Wärmeenergie wurden der Mineralgehalt mit 11,9% sowie der Kohlenstoffgehalt mit 45%, bezogen auf 100% TS, abgeschätzt. Die Berechnungen bezüglich der Erlöse gelten unter der Annahme, dass mit der produzierten Biokohle ein Erlös von etwa 250,-€ pro Tonne erzielt werden kann. Diese Abschätzung bezieht sich auf eine Aussage der Firma Pyreg, welche die Vermarktung von Pflanzenkohlen über ihre Tochtergesellschaft Novocarbo anbietet. Sofern die produzierten Kohlen den Kriterien der EBC (European Biochar Certificate) entsprechen, beträgt der Vergütungspreis bei Novocarbo aktuell etwa 250,-€ pro Tonne [9]. Es können jedoch für synthetische Kohlen aus unbelasteten Einsatzstoffen Erlöse von bis zu 800,-€ pro Tonne erwirtschaftet werden [10].

Im Falle einer Verkaufsmöglichkeit für die produzierte Wärmemenge werden Erlöse in Höhe von 60,-€/MWh angenommen. Das entspricht einem Preis knapp unterhalb der Kosten für die Wärme-
produktion mittels Erdgas ohne Berücksichtigung der Kapitalkosten für eine entsprechende Erdgas-
heizung. Die vermiedenen Entsorgungskosten bzw. erzielten Erlöse für den getrockneten Gärrest
wurden im Sinne einer kostenneutralen Abgabe mit 0 € pro Tonne angenommen. Die real erzielbaren
Erlöse/Kosten können, je nach vorhandenem Nährstoffangebot der landwirtschaftlichen Flä-
chen, regional stark schwanken.

Erlöse	netto	
Biokohle	129,0	t/a
Wert	250,00 €	pro Tonne
Jahreserlös	32.250,00 €	pro Jahr
Energiegehalt	25,8	MJ/kg
	7,17	kWh/kg
	925	MWh/a
	106	kW
maximale Wärmeleistung	169,0	kW
Wirkungsgrad	90%	
Wärmeauskopplung	152	kW
Energieauskopplung pro Tag	3650,40	kWh/d
Energieauskopplung pro Jahr	1.332,40	MWh/a
	60,00 €	pro MWh
Jahreserlös Wärme maximal	79.943,76 €	pro Jahr
"verkaufbarer" Anteil	0,00%	
Jahreserlös "verkaufbarer Anteil"	0,00 €	
derzeitige Gärrestentsorgung		
Masse	440	t/a
Erlöse Abgabe Gärreste	0,00 €	
Erlöse vermiedene Entsorgungskosten	0,00 €	
Gesamterlöse	112.193,76 €	pro Jahr
	254,99 €	pro Tonne
Gesamterlöse Teilverkauf Wärmeenergie	32.250,00 €	pro Jahr
	73,30 €	pro Tonne

Tab. 2: Abschätzung der jährlichen Erlöse beim Einsatz einer PYREG 500

Bei keiner Nutzung der produzierten Wärme ergeben sich mit diesen Annahmen insgesamt Erlöse
in Höhe von rund 32.250 €/a bzw. von rund 73 € pro Tonne getrocknetem Gärrest. Insgesamt ergibt
sich somit im betrachteten Fall ein Verlust von rund 37.150,- € pro Jahr bzw. von 86,- € pro Tonne
getrocknetem Gärrest. In der Berechnung wurde eine mögliche Erhöhung der Betriebsstundenzahl
durch den Einsatz weiterer Gärreste bzw. Substrate gleicher Qualität (z.B. aus benachbarten Nawa-
Ro Anlagen zum Standort Saxler) und damit auch der produzierten Biokohle noch nicht berücksich-
tigt. Diese Betrachtung erfolgt ggf. ebenfalls in einer nachfolgenden Detailanalyse.

Notwendige Genehmigungen und Integration

Der Erhalt der erforderlichen Genehmigungen zum parallelen Betrieb einer Anlage zur trockenen Karbonisierung auf dem Betriebsgelände der Biogasanlage Waldhof in Saxler sollte kein Problem darstellen. Unter Umständen sind Auflagen bezüglich des Wasser-, Abfall- und Tierseuchenrechts bei der Planung zu beachten. Auflagen zum Transportvolumen sowie Transportzeiten bestehen bereits. Es muss jedoch noch geprüft werden, ob die Karbonisierungsanlage nach der 4. Bundesimmissionsschutzverordnung (4.BImSchV) genehmigt werden muss und welche Anforderungen an die Abgasgrenzwerte gestellt werden. Derzeit ist davon auszugehen, dass eine Genehmigung nach 4.BImSchV erfolgen und die Grenzwerte der TA Luft in der derzeit gültigen Fassung eingehalten werden müssen. Die Integration einer Anlage zur thermischen Konversion des getrockneten Gärrests, wie beispielsweise einer PYREG 500, sollte auf dem Gelände der Biogasanlage in Saxler aufgrund der Platzverhältnisse kein Problem darstellen, da der Standort genügend freien Raum zur Verfügung hat. Im Falle, dass neue Gebäude bzw. Unterstände errichtet werden müssen, sind entsprechende Bauanträge einzureichen.

Zusammenfassung

Der Betrieb einer trockenen Karbonisierungsanlage auf dem Gelände der Biogasanlage in Saxler zur separaten Verwertung bzw. Umsetzung des getrockneten Gärrests ist technisch möglich. In diesem Zusammenhang müsste aufgrund der geringen Menge jedoch geklärt werden, ob und ggf. welche zusätzlichen Mengen an getrocknetem NawaRo Gärrest zu welchen Bedingungen von benachbarten Biogasanlagen zur Verfügung stehen, insbesondere um die Jahresbetriebsstundenzahl der Karbonisierungsanlage zu steigern und damit die Wirtschaftlichkeit der Gesamtanlage zu erreichen. Verdoppelt man beispielsweise die Betriebsstundenzahl der Karbonisierung und damit die Menge an produzierter Biokohle so ergibt sich ein jährlicher Verlust von nur noch rund 5.000,-€ gegenüber rund 37.000,-€ bei halber, bzw. derzeit gesicherter Menge. Ab einem Erlös von rund 270,-€ pro Tonne Biokohle ergibt sich unter sonst gleichen Annahmen eine positive wirtschaftliche Bilanz. Die Menge der vermarktbar Wärmeenergie wurde auch hier mit 0% angenommen. Ggf. sollte auch geprüft werden, ob eine Verlagerung der Karbonisierungsanlage an einen nahegelegenen Standort mit genügend großer Wärmesenke möglich bzw. ein solcher Standort vorhanden ist und die produzierte Nutzwärme dort vermarktet werden kann.

Literatur

- [1] persönliche Mitteilung bezüglich der Einstufung der thermochemischen Konversionsanlage PYREG 500 von Dipl. Ing Helmut Gerber, GF Pyreg GmbH, per Email am 20. Januar 2015
- [2] Andreas Ferch, Gärrestetrocknung mit dem Dorset Bandtrockner und nachgeschalteter Abluftreinigung, Dorset Agrar- und Umwelttechnik GmbH, abgerufen unter <https://www.lwk-niedersachsen.de/download.cfm/file/349,72f1df53-237d-eebf-5ecff00275d2386a~pdf.html>. am 03. März 2015
- [3] Untersuchung: Zu viel Mikroplastik im Auslauf von Kläranlagen festgestellt, EUWID, Recycling und Entsorgung, Heft Nr. 45/2014, Seite 11
- [4] <http://www.ndr.de/nachrichten/mecklenburg-vorpommern/Muell-aus-Biogasanlage-verschmutzt-Schaalseegebiet,umweltverschmutzung106.html>, Stand: 09. Dezember 2014 14:40 Uhr, Müll aus Biogasanlage verschmutzt Schaalseegebiet, abgerufen am 13. März 2015
- [5] <http://www.pyreg.de/forschung.html>; abgerufen am 03. Februar 2015
- [6] Aston University Birmingham, European Bioenergy Research Institute, Pyrofab - Outline System Specification Version V9 1st Sept '14, Seite 6

- [7] <http://www.pyreg.de/technologie.html>; abgerufen am 11. Dezember 2014
- [8] persönliche Mitteilung von Dipl. Ing Helmut Gerber, GF Pyreg GmbH, telefonisch am 11. Dezember 2014
- [9] persönliche Mitteilung von Bernd Beyer, Leiter Vertrieb & Unternehmensentwicklung der Pyreg GmbH, per Email am 05. März 2015
- [10] http://www.carbon-terra.eu/de/pflanzenkohle/verkauf/pflanzenkohle_pur; abgerufen am 19. Januar 2015

Druckelektrolyse zur Wasserstoffherstellung - ein Kurzüberblick zu energetischen Vor- und Nachteilen

Ulrich R. Fischer, André Voigt, Daniel Tannert, Hans Joachim Krautz

*Brandenburgische Technische Universität Cottbus-Senftenberg, Lehrstuhl Kraftwerkstechnik, Wasserstoff-Forschungszentrum, Universitätsstraße 22, D-03046 Cottbus
E-Mail: ulrich.fischer@b-tu.de*

Zusammenfassung

In den letzten Jahren wurde getrieben durch den schnellen Ausbau erneuerbarer Energien und dem damit perspektivisch wachsenden Speicherbedarf für elektrische Energie die Forschung im Bereich der Herstellung von Wasserstoff durch die Wasserelektrolyse deutlich verstärkt. Ein wichtiger Teilaspekt ist hierbei die Erhöhung des Druckes beim Elektrolyseprozess, um zusätzliche periphere Komponenten wie Zwischentanks und Kompressoren einzusparen, die auf den ersten Blick ineffizienter als die elektrochemische Kompression beim Elektrolyseprozess sind. Außerdem werden durch die Druckelektrolyse auch Betriebstemperaturen oberhalb 100°C möglich, was zu geringen Überspannungen aufgrund einer besseren Elektrolytleitfähigkeit führt. Andererseits gibt es einige Nachteile der Druckelektrolyse, wie der höhere konstruktive Aufwand für druckdichte Komponenten, eine aufwändigere Druckregelung sowie erhöhte sicherheitstechnische Anforderungen. In diesem Artikel werden die Vor- und Nachteile der Druckelektrolyse insbesondere aus energetischer Sicht diskutiert und es wird ein Überblick über Forschungsarbeiten aus diesem Bereich gegeben.

Summary

Research in water electrolysis for hydrogen production has become more important in the recent years due to the fast development of renewable energies and the expected storage demand for electrical power. Much attention is also focused on the increase of the electrolysis operating pressure to simplify the system design by avoiding supplementary hydrogen buffer tanks and compressors, which have at the first glance more scope for inefficiencies than the electrochemical pressurization within the electrolyser. Also pressure electrolysis enables higher operation temperatures beyond 100 °C resulting in lower overvoltages due to lower electrolyte resistance. On the other hand there are also some disadvantages like more expenditure for pressure tight parts, for a more sophisticated pressure control and safety issues. In this paper the advantages and drawbacks of pressure electrolysis especially from the energetically point of view are discussed and a short review on recent research in this field is given.

Schlüsselwörter: Druckelektrolyse, enthalpische Zellspannung, thermoneutrale Zellspannung, spezifischer Energieverbrauch

1 Einleitung

Für viele Einsatzbereiche und Endanwender von Wasserstoff ist ein erhöhtes Druckniveau erforderlich. Hierbei erstrecken sich die benötigten Drücke von wenigen bar bis zu etwa 950 bar bei

Wasserstofftankstellen. Viele Anwendungen aus der chemischen Industrie, die Methanisierung sowie die immer häufiger praktizierte Einspeisung von Wasserstoff in Ferngasleitungen erfordern Drücke im Bereich bis ca. 60 bar. Das ist der künftige potenzielle Einsatzbereich für Druckelektrolyseure bei Einsparung der ersten Kompressorstufen. Vor diesem Hintergrund ist neben dem Vergleich des anlagentechnischen Aufwandes (CAPEX) auch der Vergleich der spezifischen Energieverbräuche (OPEX) von Druckelektrolyse und atmosphärischer Elektrolyse interessant.

2 Druckabhängigkeit der Zellspannung

2.1 Reversible Zellspannung

Im ideal reversiblen Elektrolyseprozess, bei dem keinerlei Verluste auftreten, würde man an einer einzelnen Elektrolysezelle die reversible Zellspannung V_{rev} messen. Diese Zellspannung erhielte man im Grenzfall einer unendlich kleinen Stromdichte. Die reversible Zellspannung lässt sich direkt aus der Änderung der Gibbs-Energie bei der Reaktion der Wasserspaltung berechnen:

$$V_{rev} = \frac{G^0}{2F} = 1.229V \quad (1)$$

Hier ist G^0 Änderung der Gibbs-Energie bei Standardbedingungen (STP) und F die Faraday-Konstante. Über die Druckabhängigkeit der Gibbs-Energie kann man damit die Druckabhängigkeit der reversiblen Zellspannung ableiten. Aus der Definition Gibbs-Energie als Funktion der Variablen Temperatur T und Druck p [1]

$$dG = -SdT + Vdp \quad (2)$$

erhält man durch Koeffizientenvergleich mit dem totalen Differenzial dG :

$$\frac{\partial \Delta G}{\partial p} = \Delta V \quad (3)$$

und damit für die Druckabhängigkeit der reversiblen Zellspannung:

$$\frac{\partial V_{rev}}{\partial p} = \frac{1}{zF} \frac{\partial \Delta G}{\partial p} = \frac{\Delta V}{zF} \quad (4)$$

Hier ist ΔV die Änderung des molaren Volumens bei der Reaktion der Wasserspaltung. Unter Vernachlässigung der Volumenänderung des flüssigen Wassers und Einsetzen der idealen Gasgleichung für die molaren Volumina der Produktgase Wasserstoff und Sauerstoff ergibt die Integration von (4) über die Druckänderung vom Ausgangsdruck p_0 bis zum Enddruck $p_{H_2} = p_{O_2}$ eine Form der Nernst-Gleichung:

$$V_{rev}(p) = V_{rev}(p_0) + \frac{RT}{2F} \ln \left[\left(\frac{p_{H_2}}{p_0} \right) \left(\frac{p_{O_2}}{p_0} \right)^{1/2} \right] \quad (5)$$

Aus Gleichung (5) erhält man eine Änderung der reversiblen Zellspannung von 44 mV pro Dekade Druckänderung (bei einer Druckänderung um den Faktor 10 steigt die reversible Zellspannung um 44 mV). Wird nur auf der Kathodenseite der Wasserstoff komprimiert, so gilt in Gleichung (5) $p_{O_2} = p_0$ und der Druckkoeffizient der reversiblen Zellspannung verringert sich auf 30 mV/dec. Dieser Fall trifft z.B. für einen unsymmetrisch konstruierten PEM-Elektrolyseur zu, bei dem die Speisewasserzufuhr auf der Anodenseite etwa bei Atmosphärendruck erfolgt, und Druck nur auf der gegenüberliegenden Kathodenseite aufgebaut wird.

Bei der Hochtemperaturelektrolyse, bei der Wasserdampf gespalten wird, entspricht die molare Volumenänderung ΔV für Gleichung (4) nur einem halben molaren Gasvolumen (aus 1 mol Wasserdampf wird 1 mol Wasserstoff und 0,5 mol Sauerstoff). In diesem Fall sinkt der Druckkoeffizient der reversiblen Zellspannung auf nur 15 mV/dec.

2.2 Enthalpische Zellspannung und erweiterte Definitionen

Wird in Gleichung (1) statt der Gibbs-Energie die Bildungsenthalpie von Wasser eingesetzt, so erhält man die *enthalpische Zellspannung* V_{en} :

$$V_{en} = \frac{H^0}{2F} = 1.481V \quad (6)$$

Sie ist die minimale Zellspannung für den Fall, dass auch der Wärmeanteil $T \cdot \Delta S$ der Bildungsenthalpie durch elektrische Energie zugeführt wird. Der Wert von 1,481V gilt für Standardbedingungen und muss für andere Druck- und Temperaturbedingungen angepasst werden. Außerdem wird hier vorausgesetzt, dass das Speisewasser bei den jeweiligen Druck- und Temperaturwerten bereitgestellt wird.

Nach der von LeRoy et. al. [2] und vielen Autoren verwendeten Terminologie ist die „*higher heating value voltage*“ V_{HHV} jene Zellspannung, bei welcher zu der enthalpischen Zellspannung noch der Anteil der Energie addiert wird, um Wasser von Standardbedingungen (p_0, T_0) auf die jeweiligen Druck- und Temperaturwerte (p, T) zu bringen. Für den praktischen Fall ist schließlich zusätzlich noch der Anteil der Verdampfungsenthalpie des Wassers in den mit Wasserdampf gesättigten Gasblasen zu berücksichtigen. Dieser Anteil ist zusätzlich zur „*higher heating value voltage*“ V_{HHV} gemäß der Terminologie von LeRoy et. al. in der *thermoneutralen Zellspannung* V_{th} enthalten.

Die Analyse der Druckabhängigkeit der praktisch relevanten thermoneutralen Zellspannung ergibt bei LeRoy et. al. sinkende Werte bei steigendem Druck. Dieses auf den ersten Blick nicht plausibel erscheinende Ergebnis wird durch den bei höheren Drücken, im Verhältnis zu der produzierten Stoffmenge an Produktgasen, proportional verringerten Wasserdampfanteil in den Gasblasen verursacht. Dieses führt zu einem verringerten Anteil der Verdampfungsenthalpie von Wasser.

Hierdurch wird die Energiemenge zur Erzeugung eines Moles an Wasserstoff inkl. beinhaltendem Wasserdampf absolut verringert.

3 Einfluss des Druckes auf den realen irreversiblen Elektrolyseprozess

3.1 Effekte des Druckes auf die Gasbildung

Für den realen irreversiblen Elektrolyseprozess sind weitere teilweise entgegengesetzt wirkende Einflüsse des Drucks auf die Zellspannung relevant. Bei der alkalischen Elektrolyse wird die Zellspannung entscheidend durch die Blasengröße und -verteilung der Produktgase und die Strömungsverhältnisse in der Zelle beeinflusst [3, 4, 5]. Mit steigendem Druck sinkt der Blasendurchmesser indirekt proportional, was zu einer besseren Elektrolytleitfähigkeit und damit zu einem geringeren Verlust durch Überspannungen führt [6]. Andererseits bewirkt die geringere Auftriebskraft an den kleineren und schwereren Gasblasen, dass sie länger an den aktiven Elektrodenoberflächen haften und damit die elektrochemische Reaktion behindern. Weiterhin verweilen die kleineren Blasen länger im Elektrolyt und erhöhen damit den Elektrolytwiderstand [3, 7]. Schließlich führt auch der damit verbundene höhere Gasgehalt mit steigender Höhe zu einer inhomogenen Verteilung der Stromdichte und des Stofftransportes am Elektroden-Elektrolyt-Interface [3, 8].

3.2 Literaturüberblick zur Druckabhängigkeit des spezifischen Energieverbrauchs

Eine Reihe von Veröffentlichungen behandeln in einem theoretischen Vergleich die spezifischen Energieverbräuche verschiedener Wasserstoff-Herstellungspfade über Druckelektrolyse oder atmosphärische Elektrolyse mit anschließender Kompression, kommen aber wegen unterschiedlicher Annahmen bzw. Vernachlässigung von bestimmten Anteilen zu unterschiedlichen und teilweise gegenläufigen Ergebnissen. Roy et al. [3] verglichen auf Basis der thermodynamischen Grundlagen von LeRoy et al. [2] die alkalische Druckelektrolyse mit der atmosphärischen Elektrolyse und anschließender Kompression für Drücke bis zu 700 bar. Roy berechnete einen bis zu 16,6 % höheren Energiebedarf für die Druckelektrolyse, wobei er auch Annahmen für einen mit dem Druck ansteigenden zusätzlichen Energieaufwand durch Gasverluste und den BOP (balance of plant) machte. Onda et al. [9] fanden bei Drücken bis 700 bar einen bis zu 5% geringeren spezifischen Energieaufwand für die PEM-Druckelektrolyse gegenüber dem atmosphärischen Pfad mit anschließender Kompression bei einem Kompressorwirkungsgrad von 50%. Die Analyse von Onda et al. behandelt allerdings nur den reversiblen Fall. Außerdem wurde der Einfluss des Wasserdampfpartialdruckes in den Produktgasblasen vernachlässigt, wobei dieser indirekt proportional mit steigendem Druck sinkt. Bensmann et al. [10] veröffentlichten eine umfassende energetische Analyse von drei Pfaden (Pfad I: atmosphärische Elektrolyse mit anschließender Kompression, Pfad II: symmetrische Druckelektrolyse, Pfad III: asymmetrische Druckelektrolyse) der PEM Elektrolyse bis 100 bar für den reversiblen und irreversiblen Fall. Der Kompressorwirkungsgrad, der sich als Produkt aus dem isentropen Wirkungsgrad (hier $\eta_{isen}=80\%$) und dem mechanischen Wirkungsgrad (hier $\eta_{mech}=90\%$) ergibt, wird mit 72 % angenommen. In Übereinstimmung mit [3] berechneten Sie für den irreversiblen Fall einen günstigeren spezifischen

Energieverbrauch für den atmosphärischen Pfad I gegenüber dem symmetrischen Druckpfad II für alle Druckbereiche. Wie man aus dem geringen Anstieg der reversiblen Zellspannung mit dem Druck gemäß Gleichung (5) für den asymmetrischen Pfad III auch erwartet, ist dieser für Drücke bis ca. 40 bar energetisch günstiger als Pfad I und II. Erst bei Drücken oberhalb 40 bar führt die linear mit steigendem Differenzdruck steigende Querdiffusion von Wasserstoff auf die Anodenseite zu einem schlechteren Faraday'schen Wirkungsgrad und damit zu einem höheren spezifischen Energieverbrauch.

4 Praktische Messergebnisse an Druckelektrolyseuren

Im Gegensatz zu zahlreichen theoretischen Veröffentlichungen zum energetischen Vergleich verschiedener Pfade der Wasserstoffproduktion mit Druckelektrolyse oder atmosphärischer Elektrolyse mit anschließender Kompression gibt es nur wenige zu praktischen Messergebnissen des Druckeinflusses. Im Bereich der alkalischen Druckelektrolyse zeigen die Messungen häufig keinen oder nur einen marginalen Druckeinfluss auf die reale Zellspannung oder den spezifischen Energieverbrauch. Janßen et al. [7] veröffentlichten Messergebnisse im Druckbereich von 30 bis 120 bar. Der spezifische Energieverbrauch liegt hier unabhängig vom Druck zwischen $4,7 \text{ kWh/Nm}^3$ und $4,8 \text{ kWh/Nm}^3$ ($0,4 \text{ A/cm}^2$, $60\text{-}64 \text{ }^\circ\text{C}$, KOH 40% wt). Ursúa et al. [11] zeigen Ergebnisse von identischen Stromdichte-Spannungs-Kurven für einen alkalischen Elektrolyseur im Druckbereich von 5 bis 25 bar. Ähnliche Ergebnisse werden in [12] mit einer nur geringen Erhöhung der Zellspannung mit steigendem Druck im Bereich von 10 bis 55 bar präsentiert. Hier steigt die Zellspannung über den gesamten Druckbereich nur um etwa 20 mV. Interessant ist dabei, dass die Überspannung, berechnet aus der Differenz der gemessenen Zellspannung und der theoretisch berechneten reversiblen Zellspannung, sogar leicht sinkt. Offensichtlich ist es bei allen erwähnten praktischen Messungen an alkalischen Druckelektrolyseuren so, dass sich die in Abschnitt 3.1. angeführten gegenläufigen Einflüsse des Drucks auf die Zellspannung kompensieren. Insgesamt lassen die Messergebnisse den Schluss zu, dass im praktischen Fall eines atmosphärischen Elektrolyseurs der erforderliche Kompressor einen zusätzlichen Energieaufwand gegenüber der Druckelektrolyse verursacht.

Praktische Messergebnisse zur PEM-Druckelektrolyse zeigen ein differenziertes Bild. Millet et al. [13] veröffentlichten Ergebnisse im Druckbereich von 1 bis 130 bar. Während sich hier die mittlere Zellspannung nur geringfügig von 1,696 V auf 1,725 V ($0,5 \text{ A/cm}^2$, $88 \text{ }^\circ\text{C}$) verändert, steigt der spezifische Energieverbrauch wegen des steigenden Gas-Crossover über die Membran mit steigendem Druck signifikant von $3,99 \text{ kWh/Nm}^3$ auf $4,77 \text{ kWh/Nm}^3$. Marangoni et al. [14] messen bei einem unsymmetrischen PEM-Druckelektrolyseur mit Druckaufbau nur auf der Wasserstoffseite eine Zellspannungserhöhung in der Größenordnung von 100 mV bei einem Druckanstieg von 1 auf 6 bar ($1,2 \text{ A/cm}^2$, $55 \text{ }^\circ\text{C}$). Im Gegensatz dazu finden Grigoriev et al. [15] bei einem symmetrisch aufgebauten PEM-Elektrolyseur bei einer Druckerhöhung von 1 auf 25 bar eine Zellspannungserniedrigung von 70-80 mV.

5 Fazit

Für viele Anwendungen wird Wasserstoff auf einem höheren Druckniveau benötigt. Die direkte Bereitstellung von Druckwasserstoff über die Druckelektrolyse und damit die Einsparung von zusätzlichen Kompressorstufen zur Vereinfachung des anlagentechnischen Aufwands ist daher naheliegend. Die Literatur, die theoretische Vergleiche des spezifischen Energieaufwandes für verschiedene Pfade der Bereitstellung von Druckwasserstoff (Druckelektrolyse vs. atmosphärische Elektrolyse mit anschließender Kompression) behandelt, zeichnet ein inkonsistentes Bild. Es gibt sowohl Autoren, die die Druckelektrolyse vom energetischen Standpunkt aus generell favorisieren [9] als auch Autoren, die die atmosphärische Elektrolyse mit anschließender Kompression generell als günstiger betrachten [3]. Die unsymmetrische PEM-Druckelektrolyse wird bei geringen Drücken bis ca. 40 bar als besser, bei höheren Drücken jedoch als ungünstiger als der atmosphärische Pfad eingeschätzt [10]. Im Gegensatz zu den theoretischen Berechnungen zeigen praktische Messungen insbesondere bei der alkalischen Druckelektrolyse infolge gegenläufiger Effekte häufig keinen oder nur einen marginalen Druckeinfluss auf die gemessene Zellspannung bzw. den spezifischen Energieverbrauch. Das lässt den Schluss zu, dass im praktischen Fall der Kompressor nach einem atmosphärischen Elektrolyseur einen zusätzlichen Energieaufwand gegenüber der Druckelektrolyse verursacht, der z.B. im Fall einer zweistufigen Kompression auf 50 bar und einem Wirkungsgrad von 70 % ca. 0,2 kWh/Nm³ beträgt.

Literatur

- [1] Macke, W.: Thermodynamik und Statistik, Akademische Verlagsgesellschaft Geest & Portig KG Leipzig (1967)
- [2] R. L. LeRoy, C. T. Bowen, D. J. LeRoy, The thermodynamics of aqueous water electrolysis, *Journal of the Electrochemical Society* 127 (9) (1980) 1954-1962
- [3] A. Roy, S. Watson, D. Infield, Comparison of electrical energy efficiency of atmospheric and high-pressure electrolyzers, *International Journal of Hydrogen Energy* 31 (2006) 1964 – 1979
- [4] J. Hoinkis, E. Lindner, *Chemie für Ingenieure*, WILEY-VCH Verlag, Weinheim (2001)
- [5] E. Amores, E. Rodriguez, C. Carreras: Influence of operation parameters in the modeling of alkaline water electrolyzers for hydrogen production, *International Journal of Hydrogen Energy* 39 (2014) 13063-13078
- [6] S. K. Mazloomi, N. Sulaiman, Influencing factors of water electrolysis electrical efficiency, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 16 (2012) 4257– 4263
- [7] H. Janßen, B. Emonts, D. Stolten, *Moderne Elektrolyseverfahren - Status der Hochdruckelektrolyse am Forschungszentrum Jülich*, Tagungsband 4. Deutscher Wasserstoff Congress Essen (2008) 113-121
- [8] N. Nagai, M. Takeuchi, M. Nakao, Influences of Bubbles between Electrodes onto Efficiency of Alkaline Water Electrolysis, *Proceedings of Pacific Symposium on Flow Visualization and Image Processing -4*, France, Chamonix (2003)
- [9] K. Onda, T. Kyakuno, K. Hattori, K. Ito, Prediction of production power for high-pressure hydrogen by high-pressure water electrolysis, *Journal of Power Sources* 132 (2004) 64-70

- [10] B. Bensmann, R. Hanke-Rauschenbach, I. K. Peña Arias, K. Sundmacher, Energetic evaluation of high pressure PEM electrolyzer systems for intermediate storage of renewable energies, *Electrochimica Acta* 110, (2013) 570-580
- [11] A. Ursúa, I. San Martín, E. L. Barrios, P. Sanchis: Stand-alone operation of an alkaline water electrolyser fed by wind and photovoltaic systems, *International Journal of Hydrogen Energy* 38 (2013) 14952-14967
- [12] U. R. Fischer, A. Voigt, D. Tannert, Ch. Ziem, H. J. Krautz: Pressure and Temperature Influence on Alkaline Electrolysis Performance. 5th European Fuel Cell Forum Lucerne (2015)
- [13] P. Millet, R. Ngame, S.A. Grigoriev, N. Mbemba, F. Brisset, A. Ranjbari, C. Etieván: PEM water electrolyzer: From electrocatalysis to stack development, *International Journal of Hydrogen Energy* 35 (2010) 5043-5052
- [14] F. Marangoni, M. Pagani, M. Santarelli, M. Cali: Concept of a high pressure PEM electrolyser prototype, *International Journal of Hydrogen Energy* 36 (2011) 7807-7815
- [15] S. A. Grigoriev, V. I. Poremsky, V. N. Fateev: Pure hydrogen production by PEM electrolysis for hydrogen energy, *International Journal of Hydrogen Energy* 36 (2011) 7807-7815

Kälte-Wärme-Kopplung mittels Hochtemperaturwärmepumpe mit dem natürlichen Kältemittel CO₂ in einem Krankenhaus

Mathias Frenz¹, René Paatzsch², Prof. Dr. Stefan Röder³

¹M-VENA Energieagentur in Mecklenburg-Vorpommern GmbH, Gerhart-Hauptmann-Str. 19, D-18055 Rostock

²ILK Institut für Luft- und Kältetechnik Gemeinnützige GmbH, Bertolt-Brecht-Allee 20, D-01309 Dresden

³Steinbeis-Hochschule Berlin, Gürtelstraße 29a/30, D-10247 Berlin

Schlüsselwörter: CO₂-Wärmepumpe mit Wärmeauskopplung, Blockheizkraftwerk, Wirtschaftlichkeit, Wärme- Kälteerzeugung, Substitution Fernwärme und Absorptionskälteanlage

Zusammenfassung:Die Integration einer CO₂-Wärmepumpe mit Wärmeauskopplung in das Kälte- und Wärmeversorgungsnetz eines Krankenhauses ist wirtschaftlicher als eine Investition in ein BHKW und kann bis zu 25% Endenergieeinsparungen generieren. Ohne Frage bestehen in Krankenhäusern gute Randbedingungen für einen wirtschaftlichen Betrieb eines BHKW's. Aber Großwärmepumpen mit dem Kältemittel CO₂ erzeugen neben der Kälte ein nutzbares Niveau an Abwärme und passen daher optimal zum Kälte- und Wärmebedarfsprofil eines Krankenhauses. Da es sich bei dieser Großwärmepumpe im eigentlichen Sinne um eine Kälteanlage handelt, deren Abwärme zur (teilweisen) Deckung des Heizwärme- und Trinkwarmwasserbedarfs genutzt wird, greifen eventuell bestehende Restriktionen durch Fernwärmesatzungen nicht.

Abstract: The Integration of a heat pump with heat extraction in a cold and heat supply network of a hospital can generate up to 25% energy savings. Compared to an combined heat and power unit (BHKW), which are used usually in such buildings, large heat pumps produce cold and heat at the same time and so they adjust perfect to the cold and heat demand profile of a hospital. This planned large CO₂-heat pump is in the proper sense not more than a cooling device which thermal discharge is partly used for covering the heating energy demand and for the domestic water conditioning. So, possibly consisting restrictions by supply contracts do not apply.

Einleitung

Im Rahmen der Umsetzungsbegleitung nach einem zuvor durchgeführten Energieaudit im Johanniter Kreiskrankenhaus in Stendal - mit dem Ziel Ersatzbeschaffungsvarianten von Wärme- und Kälteerzeugern wirtschaftlich zu bewerten - empfahl das M-VENA-Team die Planung, Installation einer CO₂-Großwärmepumpe mit Wärmeauskopplung. Das Krankenhaus verbraucht pro Jahr ca. 4.600 MWh/a Strom, 3.500 MWh/a Erdgas und 6.400 MWh/a Fernwärme. Dampfkessel, eine große Absorptionskälte- und eine kleine Kompressionskältemaschine mit entsprechender Rückkühlkapazität bildeten neben dem Fernwärmeanschluss für den Wärmebedarf die grobe Versorgungsstruktur des Krankenhauses.

Das ILK Dresden wurde von der M-VENA damit beauftragt, geeignete Kältemittel für eine Wärmeauskopplung bei gegebenen Vorlauf-, Rücklauftemperaturen und Volumenströmen zu untersuchen und Empfehlungen zur Anlagenkonfiguration zu geben. Das natürliche Kältemittel CO₂ entwickelte die besten Wirkungsgrade. (Das ILK hat vor der Umsetzung dann auch gemeinsam mit der M-VENA die Planungsleistungen erbracht, um den Projekterfolg zu besichern.)

So wurde als Alternative zu einem BHKW die Möglichkeit der technischen Einbindung und Installation einer reversibel arbeitenden CO₂-Wärmepumpe untersucht. Die unabhängige kaufmännische Bewertung aller alternativen Systeme hat Herr Prof. Dr. Röder von der Steinbeis-

Hochschule Berlin vorgenommen. Alle Akteure und der Auftraggeber kamen zum gleichen Ergebnis, so dass eine CO₂-Wärmepumpe der Firma DÜRR-Thermeaim 2013 auditierten Krankenhaus 2014 geplant und im Jahr 2015 installiert und in Betrieb genommen wurde.

Vorteile und Gründe für den Einsatz einer Wärmepumpe ggü. BHKW

Wärmepumpen generieren wesentlich geringere Wartungskosten und Geräuschemissionen als ein BHKW. Bei der Planung und Ersteinbindung eines neuen BHKW kommt es oft zu Problemen. So ist die Eigennutzung des Stroms aus dem BHKW eine planerische und die Sicherung der Stromqualität in Übereinstimmung mit dem krankenhausinternen Stromnetz eine umsetzungstechnische Herausforderung. Die Planung und Installation einer (Groß-) Wärmepumpe ist einfacher einzuschätzen, z.B. müssen keine Sicherheitskriterien bezüglich eines Maschinenölbehälters eingehalten werden u.v.m.. Im Fall des auditierten Krankenhauses wäre bei Nutzung eines BHKW (unter Beachtung der Einschränkungen der bestehenden Fernwärmeatzung) die Investition in ein neues (Absorptions-) Kältemodul nötig gewesen. Fernwärmesatzungen erlauben die Nutzung eines BHKW häufig nur, wenn die Abwärme aus der KWK-Anlage zur Kälteproduktion genutzt wird. Nur wenn ein heißgekühltes BHKW-Modul zum Einsatz gekommen wäre, welches Dampf auf dem von der Bestandskälteanlage benötigten Druck- und Temperaturniveau produzieren kann, hätte diese weiter betrieben werden können. Für einen reibungslosen Betrieb hätte hierbei die Heißgas- / Dampfqualität vor der Absorptionskälteanlage exakt geprüft und definiert werden müssen. Im Vergleich zu konventionellen BHKW-Modellen sind die Investitionskosten für heißgekühlte BHKW nochmals höher, deren Wirkungsgrade aber geringer. Die hohe thermische Belastung in heißgekühlten BHKW's ist verschleißfördernd. Kleinere Reparaturen nehmen über die Nutzungsdauer zu.

Einige Vorteile des natürlichen Kältemittels CO₂

Durch eine überkritische Betriebsweise durchläuft das Wasser (Rücklauf des Wärmenetzes bzw. Trinkwarmwasser) eine gleitende Temperaturänderung im Gaskühler. Somit entstehen lediglich geringe Exergieverluste während der Wärmeübertragung im Vergleich zu fluorierten Kältemitteln, da die Temperaturdifferenzen zwischen Wasser und Kältemittel an jeder Stelle im Gaskühler gering sind (siehe Abbildung 1). Das Kältemittel bleibt stets gasförmig.

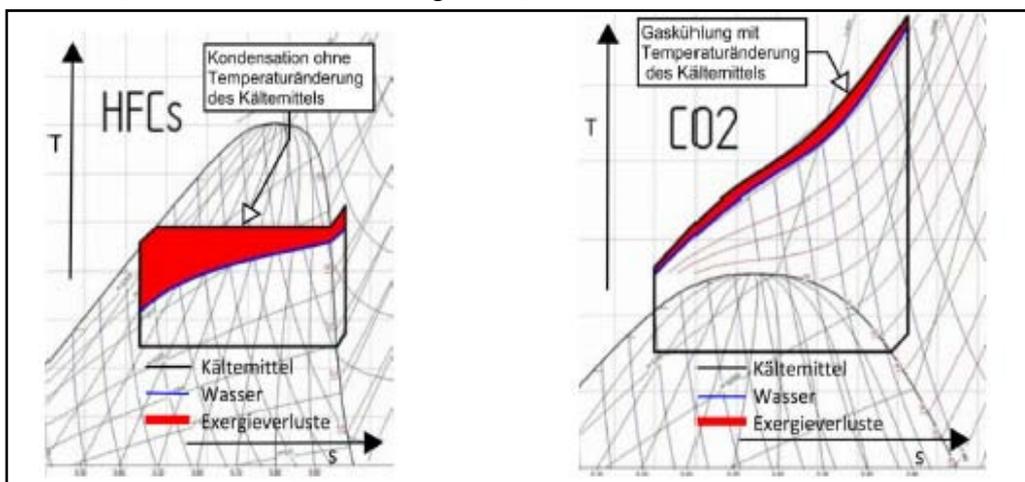


Abbildung 1: Vergleich der Prozessführung bei der Kühlung des Kältemittels in der Wärmepumpe - unterkritisch links (HFCs) und überkritisch rechts (CO₂) [1]

Das natürliche Kältemittel CO₂ unterstützt das Anliegen der F-Gase-Verordnung. Diese EU-Verordnung (EG 517/2014) gibt die Quotenregelung für das Inverkehrbringen von teilfluorierten Kohlenwasserstoffen (HFCs) vor (siehe Abbildung 2). Ein erhöhter Aufwand für mit HFCs betriebene Anlagen bei eventueller Kältemittlersatzbeschaffung ist vorprogrammiert und kann durch einen Einsatz von Anlagen mit dem natürlichen Kältemittel CO₂ vermieden werden.

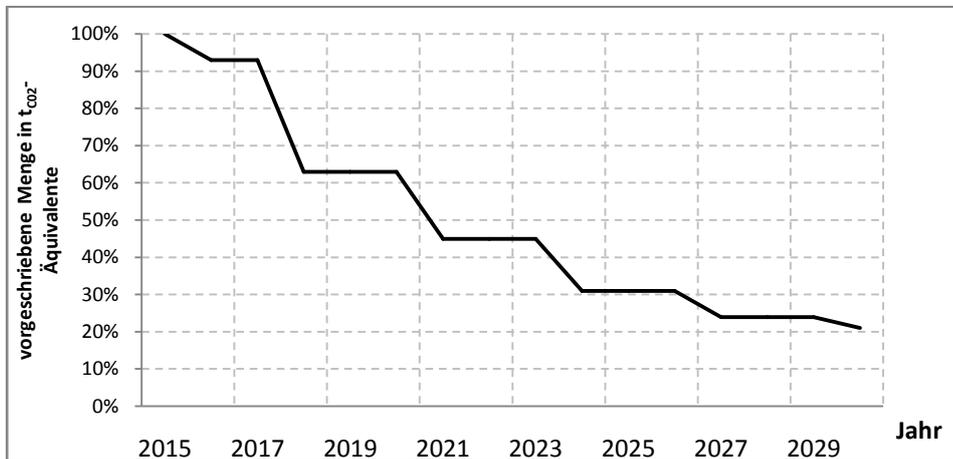


Abbildung 2: Quotenregelung für das Inverkehrbringen von teilfluorierten Kohlenwasserstoffen ("Phase - Down")

Wirtschaftlichkeitsberechnung

In der Tabelle 2 auf der folgenden Seite werden die Alternativen hinsichtlich ihrer Wirtschaftlichkeit gegenüber gestellt. Es wird deutlich, dass die CO₂-Wärmepumpe deutliche positivere energetische und wirtschaftliche Effekte gegenüber dem heißgekühlten BHKW oder einem konventionellen BHKW mit neuer Absorptionskälteanlage erzeugt. Durch den Betrieb der Wärmepumpe lässt sich der Bezug von Fernwärme und Erdgas (Prozesskette: Erdgas → Dampf → Kälte in Absorptionskälteanlage) substituieren. Die Wirtschaftlichkeitsberechnungen von Prof. Fr. Röder (siehe Tabelle 1 auf der folgenden Seite) zeigen, dass durch den Einsatz der CO₂-Wärmepumpe innerhalb von 10 Jahren kumulierte Mehr-Einsparungen gegenüber einem BHKW (Energie- und Sachmittelkosten, EEG₂₀₁₃-Vergütungen für das BHKW, Wartung etc. sind enthalten) von ca. 1.700.000 € entstehen. Im Vergleich zur Erdgas- und Fernwärmeeinsparung erzeugt die CO₂-Wärmepumpe lediglich einen geringen Strommehrbedarf, der sich aus dem Strombedarf der Wärmepumpe abzgl. des eingesparten Strombedarfs der derzeitigen Rückkühlung der Bestandsabsorptionskälteanlage (59,9 MWh_{el}/a) ergibt. Letzteres erweist sich nicht nur aus energetischer Sicht als weiterer Vorteil der Wärmepumpennutzung. Dadurch, dass aus dem Kaltwassersatz (CO₂-Wärmepumpe) die Wärme ausgekoppelt/genutzt werden kann, reduziert sich der Rückkühlaufwand erheblich (geht unter Umständen sogar gegen Null). Zusätzlich neben der Strom-einsparung für die Ventilatoren & Umwälzpumpen der bisher angeschlossenen Rückkühlurmehlassen sich Kosteneinsparungen für die Wasseraufbereitung und -bereitstellung erschließen.

Die Nutzung dieser CO₂-Wärmepumpe weist eine hohe interne Verzinsung (= Rendite auf die Investitionskosten) i.H.v. 150% bei einer dynamischen Amortisationszeit von 0,67 Jahren auf.

Tabelle 1: Vergleich der energetischen und wirtschaftlichen Effekte bei Nutzung eines heißgekühlten BHKW, einer Kombination aus konventionellen BHKW & neuer Absorptionskälteanlage sowie einer CO₂-Großwärmepumpe

	Strombezug	Erdgas	Fernwärme														
Verbrauch [MWh/a]	4.625	3.558	6.405	Nutzungsdauer	effektive Gesamtinvestition (nur Netto-Anlagenkosten)	jährliche Kosten	sonstige jährliche Erträge	jährliche Energieeinsparung	jährliche Energiekosteneinsparung inkl. jährlicher Kosten und Erträge	Annuität der Investition	max. Investition für i = 12 % (minimal geforderte interne Verzinsung)	Kapitalwert (10%)	interne Verzinsung i*	dynamische Amortisationszeit	statische Amortisationszeit	Energieeffizienzsteigerung [%/MWh]	CO ₂ -Einsparung [%/tCO ₂]
Einheit	MWh/a	MWh/a	MWh/a														
Preis [€/Einheit] (Stand 2013)	166,40	93,20	78,00														
CO ₂ -Faktor [kg/MWh]	292	202	198														
Primärenergiefaktor	2,60	1,10	1,10														
Energiepreiserhöhung	5,5%	5,0%	3,0%														
Preis [€/MWh] (Stand 2013)	166,40	93,20	78,00														
Endenergieeinsparung MWh/a	a	€	€/a	€/a	MWh/a	€/a	€/a	€	€	%	a	a	%	%			
heißgekühltes BHKW 401 kW _{el} /549 kW _{th}	2.427	-4.024 ¹	500 ²	15	450.000 ³	28.000 ⁴	101.414 ⁵	-1097	173.238	59.163	1.179.897	867.658	38%	2,60	3,16	-7,5%	-0,2%
konventionelles BHKW + neue Absorptionskälteanlage	2.427	-4.024 ¹	500 ²	15	537.000 ³	24.959 ⁴	101.414 ⁵	-1.097	176.279	70.601	1.200.609	803.789	32%	3,05	3,81	-7,5%	-0,2%
CO ₂ -Wärmepumpe 620 kW _{Heiz} / 435 kW _{Kälte}	-705	2.452	2.105	15	230.000 ³	4.000	10.277 ⁶	3.852	341.872	30.239	2.328.440	2.370.302	149%	0,67	0,73	26,4%	21,2%

- ¹ Erdgasmehraufwand für BHKW abzgl. Erdgaseinsparung durch Kälteproduktion aus BHKW
- ² ca. 75 % der BHKW-Wärme werden zur Kälteproduktion verwendet und 25 % zur Einspeisung ins interne Wärmenetz
- ³ reine Anlagenkosten; ohne Planungs- und Installationskosten, da diese bei beiden gegenübergestellten Systemen ähnlich hoch zu bewerten sind
- ⁴ Wartungskosten (in Abhängigkeit vom Wartungsvertrag, jährlichen Betriebsstunden und Verschleiß)
- ⁵ BHKW: Vergütungsertrag aufgrund Stromeigennutzung
- ⁶ WP: vermiedene Sachkosten zur Rückkühlung der Bestandsabsorptionskälteanlage (Wasser und Chemikalien)

Prinzipskizzen

Die folgenden Prinzipskizzen verdeutlichen die Einbindungsmöglichkeiten der zwei verglichenen Systeme „konventionelles BHKW und dazugehörige neue Absorptionskälteanlage“ (Abbildung 3, links) und „CO₂-Großwärmepumpe mit Wärmeauskopplung“ (Abbildung 3, rechts).

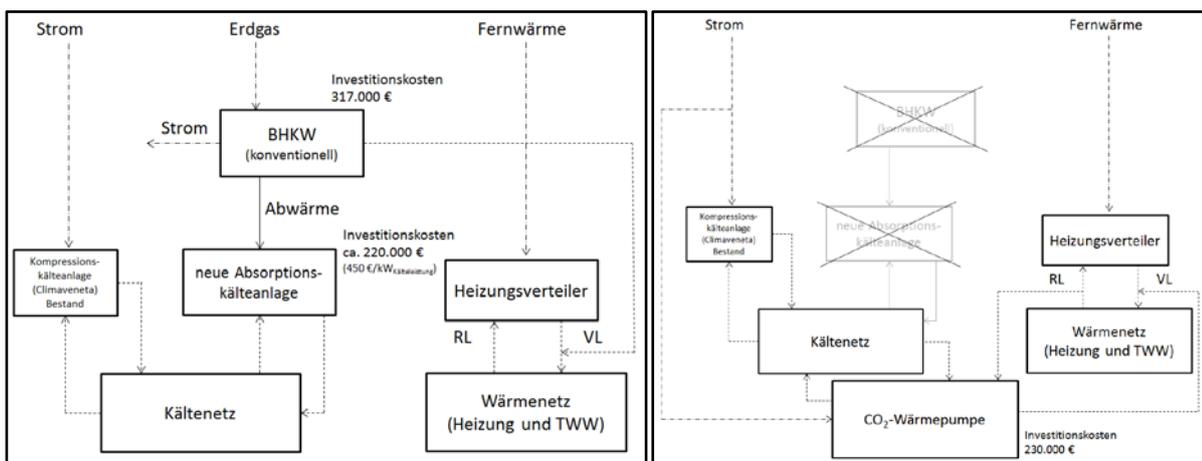


Abbildung 3: Prinzipskizzen der Wärme- und Kälteversorgung im auditierten Krankenhaus mit konventionellem BHKW & neuer Absorptionskälteanlage (links) und mit Einbindung einer CO₂-Wärmepumpe (rechts)

Bisherige Kälteleistung und Auslegungskälte- & -heizleistung der CO₂-Wärmepumpe

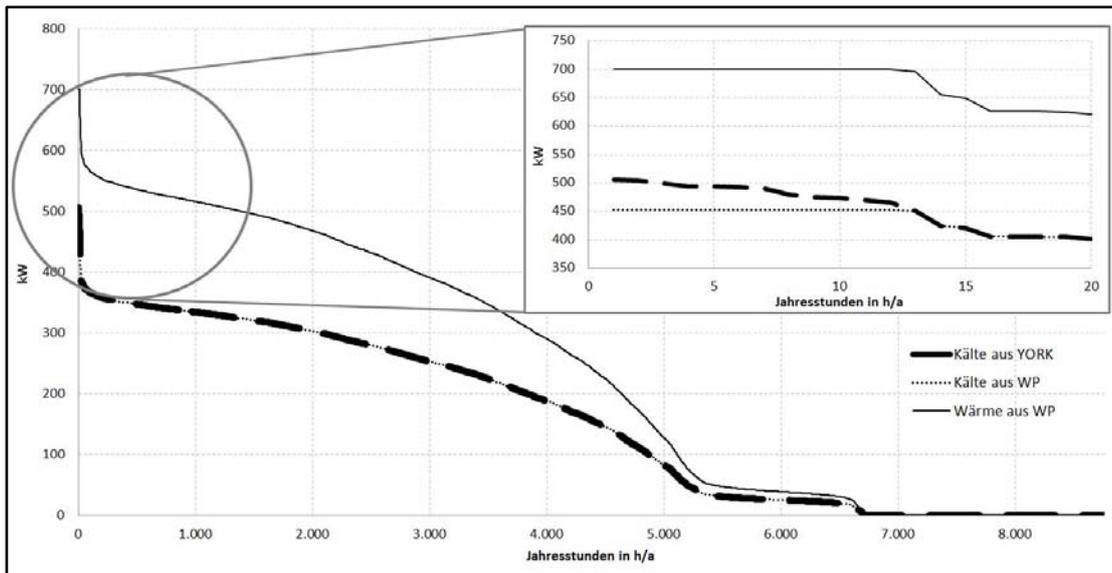


Abbildung 4: Geordnete Jahresdauerlinien der benötigten und generierten thermischen Leistungen (Kälteleistung aus Bestandsabsorptionskälteanlage (YORK) / Wärme- und Kälteleistung aus CO₂-Wärmepumpe)

Die Auslegungs-Kälteleistung der Wärmepumpe (453 kW_{th}) entspricht zu 89 % der Kälteleistung, die im Maximum (505 kW_{th}) im Jahr 2012 von der Absorptionskälteanlage (Bestand) erzeugt wurde. Die Differenz zu dieser Maximalleistung kann durch die Kompressionskälteanlage (Bestand mit Auslegungs-Kälteleistung 305 kW_{th}) übernommen werden. Abgesehen von der Zeitspanne dieser Leistungsdifferenz (ca. 12 Stunden im Jahr – siehe Abbildung 4) liefert die Wärmepumpe die gleichen Kälteleistungen und -mengen wie die Absorptionskälteanlage (Bestand). Die parallel (gleichzeitig zur Kälteerzeugung) generierte Heizleistung wird an die Heizungsverteilung und der Trinkwarmwasserbereitung übertragen.

Die Absorptionskälteanlage (Bestand) wurde unter folgenden Voraussetzungen deinstalliert:

- die Kompressionskälteanlage (Climaveneta) wird weiterhin zur Spitzenkältelastabdeckung verwendet
- die Einbindung der Wärmepumpe an den / die Heizungsverteiler (Heizungsrücklauf) erfolgt, damit eine kontinuierliche (aber nicht zwingend konstante) Wärmeabnahme erfolgt

Die CO₂-Großwärmepumpe wurde am 01.10.2015 in Betrieb genommen. Erste verwertbare Messergebnisse und aussagekräftige Erfahrungsberichte sind Ende des Jahres 2016 zu erwarten.

Quellen:

[1] Dürr thermea GmbH, Produktinformation zur Baureihe thermeco2 HHR, Stand 07/2013

„Abwärmeatlas: Erhebung, Abschätzung und Evaluierung von industrieller Abwärme in Deutschland - Potentiale und Forschungsbedarf“

Bodo Groß und Guillem Tänzer

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

Schlüsselwörter: Abwärmepotentiale Abwärmenutzung

Zusammenfassung

Im Rahmen des Vorhabens „Abwärmeatlas“ soll der strategische Rahmen erarbeitet werden, um in Deutschland mit einer koordinierten Systemforschung zur Nutzung von Abwärme starten zu können. Zu diesem Zweck werden relevante Daten zu Abwärmequellen in der Industrie sowie zu Technologien zur Abwärmenutzung erfasst und aktualisiert sowie bewertet und in einen Gesamtzusammenhang gesetzt. Das Vorhaben hat das Ziel zum Thema industrielle Abwärme im nationalen Kontext quantitative und qualitative Aussagen treffen zu können. Eine erste Herausforderung ist dabei eine Datengrundlage zu schaffen, mit der die vorhandenen Potentiale ermittelt werden können. Aktuelle statistische Erhebungen, wie beispielsweise von Seiten des Statistischen Bundesamtes und von Seiten der AG der Energiebilanzen zeigen, dass zu diesem Thema bisher belastbare Daten fehlen.

1. Einleitung

Im Rahmen des Vorhabens wird daher ein Fragebogen entwickelt, mit dem Unternehmen der energieintensivsten Branchen – aufgrund einer Pareto-Voruntersuchung - zu Ihren ungenutzten industriellen Wärmequellen befragt werden können. Die Daten dieser bundesweiten repräsentativen Befragung dienen als Grundlage für eine national skalierbare Potentialabschätzung. Für eine Plausibilisierung der erhobenen Daten werden in ausgewählten Unternehmen messtechnische Untersuchungen durchgeführt. Neben potentiellen Wärmequellen werden auch Wirtschaftlichkeitsrechnungen von potentiell sinnvollen Abwärmenutzungstechnologien für die untersuchten Unternehmen generiert. Dabei sollen insbesondere kurz- und mittelfristig einsetzbare Techniken sowie einfach zu implementierende Systeme zur Abwärmenutzung charakterisiert werden. Entsprechende Hemmnisse, Forschungsbedarfe und Ideen zu Rahmenbedingungen dienen als Handlungsleitfaden, Verstärkungsfaktoren und Steuerungsmöglichkeiten für die Politik und runden so das Projekt abschließend ab.

IZES hat mittels der Analyse von statistischen Daten ein theoretisches Abwärmepotential von 225 TWh pro Jahr nutzbarer Abwärme ermittelt. Dies sind 36% des gesamten Endenergieanteils des verarbeitenden Gewerbes. Auch könnten daraus theoretisch 37 TWh Strom mit Hilfe heutiger Abwärmetechnologien erzeugt werden. Die Ermittlung dieser Potentiale war aufgrund einer unzureichenden Datenbasis eine Herausforderung. Abwärmepotentiale werden in der Regel (national und international) über Primär- oder Endenergie-daten ermittelt. Aufgrund der Heterogenität der Branchen und Unterbranchen, verbunden mit den jeweiligen vielfältigen Produktionsprozessen, ist die Ermittlung eines belastbaren technischen Potentials

nicht möglich. Im Rahmen des Forschungsprojekts „Abwärmeatlas“ versucht man hier eine genauere Datengrundlage für vorhandene Abwärmepotentiale im verarbeitenden Gewerbe zu generieren.

Effizienztechnologien zur Abwärmenutzung und Abwärmeverstromung sind zum jetzigen Zeitpunkt oftmals (noch) nicht Wirtschaftlich bzw. die Amortisationszeiten werden von potentiellen Nutzern als zu lang angesehen. Aufgrund ihres Nischendaseins und damit verbundener geringer Produktionsstückzahlen sind die Investitionskosten im Vergleich zu klassischen Strom- und/oder Wärmeerzeugungsanlagen hoch. Gerade im verarbeitenden Gewerbe, wo nutzbare Abwärmepotentiale vorhanden sind jedoch auch strenge Wirtschaftlichkeitskriterien herrschen, sind die Verbreitung von Effizienztechnologien noch nicht selbstverständlich.

Das Projektkonsortium besteht aus dem Fraunhofer Institut für Physikalische Messtechnik (FH IPM, Verbundkoordinator) in Freiburg, dem Institut für Demoskopie Allensbach (IfD Allensbach) sowie der IZES gGmbH und wird von zwei assoziierten Partnern, dem Statistischen Bundesamt (DESTATIS) und dem Deutschen Institut für Wirtschaftsforschung e.V. (DIW Berlin), unterstützt. Das Vorhaben wird von Seiten des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages gefördert und durch den Projektträgers Jülich fachlich und administrativ begleitet.

2. Energiewandlung

Die heutigen Energiewandlungstechnologien, welche Nutzenergie in Form von Wärme, Kälte, kinetischer Energie und Strom bereitstellen, generieren diese überwiegend durch die Verwendung von Primärenergieträgern wie Kohle, Erdöl und Erdgas - alternativ wird direkt der Sekundärenergieträger Strom eingesetzt.

Alle Wärmekraftmaschinen haben einen begrenzten maximalen Wirkungsgrad, welcher im idealisierten Carnot Prozess oder in anderen idealisierten reibungsfreien Kreisprozessen begründet ist. Selbst diese idealisierten Zustandsänderungen beinhalten Schritte, in denen Wärme an die Umgebung abgegeben werden muss – was bei günstiger Kombination mit einer Wärmesenke für höhere primärenergetische Nutzungsgrade genutzt werden kann.

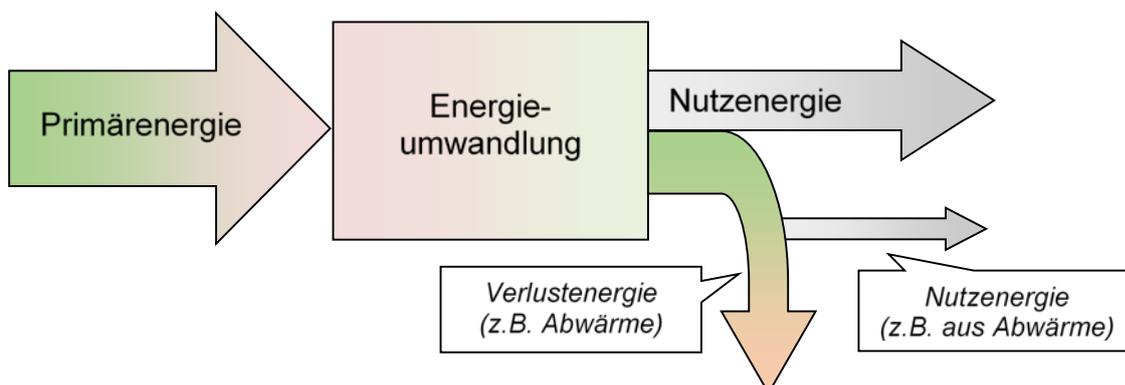


Abbildung 1: Schema Energiewandlung

Energie kann grundsätzlich in zwei Teilsysteme differenziert werden - in Exergie und in Anergie - die Summe beider ergibt das Gesamtsystem Energie. Beides sind dynamische Größen und hängen von äußeren physikalischen Zustandsgrößen (wie beispielsweise Temperatur, Druck, Konzentration) ab. Die Exergie beschreibt den Anteil der Energie, der in Arbeit umgewandelt werden kann, die Anergie den Teil, welcher nicht in Arbeit umgewandelt werden kann. Die Exergie kann daher als eine Art Potential zwischen zwei Zuständen verstanden werden, ein Zustand entspricht dabei generell dem Umgebungszustand. Verrichtet die Exergie Arbeit so wird sie in Anergie umgewandelt.

3. Temperaturniveaus

Um Technologien zur Abwärmenutzung klassifizieren zu können, ist es hilfreich diese unterschiedlichen Temperaturniveaus zuzuordnen. Für die nachfolgenden Betrachtungen werden die in der nachfolgenden Tabelle dargestellten Temperaturniveaus festgelegt:

	Temperaturbereiche		
	Hochtemperaturbereich	Mitteltemperaturbereich	Niedertemperaturbereich
Temperatur	> 350°C	> 80°C <= 350°C	<= 80°C
Anwendungsbeispiele	Dampfturbine	ORC (Organic Rankine Process)	Wärmepumpen zur Abwärmenutzung
	Stirlingmotoren	Absorptionskälteanlage	Adsorptionskälteanlage
		Fernwärme- und Nahwärmenetze	Heizungs- und Brauchwassernutzung
	Thermoelektrische Systeme		Vorwärmung, Rücklauf Temperaturerhöhung
	Wärmespeichersysteme		

Tabelle 1: Vordefinierte Temperaturbereiche für Abwärmepotentiale

Letztendlich ist insbesondere bei der Stromerzeugung aus (Ab)wärme das Temperaturniveau entscheidend, welche Wirkungsgrade erreicht werden können: Je niedriger der Temperaturunterschied (Energiegehalt = Exergie) zwischen den Zuständen (Abwärmtemperaturniveau gegenüber Umgebungstemperatur) desto geringer der Wirkungsgrad. Für die drei gewählten Temperaturniveaus gilt:

- Kernziel im Hochtemperaturbereich ist primär die Erzeugung von Strom aus Abwärme, beispielsweise mittels Dampfkraftprozessen und/oder Stirlingmotoren.
- Abwärme im Mitteltemperaturbereich zur Strombereitstellung ist mittels ORC-Prozessen gut realisierbar, Einspeisungen in Wärmenetze sind ebenfalls zu berücksichtigende Optionen. Zusätzlich kann die Abwärme für den Betrieb von Kälteanlagen sinnvoll verwertet werden und so klassische Kompressionskältemaschinen ersetzen.
- Abwärme im Niedertemperaturbereich kann nur im sehr eingeschränkten Maßstab zur Stromproduktion genutzt werden. Primär ist diese bspw. für Heiz- und Kühlzwecke in

Wohn- und Nichtwohngebäuden nutzbar. Sofern das Temperaturniveau nicht zu gering ist (60 - 80°C) können auch Adsorptionskälteanlagen zum Einsatz kommen. Eine sinnvolle Nutzung ist hier insbesondere bei Wärmepumpen oder zur Rücklaufemperatuerhöhung für Heizsysteme zu sehen.

Mit dem Einsatz der genannten Technologien können folgende Effizienzmaßnahmen erwartet werden:

- Verringerung der Anschlussleistungen für Wärme und ggf. Kälte
- Verringerung des Energieverbrauchs für Heizung und Kühlung
- Verkleinerung bzw. Entfall von Spitzenlastkesseln
- Senkung von CO₂ und ggf. weiteren Schadstoffemissionen
- Verminderung der Energiekosten

4. Potentialabschätzung

Abwärme fällt bei allen energetischen Umwandlungsprozessen an. Beim Einsatz von Primärenergieträgern erhält man einen vom Temperaturniveau abhängigen variablen Anteil an Exergie und Anergie. Besonders der Sektor ‚verarbeitendes Gewerbe‘ steht hier aufgrund des hohen Primärenergieverbrauchs im Vordergrund.

Der Haushaltssektor und der Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistung sind geprägt von niedrigen Wärmetemperaturen aufgrund des mehrheitlichen Einsatzes von Heizungs- und Brauchwasser mit geringer Exergie. Der Verkehrsbereich birgt mit großer Wahrscheinlichkeit ausgeprägte Potentiale zur Nutzung von Abwärme (Abgase), dieser soll hier aber nicht weiter berücksichtigt werden. Die meisten Potentiale sind in der Industrie bzw. im verarbeitenden Gewerbe zu erwarten und hier sind definitiv Herausforderungen für eine Bestimmung zu sehen. Die Gründe liegen sind vielfältig:

Das verarbeitende Gewerbe besteht aus grundverschiedenen Branchen, welche in den Unternehmensgrößen sehr heterogen geprägt sind. Dies bedeutet, dass unterschiedliche Technologien, Energieträger und Produktionsprozesse zum Einsatz kommen, welche sowohl aus älteren Anlagen aber auch aus hocheffizienten modernen Maschinen bestehen können. Auch ist nicht klar, inwieweit die vorhandenen Abwärmepotentiale bereits genutzt werden.

Ziel im Rahmen der Studie „Abwärmearatlas“ ist daher lediglich die Bestimmung der Größenordnung des theoretischen Abwärmepotentials, nicht jedoch die technische bzw. ökonomische Umsetzbarkeit. Für die Bestimmung wurden Primärenergiedaten von Seiten des statistischen Bundesamtes aus dem Jahr 2008 für das gesamte nationale verarbeitende Gewerbe herangezogen. In diesen Daten werden übergeordnete Branchen nach der Klassifikation der Wirtschaftszweige von 2008 (2-Stellen) dargestellt. Eine Erkenntnis ist, dass die Datengrundlage bzgl. ungenutzter Wärme letztlich unzureichend ist und hier Verbesserungsbedarf wünschenswert wäre. Für die Berechnung der Potentiale wurden folgende Annahmen gemacht:

- Basierend auf dem von der AG Energiebilanzen verwendeten Primärenergie/Endenergieverhältnis wurden die Endenergieverbräuche für die unterschiedlichen Energieträger pro Branche ermittelt
- Der gemittelte Anteil an Prozesswärme am Endenergieanteil wurde auf 66,8% festgelegt
- Der theoretisch nutzbare Anteil an Abwärme von der Prozesswärme beträgt 60%
- Bei einer reinen Wärmenutzung können 90% der Abwärme genutzt werden
- Bei einer Verwertung der Abwärme zur max. Stromherstellung (Dampfturbine, Stirlingmotor, ORC-Prozess) werden 15% Wirkungsgrad angenommen

Die nachfolgende Tabelle zeigt in verkürzter Form das gesamte Abwärmepotential des „Verarbeitenden Gewerbes“. Dabei wird zwischen der reinen Abwärmenutzung und dessen Verstromung unterschieden. Die vollständige Tabelle mit den Berechnungen kann dem Anhang entnommen werden.

WZ Schlüssel	Bezeichnung (Verarbeitendes Gewerbe)	Betriebe	(End-) Energieverbrauch insgesamt (Kohle, Heizöl, Erdgas, Strom)	Anteil in %	(End-) Energieverbrauch pro Betrieb	Mögliche th. Wärmenutzung W_{th}	Mögliche th. Stromnutzung W_{st}
		Anzahl	GJ	%	GJ/Betrieb	GWh	GWh
WZ08-24	Metallerzeugung und -bearbeitung	1.096	640.415.633	28,45%	584.321	64.170	10.695
WZ08-20	Herstellung von chemischen Erzeugnissen	1.559	505.618.167	22,46%	324.322	50.663	8.444
WZ08-23	H.v.Glas-,waren,Keramik,Verarb. v.Steinen u.Erden	3.236	198.700.598	8,83%	61.403	19.910	3.318
WZ08-17	Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus	974	162.223.465	7,21%	166.554	16.255	2.709
WZ08-05	Kohlenbergbau	42	143.702.389	6,38%	3.421.485	14.399	2.400
WZ08-10	Herstellung von Nahrungs- und Futtermitteln	5.175	136.350.314	6,06%	26.348	13.662	2.277
WZ08-19	Kokerei und Mineralölverarbeitung	66	64.628.778	2,87%	979.224	6.476	1.079
WZ08-29	Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen	1.369	62.190.444	2,76%	45.428	6.231	1.039
WZ08-25	Herstellung von Metallerzeugnissen	7.109	58.639.877	2,60%	8.249	5.876	979
WZ08-28	Maschinenbau	6.027	51.900.238	2,31%	8.611	5.200	867
WZ08-22	Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren	3.144	46.621.008	2,07%	14.829	4.671	779
WZ08-11	Getränkeherstellung	621	21.051.605	0,94%	33.900	2.109	352
WZ08-27	Herstellung von elektrischen Ausrüstungen	2.210	19.561.097	0,87%	8.851	1.960	327
WZ08-26	H.v. DV-Geräten, elektron. u. opt. Erzeugnissen	1.780	18.876.910	0,84%	10.605	1.891	315
WZ08-08	Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau	1.053	18.577.628	0,83%	17.643	1.861	310
WZ08-16	H.v. Holz-, Flecht-, Korb-u.Korkwaren (ohne Möbel)	1.270	16.053.613	0,71%	12.641	1.609	268
WZ08-13	Herstellung von Textilien	794	15.523.495	0,69%	19.551	1.555	259
WZ08-18	H.v. Druckerz., Vervielf.v.Ton-,Bild-,Datenträgern	1.643	13.442.415	0,60%	8.182	1.347	224
WZ08-21	Herstellung von pharmazeutischen Erzeugnissen	305	11.767.102	0,52%	38.581	1.179	197
WZ08-32	Herstellung von sonstigen Waren	1.577	11.041.675	0,49%	7.002	1.106	184
WZ08-31	Herstellung von Möbeln	1.056	10.812.192	0,48%	10.239	1.083	181
WZ08-06	Gewinnung von Erdöl und Erdgas	29	9.099.438	0,40%	313.774	912	152
WZ08-30	Sonstiger Fahrzeugbau	290	6.423.739	0,29%	22.151	644	107
WZ08-33	Reparatur u.Installation von Masch.u.Ausrüstungen	2.178	4.139.334	0,18%	1.901	415	69
WZ08-12	Tabakverarbeitung	27	1.558.065	0,07%	57.706	156	26
WZ08-14	Herstellung von Bekleidung	381	1.424.174	0,06%	3.738	143	24
WZ08-15	Herstellung von Leder, Lederwaren und Schuhen	168	906.286	0,04%	5.395	91	15
WZ08-09	Dienstleistungen f.d.Bergbau u.Gewinnung v.Steinen	13	64.953	0,00%	4.996	7	1
Summe		45.192	2.251.314.631	1 €	49.817	225.582	37.597
(Durchschnitt)							

Tabelle 2: Darstellung des Verarbeitenden Gewerbes (WZ 2008; 2-Stellen) sortiert nach Endenergieverbrauch und den möglichen theoretischen Potentialen für eine Abwärmenutzung

Als überschlägiges Ergebnis ergibt sich, dass theoretisch

- rund 226 TWh/a nutzbare Wärme zur Verfügung stehen (36 % des gesamten Endenergieanteil des Sektors) sowie
- rund 38 TWh/a Strom aus der Abwärme hergestellt werden könnte

Geht man bei den CO₂ Treibhausgasemissionen von durchschnittlich 300 g/kWh CO₂ für Wärme und durchschnittlich 570 g/kWh für den Strommix aus, ergibt sich folgendes CO₂Einsparpotential:

- ~ 68 Mio. tCO₂/a
- ~ 22 Mio. tCO₂/a

Bei dem berechneten Abwärmepotential gepaart mit den Emissionseinsparungen handelt es sich um ein idealisiertes und theoretisches Potential. In der Berechnung nicht berücksichtigt sind die technische Machbarkeit, das Temperaturniveau bzw. der tatsächliche Exergiegehalt sowie die Verfügbarkeit der Abwärmequellen.

5. Ausbau der Abwärmenutzung: Hemmnisse und Handlungsempfehlungen

Auf Bundesebene wurde das Thema Wärme in Verbindung mit Effizienzmaßnahmen, im Vergleich zum Thema Strom, meist zurückhaltend betrachtet. Aktuelle Förderprogramme konzentrierten und konzentrieren sich eher auf die Stromwirtschaft.

Dennoch machen Wärmeanwendungen in den unterschiedlichsten Sektoren und Branchen den wichtigsten und größten Anteil in der Endenergie aus. Die meiste ungenutzte Abwärme fällt im verarbeitenden Gewerbe an.

Aktuelle Hemmnisse sind von informeller, technischer- und ökonomischer Natur:

- Vielen Akteuren ist unklar, wie viel Abwärme aus ihren Prozessen an die Umgebung abgegeben wird und dass diese in bestimmten Fällen genutzt werden kann.
- Technisch müssen sich Abwärmotechnologien weiterentwickeln (Wärmetauscher, Erzeugungsanlagen) um die aktuellen Potentiale und neue Potentiale besser heben zu können.
- Die ökonomischen Rahmenbedingungen für Investitionen in Betrieben unterliegen strengen wirtschaftlichen Kriterien (ROI). In vielen Fällen können Abwärmotechnologien diese nicht ohne entsprechende Anreize erfüllen!

Zur Beseitigung dieser Hemmnisse könnten folgende Maßnahmen beitragen:

- Auflegen eines „demonstrativen“ Forschungsprogramms mit dem Fokus auf Abwärmeumwandlungstechnologien
- Anpassung der Rahmenbedingungen (Anpassung KWKG, EnEG, EWärmeG, EEG und/oder Einführung eines neuen (Ab-)Wärme/Effizienzgesetzes) für die Schaffung von Anreizen und zur Erreichung der Wirtschaftlichkeit
- Bereitstellung entsprechender Informationsunterlagen für Unternehmen
- Förderung von für die jeweiligen Branchen und Unternehmen zugeschnittenen Abwärmenutzungskonzepten mit verschiedenen Optimierungsszenarien
kontinuierliche nationale Erhebung von Abwärmedaten des verarbeitenden Gewerbes für eine bessere Potentialabschätzung und
- begleitendes Monitoring der erreichten technologischen- und umsetzungsorientierten Effizienzfortschritte

Besonders hervorzuheben ist die Anpassung der Gesetze KWKG, EnEG, EWärmeG und des EEG und/oder die Einführung eines Abwärme- oder Effizienzgesetzes: In diesem sollte die Verstromung von Abwärme (als Effizienztechnologie) unabhängig zu den klassischen KWK-Anlagen betrachtet werden. Neben bilanzieller Vorteile könnte eine über eine bestimmte Laufzeit feste (ggf. technologiebezogene) degressive Einspeisevergütung für die Verstromung von Abwärme geben, welche zur Gewährleistung der Wirtschaftlichkeit über dem KWK-Zuschlag liegt. Die Höhe dieses Zuschlags könnte sich beispielsweise an der Höhe der tatsächlich erreichten CO₂ Einsparung orientieren bzw. entsprechend gekoppelt werden.

Eine Befreiung von der EEG-Umlage für die Eigenstromerzeugung von Abwärmetechnologien kann zusätzliche Hemmnisse beseitigen bzw. zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit beitragen.

Die Pläne der Bundesregierung in diesem Zusammenhang den KWK-Zuschlag für die Eigenstromerzeugung aufzuheben ist im Kontext von Stromerzeugungstechnologien (Effizienztechnologien) aus Abwärme als kontraproduktiv zu sehen.

Analyse der Energieflüsse in einem landwirtschaftlichen Unternehmen unter Einbeziehung erneuerbarer Energien mit dem Ziel der deutlichen Reduzierung von Energiekosten

Markus Jänicke

Genossenschaftsverband e.V., Geschäftsstelle Schwerin, Wismarsche Straße 302, 19061 Schwerin

Schlüsselwörter: Biogasanlage, Eigenstromverbrauch, Lastmanagement, erneuerbare Energien

Zusammenfassung:

In der Projektarbeit wurde anhand eines Praxisbeispiels ausführlich dargelegt, in welchen Größenordnungen Energieströme ein landwirtschaftliches Gemischtunternehmen durchdringen. Es konnte eindrucksvoll bewiesen werden, in welchen Größenordnungen Einsparpotentiale mit Hilfe von regenerativen Energien erschlossen werden können. Die betrachteten Hauptenergieträger Wärme und elektrische Energie standen dabei im Mittelpunkt. Die Kostenersparnis durch das Lastmanagement und den Umbau auf Eigenstromverbrauch haben sich innerhalb des ersten Jahres rentiert. Vor allem durch den Ersatz fossiler Energieträger zur Wärmebereitstellung lässt sich ein enormes CO₂-Einsparpotential generieren.

Summary:

In the project work is explained in detail with reference to the practical example in which orders of magnitude energy currents penetrate an agricultural company. It could be clearly demonstrated, in which order of magnitude savings potential can be tapped with the help of renewable energy. The main form of energy in focus were heat and electrical energy. The cost savings from the load management and the use of the self-generated electric current have become profitable within the first year. Through the replacement of the fossil form of energy for heat supply can be generated an enormous potential of CO₂ savings.

1. Einleitung

Landwirtschaftliche Unternehmen benötigen für die Produktion, vor allem im Bereich der Tierhaltung, enorme Mengen an Energie in den verschiedensten Formen (Kraftstoffe, elektrische Energie, Wärme, Kälte, Wasser). In den vor- und nachgelagerten Bereichen der Landwirtschaft wird im Verhältnis dazu noch wesentlich mehr Energie benötigt, um zum Beispiel Futtermittel und Düngemittel herzustellen oder die Primärprodukte der Landwirtschaft weiter zu verarbeiten.

Das Projekt diente der Erfassung und Darstellung möglicher Optimierungsmaßnahmen in einem landwirtschaftlichen Unternehmen bezüglich des Energieverbrauchs. Dabei wurde versucht vorhandene erneuerbare Energienanlagen mit einzubeziehen.

2. Vorstellung des Betriebes

Der Praxisbetrieb befindet sich im Landkreis Mecklenburgische Seenplatte, zwischen Demmin und Grimmen. Das Unternehmen hat mit seinen Tochterunternehmen zusammen drei Standbeine: Pflanzenproduktion, Tierproduktion und Biogaserzeugung in räumlicher Nähe. Im Bereich der Tierproduktion werden 560 Milchkühe gehalten.

Zusätzlich wird seit 2005 eine 590 kW Biogasanlage betrieben. Diese besteht aus zwei 800 m³ Fermentern und wurde 2009 um einen 2200 m³ großen Nachgärer erweitert. Zur Fütterung werden Gras- und Maissilage, sowie die Nebenprodukte der Rinderhaltung in Form von Rindergülle und Festmist verwendet. Die Leistung von 590 kW ist im Blockheizkraftwerk (BHKW) auf zwei

Motoren verteilt, die in der gegebenen Konstellation in dem Unternehmen mit 95 bis 97 % Jahresauslastung betrieben werden. Ebenfalls 2009 wurde im Ort (ca. 150 Einwohner) auf Kosten des Unternehmens ein Nahwärmenetz errichtet, an dem seit 2012 30 Haushalte zur Wärmeversorgung angeschlossen sind. Bei der Errichtung wurde das Bürogebäude mit den zwei großen Werkstatthallen, sowie die Milchviehanlage (Heizung für Sozialtrakt und Büro, Warmwasserbereitung, Beheizung des Melkstands, Tränkautomat für die Kälber) mit angeschlossen. Dadurch können etwa 40 % der anfallenden Wärme sinnvoll verwendet werden.

Aufgrund der enormen Energiekosten für den Betrieb der Biogasanlage und der Produktion in der Milchviehanlage hat sich das Unternehmen 2013 dazu entschlossen, den selbst produzierten Strom der Biogasanlage zum Betreiben der Anlage selbst und der in räumlicher Nähe befindlichen Milchviehanlage zu verwenden. Diese Umstellung wurde durch den Genossenschaftsverband beratend begleitet. Der Antrieb war zum Einen die ca. 10.000 Euro Stromkosten pro Monat und zum Anderen die geringere Vergütung der eingespeisten, elektrischen Energie der Biogasanlage über 500 kW in Höhe von 12,77 Cent/kWh. Da der Strombezug mit ca. 18,24 Cent/kWh wesentlich höher liegt, ergibt sich dadurch ein ökonomischer Vorteil. Der Strombezugspreis ist zwischen Biogasanlage und Milchviehanlage über die Verbrauchsmenge gemittelt errechnet.

3. Ist-Analyse: Energieverbrauch im Unternehmen

Betrachtet man alle Betriebszweige des Unternehmens sind sehr hohe Gesamtenergiekosten vorhanden. Vor allem in der Milchviehhaltung sind produktionsbedingt hohe Energieverbräuche. Für die zwei Melkzeiten pro Tag werden im Jahresdurchschnitt täglich 14 Stunden elektrisches Licht benötigt. Dies lässt sich aus Arbeitsschutzgründen und Gründen der korrekten Arbeitserledigung nicht vermeiden. Des Weiteren sind mehrere stromintensive Verbraucher vorhanden, wie der Melkstand selbst und die Güllepumpen. In der Milchviehanlage wurden 2012 188.740 kWh für 30.313 Euro verbraucht, zuzüglich einer Spitzenlast von 57 kW für weitere 6.744 Euro für das gesamte Kalenderjahr.

Die Biogasanlage selbst ist der größte Stromverbraucher im Unternehmen. Für die besondere Fütterungstechnik mittels Extruder (mechanischer Aufbereitung der eingeführten Substrate zum besseren Aufschluss und somit auch besseren Gasbildung) und das Vermischen mit Gülle und anschließende in den Fermenter Pumpen ist sehr energieintensiv. Um den Prozess nicht zu sehr mit den 30 m³ Gülle pro Tag thermisch zu beeinflussen, wurde ein Wärmetauscher installiert, in dem mit Rezirkulat aus dem Fermenter die Gülle vorgewärmt wird. Im Jahre 2012 wurden für das Betreiben der Biogasanlage insgesamt 466.536 kWh für 66.286 Euro verbraucht. Zusätzlich wird eine Spitzenlast von 93 kW berechnet, die weitere 7.712 Euro kostet. In dieser Gesamtmenge ist die elektrische Energie zum Betreiben des Nahwärmenetzes (z.B. Pumpen) mit enthalten, spielt jedoch eine untergeordnete Rolle.

4. Maßnahmenanalyse

4.1 Biogasanlage

Die gesamte erzeugte elektrische Energie der Biogasanlage wird in das örtliche Mittelspannungsnetz eingespeist. Die Biogasanlage, wie auch die Milchviehanlage, kaufen den benötigten Strom aus dem Netz über den Energieversorger wieder zurück. Der Umbau zum Eigenstromverbrauch beinhaltet den elektrischen Anschluss und die Umstellung der Stromzähler, sowie die Neuprogrammierung der Speicherprogrammierbaren Steuerung (SPS). Dabei wurde gleichzeitig ein Lastmanagement mit verbaut und in der SPS mit eingebunden. Durch den Umbau erfolgte ein Wechsel des Anschlusses vom Niederspannungsnetz in das Mittelspannungsnetz. Für

den Fall, dass es zu einer Störung in der Biogasanlage oder im Netz des Energieversorgers kommt und das BHKW abschaltet, werden sämtliche elektrische Antriebe (Fütterung, Rührwerke, Pumpen) gestoppt. Ebenso läuft in der Milchviehanlage dann nur noch eine Notversorgung. Dies beschränkt sich auf die Melktechnik und die Beleuchtung. Güllepumpen und andere Verbraucher sind für die Dauer der Störung am BHKW deaktiviert. Ein solcher plötzlicher Wechsel zwischen Eigenstromversorgung zu Netzbezug ist für den Mitarbeiter in der Milchviehanlage nicht spürbar. Die Melkmaschine läuft ohne Unterbrechung des Melkvakuums weiter und es flackert auch keine Beleuchtung. Die Abschaltung aller nicht notwendigen Verbraucher kann manuell übersteuert werden. Dies wird jedoch vermieden, um keine Lastspitze zu generieren, die das komplette Kalenderjahr bezahlt werden muss.

Als Konsequenz der Eigenstromnutzung ergeben sich wesentlich geringere Stromkosten für den Bezug. Der Messstellenbetrieb ist dabei mit 99,52 Euro monatlich der kostenintensivste Teil, da mengenmäßig in 2014 von Januar bis September nur 351 kWh in Biogasanlage und Milchviehanlage zusammen beim Strombezug vom Lieferanten für elektrische Energie in Anspruch genommen werden mussten. Das mit der Umstellung auf Eigenstrom integrierte Lastmanagement trägt sehr zur Kostenersparnis bei. Die Lastspitze ist in 2014 derzeit bei 52 kW für die Biogasanlage und die Milchviehanlage zusammen, da es nur noch einen Zählpunkt gibt. Das ist gegenüber der vorherigen Situation in 2012 eine Differenz von 98 kW und damit ein monetärer Vorteil von ca. 13.308 Euro.

Der Eigenstrom wird nach § 16 EEG 2009 bzw. § 33 EEG 2012 nicht vergütet, da er in unmittelbarer Nähe zur Anlage verbraucht und nicht durch ein Netz durchgeleitet wird. Seit dem 1. August diesen Jahres gilt das EEG 2014, in dem eine anteilige EEG-Umlage pro Kilowattstunde für Eigenstromverbrauch festgeschrieben ist. Der Anteil beträgt bis Ende 2015 30 %, 2016 35 % und ab 2017 40 %, die EEG-Umlage betrug 2014 6,24 Cent/kWh und wurde 2015 auf 6,17 Cent/kWh gesenkt. Da der Umbau zum Eigenstromverbrauch in dem Unternehmen bereits 2013 erfolgte, ist der Verbrauch von der Umlage befreit. Der Strombezug in 2014 ist um 654.808 kWh geringer als der Strombezug in 2012. Für das Jahr 2014 ergibt sich somit eine voraussichtliche Ersparnis von 95.220 Euro, die jedoch auch mit einem Einnahmenverlust der Biogasanlage durch die fehlende EEG-Vergütung für den verbrauchten Stromanteil verbunden ist.

4.2 Nahwärmenetz

Die Errichtung des Nahwärmenetzes wurde 2009 durch das Unternehmen selbst veranlasst und durchgeführt. Für die Bewohner der Ortschaft besteht kein Anschlusszwang. Es gibt auch keine vertraglich vereinbarte Versorgungspflicht seitens des Wärmenetzbetreibers.

Im privaten Bereich wird davon ausgegangen, dass ca. 25 % mehr Wärme abgefordert wird als es unter Benutzung fossiler Energieträger der Fall wäre. Dies entspricht ca. 2° C mehr Raumtemperatur, was realistisch erscheint. In der Milchviehanlage wird der Mehrverbrauch an Wärme ebenfalls auf 25 % geschätzt, da die Warmwasserbereitung auch vor der Umstellung auf Nahwärme für den täglichen Arbeitsablauf in dem Umfang notwendig war. Im Bereich der Heizung von Sozialtrakt und vor allem des Melkstands wird mit einer erhöhten Wärmeabnahme gerechnet. Für den Büro und Werkstattbereich werden 50 % Mehrverbrauch angenommen, da dort vorher nur sehr sporadisch geheizt wurde.

4.3 Milchviehanlage - Beleuchtungsumbau

Neben der oben beschriebenen Maßnahme der Umstellung auf Eigenstromverbrauch wurde in der Milchviehanlage im Verlauf des Jahres einer der zwei großen Ställe auf LED-Beleuchtung umgebaut. Da der entsprechende Stall 1995 beleuchtungs- und elektroinstallationstechnisch

aufgewertet wurde, konnte die Lampenumstellung durch einen Austausch der alten Leuchtstofflampen kostengünstig vorgenommen werden, ohne dass weitere Arbeiten an der Elektroinstallation notwendig waren. Die alten Lampenträger waren mit 2 x 58 Watt Standard Niederdruck-Gasentladungsröhren mit Argon-Quecksilberdampf als Gasfüllung ausgestattet. Diese wurden über konventionelle Vorschaltgeräte (KVG) mit je 13 Watt und Starter betrieben. Somit hat eine Lampe insgesamt 142 Watt. Die verwendeten, neuen LED-Lampen verbrauchen 18 Watt. Es wird auf ein Kalenderjahr gesehen mit 14 Benutzungsstunden pro Tag kalkuliert, da nur zwischen 0:30 und 4 Uhr, sowie zwischen 9 und 15 Uhr das Licht im Stall ausgeschaltet ist. Daraus ergibt sich ein Gesamtenergiebedarf von 23.220 kWh. Neben der Energieeinsparung von ca. 20.000 kWh pro Jahr ergibt sich der positive Effekt, dass die neuen LED-Lampen mit 2.583 Lumen einen höheren Lichtstrom pro Lampe aussenden als die alte Beleuchtungsanlage. Des Weiteren haben trotz der erschwerten Stallbedingungen (Luftfeuchtigkeit, Staubbelastung, Wärme, Kälte) die installierten LED-Lampen 5 Jahre Garantie.

5. Wirtschaftlichkeitsberechnung

(Alle Berechnungen erfolgen ohne Umsatzsteuer.)

Eigenstromverbrauch

Der Eigenstromverbrauch bietet dem Unternehmen einen monetären Vorteil durch die Kosteneinsparung beim Strombezug, zieht jedoch auch einen Erlösausfall auf der Gegenseite nach sich. Die getätigte Investition zur Ermöglichung des Eigenstromverbrauchs beläuft sich auf insgesamt 10.000 Euro. Die Kosteneinsparungen betragen insgesamt 108.528 Euro und setzen sich aus 13.308 Euro Einsparung durch das Lastmanagement und 95.220 Euro Einsparung durch entfallenden Stromzukauf zusammen. Der selbsterzeugte Gesamtverbrauch beträgt dabei 655.276 kWh. Im Sinne des Eigenverbrauchs ist es kostenmäßig am Besten nur den Strom über 500 kW mit einer sonstigen Vergütung von 12,77 ct/kWh zu entziehen, weil man sich sonst in der Klasse 150 bis 500 kW befindet, die in diesem Fall mit 19,32 ct/kWh vergütet wird, was über dem gemittelten Stromzukaufspreis von 18,24 ct/kWh liegt.

Die Investition hat sich den Berechnungen nach im ersten Jahr amortisiert und erzielt ab dem 2. Jahr ca. 20.000 Euro Überschuss, da keine weiteren Betriebskosten zum Betreiben des Eigenstromverbrauchs und des Lastmanagements anfallen. Bedenkt man die anteilige EEG-Umlage laut EEG 2014, die hier nicht zur Anwendung kommt, aber als Vergleichsgröße erwähnt werden sollte, würde das Ergebnis mit jährlich ca. 12.000 Euro negativ belastet werden.

Nahwärme

Das Nahwärmenetz lässt sich von den Investitions- und Betriebskosten wie folgt darstellen. Betriebskosten für den Stromverbrauch der Pumpen lassen sich nicht separat erfassen und sind im Gesamtverbrauch der Biogasanlage enthalten. Der Wärmeverkauf beinhaltet die Verkaufserlöse der Wärme im Ort und den KWK-Bonus, den das Unternehmen für anrechnungsfähigen Wärmeverbrauch erhält. Im ersten Betriebsjahr 2009 wurden geringe Erlöse durch Wärmeverkauf erwirtschaftet, da die Inbetriebnahme erst im Herbst stattfand. Seit 2010 sind die Erlöse für den Verkauf von Wärme etwa gleich bleibend zwischen 120.000 und 130.000 Euro, wodurch jährlich abzüglich der anfallenden Kosten ein Ergebnis von ca. 74.000 bis 84.000 Euro für Wärmebereitstellung generiert wird. Daraus ergibt sich eine Amortisationszeit des Nahwärmenetzes von ca. 5 bis 6 Jahren.

Beleuchtungsumbau

Der Umbau auf LED-Lampen in Stall 1 lässt sich wie folgt darstellen. Unter Punkt 4 wurden die entsprechenden Kenngrößen zur Berechnung hergeleitet. Die Installation war in dem Fall simpel, da die alten gegen die neuen Lampen ausgetauscht werden konnten. Ausgehend von der jährlichen

Stromersparnis in Höhe von 20.000 kWh unter der Annahme des Betriebsüblichen Strompreises von 18,24 ct/kWh wird ein Betriebskostensparnis von ca. 3.600 Euro/a erzielt. Die Investition in den Beleuchtungsumbau amortisiert sich durch die hohe Nutzungsdauer der Beleuchtungsanlage bereits nach einem Jahr und ist in Anbetracht der Garanzzeit der Lampen von 5 Jahren sehr rentabel.

6. Weitere Entwicklungsmöglichkeiten

Ein Grundgedanke wäre mit Hilfe der vorhandenen erneuerbaren Energie und eventuell über die Erweiterung um eine weitere Stromquelle in Form einer PV-Anlage am Standort die Idee des Fischer-Tropsch-Verfahrens aufzugreifen. An den verschiedensten Stellen der Forschung, Entwicklung und Wissenschaft wird derzeit an diesem Thema gearbeitet, da das Verfahren durch die Hochtemperatur-Wasserstoff-Elektrolyse im Gegensatz zur Vergangenheit von der Umsetzung her greifbarer und vor allem effizienter, also auch günstiger wird. Dadurch könnte ein entscheidender Beitrag zum Klimaschutz geleistet werden, wenn der CO₂-Ausstoß nicht nur reduziert wird, sondern CO₂ als Rohstoff verwendet werden kann. Eine denkbare Umsetzung wäre im Falle einer Biogasanlage Energie zwischenspeichern zu können und zu einem späteren Zeitpunkt zum Beispiel in Form von Methan wieder zu verbrennen. So würde Methan aus CO₂ und Wasserstoff (H₂) hergestellt werden können, ohne dass Biomasse notwendig ist. Eine mögliche Verwendung wäre das gezielte Bereitstellen von Regelenergie für den Netzbetreiber.

7. Zusammenfassung

In dem Projekt wurde anhand eines Praxisbetriebes ausführlich dargelegt, in welchen Größenordnungen Energieströme ein landwirtschaftliches Gemischtunternehmen durchdringen. Es konnte eindrucksvoll bewiesen werden, in welchen Größenordnungen Einsparpotentiale mit Hilfe von regenerativen Energien erschlossen werden können. Die betrachteten Hauptenergieträger Wärme und elektrische Energie standen dabei im Mittelpunkt. Vor allem durch den Ersatz fossiler Energieträger zur Wärmebereitstellung lässt sich ein enormes CO₂-Einsparpotential generieren. Die im Rahmen dieser Arbeit aufgezeigten Alternativnutzungen der erneuerbaren Energien als Ersatz für fossile Brennstoffe belaufen sich auf jährlich ca. 824,1 Tonnen CO₂-Ersparnis.

Die bereits umgesetzten Maßnahmen im Unternehmen lassen innovative Ideen für die Zukunft, wie zum Beispiel ein energieunabhängiges Dorf durch lokale Wärmeerzeugung und Stromproduktion, entstehen. Wie greifbar eine solche Zukunftsidee ist, liegt vor allem an rechtlichen Rahmenbedingungen, die durch die Politik geschaffen werden müssten.

Biogasanlagenbetreiber müssen sich generell Gedanken zu einer Fortführung des Anlagenbetriebes auch nach dem Ende der EEG-Vergütung machen. Es besteht in Biogasanlagen, wie sonst nirgends, die Möglichkeit Energie bedarfsgerecht zu speichern oder abzurufen, wie es zum Beispiel für die Regelenergie zur Netzstabilisierung notwendig ist. Ein sinnvolles Wärmekonzept ist dabei ein wichtiger Zukunftsbaukasten für den wirtschaftlichen Erfolg einer Biogasanlage. Das Ziel des Projektes war es genau zu dem Thema Denkanstöße und Lösungsvorschläge aufzuzeigen.

Die Ziele der weltweiten Energiewenden – ein Vergleich

Tobias Kampet

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

Schlüsselwörter: Energiewende, regenerative Energien, erneuerbare Energien, Energieeffizienz, Energiepolitik, Polen, Brasilien, China, Saudi-Arabien, Südafrika, USA

Zusammenfassung

Das Thema „Energiewende“ wird derzeit nahezu täglich in der deutschen Presse diskutiert. Meist wird der Begriff allerdings nur auf den Ausstieg aus der Kernenergie und den Ausbau von erneuerbaren Energien in Deutschland bezogen. „Energiewende“ bedeutet aber viel mehr als das. Sie stellt eine grundlegende Veränderung in der Struktur des Energiesektors hinsichtlich Angebot und Nachfrage dar und hat daher bedeutende wirtschaftliche und gesellschaftliche Auswirkungen. Die Energiewenden in den Ländern Deutschland, Polen, Brasilien, China, Saudi-Arabien, Südafrika und den USA werden in diesem Vortrag vergleichend betrachtet und Rückschlüsse für die deutsche Debatte gezogen.

Summary

The topic "energy revolution" („*Energiewende*“) is being discussed almost daily in the German press. In most cases, this term is, however, related only to the phasing out of nuclear energy and the expansion of renewable energies in Germany. "Energy revolution" means much more than that. It represents a fundamental change in the structure of the energy sector with regard to supply and demand and therefore has significant economic and social impacts. This paper takes a comparative look at the energy revolutions in Germany, Poland, Brazil, China, Saudi Arabia, South Africa and the United States and draws conclusions for the German debate.

1. Einführung: Was ist eine Energiewende?

Das Thema „Energiewende“ wird derzeit nahezu täglich in der deutschen Presse diskutiert. Meist wird der Begriff allerdings nur auf den Ausstieg aus der Kernenergie und den Ausbau von erneuerbaren Energien in Deutschland bezogen. „Energiewende“ bedeutet aber viel mehr als das. Sie stellt eine grundlegende Veränderung in der Struktur des Energiesektors hinsichtlich Angebot und Nachfrage dar und hat daher bedeutende wirtschaftliche und gesellschaftliche Auswirkungen. [2]

2. Die Ursachen und die Ziele der verschiedenen Energiewenden weltweit sind sehr unterschiedlich

Häufig wird die Energiewende in Deutschland eng zur Katastrophe von Fukushima am 11. März 2011 in Verbindung gebracht, aber schon im Jahr 2000 beschloss eine parlamentarische Mehrheit den zeitlich gestaffelten Atomausstieg („Atomkonsenz“) und nahezu zeitgleich das „Erneuerbare-Energien-Gesetz“. Diese Entscheidungen waren eine erste Neuorientierung („Wende“) der deutschen Energiewirtschaft hin zu regenerativen Energieträgern.

Im Herbst 2010 wurde eine Laufzeitverlängerung von bis zu 14 Jahren für die 17 deutschen Kernkraftwerke beschlossen. Doch nach der Reaktorkatastrophe von Fukushima hat die Bundesregierung die Restrisiken der Kernenergie neu bewertet und die ein halbes Jahr zuvor beschlossenen Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke teilweise wieder zurückgenommen.

Der Ausbau der regenerativen Energien und eine Steigerung der Energieeffizienz sind gemeinsame Ziele der Energiewende in Deutschland. Die quantifizierten Ziele der deutschen Energiewende sind im Einzelnen im „Energiekonzept 2050“ der Bundesregierung niedergelegt und lauten bis zum Jahr 2050 u. a.:

- eine Senkung der Treibhausgasemissionen um 80-95 % gegenüber 1990,
- ein Beitrag erneuerbarer Energien von 60 % am Endenergieverbrauch und von 80 % an der Stromerzeugung und
- eine Senkung des Primärenergieverbrauchs gegenüber 2008 um 50% [1].



Abb. 1: Bei einer Analyse der Ursachen der Energiewenden in verschiedenen Ländern zeigt sich, dass nur in Deutschland der Klimaschutz der Treiber der Energiewende ist, während in China, Polen, Saudi-Arabien, Südafrika und den USA die Erhöhung der Versorgungssicherheit an erster Stelle steht. In Brasilien ist es die Senkung der Energiekosten.

In anderen Ländern haben aber die dortigen Energiewenden ganz andere Ursachen und Ziele: [2]

- In Polen und in den USA will man die Abhängigkeit von Energieimporten reduzieren.
- In Südafrika ist das Ziel die Schaffung von Arbeitsplätzen durch die Nutzung heimischer Kohle (auch zur Erzeugung flüssiger Kraftstoffe) und durch den Einsatz erneuerbarer Energien in der Stromproduktion.
- In China soll die stark ansteigende Energienachfrage gedeckt werden.
- In Saudi-Arabien dient die Diversifizierung der Stromversorgung hin zu erneuerbaren Energien dem langfristiger Erhalt der hohen Versorgungssicherheit (und der Erhöhung der lokalen Wertschöpfung durch den Export von raffinierten Produkten statt dem Export von Gas und Öl als Rohstoff).
- In Brasilien werden Endverbraucherpreise für Strom und Benzin gedeckelt und Auktionen für Zubau konventioneller und regenerativer Kraftwerke eingeführt.

Bei einer Analyse Ziele der weltweiten Energiewenden zeigt sich, dass die Verbesserung der Versorgungssicherheit der wichtigste Einzelfaktor ist (siehe Abbildung 1). Außerhalb Deutschlands spielen der Klimaschutz und / oder die Akzeptanz von einzelnen Technologien¹ keine Rolle.

Sehr deutlich zeigen sich auch die unterschiedlichen Ursachen und Wirkungen der Energiewenden in den beiden benachbarten Ländern Polen und Deutschland: Zwar wollen sowohl die Polen² wie die Deutschen³ die Kohle ersetzen, jedoch geht die deutsche Energiewende hin zu erneuerbaren Energien und polnische Energiewende hin zur Kernenergie⁴ (siehe Abbildung 2). In Polen ist das Ziel eine Steigerung der Versorgungssicherheit, während in Deutschland die Netzreserven aufgrund der schwankenden Einspeisung aus regenerativen Energien abnehmen.

	Fossile Energie	Kernenergie	Regenerative Energien	Versorgungssicherheit	Klimaschutz
Polen	↘	↗	↔	↗	↔
Deutschland	↘	↘	↗	↘	↗

Abb. 2: Die unterschiedlichen Ursachen und Wirkungen der Energiewenden in den beiden benachbarten Ländern Polen und Deutschland

3. Die Rolle der Politik bei den Energiewenden [2]

Im internationalen Vergleich ist die Regierungspolitik die Haupttreiberin für strukturelle Veränderungen im Energiesektor. Die öffentliche Meinung wiederum treibt die Regierungspolitik in einigen Ländern.

Häufig berücksichtigen die politischen Rahmenbedingungen nicht ausreichend die langfristigen Auswirkungen zwischen den verschiedenen Politikfeldern, wie das Beispiel Brasilien zeigt:

- Dort hat die zur Inflationsbekämpfung erfolgte Deckelung des Benzinpreises dazu beigetragen, dass Produzenten von Ethanol, die in den vorausgehenden Jahrzehnten mit staatlicher Hilfe aufgebaut wurden, in Konkurs gingen.
- Brasilien muss mittlerweile Ethanol aus den USA importieren.
- Politisch bestimmte Strompreisreduzierungen haben Investitionen im Energiesektor verzögert, was bestehende Kapazitätsengpässe verschärfte.

4. Die Auswirkungen der Energiewenden

Im Folgenden sollen die Auswirkungen der Energiewenden in den betrachteten Ländern kurz gezeigt werden. Hierbei werden als Indikatoren die beiden Hauptziele der deutschen Energiewende, der Ausbau der regenerativen Energien und eine Steigerung der Energieeffizienz, genutzt.

Beim Vergleich des Anteils der regenerativen Energien am Gesamtstromverbrauch zeigen sich unterschiedliche Dynamiken (siehe Abbildung 3). Hierbei gab es den stärksten Zubau bei regenerativen Energien in Deutschland (zukünftig möglicherweise in Saudi-Arabien), während der Anteil

¹ In Deutschland: mehrheitliche gesellschaftliche Ablehnung der Kernenergie.
² Wegen des überalterten Kraftwerksparks und wegen der Importabhängigkeit.
³ Wegen des Klimaschutzes.
⁴ Aus der man in Deutschland gerade aussteigt.

in Brasilien abnahm. Einen Zubau sieht man auch in anderen Ländern, der aber teilweise durch den parallelen Ausbau konventioneller Energieträger ausgeglichen wird.

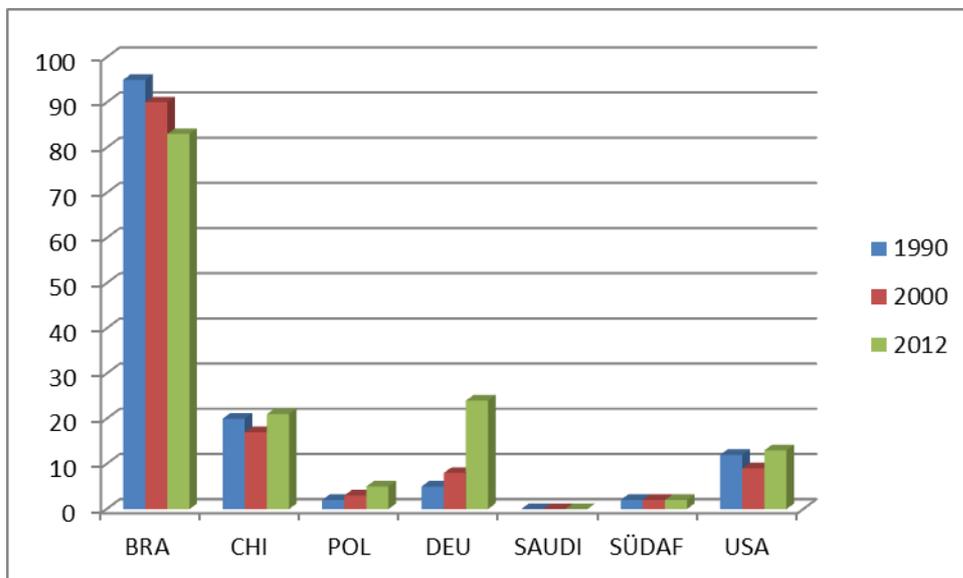


Abb. 3: Vergleich des Anteils der regenerativen Energien am Gesamtstromverbrauch (in %, nach [2])

Weltweit sind derzeit rund 50% der Kapazitäten bei Kraftwerksneubauten zur Nutzung regenerativer Energien (in der EU: 70%).

Bei der Betrachtung der Energieintensität (Abbildung 4) zeigt sich eine wesentlich verbesserte Energieeffizienz in fast allen Ländern, wobei die Effizienz in China am stärksten steigt. In absoluten Werten konnte nur Deutschland seinen Energieverbrauch senken.

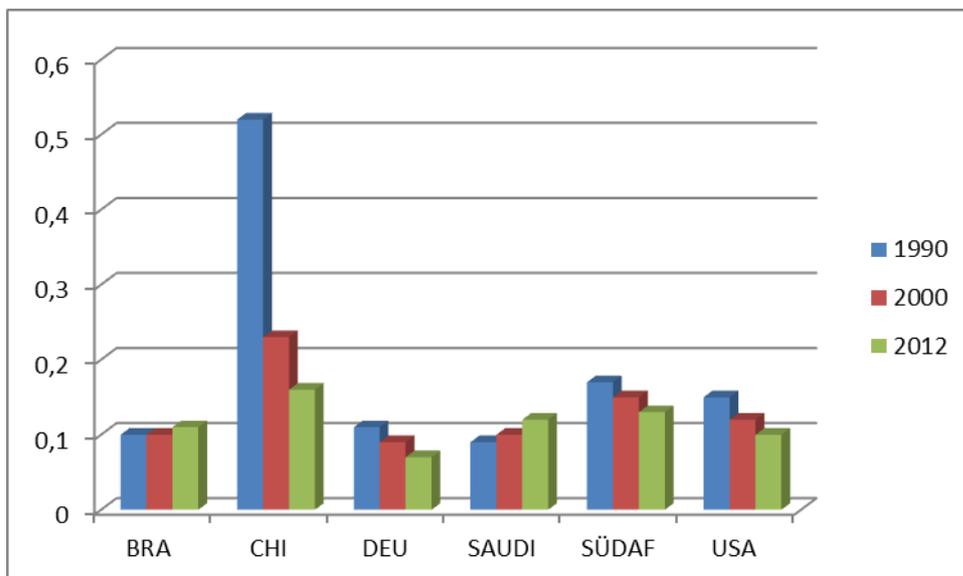


Abb. 4: Vergleich der Energieintensität (in kg RÖE/US-\$, bei Kaufkraftparitäten, nach [2])

5. Schlussfolgerungen aus globaler Sicht

Aus globaler Sicht lassen sich die folgenden Schlussfolgerungen ziehen: [2]

- Eine Energiewende ist der Umbau eines komplexen und vernetzten Energiesystems und damit eine extrem anspruchsvolle Aufgabe, die in planvoller Weise erfolgen sollte.
- Derzeit geschehen in zahlreichen Ländern zeitgleich Energiewenden aus unterschiedlichen Gründen, mit verschiedenen Instrumenten und mit anderen Zielen.
- Im internationalen Vergleich ist die Regierungspolitik Haupttreiber für die Energiewenden. Die Regierungspolitik wiederum wird in einigen Ländern durch die öffentliche Meinung geprägt.
- Insgesamt entsteht der Eindruck, dass es häufig an einer ganzheitlichen Steuerung fehlt und die Energiesektoren mit ihren zumeist sehr langen Investitionszyklen unter der eher kurzfristigen Denkweise der Politik leiden.
- Die Energieeffizienz und der Beitrag erneuerbarer Energien zur Energieversorgung nehmen in allen betrachteten Ländern zu.

6. Schlussfolgerungen aus deutscher Sicht

Für Deutschland ergeben sich die folgenden Schlussfolgerungen aus den bisher gemachten Erfahrungen mit der deutschen Energiewende [2]:

- Deutschland hat mit seiner Energiewende hin zu regenerativen Energien Lernkosten übernommen und damit auch einen technologischen Vorsprung erreicht (z. B. beim „Betrieb von Stromnetzen im Stunden- und Minutenmärkten“).
- Für deutsche Unternehmen bieten die globalen Energiewenden erhebliche Chancen, diese in Deutschland gemachten Erfahrungen weltweit zu vermarkten.
- Dabei ist aber keinesfalls die deutsche Energiewende als Leitbild der globalen Energiewenden zu sehen. Vielmehr sind die in jedem Land unterschiedlichen Ausgangslagen und Motivationen sowie die dort bereits gemachten Erfahrungen prägend.

Es gilt das gesprochene Wort!

7. Quellenangaben

[1]: <http://www.bmu.de/themen/klima-energie/energiewende/beschluesse-und-massnahmen/energiekonzept-2050-meilensteine-langfristiger-entwicklungspfad-fuer-ambitionierte-klimaschutzziele-energieeffizienz-und-erneuerbare/>

[2]: A. Bode, J. Hauff, D. Neumann, F. Haslauer: Globale Energiewenden. Veröffentlicht in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 10/2014, S. 23ff.

[3]: Stiftung Marktwirtschaft: Die Energiewende – globales Vorbild oder deutscher Irrweg? Tagungsbericht zum 3. Kadener Gespräch am 27. März 2015.



Erfolgreiche Netzwerkarbeit: Fahrplan Windwasserstoffwirtschaft in der Region Unterelbe

Juni 2015
Renate Klingenberg

ChemCoast
CONNECTS CHEMICAL BUSINESS

■ CHEMISCHE INDUSTRIE IN NORDDEUTSCHLAND

Der VCI Nord vertritt rund 270 Mitglieder / 45.000 Beschäftigte in
Niedersachsen, Schleswig-Holstein, Hamburg und Bremen

- Grundstoffchemie
- Spezialchemikalien
- Pharma
- Körperpflege und Waschmittel
- Kunststoff
- Lack- und Schiffsfarben
- Bauchemie
- Klebstoff
- ...

Die Chemie liefert Grundstoffe in alle Wertschöpfungsketten:
Automobil – Bauindustrie – Solar- und Windenergie, ...

Länderübergreifende Initiative zur Weiterentwicklung der norddeutschen Chemiestandorte

19 Mitglieder

- Unternehmen aus Chemie und Logistik sowie
- Regionale Wirtschaftsförderer

Gemeinsames Ziel:

Stärkung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit der norddeutschen Chemiestandorte durch gemeinsame **Projekte** im Bereich

- Infrastruktur
- Energie- und Rohstoffversorgung
- Standortmarketing

www.chemcoast.de

Die Projektidee 2012

- Zur erfolgreichen Umsetzung der Energiewende beitragen:
Integration von Erneuerbarer Energie in bestehende Prozesse
- Auf die Stärken der **Wirtschaftsregion Unterelbe** bauen
 - Windparks vor Ort
 - Wasserstoff**erzeuger** und Wasserstoff**nachfrager**
 - Geeignete Strukturen für die Erschließung von H₂-Kavernen
 - Vorhandene Pipelinesysteme
- Länder- und Branchen übergreifend

Ein echtes „Multi-Talent“

- Hochwertiger Einsatzstoff in der **Industrie**, z. B. Chemie, Stahlindustrie, Lebensmittel
- CO₂ freier Energieträger, z.B. im **Verkehr**
- Leistungsfähiger und effizienter **Energiespeicher**
- Beitrag zum **Klimaschutz** durch Reduzierung der CO₂-Emissionen

UNSERE WERTSCHÖPFUNGSKETTE



Businessplanentwicklung zur wettbewerbsfähigen Umsetzung:

- der Erzeugung
- der Lagerung
- des Transports und
- der Verwendung (Verkehr, Industrie)

von Wind-Wasserstoff am **Modell der Unterelberegion**

Energiewende marktkonkret!

DIE PROJEKTPARTNER

Gefördert durch:

**Länder- und Branchen übergreifend:
Ein informelles Netzwerk entlang der Wertschöpfungskette!**

Juni 2015

Fahrplan für eine Wind-Wasserstoffwirtschaft in der Region Unterelbe

ChemCoast
CONNECTS CHEMICAL BUSINESS

DER FAHRPLAN

**Fahrplan zur Realisierung einer
Windwasserstoff-Wirtschaft in
der Region Unterelbe**

E&Y, Becker Büttner Held, Ludwig Bölkow Systemtechnik

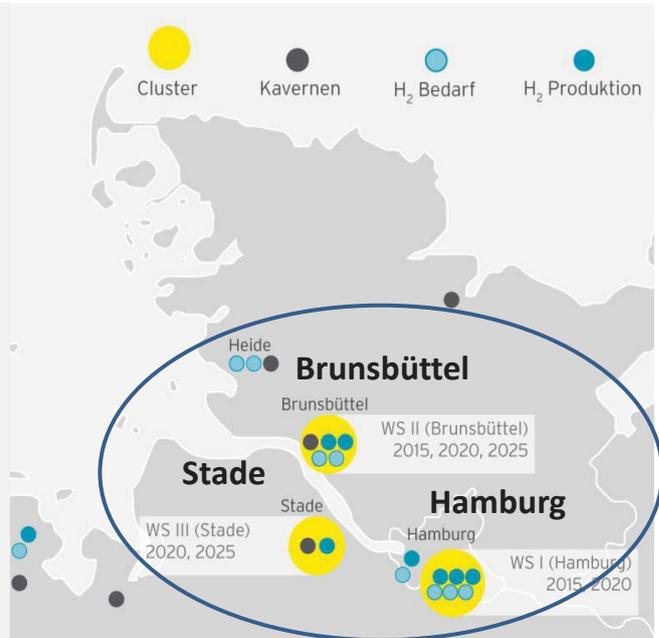
Juni 2015

Fahrplan für eine Wind-Wasserstoffwirtschaft in der Region Unterelbe 62

ChemCoast
CONNECTS CHEMICAL BUSINESS

WASSERSTOFFWIRTSCHAFT HEUTE

- Signifikante Wasserstoff-Produzenten und –verbraucher
- Wachsender Bedarf an „grünem“ Wasserstoff für den Nahverkehr
- Salzstöcke, die sich ideal als Energiespeicher eignen
- Hoher Anteil erneuerbarer Energien
- Geplanter Einspeisepunkt für Off-Shore Windanlagen
- Direkte Anbindung an das Hochspannungsnetz



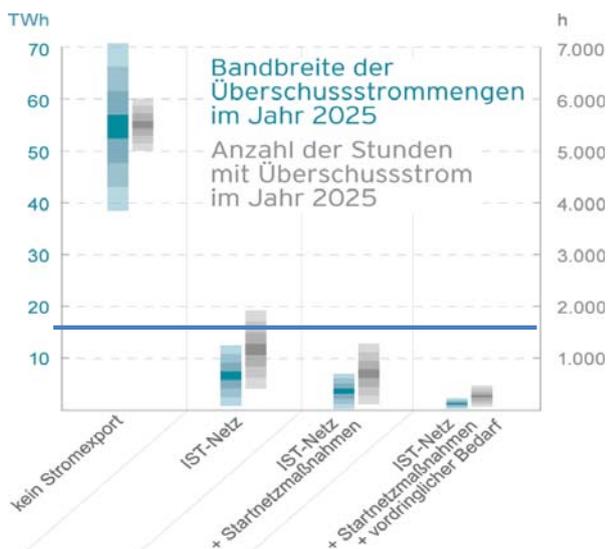
Vorhandene regionale Stärken nutzen - und stärken!

Juni 2015

Fahrplan für eine Wind-Wasserstoffwirtschaft in der Region Unterelbe

ChemCoast
CONNECTS CHEMICAL BUSINESS

VERFÜGBARKEIT VON ÜBERSCHUSSSTROM



Zentrale Frage:

Können wir den Überschussstrom sinnvoll einsetzen?

Ja, aber:

Bei einem „mittleren Ausbauszenarium“ wird Überschussstrom nur **ca. 1.000 Stunden/Jahr** verfügbar sein

Nur mit Überschussstrom ist ein wirtschaftlicher Betrieb einer Elektrolyse nicht möglich!

Juni 2015

Fahrplan für eine Wind-Wasserstoffwirtschaft in der Region Unterelbe 63

ChemCoast
CONNECTS CHEMICAL BUSINESS

Unsere „Farblehre“:

Grün aus erneuerbarer Energie

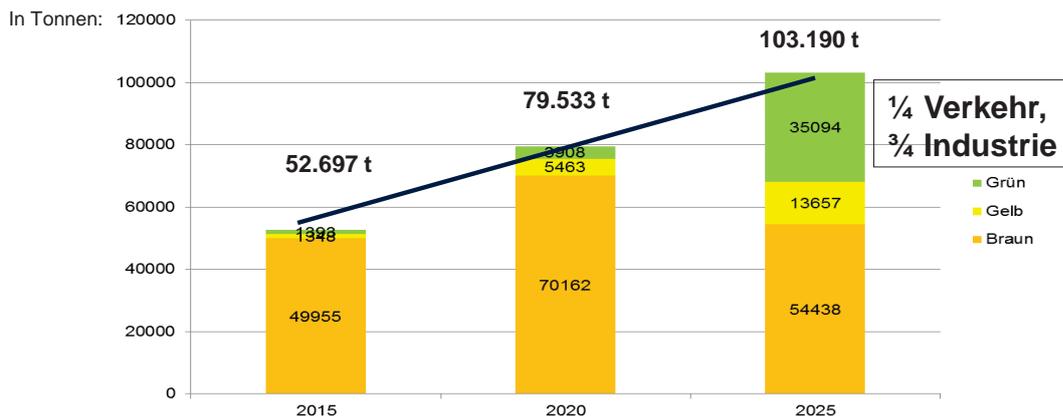
Gelb aus Elektrolyse mit Börsenstrom (EEX)

Braun aus fossilen Einsatzstoffen gewonnen (Reformer)

Weiß Nebenprodukt, das nicht stofflich verwendet, sondern thermisch verwertet wird

Captive Verwendung vor Ort im geschlossenen Prozess

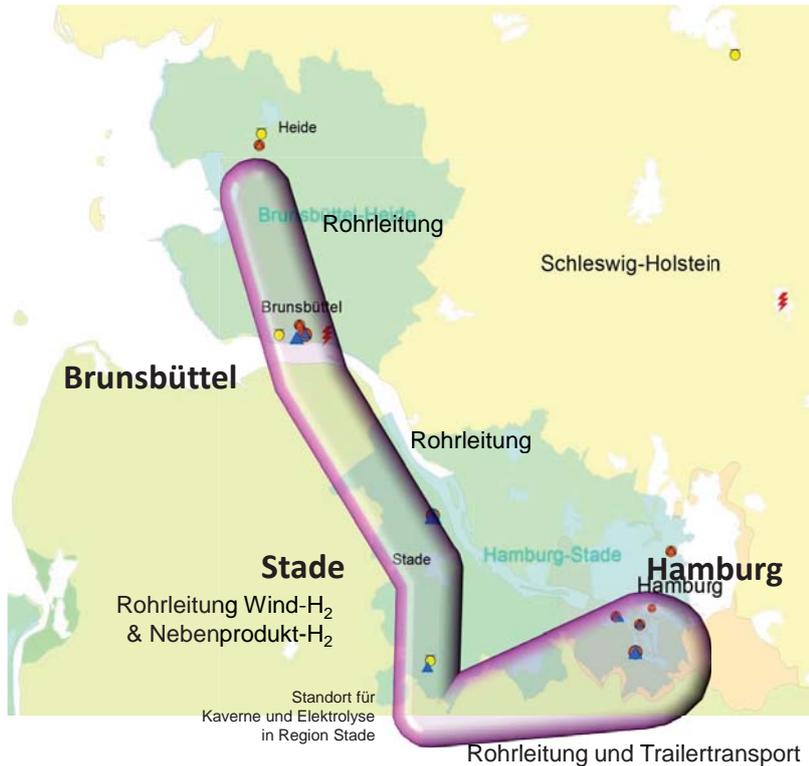
BEDARF AN WASSERSTOFF



- Insgesamt steigender Bedarf an Wasserstoff
- Grüner Wasserstoff könnte in der Industrie braunen Wasserstoff substituieren und neue Marktsegmente erschließen
- Immissionsfreier Verkehr braucht grünen Wasserstoff
- Industrie könnte durch das Mengenvolumen der „Wegbereiter“ für den Aufbau der Infrastruktur sein – auch für den Verkehr.

Echten Bedarf für Windwasserstoff!

DER FAHRPLAN:



Bis 2015:

- **Ausbau der Pilotregion Hamburg**
- Bestehende Pipeline von Brunsbüttel nach Heide

Bis 2020:

- Erweiterung Cluster Hamburg
- Ausbau der Elektrolysekapazitäten
- **Pipeline von Brunsbüttel nach Stade**
- Verbindung Stade Hamburg durch Trainer-Verkehr
- **Errichtung einer Kaverne**

Bis 2025:

- Fertigstellung einer **Pipeline von Stade nach Hamburg**
- Ausbau der Elektrolysekapazitäten

Juni 2015

Fahrplan für eine Wind-Wasserstoffwirtschaft in der Region Unterelbe

ChemCoast
CONNECTS CHEMICAL BUSINESS

WESENTLICHE INVESTITIONEN BIS 2025

- **Errichtung eines Pipeline-Systems**, ca. 164 km Rohrleitung
- **Investitionen in Elektrolyseanlagen** mit ca. 387 MW Leistung
- Initiierung der Errichtung eines **Kavernenspeichers** ab 2015; ca. 500.000 m³

• **62 Mio. Euro**

• **309 Mio. Euro**

• **149 Mio. Euro**

= 500 Mio. Euro

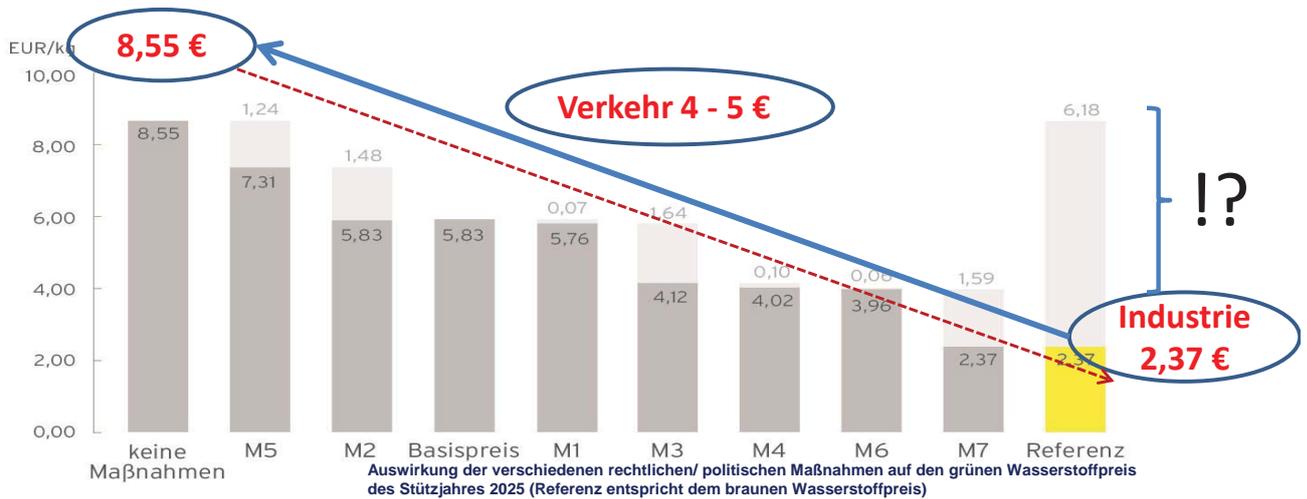
Juni 2015

Fahrplan für eine Wind-Wasserstoffwirtschaft in der Region Unterelbe

65

ChemCoast
CONNECTS CHEMICAL BUSINESS

PREISVERGLEICH



- M5 = ÖPP
- M2 = keine EEG-Umlage
- M1 = keine Netzentgelte
- M3 = Ausnahme vom EEG-Doppelvermarktungsverbot
- M4 = Entgeltloser Überschussstrom aus Einspeisemanagement
- M6 = Marktanzreizprogramm
- M7 = Subventionierende Preisregelung

Ohne ein ganzes Bündel von Maßnahmen wird Windwasserstoff wirtschaftlich nicht attraktiv!

WESENTLICHE ERGEBNISSE

- JA - es gibt einen **Markt für Windwasserstoff** zu wettbewerbsfähigen Preisen in Industrie und Verkehr!
- Eine ganze Reihe von **rechtlichen/politischen Maßnahmen** sind notwendig, damit Wind-Wasserstoff zu wettbewerbsfähigem Preis hergestellt werden kann.
- Aufbau einer **Pipelineinfrastruktur** mit Kavernenspeicher schafft einen funktionierenden Marktplatz für Wasserstoff in der Region. Die Industrie könnte hier der „Katalysator“ sein

Politische Rahmenbedingungen sind entscheidend um ein positives Investitionsklima zu erreichen!

■ DESWEGEN: VORAUSSETZUNGEN SCHAFFEN!

- **Rahmenbedingungen** sind so anzupassen, dass eine Verwendung von Überschussstrom unterstützt wird
- **Rahmenbedingungen** sind so zu gestalten, dass eine effektive Integration erneuerbarer Energien gefördert statt behindert wird durch
 - Verknüpfung von Strom- Gas- und Wärmenetzen
 - Stofflicher Verwendung von Wasserstoff in der Industrie im Verkehr
 - Energiespeicher und Rückverstromung
- Investoren gewinnen für den Aufbau von **Infrastruktur** zur **Integration erneuerbarer Energien** in bestehende Netze und Systeme
- **Forschung und Entwicklung** zur Kostensenkung bei der Erzeugung erneuerbarer Energien ist zu unterstützen

**Wir stehen in den Startlöchern –
nun muss die Politik die „Stolpersteine“ entfernen !**

Juni 2015

Fahrplan für eine Wind-Wasserstoffwirtschaft in der Region Unterelbe

ChemCoast
CONNECTS CHEMICAL BUSINESS

■ KONTAKT

**VIELEN DANK
FÜR IHRE
AUFMERKSAMKEIT!**

RENATE KLINGENBERG
GESCHÄFTSFÜHRERIN
CHEMCOAST E.V.
SANKT-FLORIAN-WEG 1, 30880 LAATZEN
TEL. +49 (511) 98490-17
MOBIL +49 (151) 57111230
FAX +49 (511) 833574
KLINGENBERG@LV-NORD.VCL.DE
WWW.CHEMCOAST.DE

Universeller Simulator für (hybride) Elektrofahrzeuge

Christian Kolbe und Dr. Stephan Funk

Heliocentris Academia GmbH, Rudower Chaussee 29, D-12489 Berlin, Christian.Kolbe@Heliocentris.com

Schlüsselwörter: Hybridfahrzeug, Hybridisierung, Elektromobilität, Brennstoffzellenfahrzeug, Elektrofahrzeug, Energiemanagement, Windkraftanlage

Zusammenfassung: Im Rahmen des Forschungsprojektes *ETUDE-C* soll ein Experimentiersystem in Form eines funktionsfähigen Antriebsstrangmodells eines Batterie-, Brennstoffzellen- und Hybridantriebs entwickelt werden. Das Experimentiersystem soll vorrangig in der Hochschulausbildung eingesetzt werden und realistische „Fuel-to-Wheel“ Analysen für die genannten Antriebstechnologien ermöglichen. Der Anwender soll die Vor- und Nachteile der unterschiedlichen technischen Konzepte experimentell nachweisen und die Betriebsparameter der Hybridisierung sowie die Dimensionierung der Komponenten für verschiedene Lastprofile optimieren.

1. Systembeschreibung Fahrzeugsimulator

Die Abbildung des universellen Simulators ist in reduziert komplexer Form umgesetzt. Es wird darauf verzichtet, reale Getriebestufen sowie Wellen einzusetzen. Vielmehr wird über eine vereinfachte mechanische Abbildung, ein möglichst trägheitsarmes System realisiert. Das Grundsystem besteht aus zwei elektrischen Maschinen auf Basis von permanenten Synchronmaschinen (PMSM), welche über eine starre Kupplung miteinander verbunden sind. Die dreiphasigen Antriebe sind mit einem Gleichstrom gekoppelten Vierquadrantensteller verbunden, welcher den motorischen sowie generatorischen Betrieb in beiden Drehrichtungen ermöglicht.

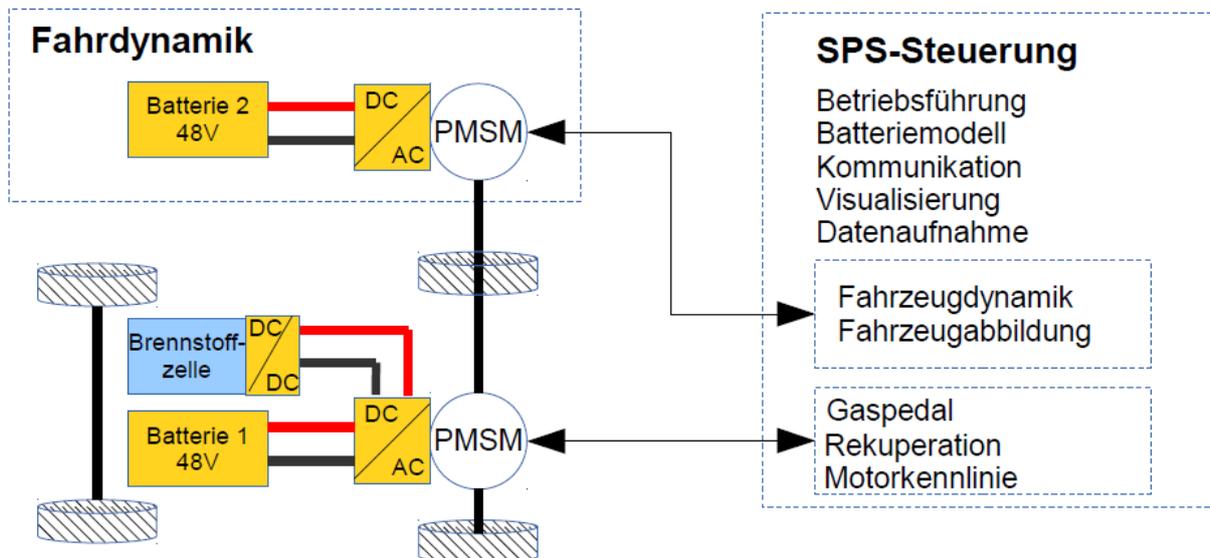


Abbildung 1: Übersicht des Fahrzeugsimulators

Das Fahrzeugmodell ist in der SPS Steuerung programmiert und wird kommunikativ über eine CANopen Schnittstelle mit den Antrieben verbunden. Über ein HMI kann neben der Systemvisualisierung das Gaspedal betätigt werden, welches den Antriebsmotor anspricht und diesen eine simulierte Kennlinie eines realen Fahrzeugmotors vorgibt. Gleichzeitig wird über die zweite Maschine das generatorische Gegenmoment eingeregelt, welches die Fahrwiderstände des realen Fahrzeuges simuliert und dadurch realistische Fahrleistungen ermöglicht.

Da beide Antriebe motorisch wie auch generatorisch arbeiten können, sind folgende Betriebszustände möglich:

- Beschleunigung: Fahrzeug = motorisch, Straße = generatorisch
- Rekuperatives Bremsen: Fahrzeug = generatorisch, Straße = motorisch
- Bremse ohne Rekuperation: Fahrzeug = Leerlauf, Straße = motorisch

Der Leistungsbereich der Maschinen ist durch das Skalieren der realen Antriebsleistung der Fahrzeuge auf den Simulator, unabhängig vom simulierten Fahrzeug.

Im Bereich der Batterie wird zugunsten der Komplexität und Handhabbarkeit des Systems bewusst auf die Hochvolttechnologie verzichtet. Vielmehr sollen anhand von verschiedenen Batterietechnologien (LIPO, Li-Ion, NiMH) Vergleichsuntersuchungen und Analysen bezüglich der Rekuperationsperformance am System möglich sein. Da im Betrieb die Batterie des Fahrzeugs meist entladen und die Lastbatterie geladen wird, ist durch eine Umschaltung der Batterien ein dauerhafter Betrieb des Simulators ohne Nachladung bzw. Überladung möglich.

1.1 Hybridisierung

Die Hybridisierung des Systems erfolgt über eine Brennstoffzelle, welche Last- Geschwindigkeits- und Ladezustandsabhängig sowie abhängig von der Betriebsstrategie aktiviert wird.

Neben einem reinen Elektrofahrzeug, können somit auch Brennstoffzellenfahrzeuge sowie hybride Fahrzeuge simuliert werden.

Der Hauptanspruch ist die komplexe Betriebsführung von Hybridfahrzeugen zu Erfassen und in ein adaptives Anwendermodell zu Überführen. Der Anwender soll in der Lage sein, durch einen reduzierten Parameterraum die Betriebsführung von hybriden Fahrzeugen zu analysieren und optimieren. Darüber hinaus können gegebene Fahrzeugauslegungen und Dimensionierungen angewendet und hinsichtlich der Optimierung angepasst werden.

1.2 Fahrzeugmodell

Das in der Steuerung ablaufende Fahrzeugmodell unterteilt sich in das Modell der Fahrzeugdynamik sowie in das der Antriebsmaschine (Abbildung 1). Die Fahrzeugdynamik beinhaltet die Fahrwiderstände, die Rollwiderstände sowie das Wegprofil. Die Kennlinie der realen Antriebsmaschine wird über Datenblattparameter im Maschinenmodell abgebildet. Durch die Skalierung der Simulationsmodelle können auch energetische Untersuchungen wie Verbrauchsanalysen anhand von Lastprofilen wie dem Neuen Europäischen Fahrzyklus (NEFZ) vorgenommen werden.

Die elektrischen Maschinen sind Drehmoment geregelt angesteuert (Abbildung 2), wobei es auch die Möglichkeit der drehzahlgeregelten Ansteuerung gibt, welche in Fällen des Abfahrens von Lastzyklen von Vorteil ist.

Die übergeordnete Regelung und Betriebsführung der Hybridisierung sind in der Abbildung nicht dargestellt.

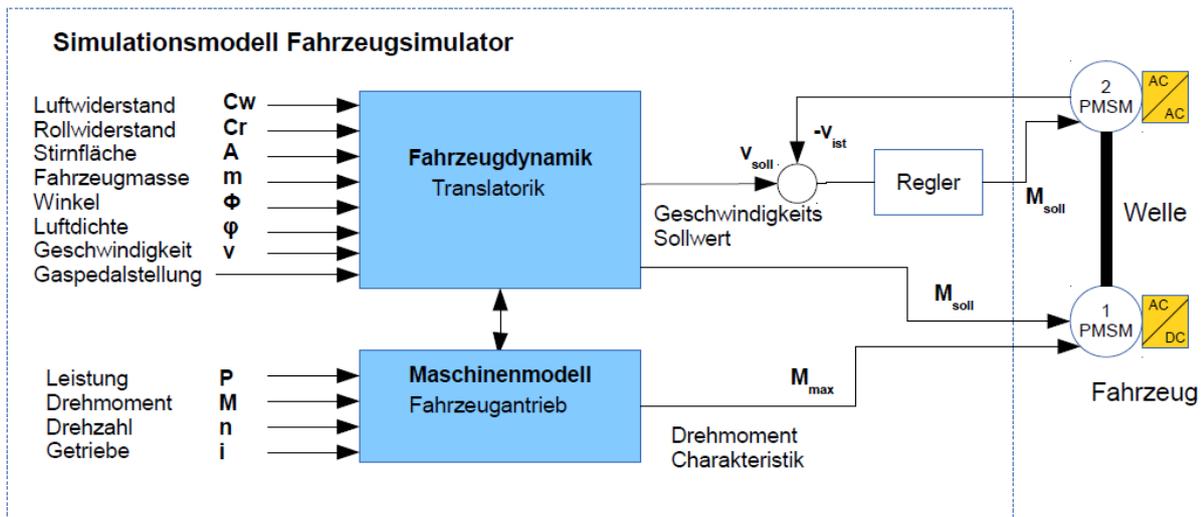


Abbildung 2: Hardware/ Software Schnittstelle des Fahrzeugsimulators

1.3 Batteriemodell

Sofern sich der Ladezustand (SOC) nicht aus einem Batteriesystem auslesen lässt, muss ein eigenes Batteriemonitoring entwickelt werden. Es wird dabei auf ein generisches Batteriemodell von MATLAB SimPowerSystems [1] zurückgegriffen und auf die eigenen Anforderungen optimiert. Im Folgenden ist das Modell dargestellt, wobei der Abgleichs-Algorithmus eine Erweiterung des Modells dargestellt. Die simulierte Batteriespannung wird mit der gemessenen verglichen und dadurch iterativ der Ladezustand des Batteriemodells angepasst. Der simulierte Ladezustand wird somit dauerhaft durch die gemessenen elektrischen Messgrößen optimiert.

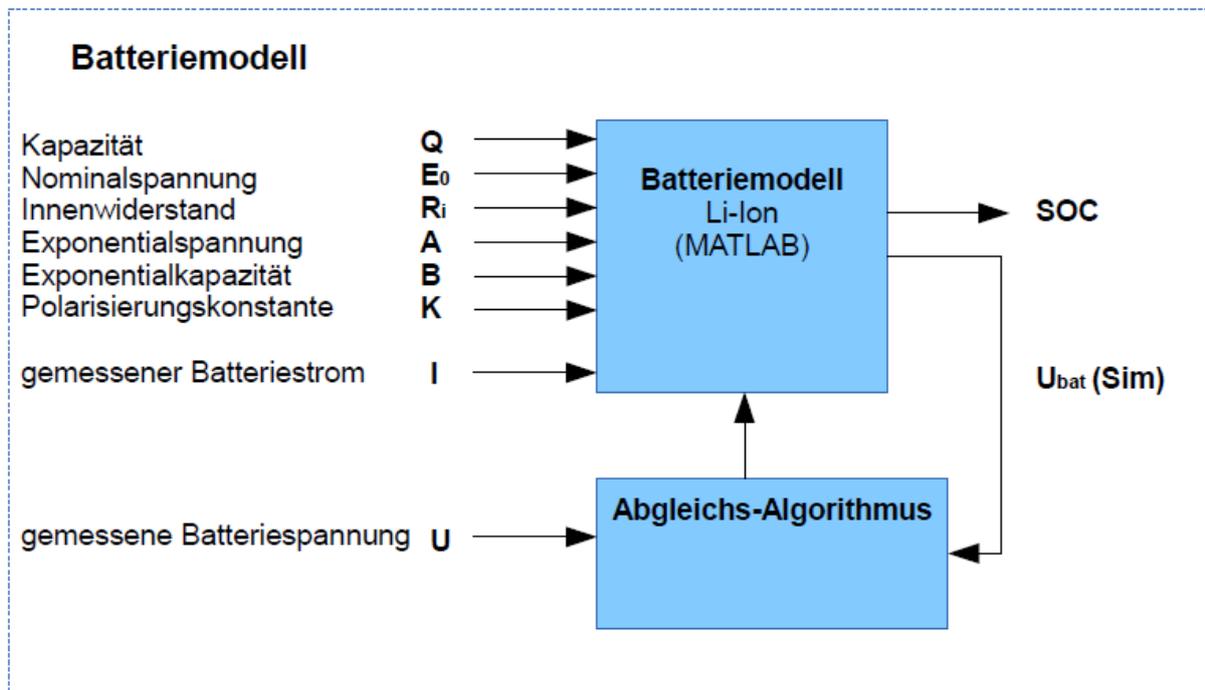


Abbildung 3: Batteriemodell für Lithium-Ion Batterie

Die Schwierigkeit des Modells besteht in der Ermittlung der Eingangsparameter um eine spezifische Batterie umzusetzen. Die Parameter variieren für verschiedene Ströme bei Ladung und

Entladung, was für die Anwendung des Modells in dynamischen Anwendungen eine dauerhafte Anpassung der Parameter erfordert.

2. Systembeschreibung Windkraftsimulator

Das Simulationssystem kann auch als Windkraftsimulator eingesetzt werden. Versuchsdurchführungen an Kleinwindkraftanlagen sind maßgeblich an guten Windbedingungen gebunden, was in der Praxis oft schwierig umzusetzen ist.

Mit dem Windkraftsimulator können verschiedene Anlagen auf Basis des Datenblatts abgebildet und experimentell ersetzt werden. Der Simulator kann aufgrund der Gleichspannungskopplung der Antriebe in hybride Inselssysteme im Bereich von 24V- 48V integriert werden. Im Folgenden ist der Aufbau beschrieben:

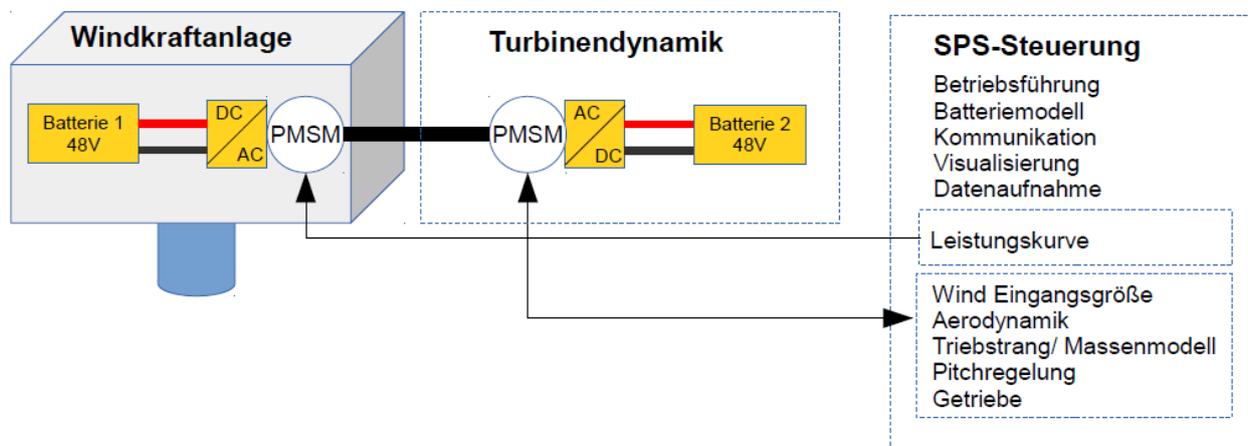


Abbildung 3: Übersicht Windkraftanlagenabbildung

Eine der Maschinen bildet den antreibenden Rotor mit der simulierten Turbinendynamik, die andere den in der Gondel sitzenden Generator ab. Beide Maschinen sind wie schon beim Fahrzeugsimulator an zwei Batteriesystemen angeschlossen, welche je nach Ladezustand umgeschaltet werden. Über eine vorgegebene Windgeschwindigkeit wird im Turbinenmodell ein Antriebsmoment berechnet, welches den Generator antreibt. Je nach Generatordrehzahl wird gemäß der hinterlegten Leistungskurve ein generatorisches Gegenmoment eingeregelt. Als Eingangsgröße können gemessene Windmessdaten, Profile oder Rampen als Antriebsgröße abgebildet werden.

3. Quellenangaben / Referenzen

[1] MATLAB Battery - <http://de.mathworks.com/help/physmod/sps/powersys/ref/battery.html>

Quo vadis, MV? - Kommentare zur Windenergie-Speicherung

Jochen Lehmann, Hans Sandlaß

Fachhochschule Stralsund / FB Energiespeicher, Berlin

Zusammenfassung

Es werden Fragen zur Windenergienutzung in Mecklenburg-Vorpommern aufgeworfen, um zu einer Entscheidung über den künftigen Status dieses Wirtschaftszweiges bei Einsatz von gespeichertem Wasserstoff beizutragen.

Abstract

The discussion on the use of hydrogen as a storage medium for electricity should help to define the future range of the wind energy economy in Northeast-Germany.

1 Abgeschaltete Windkraft

Das EEG in seiner Fassung von 2014 erlaubt mit §14 „Einspeisemanagement“ im Falle von Netzüberlastung die „Reduzierung der Einspeiseleistung“ von grünem Strom bedingungsweise und mit der Pflicht, es zu protokollieren.

Die Stromkunden müssen dafür bezahlen, denn die Windmüller erhalten, auch wenn der Netzbetreiber den Windpark vom Netz nimmt, die übliche Einspeisevergütung. Und es wird reichlich Gebrauch gemacht von dieser Regelung. In Nordost-Deutschland waren nach einer Auswahl von Windparks mit mehr als 20 MW auf der Grundlage der e.dis AG - Eismann-Berichte insbesondere die folgenden Netzgebiete betroffen:

Altentreptow	39	Klockow	23	Rukieten	28
Barkow	41	Kleinbünzow	32	Trinwillershagen	25
Bergholz	25	Krackow	50	Werder	50
Breesen	27	Kuhlrade	50	Wolgast	32
Gargelütz	35	Lüdersdorf	25	Zölkow	48
Dersekow	21	Nadrensee	26		
Friedeland	41	Rakow	32		

Es wird geschätzt, dass in Deutschland im Jahr 2014 durch diese Abschaltungen 60 Mill. Euro Entschädigung anfielen, für 2015 wird ein Schaden von 500 Mill. Euro prognostiziert /1/.

Dabei muss unterstellt werden, dass in vielen Fällen die Abschaltungen länger dauerten, als es der Zustand des Netzes erforderte, denn ein Wiederauffahren von Windparks gestaltet sich u.U. aufwendig. Offenbar bestand der Grund für die genannten Abschaltungen im allgemeinen darin, dass wegen starken Windaufkommens die entsprechenden 110-kV-Leitungen und Trafostationen beim Übergang vom 110-kV-Verteilungsnetz zur 380-kV-Ebene überlastet waren, ihre leistungsmäßige Auslegung also noch immer nicht an die Leistungen der seit Anfang der 90er Jahre installierten Windparks angepasst worden sind. In diesen Fällen tragen dann die konventionellen Kraftwerke mehr als notwendig zur Befriedigung des Bedarfs bei und die Möglichkeit zur Verminderung des CO₂-Ausstoßes bleibt ungenutzt.

Dem Betrachter dieser Zustände fällt auf, dass gerade an den oben genannten Netzpunkten durch einige Windparkbetreiber und / oder die verantwortlichen Netzbetriebe Maßnahmen ergriffen wurden, um praktische Modelle für die Entlastung von betroffenen Netzpunkte zu erproben: ENERTRAG hat eine eigene 110-kV-Anbindung bei Bertikow geschaffen und setzt im Zusammenhang mit 6 MW installierter Windleistung bei Prenzlau einen 500-kW-Elektrolyseur ein, um Wasserstoff mittels nicht zeitgerecht anfallenden Windstroms herzustellen (ENERTRAG Hybridkraftwerk, 2011). EON nahm 2013 eine modulare Elektrolyseanlage mit insgesamt etwa 2 MW bei Falkenhagen in Betrieb und leitet den erzeugten Wasserstoff in das Erdgasnetz ein. WIND-projekt hat bei Grapzow eine 1-MW-Elektrolyse in ein Windparksystem von installierten 140 MW eingebunden, um den erzeugten Wasserstoff rückverstromt dem Eigenbedarf der Windparks zuzuführen (RH2, 2014). Die WEMAG andererseits hat mit ihrem 2014 angefahrenen Li-Ionen-Batteriespeicher mit 5 MW Leistung und einer Kapazität von 5 MWh eine Anlage errichtet, die sehr schnell reagierend die Windenergieeinspeisung vergleichmäßigen kann. - Erinnert sei daran, dass es im damaligen West-Berlin einen Batteriespeicher von immerhin etwa 17 MW / 14,4 MWh gegeben hatte, der allerdings eine reine Reserve darstellte und nicht dynamisch gefahren wurde.

Der technisch erfolgreiche Betrieb der genannten Pilotprojekte, die Ankündigung, dass schwerpunkthaft Transformatorstationen ausgebaut werden sollen (z.B. bei Altentreptow, Parchim) und weitere geplante Ertüchtigungen des Verteilungsnetzes lassen hoffen, dass in absehbarer Zeit keine Abschaltungen von Windanlagen wegen Mängeln beim „Einsammeln“ des Windstroms mehr erfolgen müssen.

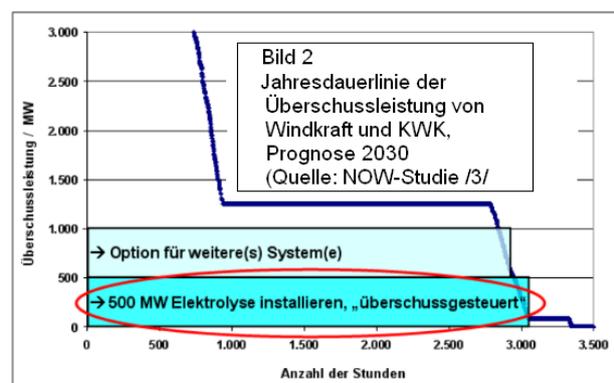
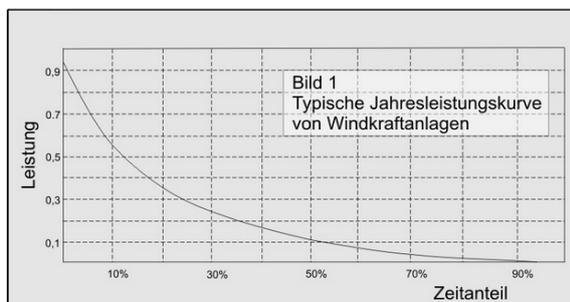
2 Die Dimensionierung von Stromspeicherung

Allerdings, auch wenn das Übertragungsnetz für alle Belastungen hinreichend ausgelegt wäre, muss die Stromproduktion bei mangelndem Bedarf zurückgefahren werden. Das ist schon immer so. Berüchtigt für diese Situation ist beispielsweise der Pfingstmontag in den Morgenstunden: Für Industrie und Gewerbe herrscht Feiertag, private Haushalte fallen als Verbraucher aus, bei gutem Windaufkommen läuft die regenerative Stromproduktion optimal. Zwar lassen sich Wärmekraftwerke aller Art unterhalb des Arbeitspunktes betreiben, wenn auch bei geringerem Wirkungsgrad und höherem Verschleiß, aber die Abschaltung von Windkraftanlagen ist einfacher. Da Wind- und Solarstrom geplantermaßen einen steigenden Anteil im Netz haben werden und deren Produktion wegen der Diskontinuität des Wind- oder Strahlungsaufkommens ohnehin mit einer Stromspeichermöglichkeit verbunden sein sollte, bietet es sich an, die Speicherung von grünem Strom entsprechend stark von Anfang an in das System einzubeziehen, um auf diesem Wege eine möglichst hohe Auslastung der installierten Technik abzusichern.

Es gibt seit 2007 eine grafische Darstellung von Crotogino und Hamelmann, die den gesamten erzeugten Windstroms in seinen Schwankungen und mit seinen Abweichungen zur 24-Stunden-Prognose während eines Beispielmonats für den Nordosten relativ zum Bedarf erkennen lässt /2/. Aus dieser Darstellung geht hervor, dass von den Methoden, Elektrizität in sehr großem Maßstab zu speichern (Pumpspeicherkraftwerk, Druckluftspeicherkraftwerk, Wasserstoffherzeugung und die Druckspeicherung dieses Energieträgers) nur die

Kavernenspeicherung von Wasserstoff dazu taugt, alle Schwankungen der Windstromproduktion über längere Zeit zu nivellieren. Die beiden anderen genannten Methoden passen kapazitätsmäßig eher zum Ausgleich der Prognoseabweichungen. Wasserstoff-Speicherkraftwerke böten damit in der Tendenz auch die Möglichkeit saisonaler Speicherung und der Anlage nationaler Reserven von Strom und Kraftstoff.

Es erhebt sich die Frage, wie denn bei allem die einzusetzende Elektrolyse zu dimensionieren sei. Aus den im Abschnitt 1 erwähnten Beispielprojekten lässt sich keine Regel ableiten, die Begründungen für die gewählten Elektrolyseurgrößen waren entsprechend der Projektziele unterschiedlich. Ginge man von der Vorstellung aus, allen anfallenden Windstrom der Wasserstoffherzeugung zuzuführen, so zeigt ein Blick auf die typische Kurve der Windleistungsverteilung über ein Jahr (Bild 1), dass es



wegen der relativ wenigen Starkwindstunden wohl aussichtslos wäre, eine entsprechend angepasste Elektrolyse auch nur annähernd auslasten zu können. Die Charakteristik des nicht bedarfssynchron erzeugten Windstroms hat eine der Windleistungsverteilung entsprechende Form. Auch hier würde die Absicht, die Überschüsse vollständig der Elektrolyse zuzuführen, an einer zu geringen Auslastung der Installation scheitern. In der NOW-Studie zum Management von „überschüssigem“ Windstrom /3/ wird vorgeschlagen, im unteren Bereich der Kurve für die zu erwartende Windüberschussleistung (Bild 2) beginnend Elektrolyse etwa mit 10 % der zu zeitweiligen Überschüssen führenden installierten Windturbinenleistung vorzusehen und gegebenenfalls bei günstigen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen modular erweiterte Wasserstoffproduktion zu betreiben. Dies wird mit markierten Flächen in Bild 2 angedeutet. Durch Rückverstromung von Wasserstoff gewänne man positive Regelenergie, durch Zurückfahren der Elektrolyse negative. In der Summe aber sollte prinzipiell mehr Wasserstoff erzeugt werden, als in kurzen Zeiträumen zur Netzstabilisierung benötigt wird. Im Gegensatz zu Kraftwerken für Regelleistung im konventionellen Bereich, kann ein Wasserstoff-Speicherkraftwerk dann außer Strom nach Fahrplan noch ein zweites Produkt anbieten: Grünen Wasserstoff als Kraftstoff oder als Grundstoff für die chemische Industrie. Ohnehin hängt die Rentabilität eines Speichers doch wesentlich von der Umschlagsfrequenz ab. Die Ausnutzung dieser Synergien würde unter anderem bedeuten, dass über Mischkalkulationen sich der Preis für die grüne Regelenergie erniedrigen könnte.

3 Hemmnisse für grünen Wasserstoff

An dieser Stelle wird ein Standortnachteil von Mecklenburg-Vorpommern deutlich: Auf der Landkarte für die bestehenden und bis 2020 geplanten öffentlichen Wasserstofftankstellen erscheint das Land als weißer Fleck /4/. Prognosen zufolge wird sich hier nicht so schnell ein tragfähiger Markt für Brennstoffzellenfahrzeuge bilden. Dies ist nicht unbedingt einzusehen, sei aber zunächst hingenommen. Wenn also eine Wertschöpfung im Lande auf der Grundlage einer über den Netzbedarf hinausgehende Stromproduktion aus regenerativen Quellen angestrebt werden soll, müssten weitere Kunden für grünen Wasserstoff gefunden werden. Die Initiative „Performing energy“, Arbeitsgruppe innerhalb des DWV, schlägt dazu vor, den in Raffinerien zur Dieselproduktion erforderlichen Wasserstoff nicht mehr mittels billiger Erdgasreformierung zu gewinnen, sondern durch umweltfreundliche Elektrolyse mit Strom aus regenerativen Quellen /5/. Der wirtschaftliche Hintergrund könnte dabei die Erfüllung von EU-Anforderungen zur Senkung des CO₂-Ausstoßes sein, solange dafür noch keine genügend großen Flotten innerhalb der Elektromobilität zur Verfügung stehen. Die Initiative ChemCoast e.V. im Bereich Hamburg / Unterelbe versucht in diesem Zusammenhang generell, die chemische und Nahrungsgüterindustrie in den Einsatz grünen Wasserstoffs einzubeziehen /6/. Damit verbundene Preissteigerungen sollten dem Kunden zugemutet werden, stellten die jeweiligen Produkte doch eine neue Qualität dar.

Das Fazit aus diesen Überlegungen heißt: Auch in Mecklenburg-Vorpommern müssen neue Verbraucher für grünen Wasserstoff gefunden werden, damit beim weiteren Ausbau der Windenergiegewinnung restriktionsfrei agiert werden kann. Eine genügend große Speichermöglichkeit für grünen Strom wäre also die Voraussetzung einer anhaltenden Wertschöpfung mittels Windenergienutzung im Lande.

Bis jetzt drängt sich niemand, als Betreiber eines Wasserstoffspeicherkraftwerks aufzutreten. Die Modellprojekte können nicht wirtschaftlich betrieben werden. Es fehlt eine Preisbildung für grünen gespeicherten Strom, die den Erzeugern den Aufwand für Elektrolyse, Speicherung und Rückverstromung im Bedarfsfall ersetzen würde. Auch der reelle Preis für grünen Wasserstoff als Grundstoff bzw. Kraftstoff ist gegenüber dem Preis von aus Erdgasreformierung stammenden für den Verbraucher abschreckend. An diesen Stellen müsste fördernd eingegriffen werden, denn die Ablösung CO₂-lastiger Verfahren und Erzeugnisse ist im Rahmen von Energiewende und Klimakonzepten ein anerkannt gesamtgesellschaftliches Anliegen. Trotzdem geht es nicht spürbar voran. Muss man diesen Umstand allein der Lobby der Energiekonzerne zur Last legen? Es scheint doch eher so zu sein, dass es der Republik an einem Masterplan fehlt, den vielseitigen Gebrauch von grünem Wasserstoff vorzubereiten. In seinem Beitrag auf dem 21. Energiesymposium hat Simon Schäfer-Stradowsky /7/ vom Greifswalder Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität e.V. ausführlich dargelegt, welche Hindernisse in der geltenden nationalen und EU-Gesetzgebung dafür existieren. Beispielsweise werden Biogas und Äthanol als grüne Kraftstoffe anerkannt, grünen Wasserstoff aber gibt es gar nicht; ein Unternehmen, das aus grünem Wasserstoff sowohl grünen Strom als Regelenergie als auch als grünen Kraftstoff verkaufen will, ist schlicht verboten. Da kann schon Pessimismus aufkommen, wenn man bedenkt, wie lange Änderungen im legislativen Bereich zu dauern pflegen. Wenn sie denn schon in all ihrer verwirrenden Begrifflichkeit artikuliert wären...

Bei dieser Sachlage bleibt für die Macher nur eine Konsequenz: Die Zeit, die dafür noch vergehen wird, dem grünen Wasserstoff einen gangbaren Businesscase und möglichst weitere zu eröffnen, muss genutzt werden, überzeugende Demonstrationen – möglicherweise auf der Basis von Ausnahmegenehmigungen – zu schaffen und mit praktischen Erfahrungen die Einführung des Fortschritts zu beflügeln. Es wird wohl wenig aussichtsreich sein, Technologien, die im Inland nicht eingesetzt werden, zum Exportschlager zu entwickeln. Deutschlands Vorreiterrolle bei der Nutzung regenerativer Energien geriete, wie schon bei Hausheizungen mit Brennstoffzellen und bei brennstoffzellenelektrischen Kraftfahrzeugen geschehen, auch an dieser Stelle in Gefahr.

Die Inbetriebnahme des zweiten Offshore-Windparks vor der Küste Mecklenburg-Vorpommerns im September dieses Jahres durch die EnBW erweckt Hoffnung: Der Einspeisepunkt beider Windparks, Bentwisch, wäre ein möglicher Standort für ein Wasserstoff-Speicherkraftwerk, ein zweiter Lubmin, wo weiterer Offshore-Windstrom eingespeist werden soll, auch wegen der dortigen exzellenten Anbindung an das Erdgasnetz. Naheliegend wäre darüber hinaus auch ein dritter Standort für ein Wasserstoffspeicherkraftwerk im Bereich der Landkreise Ludwigslust-Parchim und Mecklenburger Seenplatte. Allerdings erhebt sich die Frage, ob wirklich ein wirtschaftspolitischer Wille existiert, die Windindustrie in MV zu einer krisenfesten Produktion für grüne Elektrizität und sauberen Kraftstoff über den eigenen Bedarf hinaus zu entwickeln. Vielleicht soll ja den benachbarten Bundesländern der Vortritt und damit der Technologievorsprung eingeräumt werden.

Referenzen

/1/Werner Diwald, ENCON.Europe.de, priv. Mitteilung

/2/Crotogino, Hamelmann, Wasserstoff-Speicherung, 14.REGWA, Stralsund, 2007, Tagungsband 11-17

/3/<http://www.now-gmbh.de/de/presse-aktuelles/2014/abschlußbericht-wind-h2-systeme.html>

/4/Wasserstoff Brennstoffzellen Energiespeicherung, Positionspapier, www.dwv-info.de

/5/performing-energy.de

/6/Renate Klingenberg, ChemCoast-Präsentation im vorliegenden Tagungsband

/7/Simon Schäfer-Stradowsky, Power to Gas – Rechtlicher Rahmen und offene Fragen, 21.REGWA, Stralsund, 2014, Tagungsband 148-158, sowie Präsentation im vorliegenden Tagungsband

Betriebserfahrungen eines wasserstoffbasierten Stromspeichersystems „100 Prozent regenerative Stromversorgung einer Gewerbeimmobilie“

Thorben Müller, M. Eng.

h2herten Anwender-Zentrum GmbH, Doncaster Platz 5, 45699 Herten, t.mueller@herten.de

Schlüsselwörter: Wasserstoff, Energiespeicher, Systemintegration, Power to Gas, Elektrolyse, Brennstoffzelle, Batteriespeicher

Zusammenfassung: In Herten wurde mit dem Energiekomplementärsystem (EKS) ein in dieser Form einzigartiges System zur ganzjährigen, vollständig regenerativen Stromversorgung errichtet. Durch die Kombination von Power to Gas, Brennstoffzellen und Batteriespeichern, konnte eine Modellanlage für die autarke Stromversorgung durch Windkraft realisiert werden. Gleichzeitig dient die Anlage als Versuchsstand für Entwicklungen im Bereich Energiespeicherung und Systemintegration. In den neusten Versuchen konnte auch der dauerhafte, stabile und autonome Betrieb des Systems nachgewiesen werden.

Abstract: In Herten, a unique Energy-Complementary-System (ECS) for the year long, completely renewable power supply was built. With the combination of Power to Gas, fuel cells and battery banks an autarkic power supply by wind power could be realized. In the same time, the system is a test station for developments in the field of energy storage and system integration. During the latest tests, a stable autarkic operation was verified.

Die Energieversorgung von morgen schon heute realisiert

Mit dem Energiekomplementärsystem wurde im April 2013 in Herten die erste Power to Gas Anlage in NRW eingeweiht. Bis heute stellt sie eine der fortschrittlichsten Anlagen dieser Art in Europa dar. Denn dort kann nicht nur erprobt werden, wie überschüssiger Strom aus erneuerbaren Energien für die Herstellung von Wasserstoff verwendet werden kann, es wird auch gleichzeitig die Speicherung und Rückverstromung in einem System erprobt. So kann durch ein einzelnes integriertes System eine vollständig regenerative Stromversorgung dargestellt werden.

Aufbau des Energiekomplementärsystems

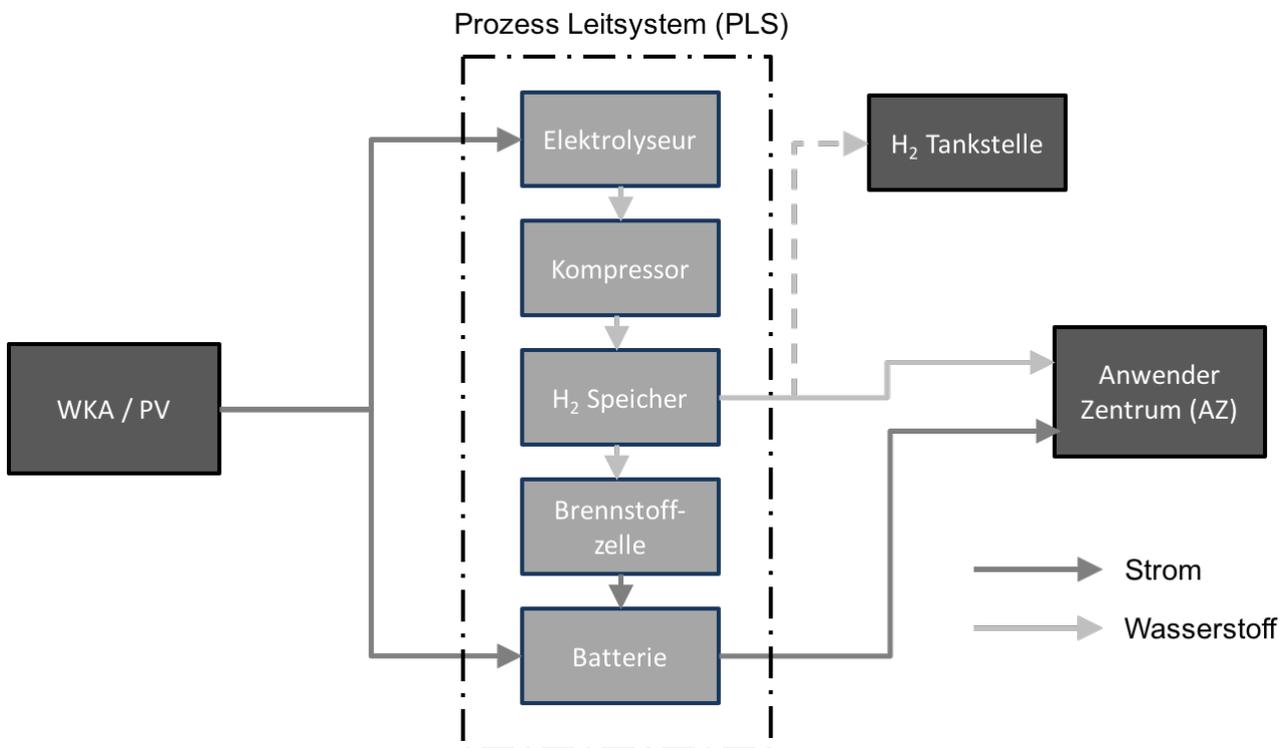
Das Energiekomplementärsystem ist ein hybrides Speichersystem, welches Wasserstoff- und Batteriespeicher kombiniert um eine saisonübergreifende, vollständig regenerative Stromversorgung zu gewährleisten. Als Forschungs- und Entwicklungsanlage konzipiert verfügt das System darüber hinaus über weitreichende Möglichkeit zur Simulation von Lastgängen und zur Aufnahme von Messdaten. Der Betrieb ist sowohl als Inselnetz mit eigener Spannungs- und Frequenzregelung, sowie netzfolgend mit der Spannung und Frequenz des Stromnetzes möglich.

Grundlage der Auslegung des Systems war das *Anwenderzentrum h2herten* auf dem Gelände der ehemaligen Zeche Ewald in Herten. Ausgehend von dieser Gewerbeimmobilie wurde mit einem Stromverbrauch von 200.000 kWh/a bei einer Spitzenlast von 50 kW, sowie einem zusätzlichen Wasserstoffbedarf von 6.300 kg geplant. Die für die Auslegung maßgebliche Energiequelle war die Windkraftanlage auf der Nahegelegenen Halde Hoppenbruch. Da sie mit einer Leistung von 1,5 MW deutlich zu groß dimensioniert ist, wird der Lastgang auf eine 600 kW Windkraftanlage herunterskaliert.

Die Energiespeicherung mittels Wasserstoff erfolgt konventionell über einen alkalischen Elektrolyseur mit einer Wasserstoffproduktion von 30 Nm³/h bei einem Ausgangsdruck von 10 bar und einer maximalen Leistungsaufnahme von ca. 160 kW. Die H₂-Produktion findet dabei in zwei Stacks mit einem Arbeitsbereich von jeweils 40-100 % statt. Insgesamt ergibt sich so ein maximal nutzbarer Arbeitsbereich von 20-100% der maximalen Leistung. Im Anschluss wird der Wasserstoff mit Hilfe eines sogenannten Deoxo-Dryers zunächst katalytisch von Restmengen Sauerstoff befreit und anschließend getrocknet.

Nach der Wasserstoffproduktion erfolgt die Verdichtung und anschließende Speicherung. Dazu wird ein ionischer Kompressor verwendet, bei dem sich anstelle eines Kolbens eine Flüssigkeitssäule auf und ab bewegt. Dabei sorgt die ionische Flüssigkeit – ein bei Raumtemperatur flüssiges Gemisch aus verschiedenen Salzen – für einen besseren Wärmetransport, geringere Reibung, ideale Abdichtung und somit für eine höhere Effizienz. Das so verdichtete Gas wird bis bis zu 50 bar in einen Drucktank geleitet. Dort können maximal 470 kg oder knapp 5300 Nm³ Wasserstoff verlustfrei über lange Zeiträume gespeichert werden. Die Rückverstromung erfolgt über PEM Brennstoffzellen. Mit einer Nennleistung von 50 kW sind sie so ausgelegt, dass sie das der Auslegung zugrundeliegende Gebäude allein versorgen können.

Um einen langfristig stabilen Betrieb als Inselnetz zu ermöglichen, reichen Elektrolyse und Brennstoffzelle alleine nicht aus. Beide Komponenten eignen sich nicht in dem Maße für einen dynamischen Betrieb, wie es für die Regelung kurzfristiger Änderungen der Last in einem volatilen Netz notwendig sind. Diese Regelung übernimmt eine leistungsstarke Lithium-Ionen-Batterie. Mit einer Kapazität von etwa 28 kWh, einer maximalen Leistungsabgabe von 80 kW und einer Leistungsaufnahme von 40 kW können auch große Lastsprünge geregelt werden. Zudem stellt der Umrichter der Batterie gleichzeitig den Netzbildner für den Inselnetzbetrieb dar. Eine Verfahrensschaubild ist in der nachfolgenden Abbildung dargestellt:



Neben diesen direkt an der Energiewandlung und Speicherung beteiligten Komponenten verfügt die Anlage noch über eine umfangreiche Leistungselektronik und Messtechnik. Die Leistungselektronik ist insbesondere für die Simulation der Lastgänge zuständig. So kann sie einerseits die Erzeugung der Windkraftanlage sowie den Verbrauch des Anwenderzentrums in Echtzeit wiedergeben. Gleichzeitig können aber auch beliebige andere Lastgänge vorgegeben werden. Die Messtechnik nimmt zunächst einmal alle elektrotechnischen und verfahrenstechnischen relevanten Kennwerte auf. Zudem werden Abwärmemengen und Betriebszustände der Komponenten erfasst. So kann das Verhalten der Anlage detailliert nachvollzogen und ausgewertet werden.

Wichtig war bei der Beschaffung der Komponenten, dass weitgehend auf bereits kommerzialisierte Produkte zurückgegriffen wird. So sollte sichergestellt werden, dass auf Komponentenebene ein Minimum an Entwicklung notwendig ist und der Schwerpunkt bei der Systemintegration liegen kann. Einzig bei der Batterie und der Leistungselektronik war dies nicht möglich.

Regelung der Energieströme

Das Energiekomplementärsystem verfügt über zwei unterschiedliche Verfahren die ein und ausgehenden Energieströme, sowie die einzelnen Komponenten zu regeln. In beiden Fällen ist das Prozess-Leit-System (PLS) so ausgelegt, dass der Strombedarf in jedem Fall gedeckt werden muss, von der verfügbaren Energie jedoch nur der Teil genutzt wird, welcher auch vom System verarbeitet werden kann. Überschüsse die darüber hinaus gehen, werden vom System nicht aufgenommen.

Das erste Verfahren stellt gleichzeitig auch ein Abbild des zukünftigen Stromnetzes dar, in dem dynamisch betriebene Speicherkomponenten zusammen mit dem Verbrauch und der volatilen Erzeugung für ein stabiles, hochgradig erneuerbar versorgtes Netz sorgen. Angelehnt an das heutige Stromnetz erfolgt die Steuerung der Komponenten anhand der Netzfrequenz. So gibt der Ladezustand der, für den kurzfristigen Ausgleich von Laständerungen und die Stabilität der Netze zuständigen Batterie die Netzfrequenz vor. Sinkt der Ladezustand, sprich es wird mehr Energie benötigt als dem System zugeführt wird, sinkt auch die Netzfrequenz. Darauf reagiert in der Folge die Brennstoffzelle und erhöht die Leistungsabgabe. Liegt hingegen ein Energieüberschuss vor, steigt in der Folge der Ladezustand der Batterie und damit auch die Netzfrequenz. In diesem Fall wird der Elektrolyseur zugeschaltet.

Auf diese Weise kann auf eine zentrale Steuerung verzichtet werden. Allerdings ist man auf einen Betrieb im Inselnetz angewiesen. Ein netzparalleler Betrieb ist nicht möglich, da so die Netzfrequenz als variable Größe entfällt. Zudem ist der netzbildende Umrichter der Batterie nur in der Lage die Netzfrequenz in 0,1 Hz Schritten anzupassen. Dies führt, will man die Schwankung der Netzfrequenz in akzeptablen Grenzen halten, zu großen Leistungssprüngen bei jeder Änderung, welche die Stabilität beeinträchtigen.

Um die Stabilität zu erhöhen, sowie einen netzparallelen Betrieb zu ermöglichen, wurde eine zweite Regelungssystematik entwickelt. Da es sich um ein kleines System mit einer begrenzten Anzahl an Komponenten handelt, konnte eine zentrale Regelung realisiert werden. Dabei werden permanent die verfügbare sowie die benötigte Leistung verglichen und anhand der Differenz die Komponenten gesteuert. So kann die verfügbare Energie optimal genutzt werden. Zudem nimmt die Stabilität des Systems zu, da eine feinere Regelung möglich ist und somit die Leistungssprünge geringer ausfallen.

Erfahrungen aus dem Betrieb

In der ersten Zeit nach der Inbetriebnahme lag der Schwerpunkt zunächst auf der Charakterisierung der Komponenten und deren Verhalten im Gesamtsystem. Zwar war jede Komponente in ihrem ur-

sprünglichen Einsatzgebiet schon ausgiebig getestet worden und verfügte über eine detaillierte Dokumentation, es fehlten allerdings Erfahrungen zum Verhalten in einem hochgradig dynamischen System. Auch die gegenseitigen Wechselwirkungen konnten nicht vollständig vorhergesagt werden.

So wurde bereits während der Inbetriebnahme des Energiekomplementärsystems festgestellt, dass es durch die Vielzahl der Umrichter im System die Grenzwerte für Oberwellen überschritten wurden. Da mit dem System eine vollständig autarke Stromversorgung, inklusive aller Anforderungen für das Stromnetz dargestellt werden sollte, mussten diese Oberwellen reduziert werden. Dazu wurden nachträglich Frequenzfilter installiert, welche heute die Oberwellen innerhalb der zulässigen Grenzwerte halten. Zudem ist die Blindleistungskompensation ein wichtiges Thema, welche sich jedoch durch die Leistungselektronik gut bewerkstelligen lässt.

Von besonderer Bedeutung bei der Charakterisierung der einzelnen Komponenten war das dynamische Verhalten des Elektrolyseurs. Als größter Stromverbraucher im System nimmt er eine Sonderstellung ein. Insbesondere auf eine plötzlich reduzierte Energiezufuhr durch die Windkraftanlage muss er schnell durch eine eigene Reduzierung der Leistung reagieren. Anderenfalls muss die Differenz durch die Batterie ausgeglichen werden, welche so schnell an ihre Leistungsgrenze stößt. Eine schnelle Erhöhung der verfügbaren Energie ist weniger problematisch, da im Zweifel nur ein Teil der Energie genutzt wird. Ein entsprechendes Verhalten kann bei dem Elektrolyseur in der hier eingesetzten Konfiguration auch nachgewiesen werden. Dynamische Leistungsänderungen können nur bis zu einer Größe von 1,5 kW/s präzise abgefahren werden. Anderenfalls weichen Soll- und Istwert teils deutlich ab. Bei einer plötzlichen Reduzierung des Sollwerts reagiert der Elektrolyseur jedoch sehr schnell. So bleibt selbst bei einem simulierten Lastabwurf der Windkraftanlage das System stabil. Die in diesem Fall auftretenden Lastsprünge befinden sich in einer Größenordnung, welche für die Batterie keine Probleme darstellt.

Im Anschluss an die Charakterisierung der Komponenten und des Systems galt es die autonome Arbeitsfähigkeit nachzuweisen. Auf Grund der Schwierigkeiten bei der dezentralen, frequenzbasierten Regelung der Komponenten, wurde die zuvor beschriebene, zentrale Steuerung entwickelt und getestet. Dabei konnte der stabile, autonome und autarke Betrieb in den neusten Versuchen nachgewiesen werden. Getestet wurden verschiedenste charakteristische Betriebszustände: Schwachwindphasen, bei denen die Energieversorgung durch Batterie und Brennstoffzelle gewährleistet werden muss, Starkwindphasen bei denen der Elektrolyseur unter Volllast arbeitet, sowie der Betrieb bei mittleren Windgeschwindigkeiten und einem dynamischen Betrieb der Elektrolyse. Letzteres stellt die größte Herausforderung dar, da teilweise erhebliche Lastsprünge auftreten.

Zukünftiges Optimierungspotenzial

Nachdem der stabile, autarke und autonome Betrieb des Systems nachgewiesen werden konnte, liegt der zukünftige Schwerpunkt auf der Optimierung des Systems. Dabei kann die Optimierung auf der Steuer- und Regelungsebene erfolgen, auf Komponentenebenen oder auch mit Blick auf das Gesamtsystem. Ziele sind dabei ein erhöhter Nutzungsgrad der verfügbaren Energie, eine erhöhte Effizienz des Systems, aber auch eine Reduzierung der Komplexität und der Kosten.

Auf Komponentenebene verspricht erneut der Elektrolyseur das größte Verbesserungspotenzial. Insbesondere durch den Einsatz der PEM-Technologie kann hier die Dynamik erhöht werden. Dies erlaubt eine bessere Ausnutzung der verfügbaren Energie. Zudem steigert sich die Effizienz. Ein weiterer Vorteil ist der größere Arbeitsbereich, welcher dort zwischen 0 und 100% liegt.

Auf Systemebene könnte ein Ansatzpunkt die Reduzierung der Umrichter sein. Anstelle eines zentralen Wechselstromnetzes und Umrichtern an jeder Komponente, wäre eine Trennung in Gleichstrom- und Wechselstromnetz denkbar. Neben einer verringerten Komplexität und damit verbundener Re-

duktion der Kosten erhöht sich so auch die Effizienz. Darüber hinaus verspricht eine integrierte Nutzung der Abwärme eine verbesserte Effizienz. Die derzeit vom System nicht nutzbare Energie kann zudem über ein Power to Heat System nutzbar gemacht werden.

Fazit und Ausblick

Die wichtigste Erkenntnis aus den Arbeiten mit dem Energiekomplementärsystem ist, dass eine vollständig regenerative Stromversorgung durch die Kombination von PtG-Technologie, Brennstoffzellen und Batteriespeichern möglich ist. Gleichzeitig zeigt sich jedoch auch, dass mit dem Nachweis der Machbarkeit nur der erste Schritt erfolgt ist. Bis zu einem kommerziellen Einsatz ist noch ein weiter Weg. Das System bietet noch vielfältiges Optimierungspotenzial, mit dem mittelfristigen Ziel eine zuverlässige, effiziente und wirtschaftliche Systemlösung für verschiedene Anwendungsfälle zu entwickeln.

Gleichzeitig muss auch die Energiewende in dem Maße weiter fortschreiten, wie es in den letzten Jahren der Fall war. Erst durch einen großen Anteil erneuerbarer Energien im System wird die mittel- und langfristige Energiespeicherung durch das Medium Wasserstoff sinnvoll und notwendig. Für die kurzfristige Speicherung sind zunächst Batteriespeicher ausreichend.

Bereits heute kann die Technologie dort sinnvoll sein, wo eine autarke Energieversorgung notwendig und ein ausreichendes Potenzial für erneuerbare Energien verfügbar ist. Insbesondere wenn die Beschaffung konventioneller Energieträger aufwendig und teuer ist, kann die Nutzung regenerativer Energien, verbunden mit einem Energiespeicher eine konkurrenzfähige Alternative darstellen. Für diesen Fall hat die Verbesserung der Zuverlässigkeit des Systems oberste Priorität.

Lösungen für den Einsatz erneuerbarer Energien in Rechenzentren

Noah Pflugardt, Nirendra Lal Shrestha, Thomas Oppelt, Thorsten Urbaneck, Bernd Platzer

*Technische Universität Chemnitz, Professur Technische Thermodynamik, 09107 Chemnitz,
thorsten.urbaneck@mb.tu-chemnitz.de*

Schlüsselwörter: Rechenzentren, GreenIT, Photovoltaik, Windenergie, Energiespeicher, BHKW, Nasskühler, Kälte

Zusammenfassung

Im EU-Forschungsprojekt RenewIT [1] wurden 18 verschiedene Lösungen für den Einsatz erneuerbarer Energien in Rechenzentren entwickelt. Dieser Beitrag stellt drei dieser Konzepte vor und vergleicht sie mit einer Referenzlösung nach dem Stand der Technik anhand verschiedener Kenn- und Bewertungsgrößen wie z.B. PUE, CAPEX, OPEX, RER u.a. [2]. Es wird gezeigt, dass Systemlösungen wie z.B. die Integration von BHKWs, Abwärmenutzung und Absorptionskälte zusammen mit Speichern deutliche Vorteile im Vergleich zu konventioneller Kompressionskälte bieten. Weitere Ergebnisse befassen sich mit der Integration von Batteriespeichern, PV, Windenergie oder auch Nasskühlern in jeweils optimierten Systemlösungen. Die vorgestellten Lösungen sollen Betreibern als Anregung dienen, bei Umbauten oder Neubauten den Einsatz erneuerbarer Energien in Betracht zu ziehen.

The EU research project RenewIT developed 18 concepts for the integration of renewable energy into data centres. This paper shows three of these concepts and compares them to each other and to a reference case, using common metrics such as PUE, CAPEX, OPEX, RER and others. It is shown that integrated solutions such as using a CHP plant, heat reuse and an absorption chiller can have significant advantages compared with a conventional vapour compression chiller. Other results are about the integration of batteries, PV, wind energy or wet cooling towers. The concepts are meant serve and inspiration and help for data centre owners when building or renovating a data centre to integrate renewable energy sources.

Einleitung

Rechenzentren verbrauchen ca. 1,5% des weltweiten Energiebedarfs[3] und die Vernetzung nimmt weiter zu. Weil sehr viele Dienste von den Rechenzentren abhängen, hat ein Ausfall hohe Kosten zur Folge. Folglich ist das Hauptkriterium beim Rechenzentrumsbau die Verfügbarkeit und im Allgemeinen sind die Eigentümer bei der Einführung neuer Technologien höchst konservativ.

Vereinzelt werden insbesondere von großen Konzernen trotzdem neue Konzepte getestet. Kleineren Betreibern fällt es aber schwer, umfassende Studien über die Potenziale verschiedener erneuerbarer Energien durchzuführen. Dazu kommt, dass die Planungsphase bei Rechenzentren häufig sehr kurz ausfällt, so dass keine Zeit für umfassende Untersuchungen verbleibt.

Hier setzt das RenewIT-Projekt an. In dem Projekt wurden 18 verschiedene holistische Lösungen (Stromversorgung, Kühlung der Rechentechnik und weiterer Komponenten, vorgelagerte Energieversorgung) für die Integration von erneuerbaren Energien in Rechenzentren entwickelt und detailliert untersucht. Die aussichtsreichsten Konzepte wurden ausgewählt und simuliert. Um die Ergebnisse öffentlich zugänglich zu machen, wird ein Berechnungswerkzeug im Web entwickelt, das „RenewIT-Tool“. Dort kann man die wichtigsten Parameter für ein Rechenzentrum eingeben und schnell und einfach untersuchen, wie sich verschiedene Maßnahmen und Konzepte auf den Gesamtenergieverbrauch auswirken würden. Somit reduziert sich der Zeitaufwand für die Rechenzentrumsbetreiber für Vorstudien von Monaten auf wenige Stunden und es kann direkt der Fokus auf die aussichtsreichste Lösung gelegt werden. Im Folgenden wird zunächst auf generelle Optimierungsmaßnahmen und dann auf drei konkrete Konzepte eingegangen.

Optimierung

Ein hoher Anteil von erneuerbaren Energien ist nur in einem holistischen Ansatz wirtschaftlich realisierbar. Daher wurde im RenewIT-Projekt eine Reihe von Maßnahmen identifiziert, welche den Energieverbrauch deutlich senken. Die Maßnahmen sind eine optimale Gebäudegestaltung, IT Management, verlustarme Stromverteilung, Optimierung der Kälteerzeugung und Einsatz von Wärmerückgewinnung. Aus Platzgründen kann hier auf die einzelnen Maßnahmen nicht weiter eingegangen werden, aber sie sind detailliert in [4] beschrieben. Die Resultate der einzelnen Maßnahmen zeigt Bild 1. Es ist sichtbar, dass durch die Optimierungsmaßnahmen die Gesamtkosten des Rechenzentrums, bezogen auf eine Lebensdauer von 15 Jahren, bereits um ca. 10% gesenkt werden können. Das geht einher mit einer Senkung des Energieverbrauchs um 15% und des PUE um 8%.

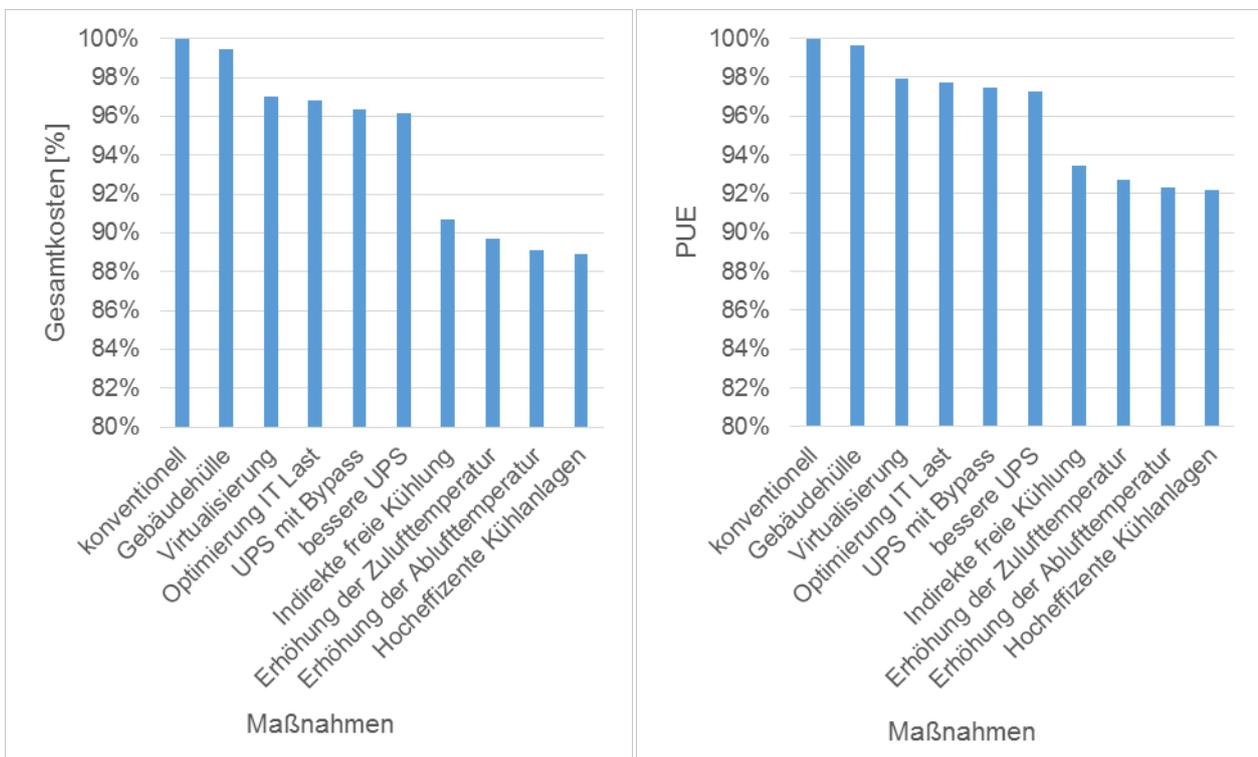


Bild 1: Einfluss der Maßnahmen auf die Gesamtkosten (links) und den PUE-Wert (rechts)

Konzepte für erneuerbare Energien

Aufgrund der Platzbegrenzung können nur drei der 18 Konzepte für den Einsatz erneuerbarer Energien kurz vorgestellt werden, aber die detaillierte Beschreibung ist in [4] enthalten. Die ausgewählten Konzepte sind ein Biogas-Blockheizkraftwerk, die Integration von Photovoltaik und Windenergie, kombiniert mit einem Batteriespeicher und die Verwendung eines Nasskühlers mit dem völligen Verzicht auf Kältemaschinen. Für die Darstellung der Vorteile der Konzepte werden zwei Referenzsysteme verwendet. Das erste Referenzsystem ist ein konventionelles, nicht optimiertes Rechenzentrum, das zweite konventionell gekühlt, aber enthält alle erwähnten Optimierungsmaßnahmen. Die wichtigsten Parameter sind in Tabelle 1 dargestellt. Die nachfolgenden Konzepte verwenden die Parameter des optimierten Rechenzentrums.

Tabelle 1: Parameter der Referenzsysteme

	Konventionelles Rechenzentrum	Optimiertes Rechenzentrum
IT-Leistung elektrisch	1000 kW	
Ort	Frankfurt, Meteonorm-Wetterdaten	
Indirekte freie Kühlung	Nein	Ja
Zuluft-Temperatur	18°C	24°C
COP Kältemaschine	4,0	7,0
Durchschnittlicher Strompreis	84 €/ MWh	
Redundanz	N+1	

Photovoltaik /Windenergie / Batterien

Photovoltaik und Windenergie sind die prominentesten Vertreter der erneuerbaren Energien und sollen daher als erstes besprochen werden. Da in den letzten Jahren die Photovoltaik-Preise so stark gesunken sind, dass eine Einspeisevergütung kaum noch notwendig ist und diese europaweit überhaupt nur teilweise existiert, wurde diese nicht in der Berechnung berücksichtigt. Stattdessen gilt in den Berechnungen die Annahme, dass unbegrenzte Energiemengen an das Netz verkauft werden können. Für die Dimensionierung wurde für das 1 MW Rechenzentrum 3 MW_{peak} Photovoltaik und 1 MW Windenergie angenommen. Zusätzlich wurde noch eine vergrößerte USV-Batterie eingesetzt, um Lastspitzen zu kompensieren. Da Rechenzentren ohnehin immer über eine unterbrechungsfreie Stromversorgung verfügen, bietet es sich an, die bereits existierenden Wechselrichter zu verwenden und nur die Kapazität der USV mit zusätzlichen Batterien aufzustocken. Somit kann der selbst erzeugten Stroms gepuffert und Lastspitzen abgefangen werden, was die Anschlusskosten senkt. Die Ergebnisse der Simulation sind in Bild 2 dargestellt. In allen Sankey-Diagrammen ist die Einheit der Angaben die durchschnittliche Jahresleistung.

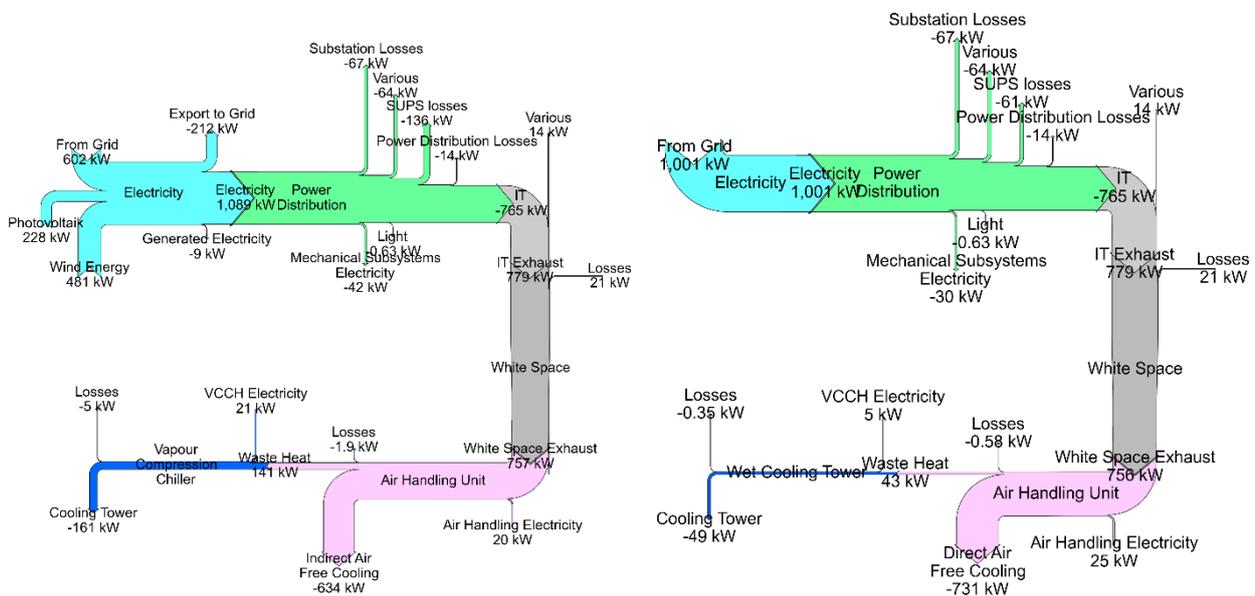


Bild 2: Sankey-Diagramm der Energieflüsse als durchschnittliche Jahresleistung im PV/Wind System (links) und Nasskühler-System (rechts)

Nasskühlturm

Die Minimallösung zum Energiesparen ist der Verzicht auf Kühlanlagen und stattdessen der Einsatz eines Nasskühlers. Der Trend geht hin zu höheren Temperaturen in Rechenzentren und ASHRAE lässt in [5] Temperaturen bis 35 °C für die Geräteklasse A1 zu. Dieses Limit ist in West- und Nordeuropa mit einem ausreichend dimensionierten Nasskühler problemlos umsetzbar. Wie in Bild 2 gezeigt, sinkt damit der Energieverbrauch des Systems im Vergleich zum Referenzsystem um 88 kW, d.h. 770 MWh.

Biogas-Blockheizkraftwerk und Absorptionskältemaschine

Die dritte und für Deutschland interessanteste Lösung ist eine Kombination von einem Blockheizkraftwerk und einer Absorptionskältemaschine. Es wird die Abwärme aus dem BHKW verwendet, um die Absorptionskältemaschine zu betreiben. Es ergibt sich aber insbesondere in Deutschland bei der erwähnten Zuluft-Temperatur von 24°C eine starke Konkurrenzsituation mit der indirekten freien Kühlung. Hier ist noch Optimierungsarbeit notwendig. Falls eine Absatzmöglichkeit für die Abwärme vorhanden ist, ergeben sich die Energieverbräuche wie in Bild 3 dargestellt.

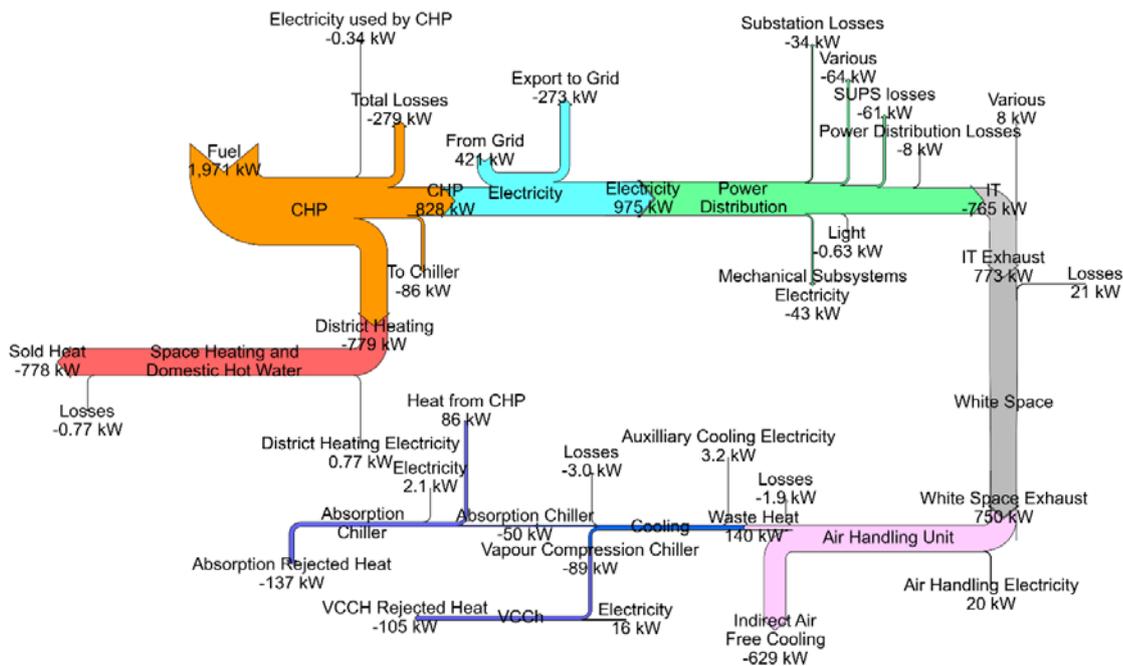


Bild 3: Sankey-Diagramm der Energieflüsse im BHKW-System

Zusammenfassung

Bei erneuerbaren Energien gibt es keine Universallösung. Stattdessen hängt die beste Lösung von den Randbedingungen ab. Bild 4 zeigt die Kosten der verschiedenen Konzepte in unterschiedlichen Varianten. In der ersten BHKW Variante kann die Abwärme zu 1 ct/kWh verkauft werden, während in der zweiten Variante ein Verkaufspreis von 4 ct/kWh erzielt wird. Die 3 ct/kWh Differenz senkt die Kosten des Rechenzentrums um 12%. Für das Nasskühler-Konzept wurde die Server-Zuluft-Temperatur von 20°C auf 24°C variiert, um den Einfluss der Serverraumtemperatur zu zeigen. Da ein Großteil der Kühlung aber über die indirekte freie Kühlung erfolgt, ergibt sich kein nennenswerter Unterschied in den Kosten. Für die PV/Wind/Batterielösung wurden drei Varianten

berechnet. Die erste mit Batterien für die Energiespeicherung, die zweite ohne Batterien und die dritte Variante war die Verlegung des kompletten Rechenzentrums nach Barcelona unter Beibehaltung aller anderen Parameter. Es ist sichtbar, dass Batterien sehr teuer sind, also die Kosten der Lastspitzen nicht ausgleichen können und dass ein mit PV/Wind ausgestattetes, optimiertes Rechenzentrum über 15 Jahre billiger ist als ein konventionelles Rechenzentrum. Das Rechenzentrum in Barcelona ist im Vergleich zu den anderen Lösungen deutlich günstiger, da bei identischer Fläche ein signifikanter Überschuss erzeugt werden kann, welcher dann sogar einen Teil der Wartungskosten deckt. Ebenfalls sichtbar ist, dass selbst ohne Einspeisevergütung über 15 Jahre PV und Wind schon nahezu konkurrenzfähig sind und somit diese Lösungen immer interessanter werden.

Die Abhängigkeit der richtigen Lösung von der konkreten Situation zeigt, dass nur ein flexibles Berechnungswerkzeug wie das erwähnte RenewIT Tool in der Lage ist, die Komplexität korrekt abzubilden und zutreffende Empfehlungen für die Entwicklung zu geben.

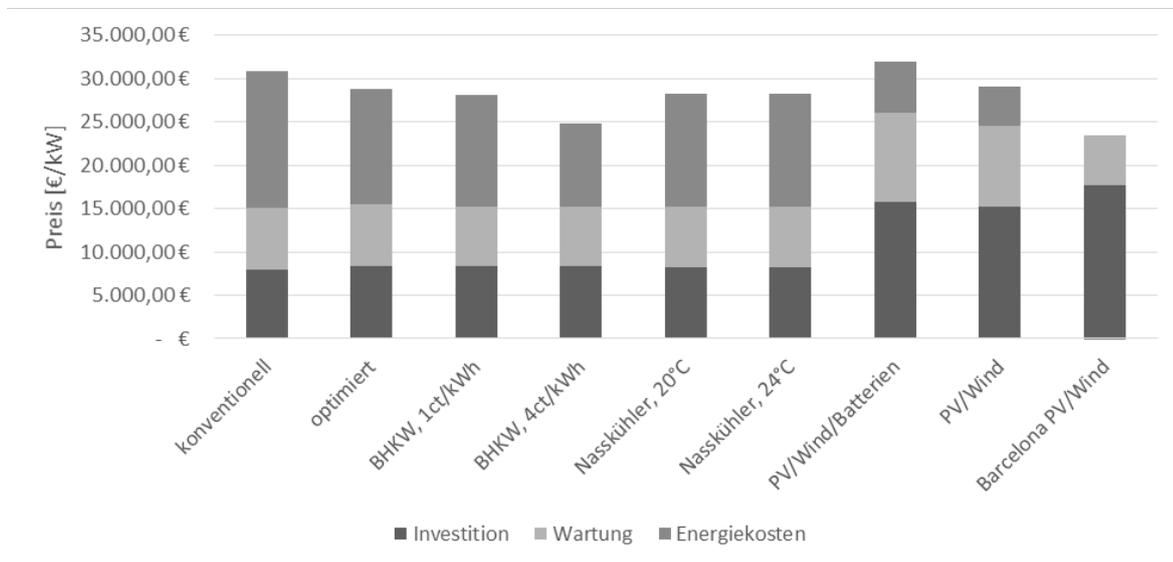


Bild 4: Vergleich der Kosten der verschiedenen Konzepte

The research leading to these results has received funding from the European Union's Seventh Framework Programme FP7/2007-2013 under Grant Agreement n° 608679 - RenewIT.

Referenzen

- [1] Home - RenewIT. [Zugriff am 12. Februar 2014]. Verfügbar unter: <http://www.renewit-project.eu/>
- [2] JAUME SALOM, A. G., EDUARD ORÓ, DAVIDE NARDI CESARINI. D3.1 Metrics for Net Zero Energy Data Centres. 2014.
- [3] MARKOFF, J. Data Centers' Power Use Less Than Was Expected. New York Times [Zugriff am 31. Januar 2014]. Verfügbar unter: http://www.nytimes.com/2011/08/01/technology/data-centers-using-less-power-than-forecast-report-says.html?_r=0
- [4] Deliverable D4.3 Catalogue of advanced technical concepts for Net Zero Energy Data Centres. Draft version. RenewIT Project [Zugriff am 28.11.2014]. Verfügbar unter: <http://www.renewit-project.eu/d4-3-catalogue-advanced-technical-concepts-net-zero-energy-data-centres-draft-version/>
- [5] ASHRAE. *Thermal Guidelines for Data Processing Environments, 3rd Edition*. ASHRAE, Atlanta, USA, 2012. ISBN 978-1-936504-33-6.

Präsentation im Zusammenhang mit dem Vortrag von Dr. Simon Schäfer-Stradowsky
„Power to Gas – Rechtlicher Rahmen und offene Fragen „
im Tagungsband des 21. Energiesymposiums , Seite 148-158



*Regulatorische Bedingungen für
den Einsatz von PtG-Anlagen*

September 2015



IKEM | Zum Institut

Das Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität e.V. (IKEM) ist ein
gemeinnütziger Verein und An-Institut der Universität Greifswald



Hauptgebäude der Universität



ehemalige Staatsdruckerei der DDR

Greifswald
Wollweberstraße 2/3
17487 Greifswald

Berlin
Magazinstraße 15-16
10179 Berlin



Schwerpunkte unserer Tätigkeit

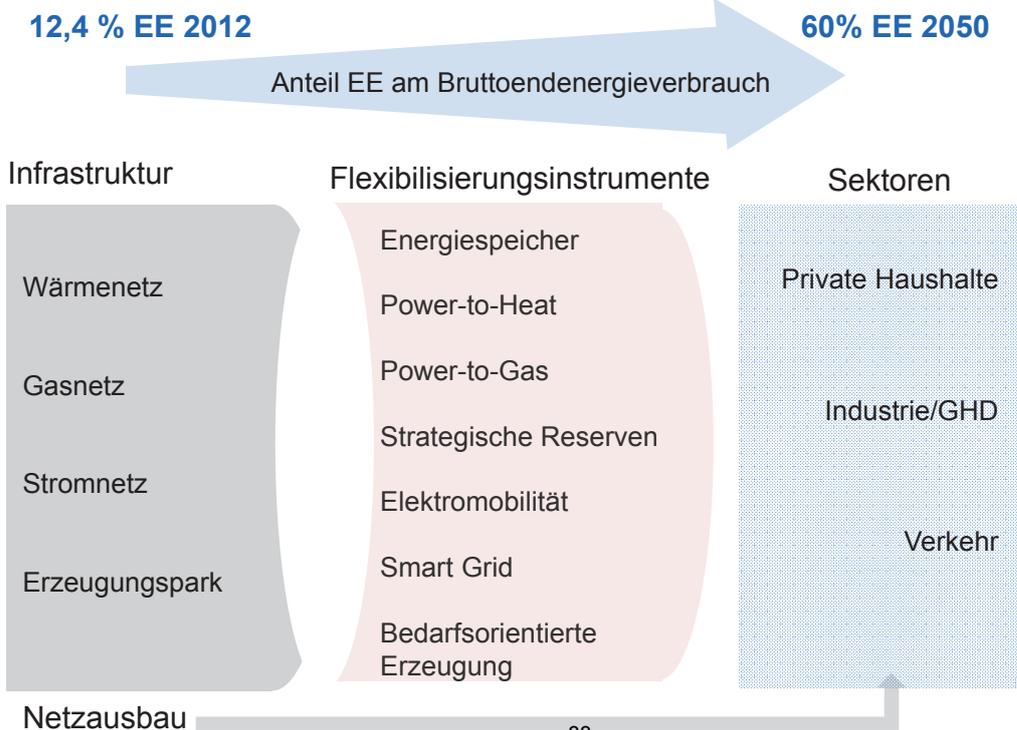
- Mitgestaltung der **Klimaschutzpolitik**, bspw. durch Analyse der Möglichkeiten zur rechtlich-institutionellen Verankerung von Klimaschutzzielen
- **Energiewende** festigen, bspw. durch Evaluierung von EEG und Direktvermarktung, Analyse von Speichertechnologien und Fragen der Bürgerbeteiligung
- **Elektromobilität** etablieren, sowohl in ländlichen als auch urbanen Kontexten und in Verbindung mit Fragen des Parkraummanagements

Vorstand

- Prof. Michael Rodi
- Christian Held
- Dr. Friedrich Hagemeyer
- Dr. Olaf Däuper
- Dr. Christian de Wyl
- Dr. Dörte Fouquet
- Prof. Thorsten Beckers
- Prof. Detlef Jahn
- Prof. Ralf Schneider

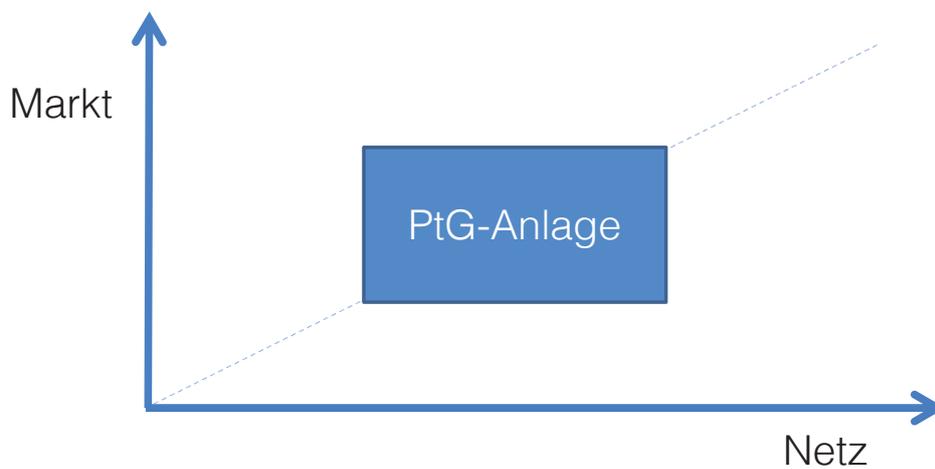
Fördermitglieder

- Becker Büttner Held
- KoM-Solution
- Kisters
- Becker Büttner Held Consulting



I Zur Umsetzung der Nutzungsmöglichkeiten bei gleichzeitiger Etablierung rentabler Geschäftsmodelle sind die rechtlichen Rahmenbedingungen entscheidend:

- Wer kann und soll im Rahmen der Entflechtungsvorgaben Betreiber einer PtG-Anlage sein?
- Welche Verwertungspfade bieten sich nach derzeitiger Rechtslage an?



- I. PtG-Begriff und Speicherdefinition
- II. Regulierungsvorgaben
 - 1. Entflechtungsregelungen
 - 2. Netzeigenschaft bei Einbindung einer PtG-Anlage
- III. Strombezugskosten
- IV. Regelenergievermarktung
- V. Verwertungspfade
 - 1. Rückverstromung
 - 2. Wärmesektor
 - 3. Verkehrssektor



- I PtG-Anlage als „Energieanlage“, § 3 Nr. 15 EnWG
- I PtG-Anlage als „Letztverbraucher“, § 3 Nr. 25 EnWG
- I PtG-Anlage als „Speicheranlagen“, § 3 Nr. 31 EnWG?
 - Setzt voraus, dass der Speicher von einem GUV betrieben wird
 - Eher nicht
- I PtG-Anlage als „Anlage zur Speicherung elektrischer Energie“?
 - Für Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie sieht das EnWG zwar einige Regelungen vor
 - Von Bedeutung ist insbesondere § 118 Abs. 6 EnWG
 - Wichtig: Auch Elektrolyseure ohne Rückverstromungsoption werden in § 118 Abs. 6 EnWG als Stromspeicheranlagen bezeichnet
- I Aber: keine eigene Marktrolle, wie für NB, Erzeuger und Lieferant



- I. PtG-Begriff und Speicherdefinition
- II. Regulierungsvorgaben
 1. Entflechtungsregelungen
 2. Netzeigenschaft bei Einbindung einer PtG-Anlage
- III. Strombezugskosten
- IV. Regelenergievermarktung
- V. Verwertungspfade
 1. Rückverstromung
 2. Wärmesektor
 3. Verkehrssektor



- I PtG inkl. Rückverstromung: Erzeugungsanlagen und Entflechtungsvorgaben (§§ 6 - 10eEnWG) gelten
- I PtG ohne Rückverstromung: Wenn EltVU Gas herstellt, dann ist es wohl ein vertikal integriertes Energieversorgungsunternehmen im Sinne des § 3 Nr. 38 EnWG
- I Ansatz für Betrieb durch NB trotz Rückverstromung:
 - § 3 Nr. 36 EnWG: Die für Netzbetreiber nicht zulässige Stromerzeugung ist auf die Fälle der Erzeugung zur Belieferung von Kunden beschränkt
 - 12 Abs. 3 Satz 2 EnWG: Räumt den Netzbetreiber die Möglichkeit ein, Anlagen zur Bereitstellung von Blind- und Kurzschlussleistung zu betreiben
 - § 13 Abs. 1a EnWG: Netzbetreibern ist der Zugriff auf Erzeugungsanlagen und Stromspeicher u.U. gestattet, wenn sie als systemrelevante Reserve zu bewerten sind
- I Insgesamt unklar, wie der Einsatz mit Netzengpassmanagement- und Notfallmaßnahmen nach § 13 Abs. 1, Abs. 2 EnWG zu vereinbaren ist



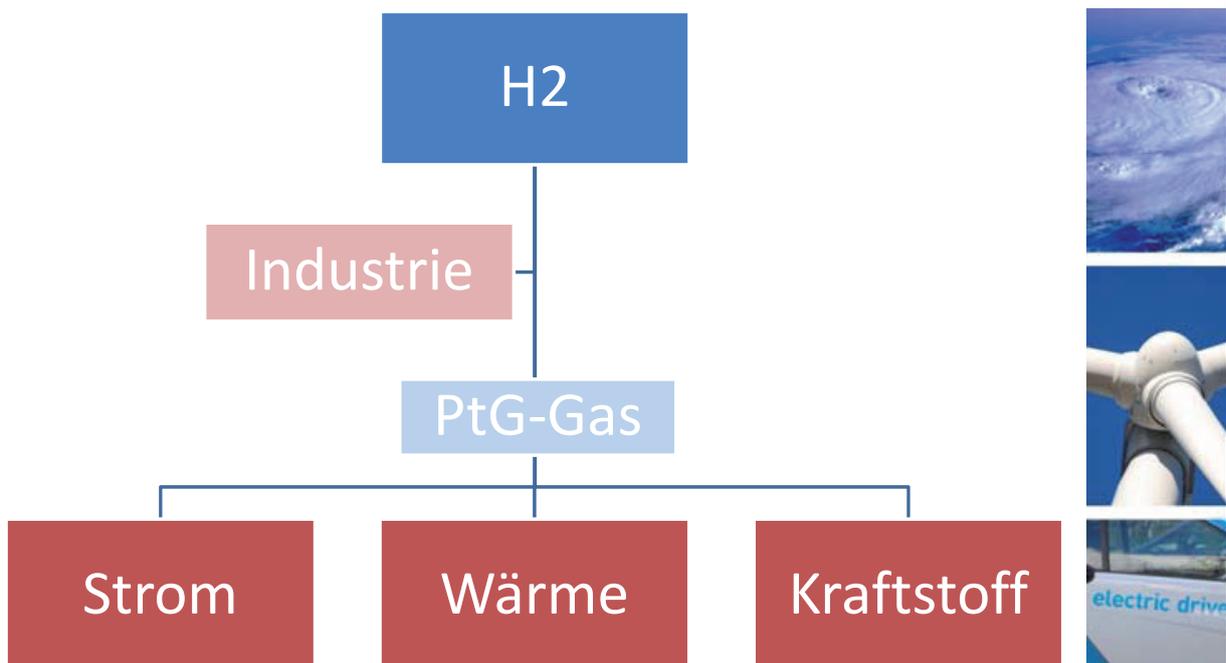
- I. PtG-Begriff und Speicherdefinition
- II. Regulierungsvorgaben
 1. Entflechtungsregelungen
 2. Netzeigenschaft bei Einbindung eine PtG-Anlage
- III. **Strombezugskosten**
- IV. Regelenergievermarktung
- V. Verwertungspfade
 1. Rückverstromung
 2. Wärmesektor
 3. Verkehrssektor



- I Keine allgemeine Befreiung für Marktteilnehmer
- I Typischerweise Ausnahmen für
 - Unternehmen des produzierenden Gewerbes/ stromintensive Unternehmen
 - § 63 ff. EEG
 - § 9 Abs. 7 KWKG
 - § 17f Abs. 5 EnWG
 - Einzelne Anlagen wie PtG oder Zwischenspeicher
 - § 9a Abs. 1 Nr. StromStG
 - § 118 Abs. 6 EnWG
 - § 60 Abs. 3 EEG
 - Bestimmtes Nutzerverhalten
 - § 19 Abs. 2 StromNEV



- I. PtG-Begriff und Speicherdefinition
- II. Regulierungsvorgaben
 - 1. Entflechtungsregelungen
 - 2. Netzeigenschaft bei Einbindung eine PtG-Anlage
- III. Strombezugskosten
- IV. Regelenergievermarktung
- V. Verwertungspfade**
 - 1. Rückverstromung
 - 2. Wärmesektor
 - 3. Verkehrssektor



- | Vergütungsanspruch gilt grds. auch für Strom aus zwischengespeichertem Gas (§ 19 Abs. 4 EEG)
- | Bezieht sich auf Strommenge, die aus dem Speicher in das Netz eingespeist wird
- | Besteht auch bei gemischtem Einsatz von EE und Speichergas
- | Aber: Strom muss vor der Einspeisung in das Netz zwischengespeichert worden sein
 - d.h. der Strom muss von der EE-Anlage direkt zur Elektrolyse-Anlage geleitet werden
- | Die Vergütungshöhe bestimmt sich nach der Höhe der Vergütung, die der EE-Anlagenbetreiber bei einer Einspeisung des Stroms ohne Zwischenspeicherung erhalten hätte
- | die sog. Gasabtauschregelung (§ 47 Abs. 6 EEG) stellt sicher, dass das aus dem Erdgasnetz entnommene Gas rechtlich als Speichergas gilt
- | Problem: Ausschließlichkeitsprinzip bei PTG inkl. Rückverstromungseinheit



- | § 3 Abs. 1 EEWärmeG: Verpflichtung den Wärmeenergiebedarf (Neubau), anteilig mit EE zu decken
 - PtG-Gas ist keine EE im Sinne des EEWärmeG und kann damit nicht zur Erfüllung der Nutzungspflicht angerechnet werden
 - Möglich ist lediglich die Anrechnung von PtG-Gas als sog. Ersatzmaßnahme (§ 7 Abs. 1 EEWärmeG), wenn es in KWK-Anlagen eingesetzt wird.



Damit kein spezifischer Anreiz für PtG-Gas im Wärmesektor

- | Erfüllung der Biokraftstoffquote möglich durch:
 - Beimischung von Biokraftstoffen zu Diesel- oder Ottokraftstoff,
 - Zumischung von Biomethan zu Erdgaskraftstoff oder
 - Inverkehrbringen reiner Biokraftstoffe
- | PtG-Gas bisher **nicht** von der Definition der Biokraftstoffe bzw. Biomethan (§ 37b BImSchG: grds. Energieerzeugnisse aus Biomasse iSd BiomasseV) erfasst



- Wir brauchen klare Regeln, insbesondere zum Strombezug und Betreiber
- Verwertung gibt's schon einige Regeln
- Empfehlung: Auch systemdienlichen Einsatz und ausschließlich nicht marktbezogene Steuerung durch Netzbetreiber zulassen
- Rückverstromung: EEG-Vergütung nur bei Zwischenspeicherung vor dem Netz nicht ausreichend
- Zentraler Einsatz von PtG zur Vermeidung von Netzausbau sollte gefördert werden
- Siehe auch: Schäfer-Stradowsky/Boldt in ZUR 9/2015, S. 451 ff.



IKEM

Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität

Energiewende
rechtssicher gestalten

Berlin

Magazinstraße 15-16
10179 Berlin
Tel.: +49 (0)30/4081870-10
Fax: +49 (0)30/4081870-29
info@ikem-online.de
www.ikem-online.de

Greifswald

Domstraße 20a
17487 Greifswald
Tel.: +49 (0)3834 / 86-2101
Fax: +49 (0)3834 / 86-2114
lsrodi@uni-greifswald.de
www.ikem-online.de

STATUS AND PERSPECTIVES FOR RENEWABLE ENERGY IN THE ARGENTINE POWER SYSTEM

Philipp Schaube¹, Juan Ignacio Talpone², Marina Recalde³, Willington Ortiz⁴

¹ *University of Wuppertal, Rainer-Gruenter-Straße 21, D-42119 Wuppertal, philipp.schaube@gmx.de*

² *CONICET y LEICI, National University of La Plata, Calle 48, Arg-1900 La Plata, juan.talpone@ing.unlp.edu.ar*

³ *CONICET, Fundacion Bariloche, Piedras 482, 2°H, Arg-C1070AAJ, mrecalde@fundacionbariloche.org.ar*

⁴ *Wuppertal Institute, Döppersberg 19, D-42103 Wuppertal, willington.ortiz@wupperinst.org*

Abstract: The Argentine energy system is currently facing a number of challenges: a yearly increasing electricity demand, a strong dependence on fossil fuels and especially Argentina's dependence on their own natural gas reserves, which due to the experts' assessments will run out in the next 20 years. In order to address these critical issues a new long-term strategy would be needed. Despite state support programs actually only 1,5% of the national electricity demand is covered by renewable energy sources and therefore it is probable that the government will not reach the in the law 26.190 set target of an 8% share of renewable energy in 2016. Renewable energy systems offer a wide range of development prospects for Argentina: a growing share of renewable energy would reduce the dependence on natural gas imports and at the same time new power generating capacities would contribute significantly to meet Argentina's ever increasing energy demand. Moreover renewable off-grid-and mini-grid-systems have the potential to enable communities, which will not be connected to the grid in the near future, to access electricity. In this context the main objective of the paper is to present the main characteristics and challenges within the Argentine power system and to analyze the current situation of renewable energies. On the basis of the findings the paper intends to develop perspectives for the dissemination of renewable energy systems in the Argentine context.

Keywords: renewable energy development, challenges of the Argentine power system, energy transition

1. Introduction

Over the last ten years a multitude of pressures are challenging the fossil fuel-based supply regime of the Argentinian power system. After the economic crisis in 2001, which has paralyzed the country's economy, the Argentinian state intervened in the energy market in order to guaranty stable and affordable energy prices for the end users and in consequence all regulated transmission and distribution tariffs were frozen [1].¹ This policy led over the years to an increasing distortion between energy prices and the real energy cost. The present situation is characterized by an increasing dependency on fossil fuels and on the importation of energy sources, by a rising energy demand and by concerns about energy security. This interplay of developments is reflected in a tenfold increase of the electricity market prices between 2004 and 2014, which causes financial problems for the Argentinian state against the background of high energy subsidies [2]. Argentina possesses a big unused potential of renewable energy. Nearly in all provinces of South-Argentina the conditions (9-12 m/s) for wind energy are optimal [3]. Moreover in the Northern provinces the average annual solar radiation exceeds 2.300 kWh/m² and an untapped potential for the usage of biogas results from the cattle farming, which is one of the most important branches of trade. Despite state support programs in Argentina actually only 1,5% of the national energy demand is covered by renewable

¹ For some users groups the electricity prices have increased in 2008 through two measures. On the one hand the electricity distribution companies EDENOR, EDESUR and EDELAP increased their prices for electricity for customers, who consume more than 650 kWh in a period of two months. In the respective areas 24 % of the final customer were affected [38]. The second measure was carried out on a national level and as a result the prices for end users, who consume more than 1,000 kWh in two months (10% of the Argentine households), have increased [38].

energy sources and therefore it is probable that the government will not reach the set target of an 8% share of renewable energy in 2016 being defined in the law 26.190 [2]. Apart from a few big scale flagship projects, renewable energy systems are predominantly applied in form of off-grid-systems. By contrast on the overall-system-level renewable energy contributes only to a small extent to the total electricity production. It can be stated that irrespective of the enormous theoretical potential and the ever increasing pressure on the national energy supply system, renewable energy is still in a predevelopment phase. Therefore in this framework the goal of this paper is to present the main characteristics and challenges within the Argentine power system, to discuss the current situation of renewable energies and to highlight the importance of renewable energy for the future power system.

2. Panorama of the Argentine power system

2.1. Characteristics of the Argentine power system

The Argentinian electricity market is the third largest in Latin America and has recorded a significant growth of the energy demand (1 GW/year) in the last few years [3]. In order to keep up with this development, new thermal energy production facilities were built and therefore between 2002 and 2012 the share of power out of thermal power stations increased by 25%. Therefore currently 63% of the national electricity demand is covered by conventional thermal plants [2].

At the end of 2014, Argentina had power generating capacities totalling 31,4 GW, including 19,1 GW generated by thermal power stations (fuelled mostly with natural gas), 11,1 GW from hydroelectric facilities and 1,1 GW from nuclear power plants. Excluding major hydro-power stations with more than 15 MW, renewable energy sources accounted for a total of around 212 MW [2].

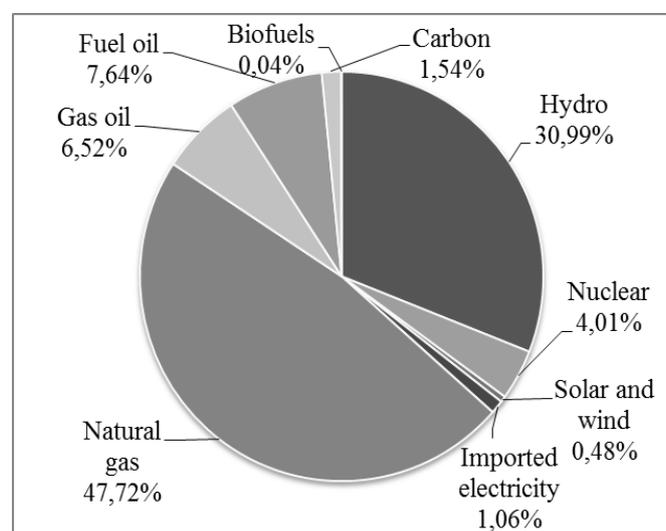


Figure 1: Energy-mix of Argentina in 2014, based on data of CAMMESA [2]

2.2. Overview about the evolution of the power system

From 1958 until 1989 the Argentine power sector was regulated by Law 14.772 and the energy supply was considered as “a public service being provided by the state or state-owned companies” [4, p. 98]. During this period generation-, transmission-, and distribution services were carried out by three mainly state-owned utilities. However in the eighties the electric power sector was negatively impacted by financial and operational difficulties. Due to a fundamental lack of investments in the diversification of the energy matrix and in the expansion of the generating capacity, blackouts in the dry season resulting out of a high dependency on hydroelectric generation were a common problem. Moreover a lack of willingness of customers to pay for the used electricity (20% did not pay for the service) and the hyperinflation of up to 200% in 1989 had a negative impact on the economic situation of the utilities [4].

From the mid-eighties on, many Latin American countries have started to reform and “liberalize” their energy systems [5]. As analysed by Guzowski & Recalde (2010) the majority of the countries

have in common that the reformation can be characterized by a privatisation process and a shift of generation capacities to hydro- and thermal technologies, but Argentina implemented the most extreme, deepest and quickest process. These undergone changes can be seen as a change from a “Central Control” to a “Open Market” coordination scheme [7].² In the Argentinean case the country has started with the process of liberalization in 1993 and it was part of an extensive privatization program of all major state owned industries, which was implemented during the presidency of Carlos Menem (1989 – 1999). Keystone of the reform of the power sector is the Law No. 24065 (1992), the Energy Regulation Act [1]. The main aim of the Energy Regulation Act was the unbundling of the vertical integration of the energy economy, thus the electricity industry was divided in the sectors generation, transmission and distribution [1]. In contrast to the area of energy trading, the areas of transmission and distribution are subject to strong state supervision and regulation and therefore they can be characterized as “by the state regulated monopolies which have to guarantee a “free access” to producers and customers” [6, p. 5814]. Transmission and distribution services are carried out through concessions. Hereby transmission companies are responsible for the operation and maintenance of their networks, however not for the expansion of the system. Moreover in the course of the Energy Regulation Act apart from the privatisation new institutional authorities (ENRE, CAMMESA) and the wholesale power market were established [8]. However, due to weak institutional arrangements and enforcement difficulties, to the end of the nineties and early twenties the power sector showed a concentration and reintegration of energy chains [9].

From the nineties onwards the rise of the energy demand was met by the installation of hydro- and thermal generation capacities. In the academic discussion the growing importance of natural gas in this decade is traced back to different factors: Low costs in the thermal power generation, improvements in the natural gas transport, technological innovations as combined-cycle-power-plants and low national natural gas prices during nineties [9]. Thereby the installed thermal capacity has more than doubled between 1990 (7,7 GW) and 2010 (17,9 GW) and with this the usage and importance of natural gas for the energy system in general, i.e. beyond the power sector. A result of this development is that nowadays the Argentine electric system highly depends on natural gas.

After the economic crisis in 2001, which has been paralyzing the country’s economy, the Argentinian state intervened in the energy market. As the Peso was overvalued, the government was forced to abandon the currency fix to the US\$ and as a consequence, the Peso lost 70% of its value [1]. In order to prevent that under the changing conditions the electricity prices would rise dramatically, in January of 2002 the Argentinean government authorized with the Article 9 of the Emergency Act, the executive forces to renegotiate all public utilities contracts [1]. To guaranty stable and affordable energy prices for the end users, all regulated transmission and distribution tariffs were frozen and all price adjustment provisions and inflation indexation mechanisms were completely withdrawn from the public utility concessions [10]. This policy has led to over the years an increasing distortion between energy prices and the real energy cost. As a consequence the economic and financial situation of the Argentine energy companies, which were majority owned by foreign companies after the liberalization process, greatly deteriorated [1], [11].

2.3. Actual challenges of the Argentine power system

The current Argentine power system is facing several challenges which are interconnected and multi-faceted, with causes that are financial, technical, structural, and socio-political. One of the major challenges to the Argentine power system is the high dependency on fossil fuels. It is seen as

² In contrast to a central market scheme “... the main attribute of open market scheme is the deregulation and total openness of the system to private agents. While generation is operated under market conditions, the distribution and transmission of electricity are regulated monopolies which have to guarantee a “free access” to producers and consumers.” [6, p. 5814]

a result of the energy policy of the last 30 years, which has supported the installation of thermal generation capacities. For many years the Argentine fossil fuel consumption could be covered by national reserves, what also guaranteed low fuel prices. In the year 2010 after a period of falling natural gas-extraction rates the fossil reserves could not meet anymore the national energy demand and therefore 2010 can be seen as a turning point for the Argentine energy economy: in 2010 Argentina has developed from a “Net-Gas-Exporter” to a “Net-Gas-Importer” [3], [8]. This situation is concerning because experts' assessments forecasts that the national fossil fuel reserves will run out within the next 20 years [12]. However this forecast is relatively uncertain, because the current government is strongly supporting the exploitation of unconventional natural gas.

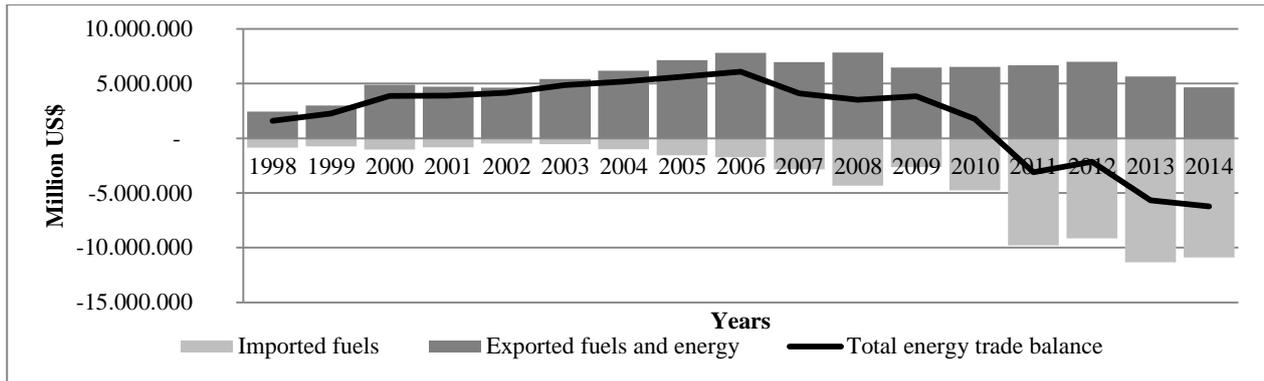


Figure 2: Argentinian energy trade balance, based on data of INDEC [13]

Despite this the decreasing national gas reserves have to be seen in the wider macro-economic context. Since the economic crisis in 2001 the country does not have access to the foreign capital market. In 2013 the foreign exchange reserves have amounted to 30,53 Billion US\$, however 11,34 Billion US\$ had to be spend on the importation of fuels [14], [13]. Therefore it can be stated that the fuel importation exerts additional pressure on the Central Bank’s reserves, which in light of the strained economic situation are of great importance for the development of the country [15]

Another challenge arises out of the discrepancy between retail prices for electricity and the real cost of electricity generation. Theoretically the distribution tariffs should reflect the costs for generation and transmission plus an aggregate value for the distribution company, however with the *Resolution SE N°2016* an energy price of 95.2 \$/kWh was defined [10]. The current subsidy policy subsidizes non-discriminatory the energy demand of the Argentine society, so that therefore all social ranks of the population are profiting. However while prices for the end-users were kept stable, the average monomial prices for electricity have risen sharply in recent years. Compared to 2004 (53,8 \$/MWh), the monomial prices against the background of changing underlying conditions have increased tenfold in 2014 (550 \$/MWh) [2].

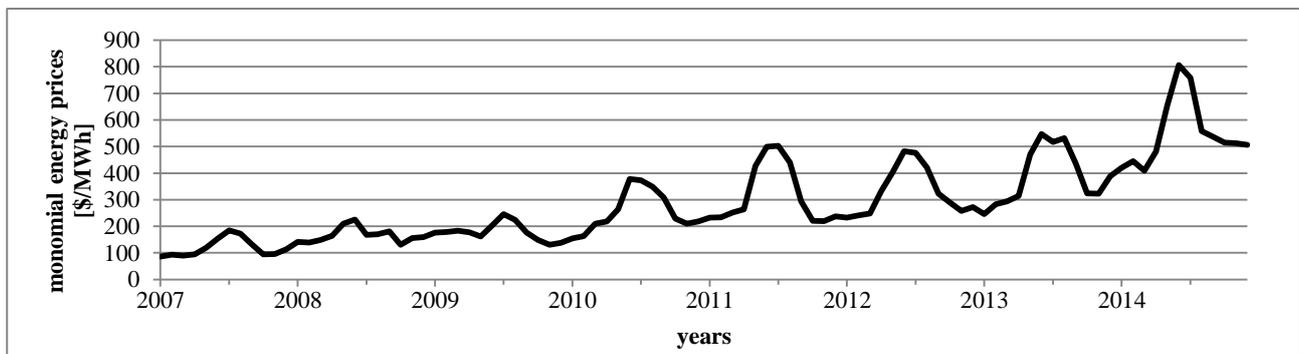


Figure 3: Development of the monthly electricity prices, based on data of CAMMESA [2]

Another distortion of competition results from the subsidisation of natural gas, which possesses a significant share of the energy generation at 47,7%. The state owned energy company ENARSA (Energía Argentina Sociedad Anónima) imports the majority of the imported natural gas and LNG (Liquefied Natural Gas) and sells the fossil fuels to a subsidized price to national power generating companies. By paying the difference between the international and national market price the Argentinian government is subsidizing indirectly the national energy prices [10].

As in the last ten years the energy demand has increased around 40%, it represents a major challenge for the Argentine power system [2]. A closer look at the data indicates that the rising demand for electricity is not only caused by the Argentine economic growth, but mainly by an increase of the domestic energy demand. Compared with 2010 the domestic energy demand has increased around 20 %, which constitutes around 54% of the total growth in energy demand in this time period [2]. Since 2002 the energy prices for private end-user are kept artificially low. Therefore it can be argued that the low energy bills are discouraging investments in technological improvements and energy efficient technologies [16].

In comparison with other Latin American countries Argentina possesses an above-average electrification rate of 96% [17]. While the power supply is very well developed in urban areas, according to the study World Energy Outlook (2014) 39% of the rural Argentine population currently do not have access to electricity. The majority of them live in remote rural areas, where extending the national grid is impractical. After the liberalization of the energy market the privatised energy companies concentrated on the profitable urban and industrial sectors while ignoring for economic reasons the rural areas [18]. With the help of the Rural Market Project (PERMER) of the Argentine government up to now more than 100,000 rural residents have received access to electricity [15]. Nevertheless the fact that currently 1,5 Million rural inhabitants are suffering from energy poverty presents a major challenge for the Argentine power sector [17].

As shown in figure 4 between 2003 and 2013 the CO₂-emissions arising from electricity generation doubled in Argentina. Therefore in Argentina the electricity sector is a driving force regarding to the production of anthropogenic emissions of greenhouse gases. Nevertheless in order to maintain global warming over the 21st century below 2°C relative to pre-industrial levels, the global anthropogenic greenhouse gas emissions have to be reduced between 40% and 70% until 2050 [19]. Achieving this goal would require a large reduction of CO₂-emissions in the coming years by individual countries. In the Argentine context against the background of an annual rising energy demand and a large dependence on thermal generation capacity the reduction of CO₂-emissions will be a major challenge for the Argentine energy system.

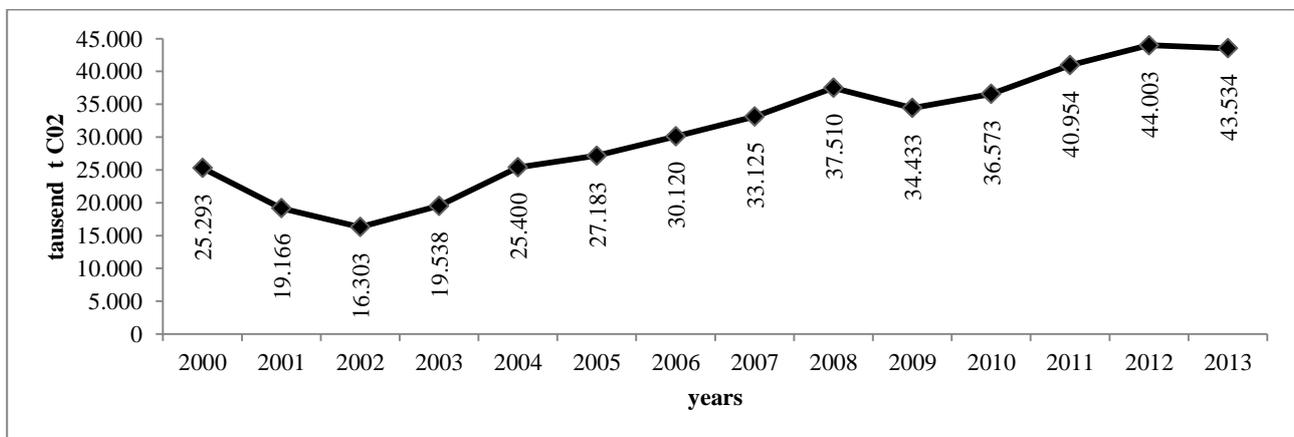


Figure 4: Development of greenhouse gas emissions in the electricity sector, based on data of the Secretary of Energy [20]

3. Potential of renewable energy

According to the experts' assessment locations, which exceed an average yearly wind speed of 5 m/s, offer economically favourable conditions for wind turbines [21]. 70% of the Argentinian territory have an average wind speed of over 6 m/s and therefore the country inherits excellent conditions for wind energy [22]. The Argentine Chamber of Industry (CIPIBIC) estimates that the theoretical potential of wind power in Argentina amounts to 2,000 GW. This represents a huge capacity compared to the existing, which amounts to 142 MW [23]. Moreover optimal conditions with solar radiation above 5 kWh/m²-day exist in the northwest of the country (west part of Salta, Jujuy, Catamarca, La Rioja and San Juan). Therefore these regions are ideally suitable for large-scale projects [24]. 31,7 Million hectares of the Argentine surface is used for agricultural crops (soy, wheat, corn, sunflower, sorghum, barley) and on an area covering the size of Germany 50 million cattle and 4,7 million pigs are bred [25]. As the country possesses huge areas of agricultural land, the potential for the usage of energy crops is immense. The majority of hydroelectric power in Argentina comes from major dams with an installed capacity over 30 MW, which provided in the year 2013 around 30% of the national energy demand [26]. In 2009 in order to encourage the construction of hydroelectric power plants, the Secretariat for Energy launched the National Plan for Hydroelectric Projects. In the course of the plan studies and projects for hydroelectric power stations with a total installation capacity of more than 10 GW have been presented and until the year 2020 the government aims to install 4,7 GW of hydropower [11].

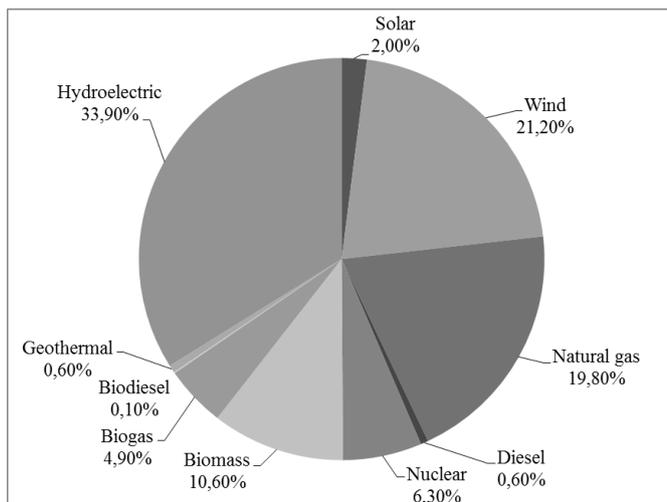


Figure 5: Energy Matrix Projection of electric generation in Argentina in 2030, based on Fernández (2012)

Figure 5 shows an estimation of Argentina's electricity generation matrix by year 2030, which would allow to meet an annual energy consumption equal to or greater than 120 GW-year. This projection is based on the energy scenario "Plataforma Escenarios Energeticos Argentina 2030", published in 2012 by the Center for the Study of Energy Regulatory Activity (CEARE-UBA), the Technological Institute of Buenos Aires (ITBA), the Environment and Natural Resources Foundation (FARN) and Fundacion Avina, promoting a strong participation of renewable energy sources (mainly wind, solar, biomass and hydro). The obtained results estimate a reduction of greenhouse gases by 60% compared

to current figures, a diversification of the energy matrix (39% considering renewable wind, bioenergy and solar, hydropower 34% and 27% non-renewable) and energy cost below 84 USD/MW-h. This analysis points out that it is possible to satisfy cost-effectively the future electricity demand of Argentina with high shares of renewable energy. Currently the use of renewable energy sources in Argentina is limited and under current conditions renewable energy systems are not economically competitive, so that today they cannot replace the massive use of fossil fuels or other alternatives such as hydropower. However this is directly related to the existing subsidies to non-renewable resources.

4. Summary of the renewable energy development in Argentina and status quo

The government's interest in the development of renewable energy was for the first time expressed in the Law 25.019, which was adopted in 1998. In 2004 the authority *La Secretaría de En-*

ergía announced the goal that by 2016 8% of the country's electricity demand will be met by renewable sources. Therefore the Argentine government introduced in the following years two main public development instruments: Feed-in Premium schemes and competitive bidding [18]. In the year 2006 the 8% target was set forth in the law 26.190. In the law it was written that the projects, which are accepted by the authority *Secretaria de Energia*, will receive in addition to the market-price depending on the technology a fee between for 0,015-0,9 \$/kWh [6]. In order to be able to refinance this program a fund called *Fondo Fiduciario de Energías Renovables* was established by the state [12]. Furthermore tax devolution instruments were introduced.

Table 1: Share of renewable energy in the energy-mix, based on data of CAMMESA [2]

	2011	2012	2013	2014
Biodiesel	32,5	170,2	2,2	1,6
Biomass	97,6	127,0	133,9	113,7
Wind	16,0	348,4	447,0	613,3
Water power	39.339,0	36.62	40.330,0	40.66
Water power with < 30 MW	876,6	1.069,2	895,8	1034,5
Share of renewable energy ³	0,85 %	1,40 %	1,23 %	1,5 %

In order to be able to achieve law's 26.190 prescribed target the Argentinian government started the GENREN-program (Proyecto Generación Renovable). To improve the economic conditions for renewable energy and to guarantee a fair return on investment certain by the state selected projects receive over a period of 15 years an individually specified feed-in-tariff [12]. Probably, with the purpose of dealing with the high Argentinian inflation rates the feed-in-tariffs are fixed in US-Dollars. In the first stage of the program a generating capacity of 1GW was put out for tender by the Argentine government [28]. The enormous potential of renewable energy in Argentina is reflected in the fact that projects in the amount of 1.436,5 MW have been submitted and therefore the tender of 1GW have been exceeded by over 40% [28].

Also in other Latin-American countries tenders for renewable energy have been launched. The cases of Brazil and Uruguay show that in Argentina a sharp reduction of the generation costs of renewable energy projects is conceivable. This is particularly apparent in the case of the electricity generation costs of wind turbines. While in the Argentine tender of 2009 projects with costs between 121 – 134 US\$/MWh have obtained the contract, in Brazil projects with 58 US\$/MWh (R\$130/MWh) and in Uruguay projects with 65 US\$/MWh have been awarded in 2014 [11], [29].

Table 2: Feed-in-tariff GENREN I, based on Sbroiavacca & Falzon (2014)

Generation capacity	Feed-in-tariff
Wind Power	121 - 134 US\$/MWh
Biofuels	258 - 297 US\$/MWh
Small Hydro	150 - 180 US\$/MWh
PV	547 - 598 US\$/MWh

However, currently only 10% of the within the scope of the GENREN-program approved projects were put into action [22]. According to the assessments of involved stakeholders the present situation can be attributed to a lack of funding. In their view for equity holders the risk-return ratio appears unattractive and external lenders of dept-capital have no confidence that the of the state authorities guaranteed feed-in tariffs will be actually paid out [11], [12].

³ Share of renewable energy without water power > 30 MW (Official reference value of the Argentinian government)

Up to now in Argentina, renewable energy systems are predominantly applied in the form of off-grid-systems. Because in Argentina 1,5 Million people in the rural areas don't have access to electricity, renewable energies have a wide range of application possibilities [17]. In 1999 under the umbrella of the PAEPRA-initiative the PERMER-program was initiated by the Argentine government [30]. The main aim of the PERMER-project was to guarantee a rudimentary power supply based on renewable energy sources to public institutions and private individuals who do not have access to the Argentine electricity grid. With the help of the program currently more than 100,000 rural residents have received access to electricity. In total 29.980 systems with a capacity of 8,15 MW and an average generation of 19,79 GWh were installed [15]. The project is designed as a public-private partnership, which is a contractual collaboration between the public and private sector in a special purpose entity [31]. In this constellation the public sector takes over the majority of the funding of the projects and subsidizes the electricity prices for end-users, while the operation and maintenance of the systems is financed by the concessions [31]. Case studies being carried out on the PERMER-program highlight the positive impacts of electrification on the livelihoods of the beneficiaries [31]–[33]. Due to the top-down approach it must, however, be critically stated that the population is only able to participate to a very limited extent in the planning process. Barriers being highlighted by case studies are technical problems of the systems and a significant number of people who were not receiving the level of service they were paying for [32]. Moreover a slow response rate on technical problems can be seen as an indication for problems with the logistical organization of the maintenance workers [32].

5. Discussion

Against the background of the actual developments it can be concluded that the energy reforms of the nineties and the state interventions after 2001 have laid the foundation for the present challenges of the power system. Moreover it can be stated that the government policies after 2001 have not followed a long-term strategy. They are characterized by short-term measures in order to keep energy prices on a low level and to guarantee the supply of the energy demand by importing natural gas. Within the course of this development Argentina has lost its energy self-sufficiency which would be in the light of its macroeconomic situation of strategic importance for the country. In the last twenty years the Argentine government has adapted laws and programs for the promotion of renewable energies. However based on the present share of 1,5% and the yearly growth of the energy demand it is quite unlikely that Argentina will reach its 8% target in 2016. However the transformation of the present energy system to a sustainable energy system, based on renewable energy and energy saving efficiency, offers the opportunity to regain this energy self-sufficiency. The future long term legislation should be based on the following three principles:

- **Reduction of the CO₂/kWh ratio of fossil fuel resources:** This involves the development of more efficient new fossil fuel based energy generation technologies which would reduce the carbon dioxide emissions per kilowatt-hour
- **Diversification of energy sources:** Incorporating more mature and renewable energy generation technologies. This also includes the usage of non-fossil fuels, such as bioethanol, biodiesel and hydrogen.
- **Power saving and energy efficiency improvement:** Argentina possesses a high per capita energy consumption and the energy consumption of the households sector is growing substantially every year which is a sign of inefficiency. Therefore the domestic sector is one of the key sectors for applying energy efficiency measures

The performance of a renewable energy policy is the result of the elaboration of the policy, the evaluation and design of instruments, as well as the national enabling context. The empirical evi-

dence shows that energy strategies should be elaborated considering the context where this policy is to be implemented, because some aspects from the enabling environment can reduce the effectiveness of the instruments selected [34]. The enabling context of a renewable energy policy includes: institutional, regulatory, economic and political framework conditions favorable to promote and facilitate the policy. All these aspects determine the performance of the policy. The recent Argentinean experience in the development of renewable energy policies clearly illustrates the influence of the enabling environment over the final results of the policy. Up to now, the state policies regarding the dissemination of renewable energy are guided by two isolated strategies: One strategy promotes large projects to diversify the current energy matrix and the other strategy promotes the use of renewable energy in form of off-grid-systems in rural areas [35]. In the case of Law 26.190 the negative impact of macroeconomic conditions over the Feed-in Premiums established in Argentinean pesos (in a context of frozen electricity prices) reduced the economic feasibility of renewable deployments; more recently, in the context of the implementation of GENREN, institutional, macroeconomic and financial conditions have been the main reasons for the low deployment rate of projects [36]. With the GENREN-program a well-planned political instrument was developed, which however did not lead to the intended results. The 10% of the projects, which were implemented, were projects which could obtain finance on the national market. For example, as stated by the Climastroscope 2014 Report, foreign financiers and development finance institutions have avoided Argentina in light of the country's recent fiscal troubles and then, most of the financing come from state-owned banks or have been raised via debt offerings on the local bond market [36]. The relative success and failure of the performance of renewable energy has to be analysed in parallel with the country specific context and the historical development of the energy system. In the Argentine context this is not attributable to high electricity generating costs of renewables, but a result of a public energy policy which is supporting the fossil based energy regime. The subsidization of electricity and of imported fossil fuels as well as the regulation of wholesale prices for electricity are distorting the market. Then, it could be argued, that along the last years Argentina has developed a different combination of instruments to promote renewable energies, but the selection of the instrument has not been made considering the local conditions, or the enabling context. This analysis leads to the conclusion that future legislation should consider to a larger extent the specific Argentine micro- and macroeconomic underlying conditions. Additionally in an integrative approach measures which provide finance or reduce the risk for investors, for example state guarantees for the compensation for electricity fed into the grid, could be implemented.

As presented in this paper until now on the overall system level renewable energy has played a minor role. By contrast, in the rural areas renewable energies have had a wide range of application possibilities and the rural market project (PERMER) has established a small sector oriented to the supply of electricity to remote households and rural schools. Therefore it can be concluded that in spite of the enormous potential renewable energy is currently just disseminated in niche markets in the form of off-grid-systems.

In conclusion, it is evident that renewable energies offer a wide range of opportunities for Argentina: A growing share of renewable energies would reduce the dependence on natural gas imports and at the same time the installation of new generating capacity would help to meet the annually increasing energy demand. Furthermore the diversification of the energy-matrix would decrease its vulnerability towards the development of world market prices for commodities and the Argentine energy supply would be more self-sufficient. As the renewable energies already play a central role in the electrification of rural areas, they are and will improve the lives of thousands of people. Therefore the dissemination of renewable energies could help to solve the present energy supply difficulties and would be a measure to enable opportunities for new green industries, jobs and technologies and mitigate the effects of climate change.

At the same time an energy transition towards a renewable energy dominated system also represents new challenges for the power system, these challenges are derived from the characteristics of renewable energies. Regarding wind and solar energy, the electricity generation depends highly upon the weather conditions which leads to significant fluctuations in power generation. Moreover renewable energy plants distinguish themselves from fossil fuelled power plants in terms of the relationship between the initial investment and the operating costs. With the exception of biogas renewable energy plants have very low operating costs, while the initial capital investment is very high. For this reason renewable energy plants are characterised by the fact that they have marginal costs near to zero and therefore they cannot be principally refinanced via marginal-cost based markets [37]. Wind and solar energy have in comparison to conventional power and biogas plants, lower full-load hours and the regulation is in principle only possible in good weather conditions via throttling of the performance with the corresponding loss of energy generation. In regions with a high installed capacity of wind and solar energy, good weather conditions can lead to an overproduction of electricity, which must be transferred to other regions. In these cases in order to secure the network stability the electricity must be exported or stored, unless the generation cannot be throttled. For times with adverse weather conditions in which the electricity generation from wind and from solar energy is very low, sufficient power from conventional power plants has to be available in order to avoid performance deficits. Consequently with an increasing share of fluctuating renewable energies, the need for flexibility in the power supply, energy storage and demand management is growing. Renewable energy can help Argentina to solve many of the already described challenges; however a energy transition would also pose new challenges to the electricity sector.

References

- [1] J. Haselip and C. Potter, "Post-neoliberal electricity market 're-reforms' in Argentina: Diverging from market prescriptions?," *Energy Policy*, vol. 38, no. 2, pp. 1168–1176, Feb. 2010.
- [2] CAMMESA, "Sumario - Características del Mercado durante el Año 204," 2015. [Online]. Available: <http://portalweb.cammesa.com/Documentos compartidos/Informes/Informe Anual 2014v4.pdf>. [Accessed: 06-Jul-2015].
- [3] J. C. Villalonga, *Energías Renovables ¿ Por qué debería ser prioritario cumplir el objetivo del 8% al 2016?* 2013.
- [4] M. Vagliasindi and J. Besant-Jones, *Power market structure. Revisiting policy options*. 2013.
- [5] R. W. Bacon and J. Besant-Jones, "Global electric power reform, privatization, and liberalization of the electric power industry in developing countries 1," *Annu. Rev. Energy Environ.*, vol. 26, no. 1, pp. 331–359, 2001.
- [6] C. Guzowski and M. Recalde, "Latin American electricity markets and renewable energy sources: The Argentinean and Chilean cases," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 35, no. 11, pp. 5813–5817, Jun. 2010.
- [7] CEPAL, *Energía y desarrollo sustentable en América Latina y el Caribe: guía para la formulación de políticas energéticas*, no. 89. United Nations Publications, 2003.
- [8] M. Vagliasindi, *Implementing Energy Subsidy Reforms: Evidence from Developing Countries*. World Bank Publications, 2012.
- [9] M. Recalde, "Energy policy and energy market performance: The Argentinean case," *Energy Policy*, vol. 39, no. 6, pp. 3860–3868, Jun. 2011.
- [10] C. G. Di Bella, L. D. Norton, J. Ntamatungiro, S. Ogawa, I. Samaké, and M. Santoro, "Energy Subsidies in Latin America and the Caribbean: Stocktaking and Policy Challenges," 2015.
- [11] N. di Sbroiavacca and J. Falzon, "CLIMACAP- Climate and Energy Policy reviews for Colombia, Brazil, Argentina, and Mexico," *CLIMACAP*, 2014.
- [12] B. Esteves, *Democratización Energética-100% Renovable: La energía del Futuro*. 2011.
- [13] INDEC, "Intercambio Comercial Argentino," 2015. [Online]. Available: http://www.indec.gov.ar/uploads/informesdeprensa/ica_01_15.pdf. [Accessed: 30-Mar-2015].
- [14] World Bank, "Total reserves (includes gold, current US\$)," 2015. [Online]. Available: <http://data.worldbank.org/indicator/FI.RES.TOTL.CD>. [Accessed: 30-Mar-2015].

- [15] World Bank, “Renewable energy for rural areas,” 2015. [Online]. Available: http://www-wds.worldbank.org/external/default/WDSContentServer/WDSP/IB/2015/03/19/000477144_20150319092309/Rendered/PDF/PAD8340PAD0P13010Box385454B00OOU090.pdf. [Accessed: 30-Mar-2015].
- [16] A. D. González, “Energy subsidies in Argentina lead to inequalities and low thermal efficiency,” *Energies*, vol. 2, no. 3, pp. 769–788, 2009.
- [17] International Energy Agency, *World Energy Outlook*. 2014.
- [18] J. Haselip, I. Nygaard, U. Hansen, and E. Ackom, *Diffusion of renewable energy technologies Case studies of enabling frameworks in developing countries*. 2011.
- [19] IPCC, “Climate Change 2014 Synthesis Report Summary Chapter for Policymakers,” 2014.
- [20] Secretaría de Energía and Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable, “Cálculo del Factor de Emisión de CO₂ de la Red Argentina de Energía Eléctrica.” 2015.
- [21] AHK Argentinien, *Zielmarktanalyse 2014 - Windenergie mit Fokus auf Zulieferer und Dienstleistungen - inkl. Netzintegration in Argentinien, Paraguay und Uruguay - Marktsituation und Potenziale mit Profilen der Marktakteure*. 2014.
- [22] G. Fenés, “Un repaso por los problemas que tiene Argentina para atraer inversiones en energías renovables - Energía Estratégica - Información en Movimiento,” 2015. [Online]. Available: <http://www.energiaestrategica.com/las-inversiones-en-energias-renovables-que-no-fueron/>. [Accessed: 31-Mar-2015].
- [23] M. Zazzini and M. P. Wirszke, “El presente de la eólica en Argentina,” *Energ. XXI*, vol. 133, pp. 68–69, 2013.
- [24] Secretaría de Energía, “Energías Renovables: Diagnóstico, barreras y propuestas,” 2009.
- [25] S. Budzinski and M. A. Barlatey, “Argentina - Biogas, yet another challenge,” *Biogas J.*, 2014.
- [26] CAMMESA, “Informe anual 2013 - Mercado Eléctrico Mayorista,” 2014. [Online]. Available: [http://www.cammesa.com/archcount.nsf/LinkCounter?OpenAgent&X=InformeAnual*2013*Vannual13.zip&L=/linfoanu.nsf/WInforme+Anual/BFF8619E1BFA201603257CC50048291E/\\$File/Vannual13.zip](http://www.cammesa.com/archcount.nsf/LinkCounter?OpenAgent&X=InformeAnual*2013*Vannual13.zip&L=/linfoanu.nsf/WInforme+Anual/BFF8619E1BFA201603257CC50048291E/$File/Vannual13.zip). [Accessed: 31-Mar-2015].
- [27] R. Fernández, “Escenarios Energéticos Argentina 2030,” 2012.
- [28] J. G. Durán, “Mecanismos de promoción de energías renovables, comparación de sus aplicaciones en Europa, Latinoamérica y Argentina de acuerdo a sus características político económicas,” *Av. en Energías Renov. y Medio Ambient.*, vol. 17, pp. 43–49, 2013.
- [29] K. White and P. Dominy, “RECAI - Issue 42 - Renewable energy country attractiveness index,” 2014.
- [30] M. Fuente and M. Alvarez, “Modelos de electrificación rural dispersa mediante energías renovables en América Latina. Un planteo alternativo basado en el desarrollo rural,” *Cuad. Urbano*, vol. 4, pp. 203–229, 2004.
- [31] S. Best, *Remote access: Expanding energy provision in rural Argentina through public-private partnerships and renewable energy. A case study of the PERMER programme*. 2011.
- [32] R. Alazraki and J. Haselip, “Assessing the uptake of small-scale photovoltaic electricity production in Argentina: the PERMER project,” *J. Clean. Prod.*, vol. 15, no. 2, pp. 131–142, Jan. 2007.
- [33] Durand, “Argentina PERMER: The Argentine Off-grid Electrification Concessionaire EJSSESA,” pp. 0–4, 2012.
- [34] M. Recalde, “The different paths for renewable energies in Latin American Countries: enabling environments and the instruments,” *Energy Environ.*, 2015.
- [35] S. Garrido, A. Lalouf, and A. J. Moreira, “Tecnologías para la inclusión social y dinámicas desarrollo sustentable. Análisis socio-técnico de experiencias de desarrollo local basadas en el aprovechamiento de energías renovables,” *Astrolabio. Nueva Epoca*, vol. 12, pp. 73–105, 2014.
- [36] M. Recalde, D. Bouille, and L. O. Girardin, “Limitaciones para el desarrollo de energías renovables en Argentina: el rol de las condiciones de marco desde una perspectiva histórica,” *Probl. Desarro.*, vol. 46, no. 183, pp. 89–115.
- [37] AGORA, “12 Insights on Germany’s Energiewende,” no. February, 2013.
- [38] FUNDELEC, “Composición de la tarifa eléctrica argentina - y el peso de los incrementos de julio y octubre 2008,” 2009.

Behaglicher und CO₂-frei Wohnhäuser und Werkstätten heizen und kühlen

Henning W. Scheel

ACALOR Technik Scheel AG, Sandbauernhof, 23972 Lübow

Die Zeit für die Energiewende läuft uns davon. Trotz des hehren Zieles, die CO₂-Produktion im Jahr 2020 gegenüber 1995 um 20 % zu senken und damit den Anstieg der Erderwärmung einzuschränken, zeigt die Entwicklung des CO₂-Gehaltes der Atmosphäre: So geht es nicht.

Wie heizt man ohne Verbrennung von Kohlenstoff behaglicher und wirksamer als bisher?

Behaglicher wird es, wenn Konvektions-Luftströmungen in Wohnräumen vermieden werden. Wärme muss gezielt in der Art und Weise eingebracht werden, dass gar keine Ungleichgewichte in den örtlichen Oberflächen-Temperaturen der Raumumfassungsflächen entstehen können.

Dazu muss man wissen, dass diese Raumumfassungsflächen im Strahlungswärmeaustausch miteinander stehen. Im Idealfall gibt es keine Lufttemperatur-Konvektions-Ausgleichsströmung.

Wie macht man das?

Das ist erstmalig in unseren Patenten **DE 39 36 332** – es eröffnete m. W. im Jahr 1991 die damals neue Patentklasse **F24D 3/18** – und **EP 0 536 372** beschrieben:

Dünne Kupferrohre werden blank vorzugsweise in schwimmenden Estrich eingebaut. In ihnen zirkuliert kein Wasser, das sie bei einem pH-Wert <7,5 möglicherweise korrodiert und bei dem 1 kg H₂O, das von 40 °C auf 35 °C abgekühlt wird, nur 21 kJ (5 kcal) abgibt, sondern es wird ein Arbeitsmittel-Dampf eingeblasen, der – den Gesetzen der Physik gehorchend – an der kältesten Stelle des Estriches auskondensiert. Das flüssige Arbeitsmittel fließt dann nach draußen. Dort wird sein Druck soweit gesenkt, dass das jetzt kalte Arbeitsmittel in einem Rohrbündelverdampfer unter Abkühlung der Außenluft wieder gasförmig wird. Dabei nimmt es ca. 75 % der Heizleistung fast kostenfrei auf. Durch einen vorzugsweise mit grünem Strom angetriebenen Verdichter wird der Dampf in die blanke Kupferrohre wieder eingeblasen. Ein neuer Kreislauf beginnt.

1 kg R290-Propan- Dampf transportiert dabei immerhin 420 kJ (100 kcal) genau an die richtige Stelle. Unten und oben werden im Wohnraum auf 1/10 K dieselben Lufttemperaturen gemessen.

Herr Scheel berichtet über seine 25-jährigen Erfahrungen mit der behaglichsten Heizung der Welt.

Die Mobile Energieversorgungseinheit mit Brennstoffzelle [MEVEB] Erfahrungen, Erkenntnisse und Perspektiven

F. Schellhorn und F. Bemme

*FAE Elektrotechnik GmbH & Co. KG, August-Bebel-Str. 39, D-01809 Heidenau,
MEVEB@fae-elektrotechnik.de*

Schlüsselwörter: Netz-Autarkie, Brennstoffzelle, Wasserstoff, lokale Emissionsfreiheit, Arbeitsschutz, Grünanlagenunterhaltung

1. Die FAE Elektrotechnik GmbH & Co. KG

Seit 1992 besteht das Unternehmen FAE Elektrotechnik GmbH & Co. KG – zu Beginn als 2-Mann-Unternehmen, heute als mittelständischer Handwerksbetrieb mit über 130 Mitarbeitern. Aktuell zählt die FAE Elektrotechnik zu den führenden Anbietern für elektrotechnische Gebäudeausrüstung in der Region Dresden. Die Mobile Energieversorgungseinheit mit Brennstoffzelle [MEVEB] ist das Ergebnis der Entwicklungsbestrebungen des Unternehmens, mit Hilfe von Brennstoffzellen-Anwendungen eine umweltfreundliche, leistungsfähige und alltagstaugliche Alternative zu konventionellen Benzin-Generatoren zu liefern.



2. Brennstoffzellen-Technik: neue Anwendungsgebiete in Grünanlagenunterhaltung und Liegenschaftsbetreuung

Erneuerbare Energien prägen nicht nur die mediale Berichterstattung, sie werden auch für jeden in der Bundesrepublik zunehmend Bestandteil des eigenen Alltags. Verkehrssicherungspflichten und ästhetische Aspekte machen den Einsatz von Arbeitsmaschinen, wie Heckenscheren, Kettensägen, Rasentrimmern und Bohrmaschinen, in Gärten, Wohngebieten und öffentlichen Bereichen notwendig. Hierfür kommen häufig - auch im Jahr 2015 - konventionelle Stromgeneratoren zum Einsatz. Diese nutzen im Regelfall nicht nur fossile Brennstoffe und erzeugen giftige Abgase, sie sind auch störend laut.

3. nachhaltige und flexible Energieversorgung

Das Unternehmen FAE Elektrotechnik GmbH & Co. KG aus Heidenau hat für die zahlreichen Einsatzgebiete im Bereich der Hausmeisterdienste sowie im Garten- und Landschaftsbau die Mobile Energieversorgungseinheit mit Brennstoffzelle [MEVEB] entwickelt.

Auf Grundlage der Brennstoffzellen-Technologie wandelt das Gerät mobil und autark Wasserstoff in elektrische Energie um. Schadstofffrei und nahezu geräuschlos liefert die MEVEB dauerhaft bis zu 1kW elektrische Leistung (3kW für bis zu 10min).



Abb. 1 [MEVEB] mit Wasserstoffspeicher-Aufsatz

Die verbaute Leistungselektronik stellt darüber hinaus sicher, dass auch deutlich höhere Anlaufströme bedient werden können. Dadurch ist es möglich, fast alle gängigen Geräte für Außenarbeiten mit 230V-Anschluss zu betreiben. Außerdem bietet das Gerät eine Lademöglichkeit für 12V-Bleiakkumulatoren.

4. bestätigter Mehrwert durch leisen Betrieb - ohne giftige Abgase

Im Rahmen der Produktentwicklung wurden Tests im eigenen Haus und mit Kunden durchgeführt. So fand beispielsweise ein Langzeittest in Kooperation mit dem Berufsbildungswerk des Sächsischen Garten-, Landschafts- und Wasserbaus e.V. statt, bei dem die MEVEB über mehrere Monate regelmäßig elektrische Geräte im netzfernen Bereich versorgte.

Ein weiterer Test wurde erfolgreich mit der Abteilung Grünanlagenunterhaltung des Regiebetriebs Zentrale Technische Dienstleistungen der Stadt Dresden durchgeführt. Dieser bewirtschaftet den Dresdener Rosengarten, in dem regelmäßig das Schneiden der Hecken erforderlich ist. Hierbei konnten zwei Heckenscheren im Parallelbetrieb versorgt werden. Die hohen Einschaltströme der Heckenscheren stellten dabei kein Problem dar.

Dank der schadstofffreien und annähernd geräuschlosen elektrischen Energiebereitstellung durch die MEVEB mussten die Mitarbeiter des Rosengartens bei diesem Test keinen Gehörschutz tragen. Dabei waren sie zudem keiner Geruchsbelästigung bzw. giftigen Abgasen ausgesetzt. Von diesen Eigenschaften haben natürlich auch die Parkbesucher und Anwohner profitiert. Ebenso stellt die Nutzung der MEVEB einen deutlichen Mehrwert in Wohngebieten sowie Pflege- und Rehabilitationseinrichtungen dar.

5. höhere Sicherheit für Anwender und Umwelt

Ein wichtiger Bestandteil des Gerätes ist der Isolationswächter. Dieser ermöglicht unter Einhaltung der geltenden Arbeitsschutzrichtlinien das Betreiben mehrerer 230V-Geräte – auch ohne Erdspeiß. Hierdurch kann sichergestellt werden, dass keine Gefahr für die Nutzer durch defekte Endgeräte entsteht und der Aufwand für den Anwender zur Arbeitsvorbereitung vergleichsweise gering ausfällt. Durch Deichsel und Rollen kann die MEVEB bequem von einer Person bewegt werden.

Der Betrieb mit Wasserstoff führt nicht zu erhöhtem Lagerungsaufwand bezogen auf konventionelle Kraftstoffe (Diesel/ Benzin/ Propan). Außerdem kann das Gerät bedenkenlos in Natur- und Wasserschutzgebieten eingesetzt werden.



Abb. 2 [MEVEB] mit Wasserstoffspeicher-Aufsatz

6. Nutzen und Mehrwert im Überblick:

- umweltfreundliche, flexible und autarke Erzeugung elektrischer Energie
- Schadstoffreies und geruchloses Abgas (Wasserdampf)
- Parallelbetrieb mehrerer 230V Geräte möglich
- nahezu geräusch- und vibrationsfreier Betrieb, auch unter Vollast
- ungiftiger, nicht wassergefährdender Treibstoff
- keine max. Leitungslänge und kein Erdspeiß dank Isolationswächter

7. technische Daten der MEVEB

Anschlussoptionen bis zu drei konventionelle 230 V Steckdosen
Akkuladeanschluss 12 V (mit Kfz-Steckdose)

Leistungsdaten 1 kW Systemdauerleistung
230 V:
3 kW für bis zu zehn Minuten
6 kW kurzzeitig für Geräteranlauf
Absicherung mit Isolationswächter oder RCD

H2-Versorgung Speicherlösung variabel
Eingangsdruck 2 bar bis 10 bar

Gewicht* 75 kg

Maße* 63 x 56 x 72 cm

* [MEVEB] ohne Wasserstoffspeicher-Aufsatz

Stand und Entwicklung des Demonstrations- und Innovationsprojektes RH₂-WKA in Grapzow

Dipl.-Ing. Carlo Schmidt, Dipl.-Ing. Torsten Jackwitz

WIND-projekt Ingenieur- und Projektentwicklungsgesellschaft mbH, Seestraße 71 a, D-18211 Börgerende

Schlüsselwörter: Energiespeicher, Wasserstoff, Wasserelektrolyse, Rückverstromung
Demonstrationsanlage

Zusammenfassung:

Das vom Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages geförderte Demonstrations- und Innovationsvorhaben dient der Entwicklung und Erprobung von Wind-Wasserstoff-Systemen. Durch diesen CO₂-freien Energiespeicher wird es möglich, zeitunabhängig und bedarfsgerecht Windstrom nachhaltig zur Verfügung zu stellen. Zusätzlich kann damit ein aktiver Beitrag zur Netzstabilität und zur Netzintegration von Erneuerbaren Energien geleistet werden. Das Projekt soll Praxistauglichkeit und Effizienz eines Wind-Wasserstoff-Systems demonstrieren und wichtige Erkenntnisse aus dem Betrieb der zu errichtenden Anlage liefern.

1. Das Vorhaben RH₂-WKA

Der Standort für das Wind-Wasserstoff-System befindet sich ca. 25 km nördlich der Stadt Neubrandenburg in Mecklenburg-Vorpommern. Auf einem gemeindeübergreifenden Areal ist ein Windpark mit einer Gesamtleistung von ca. 140 MW vorhanden. Dabei kommen vorrangig Windenergieanlagen der Multimegawattklasse zum Einsatz. Durch den Einsatz von leistungsstarken Windenergieanlagen können wichtige Erfahrungen über das Regelverhalten dieser Anlagen in Bezug auf additive Speichersysteme gesammelt werden. Die Integration des erzeugten Windstroms in das öffentliche Stromnetz erfolgt über ein Umspannwerk mit direkter Verbindung zum 380 kV-Übertragungsnetz.

Komponenten des Wasserstoffsystems:	
Komponente	Leistung / Größe
Alkalischer Elektrolyseur (3 Einheiten)	1.000 kW (ca. 210 Nm ³ /h; Wirkungsgr.: 60,7 %
Wasserstoffverdichter	310 bar
Wasserstoffspeicher	ca. 3.300 Nm ³
BHKW	250 kW _{el} (ca. 400 kW _{th}); Wirkungsgr.: 33,2 %

Tab. 1: Komponenten des Wasserstoffsystems

Der CO₂-freie Speicherkreislauf ist direkt in den Windpark integriert. Der Kreislauf beinhaltet die Produktion, Verdichtung, Speicherung sowie Rückverstromung von reinem Wasserstoff. Die Endenergieformen sind Strom und Wärme. Zusätzlich kann dem Speicherkreislauf Wasserstoff im gasförmigen Zustand entnommen werden. Die zwei Wasserstoff-BHKWs besitzen zwei verschiedene Leistungsstufen. Dies ermöglicht eine optimierte Fahrweise und damit einen hohen elektrischen Wirkungsgrad. Aus ökonomischen und ökologischen Gründen ist eine Nutzung des Systems im Kraft-Wärme-Kopplungsverfahren gewählt worden.

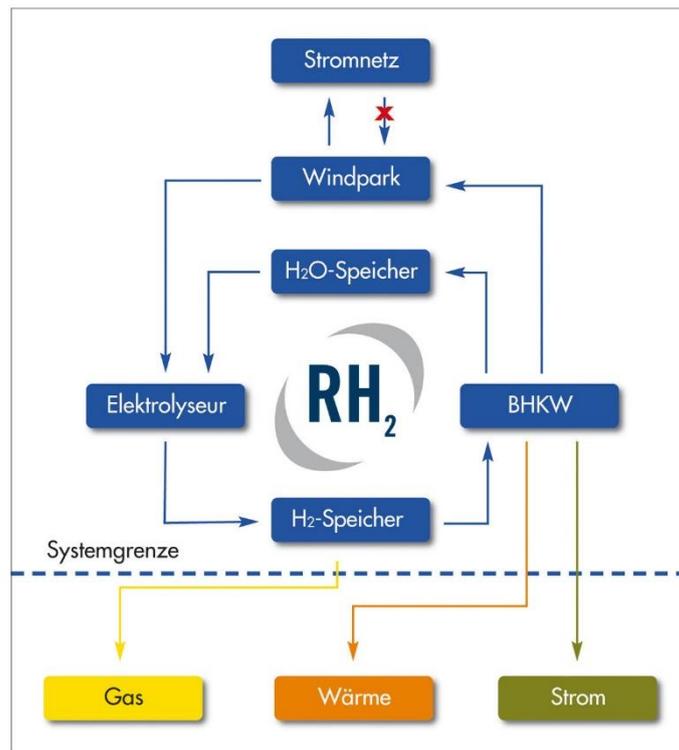


Abb. 1: RH₂-Speicherkreislauf

Der Energieträger Wasserstoff ist vielseitig nutzbar und kann daher auch in verschiedene andere Wirtschaftszweige außerhalb des Stromsektors integriert werden (z.B. Landwirtschaft, Tourismus). So bietet RH₂-WKA die Grundlage für eine mögliche Wasserstoffinfrastruktur in Mecklenburg-Vorpommern, da die Produktionskapazitäten ausreichend sind, um zunächst ein mögliches Tankstellennetz in dem nördlichen Bundesland mit Wasserstoff zu beliefern.

Wind-Wasserstoff-Systeme besitzen für Energieverbraucher neben der grundsätzlichen CO₂-Freiheit den enormen Vorteil, aufgrund ihrer Unabhängigkeit langfristig planbare und stabilere Energiekosten garantieren zu können. Andere Energieressourcen wie zum Beispiel alle fossilen Energieträger, aber auch Biogas, unterliegen demgegenüber schwankenden Preisen und einer ungewissen Verfügbarkeit.

2. Problemstellung / Zukünftige Herausforderungen

Mit zunehmend leistungsfähigeren Windparks und der damit einhergehenden steigenden Windstromeinspeisung in die Versorgungsnetze ergeben sich neue Herausforderungen für Betreiber und Energieversorger. Dazu zählen vor allem

- Ausgleich fluktuierender Stromproduktion
- Integration von leistungsstarken (Offshore)-Windkraftwerken in das öffentliche Stromnetz
- steigende Anforderungen an das Netzmanagement
- Ausbau der Energiespeicherkapazitäten
- Kapazitätsengpässe im Stromnetz

Als ein Nachteil der Windenergie wird häufig die diskontinuierliche Energiebereitstellung aufgrund der Abhängigkeit vom Windaufkommen angeführt. Zudem treten auch Windenergieanlagen zeitweise als Stromverbraucher auf, denn auch bei Windstille müssen verschiedene Aggregate wie Heizungen, Lüfter, Steuerungs- und Sicherheitseinrichtungen ihren Betrieb aufrechterhalten können. Insgesamt bleibt festzuhalten, dass mit den momentanen technischen Gegebenheiten die Netzeinspeisung durch Windenergieanlagen weitestgehend von den jeweiligen Windverhältnissen abhängig ist und nicht flexibel auf sich ändernde Bedarfsmengen reagieren kann.

Ein weiteres Problem für die Windstromproduktion sind Engpässe in den Stromnetzen. Schon heute kommt es teilweise in Starkwindzeiten zur Drosselung oder Abschaltung der Stromproduktion aus Windenergieanlagen im Zuge des Netzsicherheitsmanagements. Somit ergibt sich eine verminderte Effizienz in der Nutzung des vorhandenen Windenergieangebots.

Betrachtet man zusätzlich die anvisierten On- und Offshore-Kapazitäten im Bereich der Windenergie, so ist ein ganzheitliches, aufeinander abgestimmtes Maßnahmenpaket aus Forschung, Entwicklung und Demonstration neuer Technologien sowie die Erweiterung bestehender Systeme für die Integration zukünftiger Energiemengen aus Windkraft unabdingbar.

3. Wichtige Maßnahmen für eine effiziente Windenergienutzung

Um den genannten Herausforderungen zu begegnen, gilt es, neben der intensivierten Anwendung bereits erprobter Lösungen, auch innovative Ansätze zu erforschen und zu entwickeln. Dabei sollte stets das Ziel verfolgt werden, den stetig steigenden Stromkonsum so zu befriedigen, dass er auf der einen Seite für die Verbraucher finanzierbar bleibt und auf der anderen Seite möglichst nachhaltig erfolgt. Damit dies erreicht werden kann sollten u.a. die Punkte des folgenden Maßnahmenkatalogs umgesetzt werden:

Maßnahmenkatalog zur Problemlösung:
Entwicklung innovativer Energiespeichersysteme
Steigerung der Energieeffizienz
Entwicklung schadstoffarmer bzw. -freier technischer Lösungen
Entwicklung neuer Ansätze zur optimierten Windstromnutzung
Öffentlichkeitsarbeit
Netzmanagement (intelligente Stromaufnahme und -verteilung)
Netzausbau (ggf.)

Tab. 2: Maßnahmenkatalog zur Problemlösung

4. Gegenstand und Ziele von RH₂-WKA

Das Vorhaben RH₂-Werder/Kessin/Altentreptow dient dem Großteil der in Tab. 2 genannten Maßnahmen. Ausgangspunkt für das Anliegen, diesen Schwerpunkten gerecht zu werden, war die Konzeption eines Windparks als regelbares Kraftwerk. Dabei stellte sich die Frage nach einer Option zur Energie(zwischen)speicherung, mit der erreicht werden kann, dass diskontinuierlich bereitstehende Windenergie zeitunabhängig gespeichert und zu einem späteren Zeitpunkt bedarfsorientiert und vergleichmäßig rückverstromt wird.

Es war das Ziel, stufenweise eine praxistaugliche, CO₂-freie und wirtschaftlich darstellbare Energiespeicherlösung zu entwickeln und im Betrieb zu optimieren. Durch die Integration des Sekundärenergieträgers Wasserstoff in ein Windparkprojekt sollte ein neuartiges Wind-Wasserstoff-System (WWS) entstehen. Darüber hinaus dient das Vorhaben zur konzeptionellen Vorbereitung gleichartiger Projekte und der Entwicklung CO₂-freier Regenerativer Regelkraftwerke.

5. Realisierte Ziele, erste Erfahrungen, zukünftige Projekte

- Phase 1: Komponententest (abgeschlossen)
- Phase 2: Wasserstoffproduktion für Gasabnehmer (abgeschlossen)
- Phase 3: Wasserstoffproduktion gem. Wärmebedarf (Simulation läuft)
- Phase 4: Wasserstoffproduktion gem. Eigenbedarf Windpark (abgeschlossen)
- Phase 5: Wasserstoffproduktion gem. Phase 4 + externe Parameter (abgeschlossen) (z.B. Windprognose, Einspeisemanagement gem. EEG)

Erste Erfahrungen

- Bedarf für Weiterentwicklung der einzelnen Komponenten; Standardisierung der Einzelkomponenten besteht
- Erfahrungen im Genehmigungsverfahren (BImSchG) von Wind-Wasserstoff-Systemen gesammelt
- Befüll- und Entleerungscharakteristik der Wasserstoffspeicher getestet
- Betriebsverhalten der Elektrolyseeinheiten bei variierendem Strominput getestet
- Regel- und Steuerungsverhalten des Wind-Wasserstoff-Systems mit verschiedenen Betriebsmodi getestet (Berücksichtigung des Speicherstands, der Windgeschwindigkeit und der Parkregelung; Eigenstromversorgung Windpark)
- Betriebskosten, Wartungskosten für ein Wind-Wasserstoff-System ermittelt
- Gesetzliche Grundlagen für Speicherung und erneuerbare Regelenergie fehlt

Zukünftige Projekte

- Power-to-gas, Direkteinspeisung von Wasserstoff ins Erdgasnetz (momentan im Genehmigungsprozess)
- Bereitstellung Regelenergie / Teilnahme Regelenergiemarkt (in Planung)
- Aufbau einer Betankungsanlage für Wasserstofffahrzeuge
- Verbindung zu weiteren Wasserstoffanwendungen schaffen

Technical Performance and power quality of SERT Smart Grid

C. Sirisamphanwong*, N. Ketjoy, S. Sukchai, K. Mansiri, and R. Ngongmeesri

School of Renewable Energy Technology (SERT), Naresuan University, Phitsanulok 65000, Thailand.

Tel: +6655 963 195 Fax: +6655 963 182

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

Abstract

This paper presents the performance evaluation and power quality of SERT smart grid during the first year after installation. 520 kWp renewable energy power generations, 400 kWh battery storage integrated with building energy management system (BEMs) and a 100 kW diesel generator were installed in an Energy Park, School of Renewable Energy Technology (SERT), Naresuan Niversity, Thailand. The smart grid system were recorded the important parameters such as solar irradiance, PV power output, module temperature etc., which were used in evaluation. The performance evaluation results found that the average array yield (Y_A) and the final yield (Y_F) of SERT smart grid are 4.59 h/d and 4.39 h/d, respectively at the reference yield equal to 5.40 h/d. The capture loss (L_C) and the system loss (L_S) are 0.81 h/d and 0.20 h/d. And the performance ratio of PV power plant is 72 % which is a good grid connected system. And all the power quality parameters are in range of PEA regulation.

Keywords: *Technical Performance / Power Quality / SERT Smart Grid*

1. Introduction

Climate change is continuously severe, It happens throughout the world and causes a lot of disasters such as category 5 hurricane in the USA, heat wave in Europe, long period severe aridity in Africa as well as dreadful flooding in Thailand. All these disasters will increase the level of life-threatening if the greenhouse gases are still emitted relentlessly. Moreover, another major problem is the main world energy resource from fossil is decreasing and will be depleted in the very near future. The renewable energy which is an environmental friendly energy resources come to be an alternative energy that people start to have a strong interest to provide, install and use. Renewable energy with its increasingly using ratio in term of electricity productions are solar, wind, biomass, etc. Thailand has "Alternative Energy Development Plan: AEDP 2012-2021" and its objective is to enlarge using ratio in renewable energy to be not less than 20%. From this plan, Renewable Energy Distributed Generation (REDG) will be installed throughout Thailand. The increasing of REDG which is connected to the Grid is depended on the size of REDG. It is not only electricity quality but also inefficient use. Due to REDG, the power factor has to be adjusted in order to connect to the grid properly when the load demand is at off peak especially, in the "Urban Area" and "Industrial Area" that the electricity demand is very high. These two areas affect to overall electricity consumption of Thailand. This problem happens in every countries which the production of electricity from renewable energy is promoted and has some installation capacity in Giga-Watt level such as Germany and Japan. This problem is a good lesson learnt for Thailand. If proper measure has not been done for this problem solving in time, the electricity production from renewable energy will not succeed. And it can cause severe climate change continuously. In order to reduce the climate change crises, the effect to REDG and to use REDG efficiently in Thailand, from these significant problems, so "Smart Grid" is a solution to be useful for Renewable Energy Distributed Generation in Thailand by using the smart grid efficiently of which is to support the expansion of electricity generation from renewable energy in the very near future. The smart grid is the new technology that can reduce the transmission losses and lead to the overall reduction of GHG from power generation sector. The smart grid utilizes information technology to manage generation, transmission and distribution of the electricity. It incorporates three technologies: 1) Electronics and embedded systems 2) System control and automation 3) Information and communication. The technologies involve in the smart grid are smart

metering, storage system, control system and demand side management (DSM). This paper focuses on the technical performance and the power quality of SERT smart grid.

2. System Components

SERT smart grid consists of 520 kWp renewable energy power generations, 400 kWh battery storage integrated with building energy management system (BEMs) and a 100 kW diesel generator were installed at Energy Park, School of Renewable Energy Technology (SERT), Naresuan Niversity, Thailand.as shows in Figure 1.

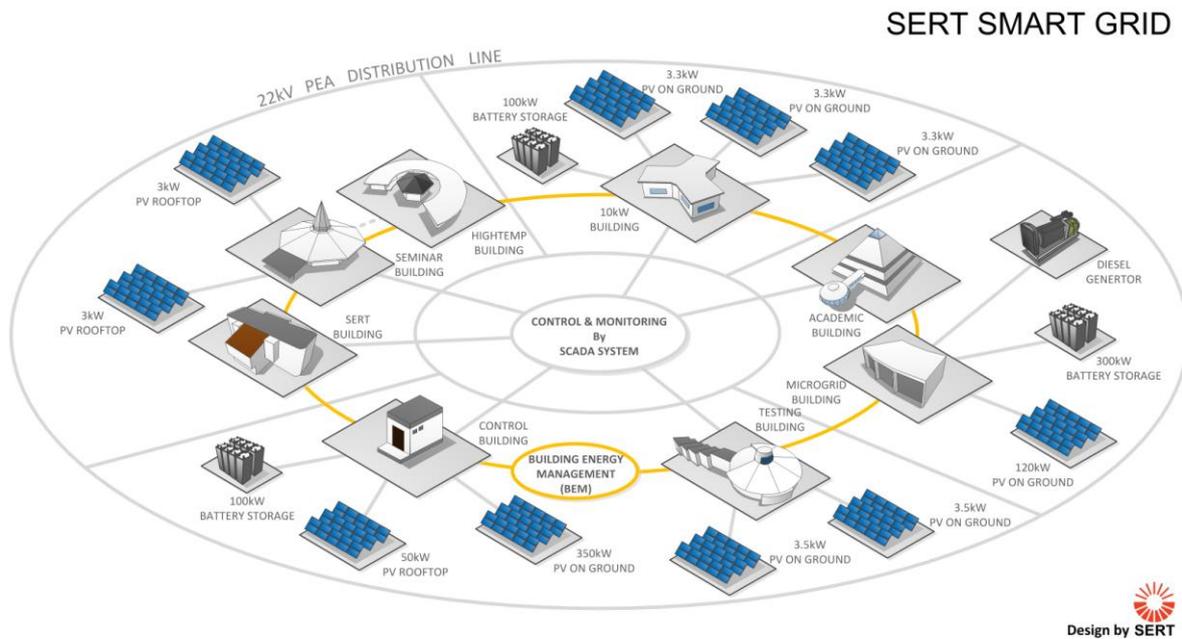


Figure 1. SERT smart grid system

3. Data Collection

The SERT smart grid system is fully monitored to assess the potentiality of PV technology and performance of the system. The monitoring system was designed to meet guideline of standard IEC 61724 [1] and within the framework of the International Energy Agency Photovoltaic (IEA PVPS) Program Task 2 [2]. And also monitor for power quantity to meet the regulation of Provincial Electricity Authority (PEA). The data was collected from December 2014 – July 2015. The important parameters are measured as shown in Table 1.

Table 1 The monitoring parameters.

Parameters	Symbol	Interval time
Solar Irradiance in array plane	G_T	1 min
Module Temperature	T_m	1 min
Ambient Temperature	T_a	1 min
Power Output from RE systems	P_{RE}	1 min
Frequency of RE System	F_{RE}	1 min
AC Voltage of RE System	V_{RE}	1 min
Total Hamonics	THD_V	-

4. Performance Evaluation

From the important parameters such as solar irradiance, PV voltage, PV current, inverter output voltage, inverter output current, and inverter output power that measured and collected by the monitoring system of the PV power plant. The technical analysis processes of IEA PVPS Task 2 – Performance, Reliability and Analysis of Photovoltaic Systems that based on EU guidelines and IEC 61724 standards [2-7] are used to evaluate the performance of PV power system in this paper. The main important parameters and equations for analysis presents as follows:

$$Y_r = H_i/G_{ref} \quad (1)$$

$$Y_A = E_A/P_0 \quad (2)$$

$$Y_f = E_{PV,use}/P_0 \quad (3)$$

$$PR = Y_f/Y_r \quad (4)$$

$$L_C = Y_r - Y_A \quad (5)$$

$$L_S = Y_A - Y_f \quad (6)$$

Where:

Y_r	=	Reference yield (h/d)
H_i	=	Global irradiation in the plane of the array (kWh/m ²)
G_{ref}	=	STC reference in plane irradiance (W/m ²)
Y_A	=	Array yield (h/d)
E_A	=	Annual mean yields (kWh)
P_0	=	Nominal power (kW _p)
Y_f	=	Final PV system yield (h/d)
$E_{PV,use}$	=	Direct PV energy contribution to use (kWh)
PR	=	Performance ratio
L_C	=	Array capture losses (h/d)
L_S	=	System losses (h/d)

5. Results and Discussion

The results and analysis in this paper consist of two sections. The first section shows the technical performance of SERT smart grid system. The second section shows the power quality of the SERT smart grid system.

5.1 The technical performance of SERT smart grid system

Figure 2 displays the normalized analysis of SERT smart grid system. It was shown that the average of capture loss (L_C) is 0.81 h/d. The monthly average system loss (L_S) is 0.20 h/d. The monthly average daily of final yield (Y_f) is 4.39 h/d and the performance ratio of the system is 72 % at the monthly average daily of reference yield (Y_r) is 5.40 h/d, which is higher than the annual daily average reference yield of Thailand, 5.05 h/d that given by Department of Alternative Energy Development and Efficiency (DEDE) [8].

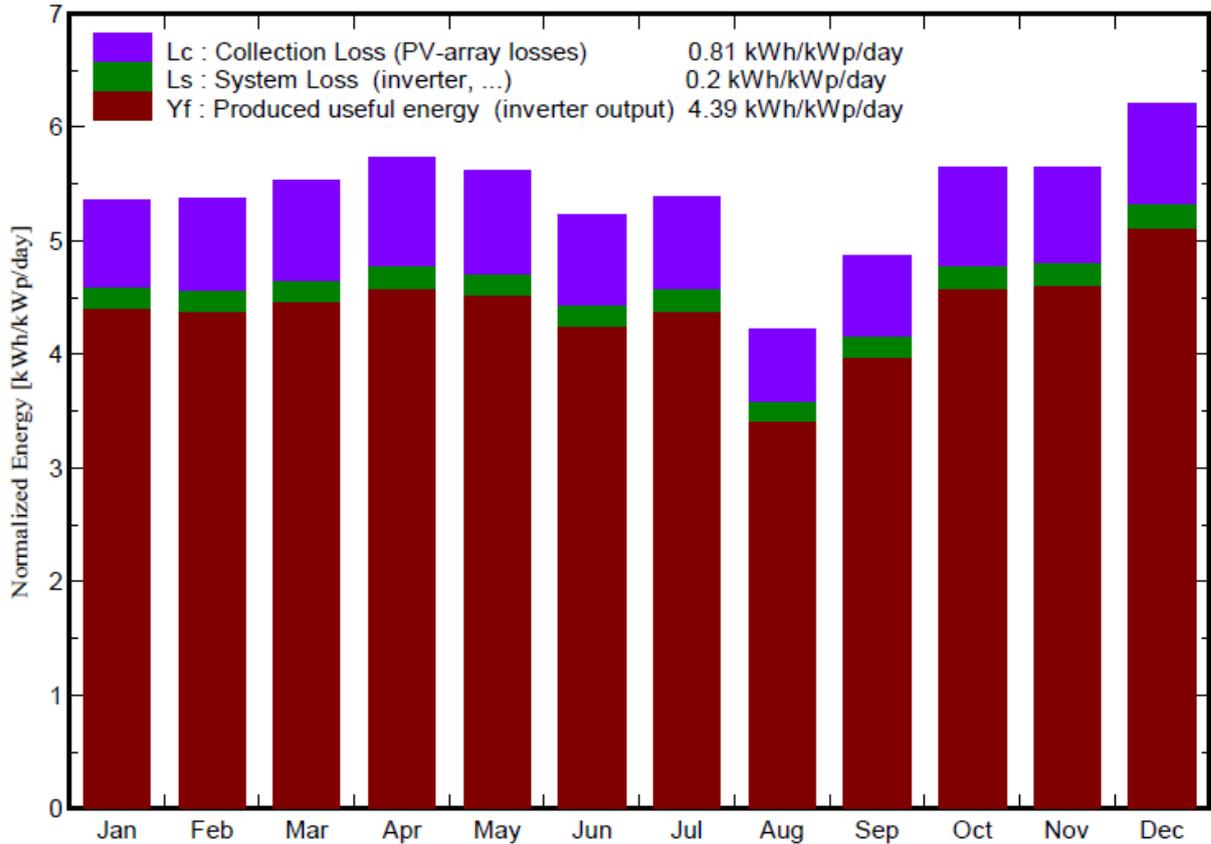


Figure 2 Normalized analysis of the SERT smart grid system.

5.2 The power quality of the SERT smart grid system

The voltage and frequency of SERT smart grid system are varies from 230 V – 235 V and 49.9 Hz – 50.1 Hz, respectively. Both parameters are in range of PEA regulation ($230 \pm 10\%$ for voltage and 48.0 Hz – 51.0 Hz for frequency).

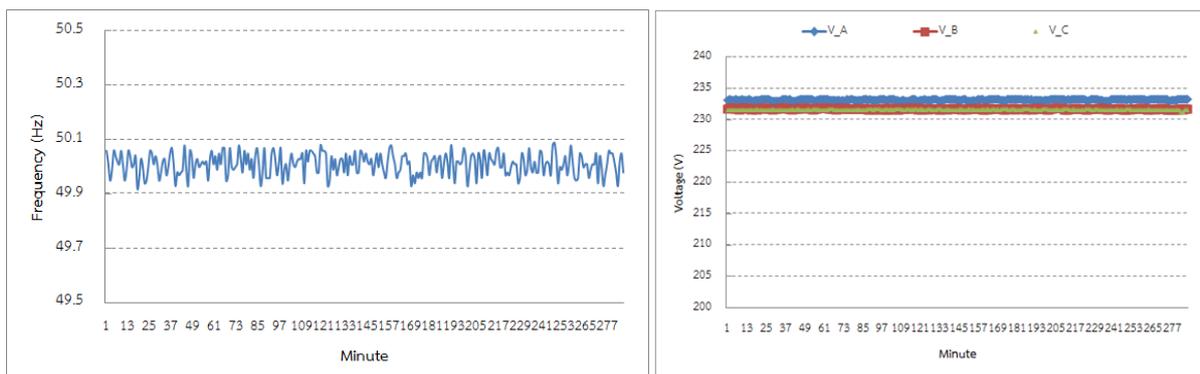


Figure 3. The voltage and frequency of SERT smart grid system.



Figure 4. The total harmonic of SERT smart grid system.

Figure 4 shows the total harmonic of SERT smart grid system, It was shown that the maximum harmonic of the each phase is about 3.5%. The total harmonic voltage is 2.2% which was not higher than the regulation of PEA (THD_V should less than 4 %). The last power quality that consider in this paper is the voltage fluctuation. The voltage fluctuation of this system consists of short term and long term voltage fluctuation. The short term and long term voltage fluctuation of SERT smart grid system are 0.34 and 0.08, respectively, which was in the range of PEA regulation.

6. Conclusions

The performance evaluation result found that the average array yield (Y_A) and final yield (Y_F) of the SERT smart grid are 4.59 h/d and 4.39 h/d, respectively at the reference yield equal 5.40 h/d. The capture loss (L_C) and system loss (L_S) are 0.81 h/d and 0.20 h/d. And the performance ratio of PV power plant is 72 % which is a good grid connected system. And all the power quality parameters are in range of PEA regulation, which consists of voltage, frequency, THD_V , and voltage fluctuation.

7. Acknowledgment

This research is a part of the power campus research project. The authors are grateful thank to School of Renewable Energy Technology (SERT), Naresuan University for supporting the research equipments and SERT staffs for their support during laboratory work.

8. References

- [1] International Standard IEC 61724, Photovoltaic system performance monitoring-guidelines for measurement, Data exchange and analysis.
- [2] Ulrike J, Bodo G, et al. Task 2 operational performance of PV system and subsystem. IEA-PVPS, Report IEA-PVPS T2-01, 2000.
- [3] Achitpon S., Wattanapong R., Nipon K., & Suchat Y. Performance evaluation of a 10 kWp PV power system prototype for isolate building in Thailand. *Renewable Energy*; 2007: 1288-1300.
- [4] Kritwiput P., Nipon K., Wattanapong R., and Suchat Y. Performance of a-Si, p-Si, and HIT PV technology comparison under tropical wet climate condition. *International Journal of Renewable Energy*; 2007: 2, 23-34.

- [5] Chintavee, A. and Ketjoy, A. 2010. Performance evaluation of the PV generator in the PV microgrid system in Thailand. In Proceedings of AsiaPES 2010. Phuket, Thailand, 24 – 26 November. Canada: IASTED.
- [6] Nipon Ketjoy* Chatchai Sirisamphanwong and Nattawut Khaosaad. 2013. Performance Evaluation of 10 kWp Photovoltaic Power Generator Under Hot Climatic Condition. Energy Procedia 34 (2013); Page 291 – 297
- [7] Chokmaviroj S., Rakwichian, W., and Yammen. S. Performance of a 500 kW_p grid connected photovoltaic system at Mae Hong Son Province, Thailand. Renewable Energy; 2006: 31, 19-28.
- [8] Silpakorn University. (1999). Solar radiation maps of Thailand. Bangkok: Department of Physics, Faculty of Science, Silpakorn University.

Degradations-Effekte einer NT-PEM-Brennstoffzelle im Betrieb mit Wasserstoff aus der Dehydrierung eines LOHCs

Andreas Sklarow, Johannes Gulden, Thomas Luschtinetz

FH Stralsund / Institut für Regenerative EnergieSysteme, Zur Schwedenschanze 15, D-18435 Stralsund
andreas.sklarow@fh-stralsund.de

Schlüsselwörter: Brennstoffzelle, PEM, Degradation, LOHC

Zusammenfassung: Für die Speicherung von Wasserstoff bieten einige organische Substanzen (Liquid Organic Hydrogen Carriers – LOHC) vielversprechende Möglichkeiten. Allerdings muss der Prozess der Dehydrierung erst noch für die Anwendung mit Polymerelektrolytmembran-Brennstoffzellen (PEMFC), welche mit sehr reinem Wasserstoff versorgt werden müssen, erprobt werden. In diesem Artikel werden die gemessenen Degradations-Effekte durch eine CO-Kontamination an einer PEMFC, welche mit Wasserstoff aus der Dehydrierung von Marlotherm versorgt wurde, festgehalten. Zusätzlich werden die möglichen Ursachen für das Auftreten von CO diskutiert.

Liquid organic hydrogen carriers (LOHC) are a promising form to store hydrogen. However, the process of Dehydrogenation has to be demonstrated for applications with Proton Exchange Membrane (PEM) Fuel Cells, which require very pure hydrogen. Here we document the measured degradation effects due to CO contamination on a PEM fuel cell that is supplied with hydrogen from a LOHC. In addition, the source for the occurrence of CO is also discussed.

1. Einleitung

In vielen europäischen Ländern, insbesondere in Deutschland, wird der Ausbau der erneuerbaren Energien (Wind, Sonne, Biomasse u.a.) forciert. Die treibenden Gründe dafür sind die steigenden Preise der fossilen Energieträger und die Ziele zur Reduktion der CO₂-Emissionen. Weiterhin hat Deutschland den Atomausstieg beschlossen, somit sind bis 2022 alle Atom-Meiler vom Netz.

Der Strombedarf muss in Zukunft also vor allem durch Wind- und Sonnenenergie abgedeckt werden. Diese Energiequellen fluktuieren stark und stehen daher nicht kontinuierlich zur Verfügung. Das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) sieht eine Priorisierung Einspeisung der erneuerbaren Energien vor, daher müssen steuerbare konventionelle Kraftwerke die Lücke zu den Verbrauchern schließen. Bereits heute stößt diese Lösung an ihre Grenzen. 2020 besteht daher das Risiko, dass die bestehenden Kraftwerke nicht länger eine stabile Stromversorgung garantieren können. Sogar, wenn eine Optimierung der bestehenden Kraftwerke für eine fluktuierende Versorgung angenommen wird, besteht die Gefahr, dass die Versorger den schwankenden Erzeugern nicht schnell genug folgen können.

Wesentliche Teile der zunehmend abgeregelten Spitzen der erneuerbaren Energien müssen gespeichert werden und zur Stabilisierung des Netzes beitragen. Dabei ergeben sich zwei Vorteile,

die erneuerbaren Energien können weiter ausgebaut und die bestehenden Kraftwerke ohne den Regulierungsbedarf wesentlich effizienter betrieben werden. Die Energiekonzerne müssen dazu Speicherkapazitäten aufbauen bzw. erweitern. Heute werden vor allem Pumpspeicherkraftwerke genutzt, um Energie zu speichern. Diese arbeiten sehr effizient und haben eine sehr gute Spitzenlasteigenschaften. Die Anzahl möglicher Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland ist jedoch begrenzt. Zur stationären Energiespeicherung gibt es viele Forschungsvorhaben in verschiedene Richtungen. Für die Speicherung von Energie im Bereich von Gigawattstunden bietet nur der Wasserstoff als Energieträger eine sinnvolle Lösung.

Wasserstoff wird durch die Elektrolyse von Wasser erzeugt. Der Elektrolyseur arbeitet dabei als regulierbarer Verbraucher im Netz. In Zeiten mit großem Strombedarf kann der gespeicherte Wasserstoff wieder rückverstromt werden und damit zur Netzstabilisierung beitragen (siehe Abbildung 1). Prinzipiell sind dabei zwei Varianten zur Verstromung von Wasserstoff möglich. So kann der Wasserstoff in einer Gasturbine oder einem Blockheizkraftwerk (BHKW) verbrannt und in einem nachgeschalteten Generator verstromt oder direkt in einer Brennstoffzelle genutzt werden. Im Gegensatz zu Motoren und Turbinen wandelt eine Brennstoffzelle die chemische Energie von Wasserstoff direkt in elektrische Energie um und ist dabei effizienter. In einer PEM-Brennstoffzelle werden die Wasserstoffatome mit den Sauerstoffatomen mit Hilfe einer protonenleitenden Polymerelektrolyt-Membran umgesetzt und der Prozess der Elektrolyse somit umgekehrt. Als Endprodukt sind dann das entstehende reine Wasser und die in Form von Strom und Wärme abgegebene Energie nutzbar.

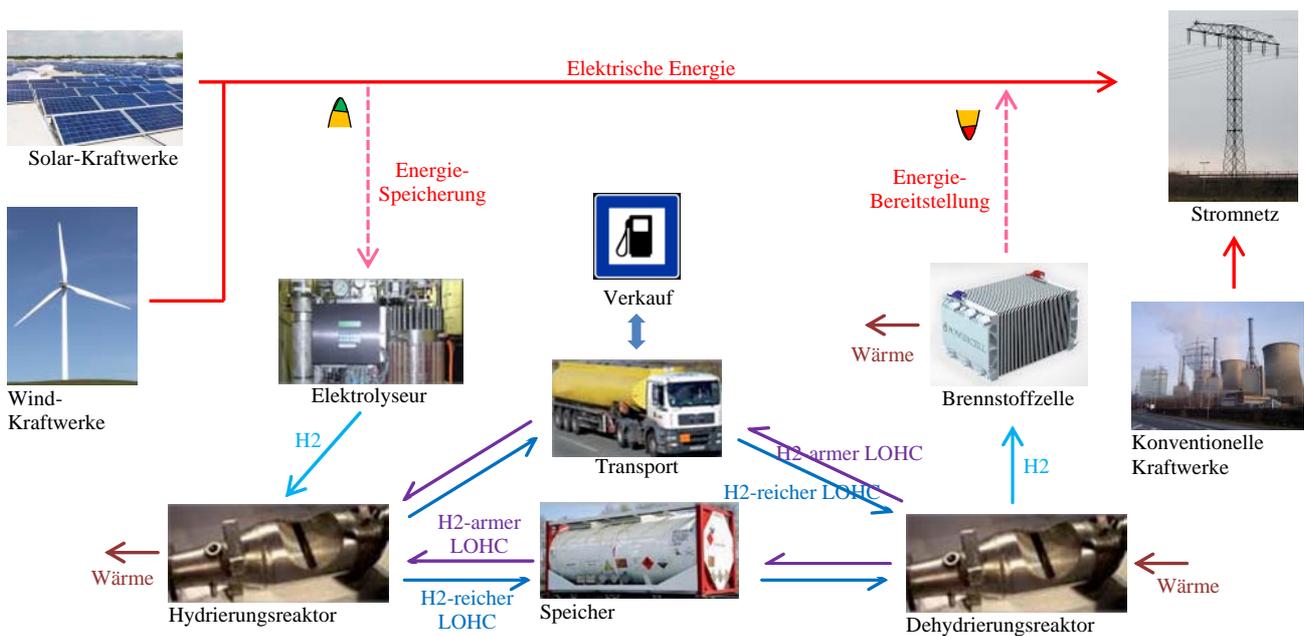


Abbildung 1: Konzept zur Energiespeicherung auf LOHC Basis

2 Speichertechnologien für Wasserstoff

Wasserstoff hat eine ausgezeichnete gravimetrische Energiedichte von 33 kWh/kg. Allerdings ist die volumetrische Energiedichte von 0,003 kWh/l bei Standardbedingungen im Vergleich zu anderen Energiespeichern aufgrund der geringen Dichte von gasförmigen Wasserstoff sehr niedrig [1]. Um große Mengen von Wasserstoff speichern zu können, gibt es verschiedene Technologien. So hat sich die Automobilindustrie auf die Speicherung unter sehr hohem Druck (bei 700 bar)

geeinigt, welche besondere Sicherheitsmaßnahmen erfordert. Durch die Verflüssigung kann die Energiedichte auf 2,36 kWh/l deutlich verbessert werden. Der Energieaufwand für die Verflüssigung kann jedoch zwischen 15% bis 46% der gespeicherten Energiemenge betragen [2].

Die beiden genannten Szenarien sind daher für größere stationäre Anwendungen nicht zu bevorzugen und würden die Speicherung, den Transport und die Verbreitung dieser Technologie behindern. Eine weitere Möglichkeit bietet die Reformierung von Kohlenwasserstoffen, Alkoholen oder die Speicherung von Wasserstoff in Metallhydriden mit verschiedenen Nachteilen [3,4], welche eine großskalige Anwendung unwirtschaftlich machen. Eine mögliche Lösung ist die chemische Speicherung in flüssigen organischen Wasserstoffträgern (Liquid Organic Hydrogen Carriers = LOHC) [5,6]. LOHCs bestehen aus organische Molekülen und besitzen einen hohen Siedepunkt. Sie können leicht durch katalytische Reaktionen reversibel hydriert und dehydriert werden können [1].

Ein vielversprechender Kandidat ist dabei Dibenzyltoluol (MSH), welches bereits industriell im großen Maßstab als Wärmeträger (Marlotherm) genutzt wird. Dibenzyltoluol kann mithilfe eines Ru-Katalysators zu Perhydro-Dibenzyltoluol (H18-MSH) hydriert werden. Bei dem Prozess werden 9 mol H₂ pro mol MSH angelagert, wodurch sich eine Wasserstoffspeicher Kapazität von 6,2 wt% in H18-MSH ergibt. Dieser LOHC ist in vielen seiner physikalischen und chemischen Eigenschaften (Dampfdruck, Entflammbarkeit, Viskosität, u.a.) zum heute weit verbreiteten Diesel sehr ähnlich und kann über lange Zeiten ohne Energieverlust gelagert werden. Daher kann ein Großteil der bestehenden Infrastruktur für flüssige Energieträger, wie Tanks, Tanker und Abfüllstationen erhalten bleiben und für die Speicherung, den Transport und die Verteilung von LOHC genutzt werden. LOHC bietet damit eine Alternative zu den etablierten Energiespeicher- und Transportlösungen. Die Dehydrierung von H18-MSH wird typischerweise durch Pt- oder Pd-Katalysatoren angetrieben. Das dehydrierte LOHC kann wiederverwendet werden und erlaubt in einem zyklischen Prozess den Wiederaufbau als Wasserstoffträger [7].

3 LOHC-Dehydrierung und Betrieb einer PEM-BZ mit dem freigesetzten Wasserstoff

Das Verhalten von Brennstoffzellen wird bereits seit langer Zeit an der Fachhochschule Stralsund untersucht und ist durch die Anwendung von LOHC um eine interessante Fragestellung erweitert worden. Um die chemischen und physikalischen Prozesse in der Dehydrierung von Marlotherm zu untersuchen und zu verstehen, wurde ein kleiner Dehydrierreaktor aufgebaut. Im Gegensatz zu großen industriellen Anlagen, welche kontinuierlich arbeiten, ist der Testreaktor ein Batchversuch mit einer Kapazität von 150 ml LOHC. Somit kann die Produktion von Wasserstoff besser kontrolliert und verfolgt werden. Einen weiteren Vorteil bietet die Möglichkeit Gasproben von verschiedenen LOHC Chargen zu untersuchen.

Der Dehydrierprozess ist endotherm und benötigt zusätzlich einen Katalysator, üblicherweise Platin. Der Katalysator ist auf einem Aluminiumoxid-Granulat mit ca. 4 mm Durchmesser aufgebracht. Der Katalysator wird in dem Prozess nicht verbraucht, beschleunigt aber den Ablauf der Reaktion, indem die Aktivierungsenergie verringert wird. Die Freisetzung von Wasserstoff beginnt bei etwa 270 °C. Die Reaktortemperatur muss ständig überwacht werden und darf 350 °C nicht überschreiten, um die thermische Zersetzung des LOHC zu vermeiden. Aufgrund der hohen Viskosität von Marlotherm sollte zur Vermeidung von Hotspots die Wärmezufuhr unter 3 W/cm² liegen.

Der schematische Aufbau des Reaktors wird in Abbildung 2 gezeigt. Der Reaktor besteht aus einem zylindrischen, thermisch isolierten Behälter mit Flanschverschluss. Im normalen Betrieb ist der

Reaktor bis zu 70% mit LOHC gefüllt, wird elektrisch beheizt und bei einer Temperatur zwischen 280 °C und 320 °C betrieben. Der freigesetzte Wasserstoff kann dabei einen Druck von bis zu drei bar aufbauen, dabei wird der Dehydriervorgang bei steigendem Druck zunehmend stagnieren. Bereits bei 230 °C entsteht im Reaktor nebelartiger LOHC-Dampf. Dieser Dampf wird zusammen mit dem freigesetzten Wasserstoff durch die nachgeschaltete wassergekühlte Kondensatfalle geleitet und abgetrennt. Der Wasserstoff wird dann direkt zur Versorgung der Brennstoffzelle genutzt, deren Betrieb über eine Teststation "Screener" erfolgt. In Abhängigkeit vom mit der enthaltenen elektronischen Last gezogenen Strom stellt der Screener insbesondere den notwendigen Luftdurchsatz für die Brennstoffzelle ein.

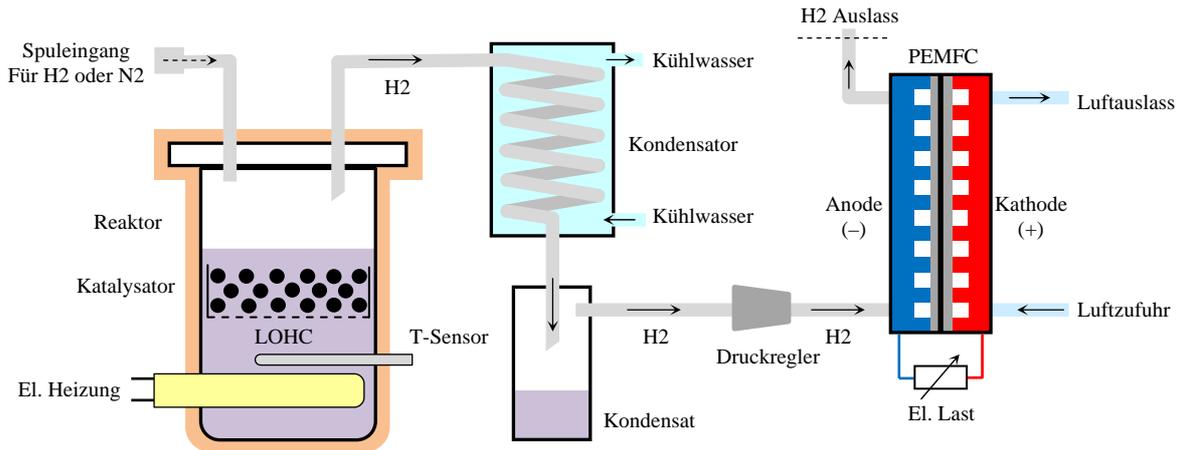


Abbildung 2: Dehydrierreaktor mit PEM-Brennstoffzelle

4 Experimentelle Ergebnisse zur Wasserstoffqualität

Die ersten Messungen haben gezeigt, dass im Gegensatz zu den Erwartungen doch Kohlenmonoxid (CO) in geringen Konzentrationen (5-15 ppm) im freigesetzten Wasserstoff enthalten ist. Der Grund konnte bisher noch nicht eindeutig identifiziert werden. Da in der chemischen Zusammensetzung von H18-MSH kein Sauerstoff vorkommt, wurde davon ausgegangen, dass im freigesetzten Wasserstoff kein CO vorkommen kann. Zusätzlich kommen nur noch wenige Sauerstoff-Quellen in Frage, die für die Bildung von CO verantwortlich sein könnten. Die Luft im Reaktor kann nahezu ausgeschlossen werden, da in einigen Versuchen der Reaktor über mehrere Stunden mit reinem Wasserstoff durchgespült und mehrmals mit einer Vakuumpumpe evakuiert wurde. In den anschließenden Messungen wurde weiterhin CO detektiert. Die Experimente haben gezeigt, dass das Wasser im LOHC zu einem deutlichen Anstieg der CO-Konzentration (über 100ppm) führt, daher könnte die Restfeuchte für die kontinuierliche Bildung von CO verantwortlich sein. Außerdem kann nicht ausgeschlossen werden, dass das Trägermaterial (Aluminiumoxid) für den Katalysator eine Sauerstoffquelle darstellt. Die wahrscheinlichste Ursache ist jedoch die Kontamination von LOHC mit Substanzen bei der Herstellung, die Sauerstoff enthalten und sich im Dehydrierungsprozess langsam zersetzen. Aufgrund der Schwierigkeit die Sauerstoffquellen signifikant zu trennen, muss von einer Kombination der genannten Quellen ausgegangen werden.

Eine weitere Problematik stellen die austretenden Kohlenwasserstoffe dar. Das sind unter anderem LOHC-Dämpfe und Zersetzungsprodukte, welche aus einem Mix kurzkettiger Kohlenwasserstoffe zusammengesetzt sind. Ohne Filter ist der freigesetzte Wasserstoff trotz Kühlfalle mit bis zu 0,6 % Kohlenwasserstoffen versetzt. Durch Filter und andere Reinigungsschritte kann die Reinheit des Wasserstoffs stark verbessert werden. Auch kleine Mengen an CO könnten durch extrem

aufwendige Filter bzw. Absorber entfernt werden, welche für die Anwendung die Wirtschaftlichkeit des Prozesses jedoch infrage stellen.

Für die Anwendung mit einer PEM-Brennstoffzelle sind daher gezielt Messungen nötig, um deren Verhalten mit dieser besonderen Gaszusammensetzung zu untersuchen. Idealerweise werden PEMFCs mit reinem Wasserstoff betrieben. Der Sauerstoff kann dabei aus der Luft genutzt werden. PEMFCs sind mit einer Effizienz von ca 50-60 % und einem ausgezeichneten dynamischen Verhalten in vielen Bereichen der beste Weg, um Wasserstoff zu verstromen. Die Brennstoffzellen arbeiten bei Temperaturen zwischen 40 °C und 80 °C und benötigen einen Katalysator. Eine sehr dünne Polymerelektrolytmembran, üblicherweise aus Nafion, wird als fester Elektrolyt genutzt und ist auf beiden Seiten mit dem Katalysator (Platin (Pt) oder einer Pt/Ru Legierung) beschichtet.

Die größte Gefährdung für den Katalysator stellt sowohl auf der Anoden- als auch auf der Kathodenseite CO dar. Bereits bei sehr geringen CO-Konzentrationen <10 ppm kann die Katalysatorschicht vergiftet werden. Die CO-Moleküle setzen sich dabei am Katalysator ab und blocken die aktiven Bereiche. Zu hohe CO-Konzentrationen führen zu einer irreparablen Schädigung der Katalysatorschicht. Bei geringen Konzentrationen ist es möglich, dass sich die Brennstoffzelle durch den Betrieb mit hochreinem Wasserstoff größtenteils regeneriert. In den Betriebsgasen enthaltene Kohlenwasserstoffe sind in der Lage, die Membran chemisch anzugreifen und sie nachhaltig zu schädigen. Sie können auch das Verhalten der Gasdiffusionsschicht verändern oder diese blockieren. Dadurch wird der Betrieb einer PEM-Brennstoffzelle u. U. schon durch sehr geringe Mengen an Kohlenwasserstoffen signifikant beeinträchtigt.

5 Arbeiten zur Verstromung von LOHC-Wasserstoff in PEM-Einzellern

Im Versuch wurde eine Test-Brennstoffzelle mit einer aktiven Fläche von 25 cm² verwendet. Die Brennstoffzelle war mit einer Membran (Gore 5510 MESGA, 25µm, 40Pt/40Pt) für reinen Wasserstoff ausgestattet. Die PEMFC wurde sowohl mit reinem Wasserstoff als auch mit Wasserstoff aus der Dehydrierung von H18-MSH betrieben. Abbildung 3 zeigt die Spannung der getesteten Brennstoffzelle als Funktion der Stromdichte. Die Messung zeigt, dass bereits nach einigen Stunden Betrieb mit dem Wasserstoff aus der Dehydrierung die Spannung wegen zu hoher CO-Konzentration signifikant abfällt. Da die Effizienz der Brennstoffzelle direkt von der Spannung abhängig ist, fällt auch diese stark ab. Die Konzentration von CO betrug zwischen 5-15 ppm. Abbildung 4 zeigt den schnellen Abfall der Leistung der Brennstoffzelle.

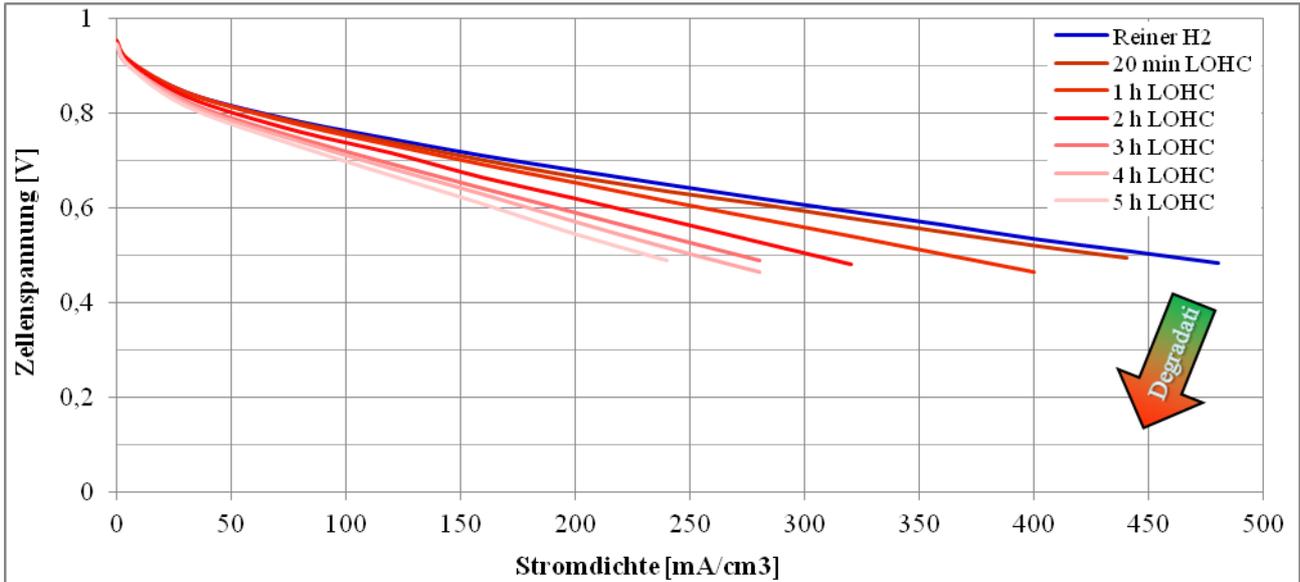


Abbildung 3: Polarisationskurve der Test-Brennstoffzelle im Betrieb mit LOHC; Membran: Gore 5510 MESGA, 25µm, 40Pt/40Pt

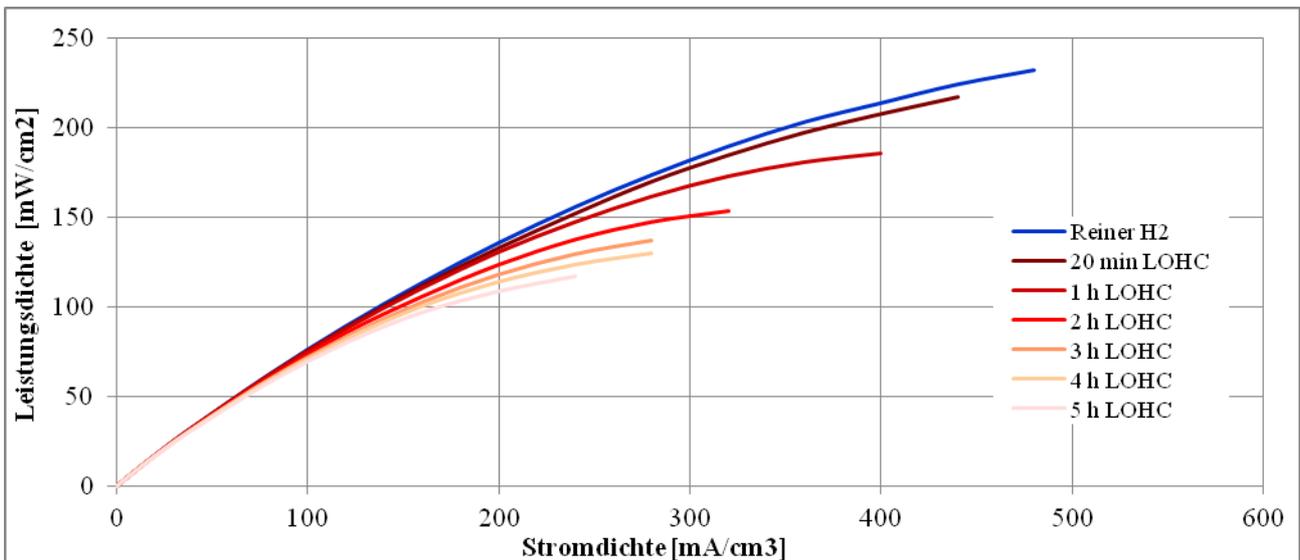


Abbildung 4: Leistungsdichte der Test-Brennstoffzelle im Betrieb mit LOHC; Membran: Gore 5510 MESGA, 25µm, 40Pt/40Pt

Ein ähnliches Verhalten wurde auch an einer PEM N112 Membran gemessen. Deswegen werden zukünftig Membranen mit Platin/Ruthenium Beladung, welche für ein Reformatgas entwickelt wurden, z.B. R400(E) von SolviCore, untersucht. Derartige Membranen versprechen eine wesentlich höhere CO Toleranz.

6 Zusammenfassung und Ausblick

LOHC ist eine vielversprechende Möglichkeit, um große Mengen an Wasserstoff zu speichern. Nach der Dehydrierung könnte der Wasserstoff sehr effizient in einer Brennstoffzelle verstromt werden. Mit dem aktuellen Ansatz degradieren die Membranen sehr schnell, wie die durchgeführten Messungen mit Membranen für den Betrieb mit reinem Wasserstoff belegen. Durch den Einsatz von Membranen mit Pt/Ru Beladung könnte das Problem der CO Verträglichkeit gelöst werden. Der

nächste logische Schritt ist, eine geeignete Lösung für die Nachbehandlung von freigesetztem Wasserstoff zu finden, die die zuverlässige Trennung von schädlichen Kohlenwasserstoffen gewährleistet.

Dieses Projekt wird durch das BMWI im Rahmen des Programms "ZIM – Kooperationsnetzwerke" finanziert. Zielstellung ist die Entwicklung eines 5 kW Demonstrator für maritime Anwendungen.

Quellenangaben / Referenzen

- [1] C. Gleichweit, M. Amende, S. Schernich, W. Zhao, P. Wasserscheid et al., Dehydrogenation of Dodecahydro-Nethylcarbazole on Pt(111), 2013, 10.1002/cssc.201300263J.
- [2] U. Bossel, Wasserstoff löst keine Energieprobleme, TATuP-magazine 2006, Nr. 1, p. 27-33.
- [3] A. Haryanto, S. Fernando, N. Murali, S. Adhikari, Energy Fuels, 2005, 19, 2098 –2106.
- [4] B. Sakintuna, F. Lamari-Darkrim, M. Hirscher, Int. J. Hydrogen Energy, 2007, 32, 1121–1140.
- [5] D. Teichmann, W. Arlt, P. Wasserscheid et al., Energy Environ. Sci, 2011, 4, 2767 – 2773.
- [6] D. Teichmann, K. Stark, K. Muller, G. Zottl, P. Wasserscheid, W. Arlt, Energy Environ. Sci., 2012, 5, 9044 –9054.
- [7] N. Brückner, A. Bösmann, D. Teichmann, W. Arlt, P. Wasserscheid at al., Evaluation of Industrially Applied Heat-Transfer Fluids as LOHC Systems, ChemSusChem, 2013

VERGLEICH DER PHOTOVOLTAISCHEN EIGENVERSORGUNG VON EIN- UND MEHRFAMILIENHÄUSERN

Johannes Weniger¹, Tjarko Tjaden¹, Hans-Otto Troeder², Volker Quaschnig¹, Bert Stegemann^{1,2*}

¹ HTW Berlin - University of Applied Science, 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: Dieser Beitrag vergleicht das Potenzial der Eigenversorgung von Ein- und Mehrfamilienhäusern durch Photovoltaik(PV)-Systeme sowie PV-Batteriesysteme. Zunächst wird der saisonale und tageszeitliche Verlauf des Stromverbrauchs verschiedener Lastprofile analysiert. Durch Simulationsrechnungen wird dann der Einfluss der PV-Systemgröße und Batteriegröße auf die Höhe der Eigenversorgung bestimmt. Die Ergebnisse verdeutlichen, dass aufgrund von Ausgleichseffekten die Unterschiede in der Höhe der Eigenversorgung zwischen verschiedenen Mehrfamilienhäusern geringer als zwischen verschiedenen Einfamilienhäusern sind.

Abstract: The potential of the self-sufficiency of single-family houses and multi-family houses by photovoltaic (PV) systems and PV-battery systems is compared. First, the seasonal and daily course of the power consumption of various load profiles is analyzed. The influence of the PV system size and the battery size on the level of self-sufficiency is determined by time series simulations. The results show that differences in the level of self-sufficiency between different multi-family houses are less than between different single-family houses due to compensatory effects.

1. Einleitung

Noch vor wenigen Jahren haben sich PV-Systeme im Wohngebäudebereich ausschließlich durch die Einnahmen aus der Netzeinspeisevergütung refinanziert. Durch gestiegene Strombezugspreise und gesunkene Gestehungskosten des Solarstroms gewinnt der photovoltaische Eigenverbrauch vor Ort zunehmend an Bedeutung. Für die Refinanzierung der PV-Systeme sind somit die eingesparten Netzbezugskosten über die gesamte Nutzungsdauer entscheidend. Um die Wirtschaftlichkeit von photovoltaischen Eigenversorgungsprojekten in Wohngebäuden vorab zu kalkulieren, ist es notwendig, die anteilige Nutzung des Solarstroms zur Eigenversorgung oder Netzeinspeisung abzuschätzen. Für Einfamilienhäuser (EFH) existieren bereits umfangreiche Empfehlungen zur Auslegung von photovoltaischen Eigenversorgungssystemen [1]. Ob diese Auslegungshilfen auch für Mehrfamilienhäuser (MFH) gelten, wurde bislang nicht untersucht. Durch Simulationsrechnungen sollen daher in diesem Beitrag die photovoltaische Eigenversorgung von EFH und MFH verglichen und Ursachen für etwaige Unterschiede aufgezeigt werden.

2. Datengrundlage

Grundlage dieser Untersuchungen stellen verschiedene gemessene und synthetisierte Lastprofile dar. Zum einen wird auf die Referenzlastprofile für EFH und MFH der Richtlinie VDI 4655 zurückgegriffen [2]. Zum anderen stehen Messwerte des Stromverbrauchs von drei EFH in Berlin in einminütiger Auflösung sowie des MFH „Lichte Weiten“ in Berlin-Lichtenberg [3] in 15-minütiger Auflösung für das Jahr 2014 zur Verfügung. Weiterhin wird zum Vergleich das Standardlastprofil für Haushalte (H0) herangezogen. Tabelle 1 gibt eine Übersicht über die verwendeten Lastprofile und die jeweiligen Jahresstromverbräuche.

Die Simulation der PV-Leistungsabgabe erfolgt auf Basis von Messdaten des meteorologischen Observatoriums Lindenberg (Brandenburg) des Deutschen Wetterdienstes (DWD). Für eine detaillierte Beschreibung der verwendeten Systemmodelle sei auf [4] verwiesen.

Tabelle 1: Beschreibung und Jahresstromverbräuche der verwendeten EFH- und MFH-Lastprofile.

Abkürzung	Kurzbeschreibung	Jahresstromverbrauch
VDI EFH	Referenzlastprofil für EFH (Richtlinie VDI 4655)	4.000 kWh (skaliert)
EFH 1	EFH mit 5 Personen	4.011 kWh
EFH 2	EFH mit 4 Personen	3.904 kWh
EFH 3	EFH mit 3 Personen	3.870 kWh
VDI MFH	Referenzlastprofil für MFH (Richtlinie VDI 4655)	20.000 kWh (skaliert)
MFH 1	MFH mit 24 Personen (11 Wohneinheiten)	17.274 kWh
SLP	Standardlastprofil für Haushalte (H0)	20.000 kWh (skaliert)

3. Analyse elektrischer Lastprofile von Einfamilien- und Mehrfamilienhäusern

Der zeitliche Verlauf des Stromverbrauchs von Wohngebäuden wird von zahlreichen Einflussgrößen bestimmt und unterliegt jahres- und tageszeitlichen Schwankungen. Bild 1 vergleicht den saisonalen Verlauf der verschiedenen EFH- und MFH-Lastprofile. Dargestellt ist der prozentuale Anteil der wöchentlichen Stromverbräuche am gesamten Jahresstromverbrauch. Für alle Lastprofile zeigt sich eine ausgeprägte jahreszeitliche Charakteristik mit erhöhten Stromverbräuchen in den Wintermonaten und geringeren Verbräuchen im Sommerhalbjahr. Im Vergleich zu den synthetisierten Lastprofilen der VDI 4655 sind die Schwankungen im wöchentlichen Stromverbrauch der gemessenen EFH- und MFH-Lastprofile ausgeprägter. Größere Einbrüche treten insbesondere während der Urlaubszeit in den Sommermonaten auf. Auffällig ist auch die stärkere Fluktuation der EFH-Profile im Vergleich zu den MFH-Profilen, die mit Ausgleichseffekten im Verbrauchsverhalten bei einer höheren Anzahl von Haushalten erklärt werden kann.

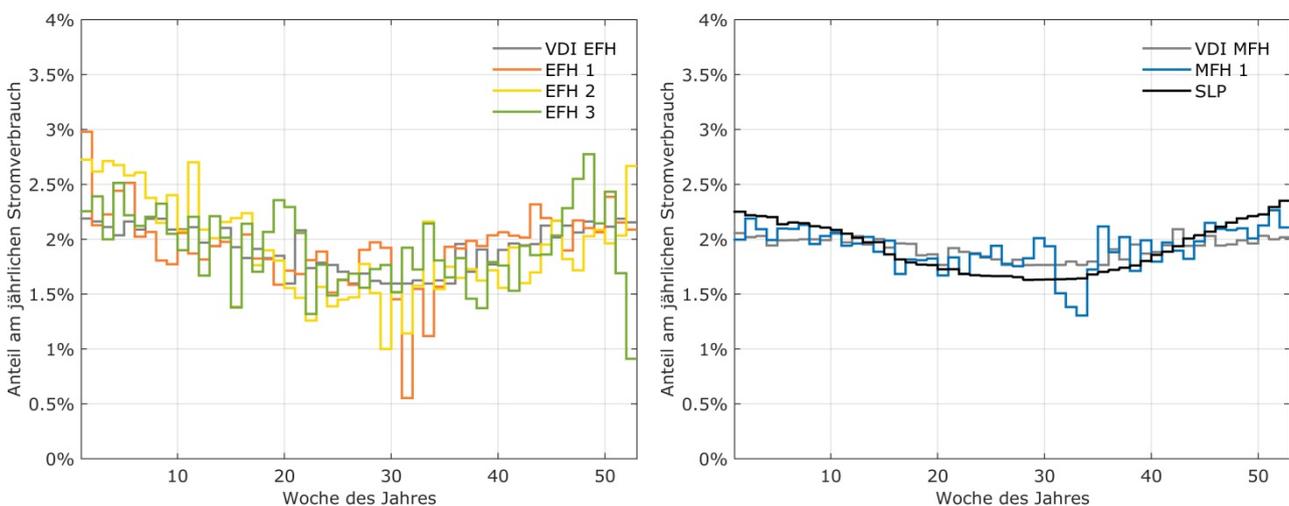


Bild 1: Wöchentlicher Verlauf des Stromverbrauchs verschiedener EFH- (links) und MFH-Lastprofile (rechts).

Neben dem wöchentlichen Verlauf des Stromverbrauchs variiert auch der tägliche Stromverbrauch der untersuchten Lastprofile. In Bild 2 sind die Tagesverbräuche der einzelnen Lastprofile der Höhe nach sortiert als Dauerlinie dargestellt. Es ist deutlich zu erkennen, dass die täglichen Unterschiede bei den synthetisierten VDI-Lastprofilen geringer als bei den gemessenen Lastprofilen ausfallen. Dies ist auf die Vorgehensweise zur Erstellung der Referenzlastprofile zurückzuführen, da nach der Richtlinie VDI 4655 ein Jahreslastprofil nur auf Basis von zehn typischen Tagesprofilen erstellt wird. Die maximalen Tagesverbräuche der gemessenen EFH-Lastprofile betragen das bis zu 2,5-fache des durchschnittlichen Tagesverbrauchs. Die geringsten Tagesverbräuche sind um bis zu 75% gegenüber den mittleren Verbräuchen reduziert. Der Ausgleich zwischen einer Vielzahl von Haushalten führt bei den MFH-Profilen im Vergleich zu den EFH-Profilen zu geringeren Unterschieden in den täglichen Verbräuchen.

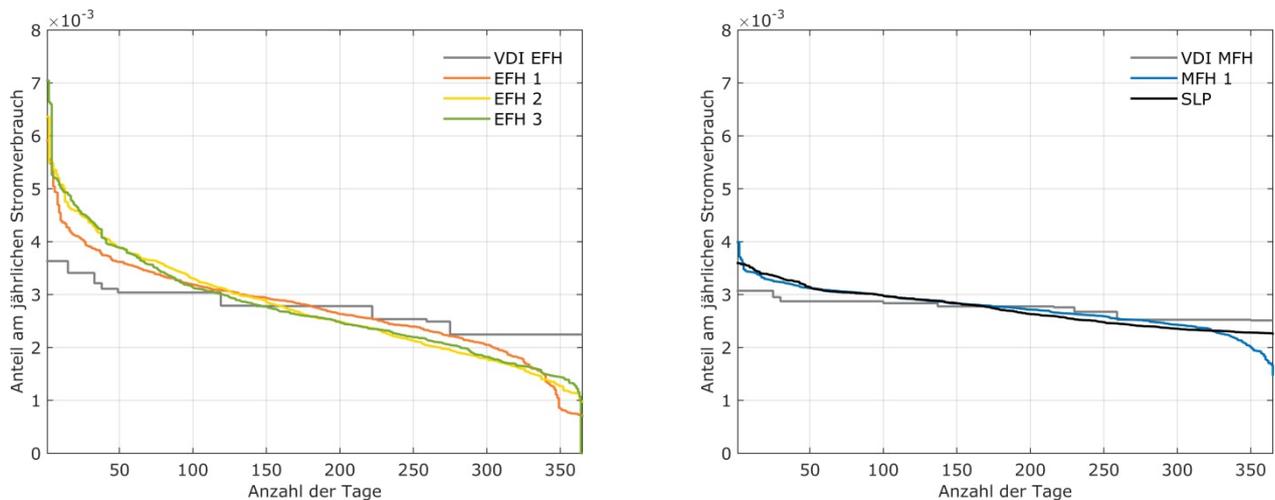


Bild 2: Dauerlinie des täglichen Stromverbrauchs verschiedener EFH- (links) und MFH-Lastprofile (rechts).

Deutliche Unterschiede zwischen den Lastprofilen werden auch im mittleren Tagesverlauf des Stromverbrauchs in Bild 3 ersichtlich. Ausgeprägte Verbrauchsspitzen in den Abendstunden treten sowohl beim Standardlastprofil als auch bei den MFH-Profilen auf. Im Vergleich dazu sind bei den EFH-Profilen jedoch deutlich größere tageszeitliche Unterschiede zu erkennen. Während EFH 1 einen erhöhten Verbrauch während der Mittagszeit hat, ist dies bei EFH 2 am Vormittag und bei EFH 3 in den frühen Abendstunden der Fall. Aufgrund der Vorgehensweise zur Erstellung der Referenzprofile ergeben sich für das VDI-EFH-Profil die größten Fluktuationen der Last in der Darstellung des mittleren Tagesverlaufs. Der Vergleich des tageszeitlichen Verlaufs der verschiedenen Lastprofile macht somit deutlich, dass sowohl die Anwesenheitszeiten als auch das Verbrauchsverhalten der Bewohner die tageszeitliche Verbrauchscharakteristik maßgeblich beeinflussen.

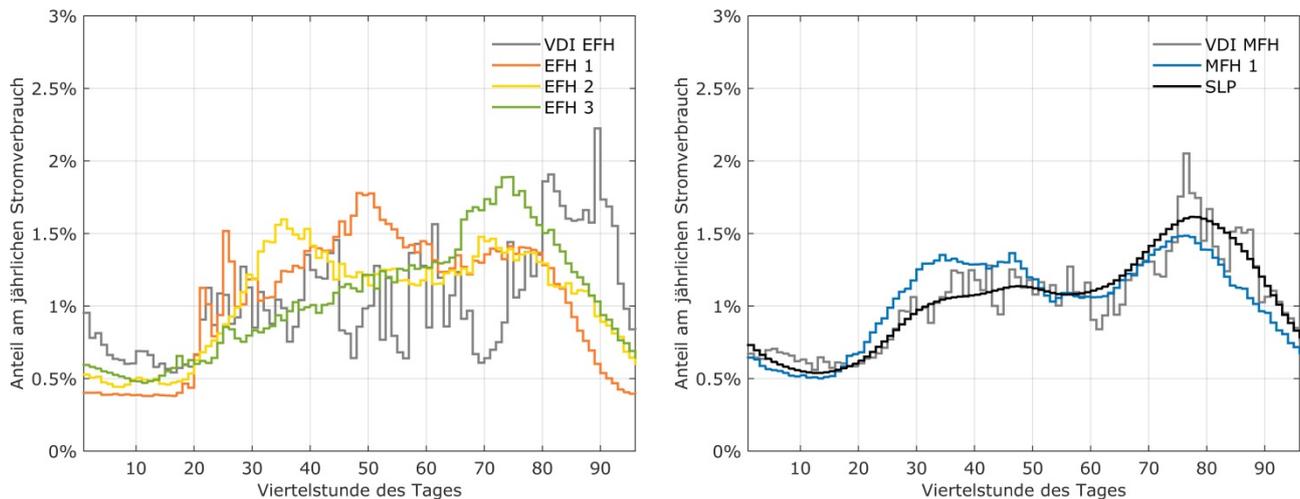


Bild 3: Mittlerer tageszeitlicher Verlauf des Stromverbrauchs verschiedener EFH- (links) und MFH-Lastprofile (rechts).

4. Simulation der photovoltaischen Eigenversorgung von Einfamilien- und Mehrfamilienhäusern

Für die zuvor analysierten Lastprofile wird im Folgenden durch Simulationsrechnungen untersucht, wie sich die Größe des PV-Systems auf die erreichbare Eigenversorgung auswirkt. Als Vergleichsgröße dient der sogenannte Autarkiegrad, der angibt, zu welchem Anteil der jährliche Strombedarf durch zeitgleich verbrauchten oder zwischengespeicherten Solarstrom gedeckt wird. Um die Vergleichbarkeit auch bei unterschiedlichen Jahresstromverbräuchen zu ermöglichen, hat sich die Normierung der Systemgröße auf den Jahresverbrauch als zweckmäßig erwiesen [1]. Zunächst wurde die PV-Leistung ohne Berücksichtigung eines Speichers bis 2,5 kWp pro MWh (1000 kWh) Jahresstromverbrauch variiert. In Bild 4 ist der jahresmittlere Autarkiegrad für die verschiedenen Lastprofile über der normierten PV-Leistung aufgetragen. Grundsätzlich steigt durch die Vergrößerung des PV-Systems der Autarkiegrad an. Mit zunehmender PV-Leistung fällt jedoch die weitere Steigerung des Autarkiegrads geringer aus. Vergleicht man die Autarkiegrad-Verläufe der verschiedenen Lastprofile, so lassen sich die größten Unterschiede im Autarkiegrad bei höheren PV-Leistungen feststellen. Mit einer normierten PV-Leistung von 1 kWp/MWh lässt sich in den EFH und MFH ein Autarkiegrad zwischen 30 und 36% erzielen, wobei die Unterschiede zwischen den MFH vergleichsweise gering sind. Durch den erhöhten mittäglichen Stromverbrauch erreicht das Lastprofil EFH 1 den höchsten Autarkiegrad unter den EFH-Lastprofilen (vgl. Bild 3).

Aus Bild 4 ist ebenfalls zu erkennen, dass ab einer PV-Leistung von 1 kWp/MWh der Autarkiegrad für das Lastprofil EFH 2 stärker als für das EFH-Referenzlastprofil des VDI ansteigt. Dies lässt sich mit dem mittleren tageszeitlichen Verlauf der beiden Lastprofile begründen (vgl. Bild 3): Während bei höheren PV-Leistung zunehmend die Lastspitze von EFH 2 am Vormittag photovoltaisch versorgt werden kann, tragen größere PV-Leistungen nicht dazu bei, die Lastspitze des VDI-Referenzprofils am späten Abend zu decken.

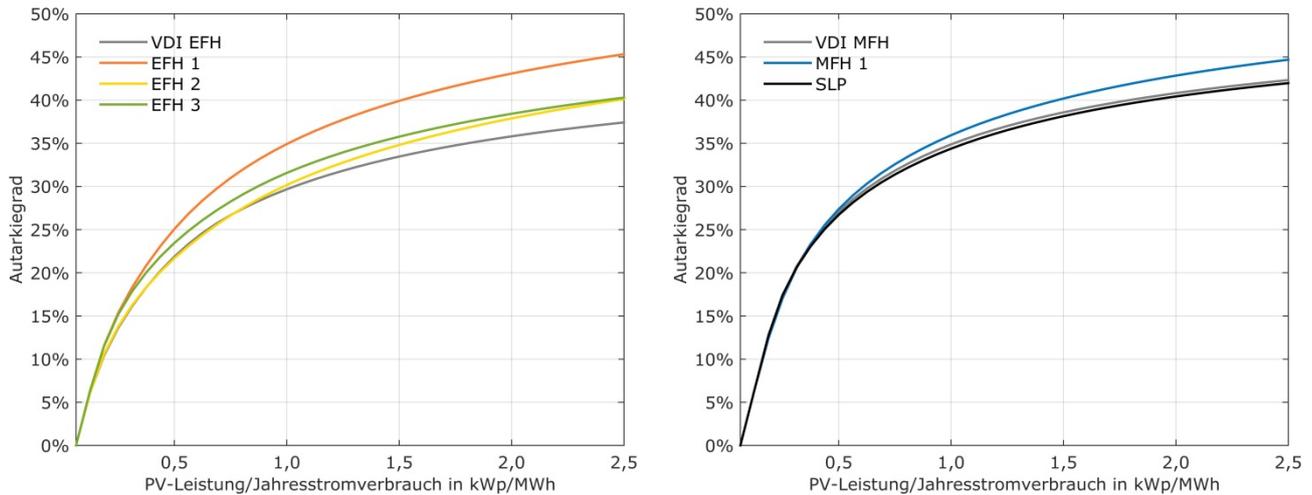


Bild 4: Autarkiegrad für verschiedene EFH- (links) und MFH-Lastprofile (rechts) in Abhängigkeit von der PV-Leistung ohne Speicher.

Um den Nutzen eines zusätzlichen Batteriespeichers zu untersuchen, wurden Simulationsrechnungen mit einer nutzbaren Speicherkapazität von bis zu 2,5 kWh/MWh bei einer PV-Leistung von 1 kWp/MWh durchgeführt. In Bild 5 sind die erreichbaren Autarkiegrade in Abhängigkeit von der Speicherkapazität für die unterschiedlichen Lastprofile gegenübergestellt. Am Verlauf des Autarkiegrads kann man erkennen, dass je nach Lastprofil ab einer Speicherkapazität von etwa 1,5 kWh/MWh eine weitere Vergrößerung des Batteriespeichers nur einen geringen Nutzen hat. Zu erklären ist dies damit, dass größere Batteriespeicher in der Nacht nicht vollständig entladen werden können und somit am Folgetag nicht die gesamte Speicherkapazität zur Verfügung steht [5].

Betrachtet man den Verlauf des Autarkiegrads für EFH 2 und für das VDI-Referenzprofil für EFH, fällt auf, dass ab einer Speicherkapazität von 1 kWh/MWh das VDI-Referenzprofil höhere Autarkiegrade erzielt. Ein Grund hierfür ist, dass das VDI-Profil eine geringere Variabilität der täglichen Stromverbräuche hat (vgl. Bild 2). Des Weiteren fällt bei EFH 2 der Stromverbrauch in den Wintermonaten höher als beim VDI-Referenzprofil aus.

Bei einer Speicherkapazität von 1 kWh/MWh und einer PV-Leistung von 1 kWp/MWh resultieren für die untersuchten Lastprofile Autarkiegrade zwischen 53 und 57%. Durch eine Verdopplung der Speicherkapazität auf 2 kWh/MWh lassen sich die Autarkiegrade lediglich auf 59 bis 64% erhöhen. Beim Vergleich der berechneten Autarkiegrade für EFH (Bild 5 links) und MFH (Bild 5 rechts) wird auch deutlich, dass die Unterschiede zwischen den Lastprofilen bei den MFH geringer als bei den EFH sind.

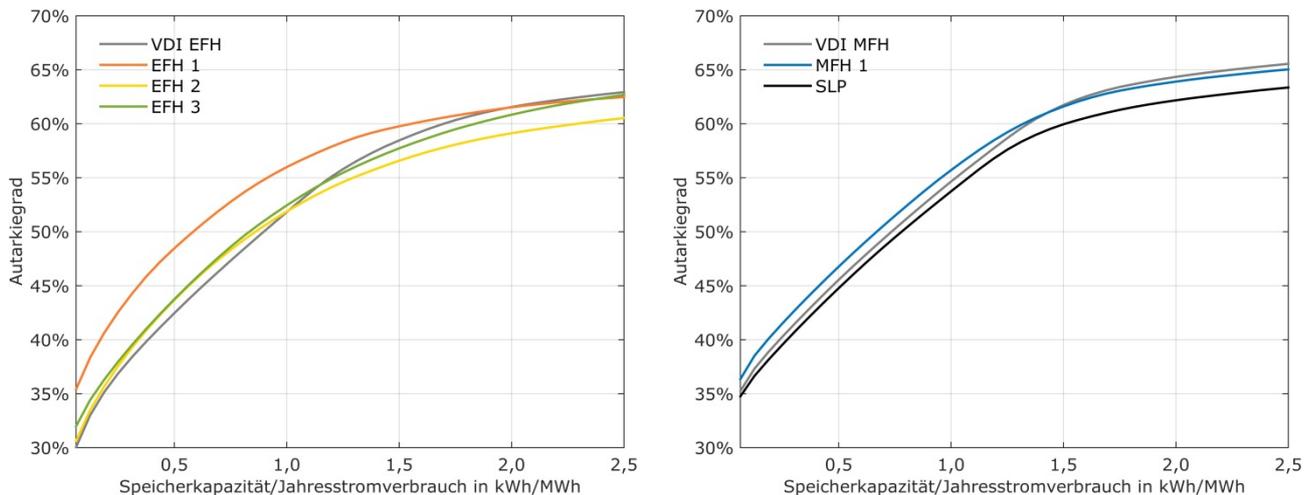


Bild 5: Autarkiegrad für verschiedene EFH- (links) und MFH-Lastprofile (rechts) in Abhängigkeit von der Speicherkapazität bei einer PV-Leistung von 1 kWp/MWh.

5. Zusammenfassung

Durch Simulationsrechnungen konnten in diesem Beitrag Unterschiede in der Eigenversorgung von EFH und MFH durch PV-Systeme sowie PV-Batteriesysteme nachgewiesen werden. Es wurde untersucht, welchen Einfluss die installierte PV-Leistung und Speicherkapazität auf die Höhe der Eigenversorgung hat. Es konnten zudem Unterschiede im tages- und jahreszeitlichen Verlauf verschiedener Lastprofile aufgezeigt werden, die sich wiederum auf die Höhe der Eigenversorgung auswirken. Sowohl für EFH als auch für MFH sind die Referenzprofile der VDI-Richtlinie 4655 gut geeignet, um die photovoltaische Eigenversorgung je nach PV-Leistung und Speicherkapazität vorab zu bestimmen (vgl. auch [6]). Für die untersuchten EFH sind Standardlastprofile auf Grund ihrer Charakteristik zur Abschätzung der photovoltaischen Eigenversorgung eher ungeeignet. Für alle untersuchten Lastprofile hat sich gezeigt, dass Autarkiegrade über 50% mit typischen Systemkonfigurationen möglich sind. Somit können PV-Systeme in Kombination mit Batteriespeichern einen wesentlichen Beitrag zur Stromversorgung von Wohngebäuden leisten.

6. Referenzen

- [1] J. Weniger, J. Bergner, T. Tjaden, V. Quaschnig, Hrsg.: *Dezentrale Solarstromspeicher für die Energiewende*, 1. Aufl. Berlin: Berliner Wissenschafts-Verlag, 2015.
- [2] Verein Deutscher Ingenieure e. V.: „VDI 4655: Referenzlastprofile von Ein- und Mehrfamilienhäusern für den Einsatz von KWK-Anlagen“, in *VDI-Handbuch Energietechnik*, Düsseldorf, 2008.
- [3] J. Weniger, M. Mesenholl, R. Baldy, H.-O. Troeder, B. Stegemann: „Analyse und Optimierung des Eigenverbrauchs von Solarstrom in Mehrfamilienhäusern“, in *21. Symposium Nutzung Regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik*, Stralsund, S. 169-176, 2014.
- [4] J. Weniger, V. Quaschnig: „Begrenzung der Einspeiseleistung von netzgekoppelten Photovoltaiksystemen mit Batteriespeichern“, in *28. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Bad Staffelstein, S. 48-49, 2013.
- [5] J. Weniger, T. Tjaden, V. Quaschnig: „Sizing of Residential PV Battery Systems“, *Energy Procedia*, Bd. 46, S. 78–87, 2014.
- [6] T. Tjaden, J. Weniger, J. Bergner, F. Schnorr, V. Quaschnig: „Einfluss des Standorts und des Nutzerverhaltens auf die energetische Bewertung von PV-Speichersystemen“, in *29. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Bad Staffelstein, S. 103-104, 2014.

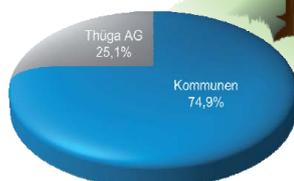
Betriebserfahrungen mit dem 5MW-Batteriespeicher

22. Symposium „Nutzung regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik“

Stralsund, 5. November 2015

Ökostrategie der WEMAG

- | | | | | |
|---|---|---|--|--|
| Ökoenergie <ul style="list-style-type: none"> - wemio-Waldgas - wemio-Ökostrom - Geothermie | Ökokraftwerke <ul style="list-style-type: none"> - eigene EEG-Anlagen - Gründung Norddeutsche Energiegemeinschaft eG | Ökomobilität <ul style="list-style-type: none"> - Kooperation mit Fahrzeugherstellern - Testflotte eigener Elektromobile | Energieeffizienz <ul style="list-style-type: none"> - Energiesparberatung der Energie-Sparzentrale - Contracting-Lösungen - Eigenerzeugung | Energiespeicher <ul style="list-style-type: none"> - Power-to-Gas - Batteriekraftwerk - Haus-Stromspeicher |
|---|---|---|--|--|

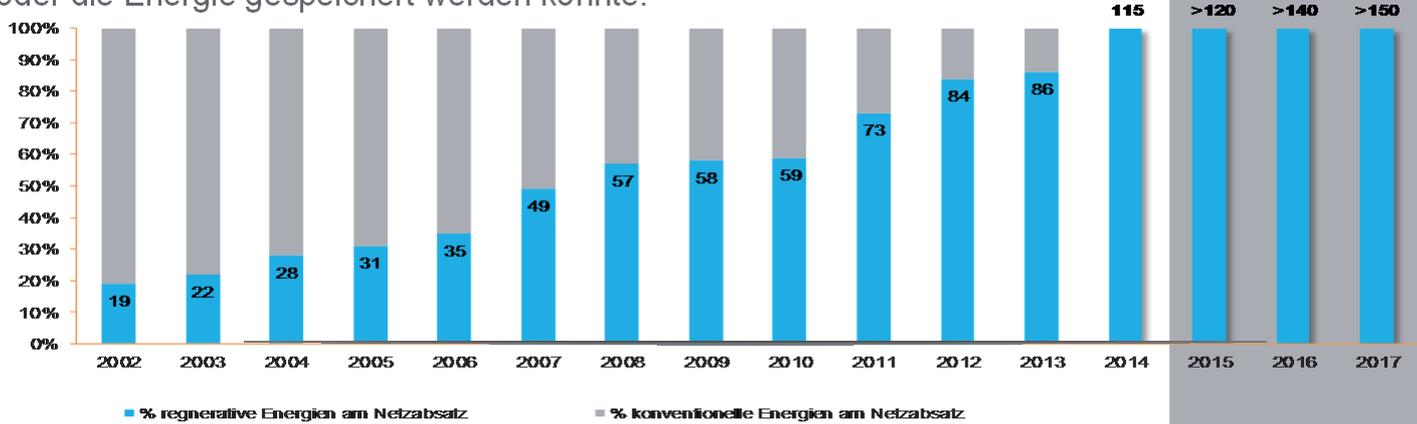


versorgte Fläche
ca. 8.685 km²

Über 100 % Ökoenergie in unserem Netz ...

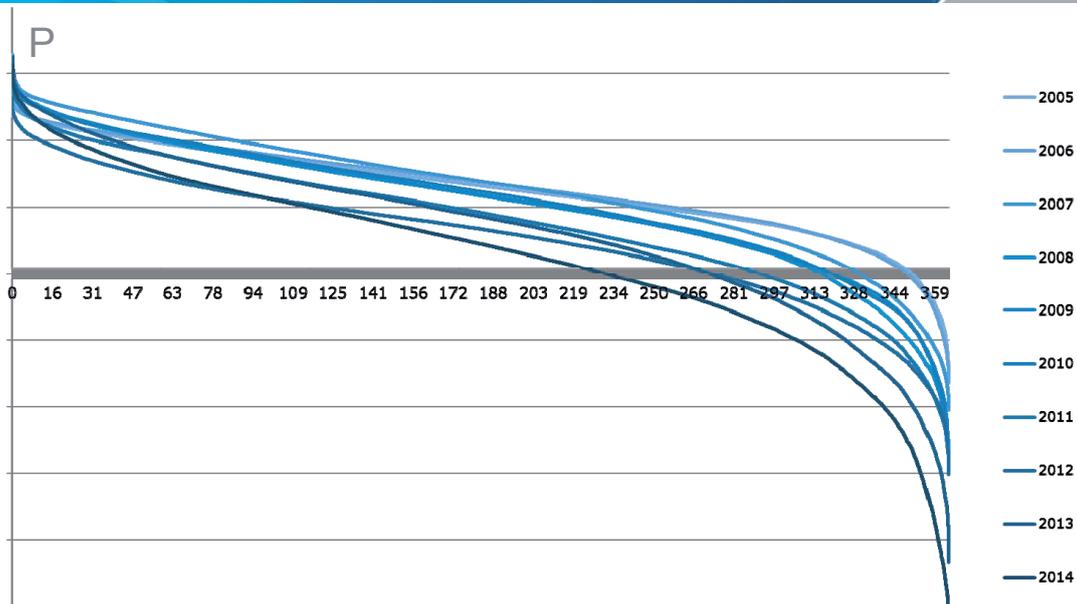
WEMAG

Im Netzgebiet der WEMAG könnten schon seit 2014 alle Kunden mit dort eingespeister regenerativer Energie versorgt werden, wenn der Verbrauch und die Erzeugung zeitgleich stattfinden würden oder die Energie gespeichert werden könnte.

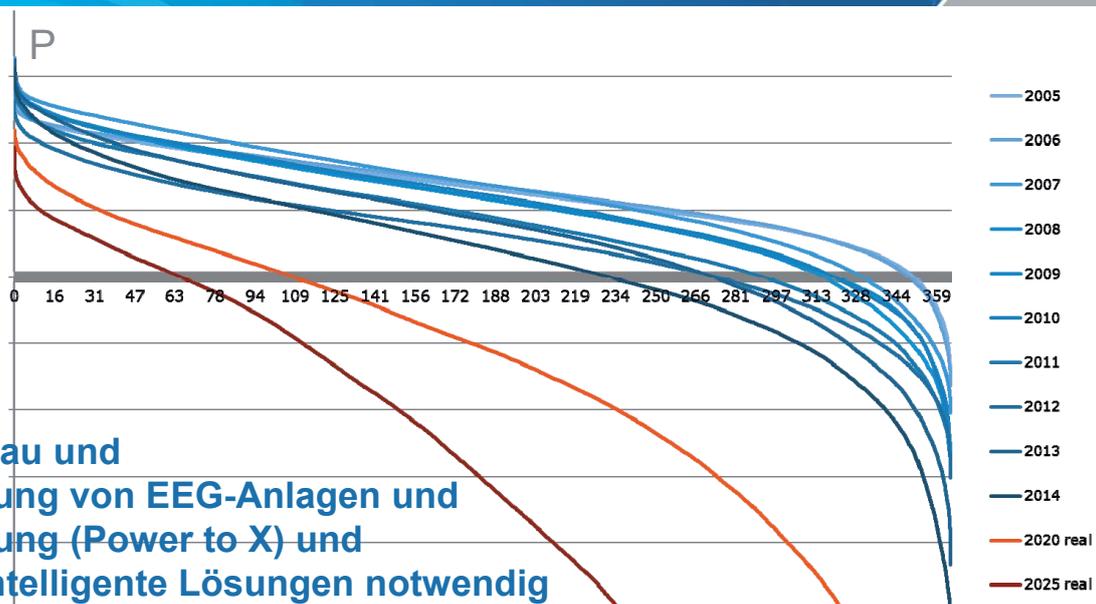


WEMAG

Residuallast WEMAG 2005-2014 (sortiert)



Residuallast WEMAG 2005-2014 (sortiert)



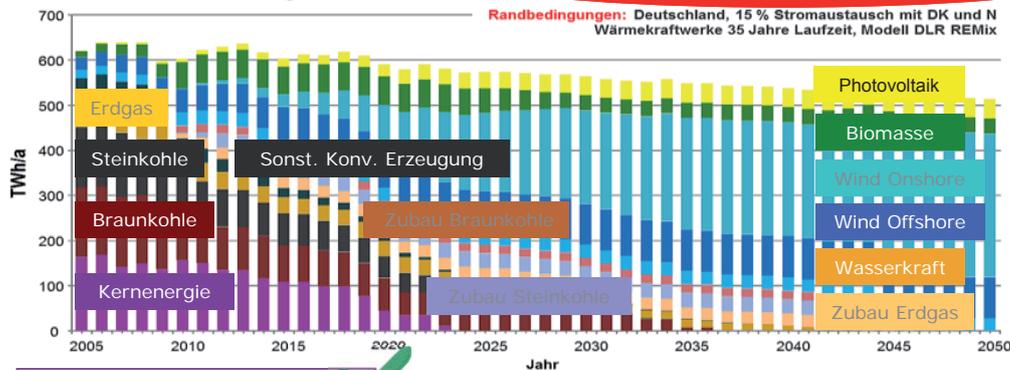
**Netzausbau und
Abschaltung von EEG-Anlagen und
Speicherung (Power to X) und
weitere intelligente Lösungen notwendig**

Spiegelung an der heutigen Situation der WEMAG

WEMAG

Mehr Volatilität ✓

Engpass Systemdienstleistungen



Grundlast nimmt ab ✓

steigender Mittel- und Spitzenleistungsbedarf

Stromüberschüsse ✓

Quelle: SRU, Systemkonflikt in der Transformation der Stromerzeugung, 2010

Eckdaten: WEMAG-Batteriespeicher

WEMAG

Eckdaten zum Batteriespeicherprojekt

- Realisierung mit der Berliner Younicos AG
- Hersteller der Lithium-Ionen-Zellen: Samsung
- Fördermittel aus dem Umweltinnovationsprogramm in Höhe von 1.32 Mio. Euro
- Anbindung an einem WEMAG-Umspannwerk (20-kV-Ebene)
- Betrieb des Batteriekraftwerkes am deutschen Primärregelleistungsmarkt
- Inbetriebnahme 16. September 2014



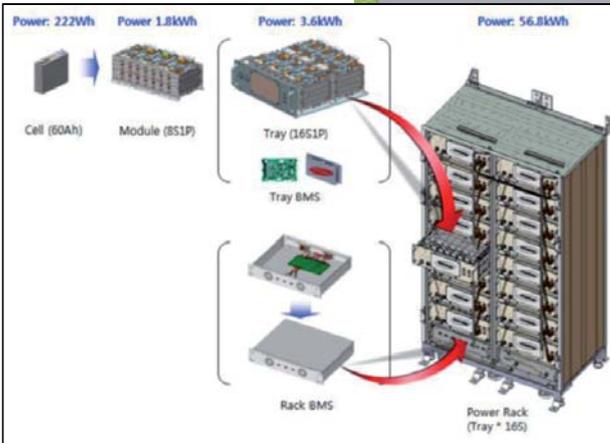
Der Beitrag zum Klimaschutz

- 5 Megawatt Lithium-Ionen-Speicher gleicht die Netzfrequenz binnen Millisekunden aus und integriert volatilen Strom aus Wind und Sonne sicher in das Stromnetz.
- Der Anteil an CO₂-intensiven Kraftwerken sinkt.
- Batterieparken sind besonders umweltfreundlich: Kritische Systemdienstleistungen werden mindestens 50 Mal umweltfreundlicher als von Kohlekraftwerken erbracht.



5 MW Lithium-Mangan-Oxid-Batterie Hallenplan

WEMAG



Dipl.-Ing. (FH) Tobias Struck – Energiespeicher und Projekte

9

Performance Garantie

WEMAG

20 Jahre Performance Garantie
von Samsung SDI

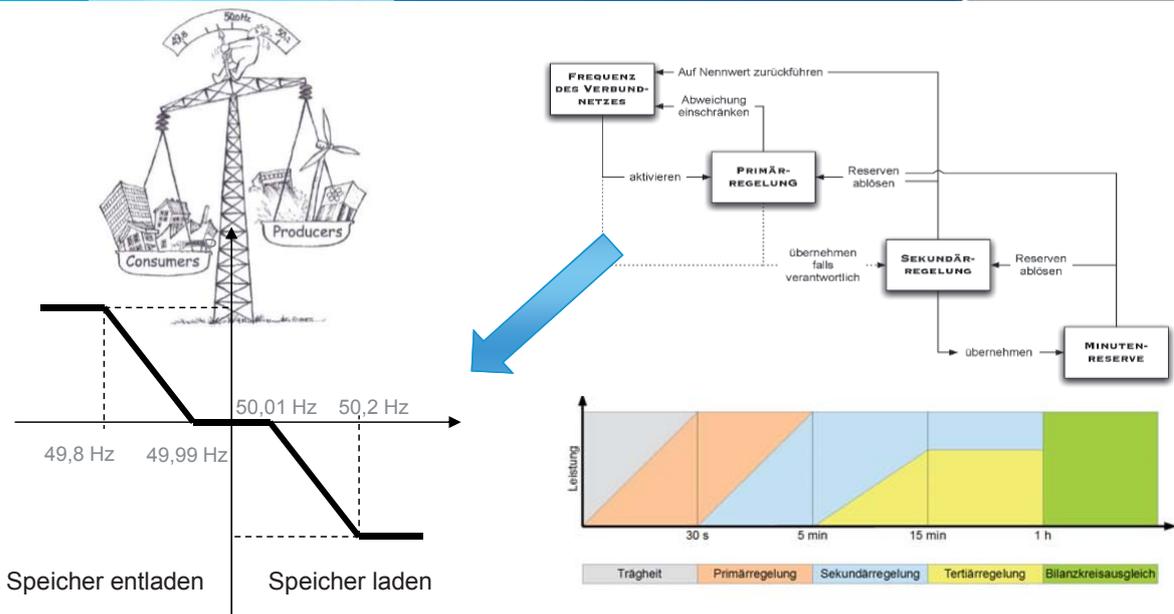
Erreichbar durch:

- stabile Zellchemie der Lilon-Batterien
- Automatische Klimatisierung 24/7
- Battery Management Software von Younicos

Dipl.-Ing. (FH) Tobias Struck – Energiespeicher und Projekte

10

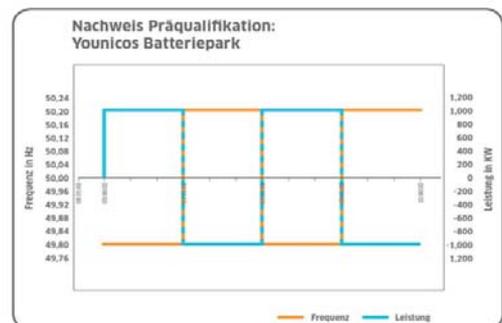
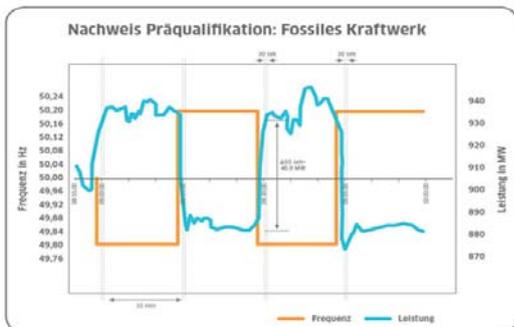
Prinzip des Regelenergiemarktes



Regelenergie konventionell vs. Batterie

Bereitstellung von PrimärRegelLeistung durch konventionelle Kraftwerke

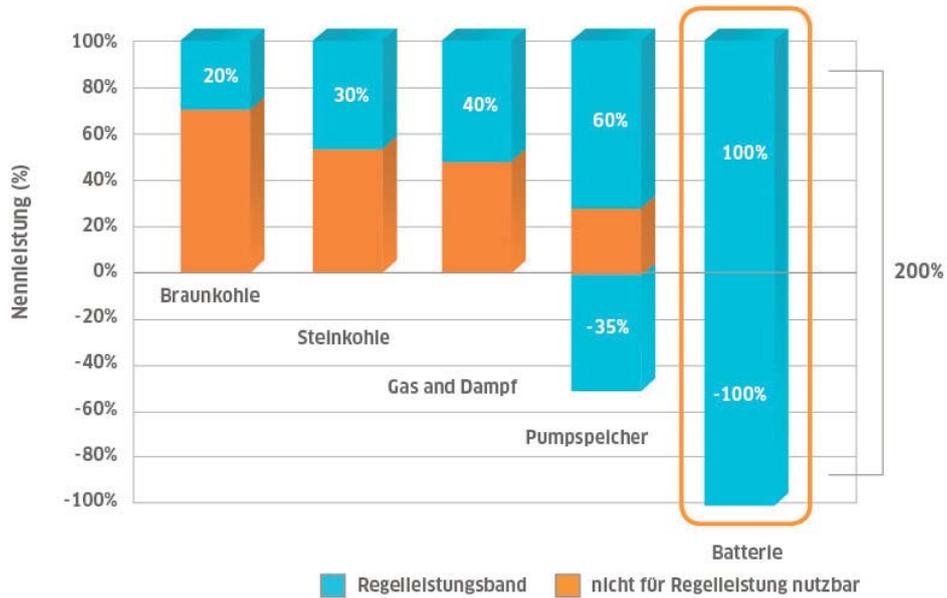
Must run



frei für Wind und Sonne

Bereitstellung von PRL durch Batteriespeicher

Regelleistungsbänder verschiedener Kraftwerkstypen



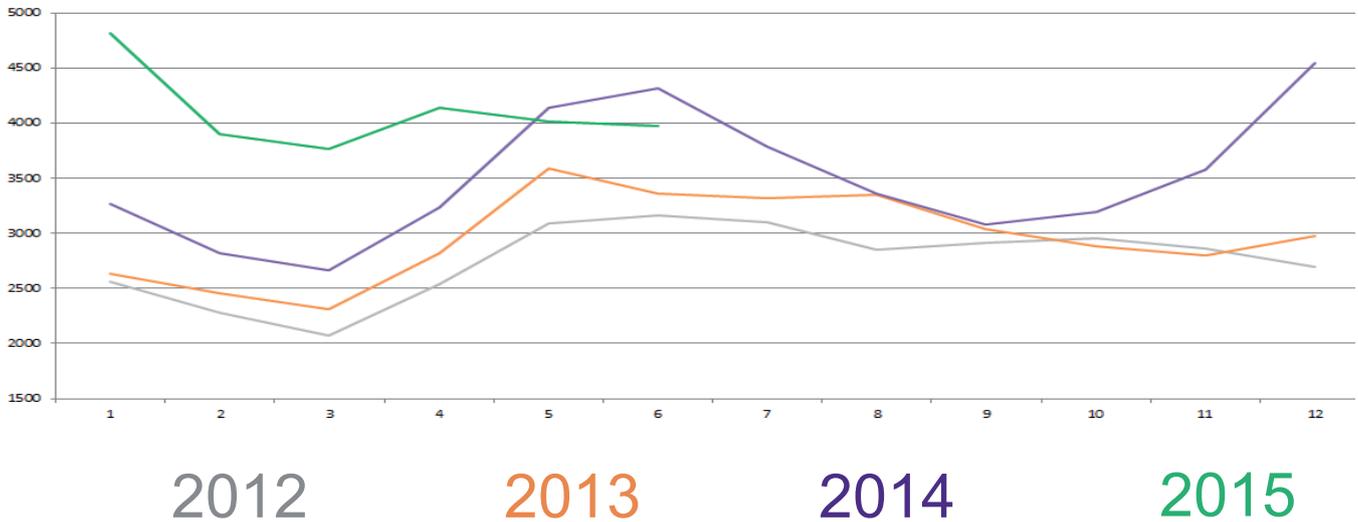
Unsere Mitstreiter...

... verbrennen Kohle für 2000 € pro MW und Woche!



Entwicklung Erlöse Primärregelleistung (Monatsmittel)

WEMAG



Dipl.-Ing. (FH) Tobias Struck – Energiespeicher und Projekte

Laufender Betrieb

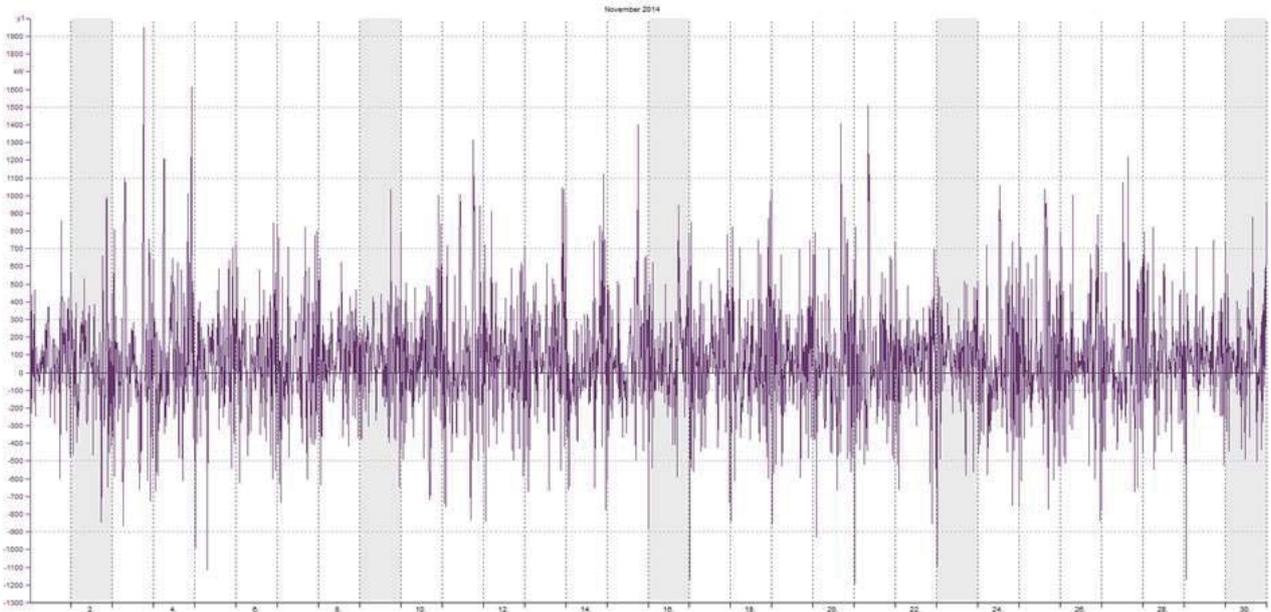
WEMAG



Dipl.-Ing. (FH) Tobias Struck – Energiespeicher und Projekte

Typischer Monatsverlauf PRL-Betrieb

WEMAG

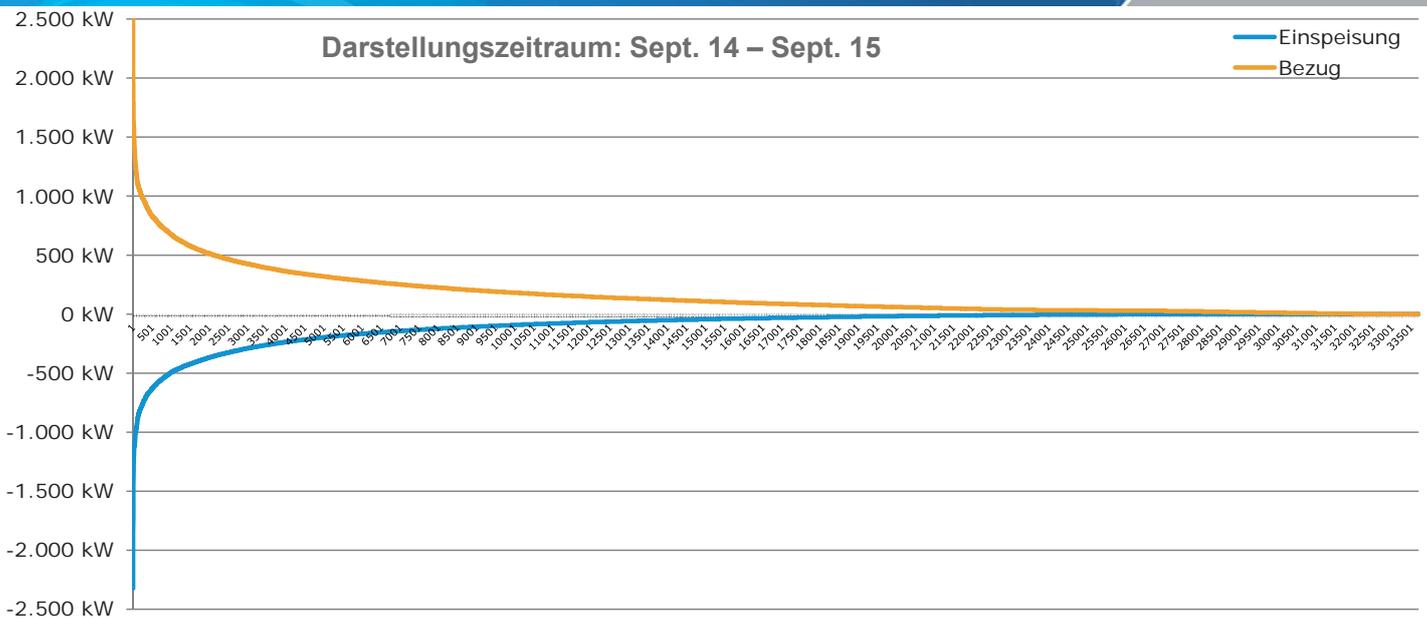


Dipl.-Ing. (FH) Tobias Struck – Energiespeicher und Projekte

17

Tatsächlich benötigte Leistung (sortiert)

WEMAG

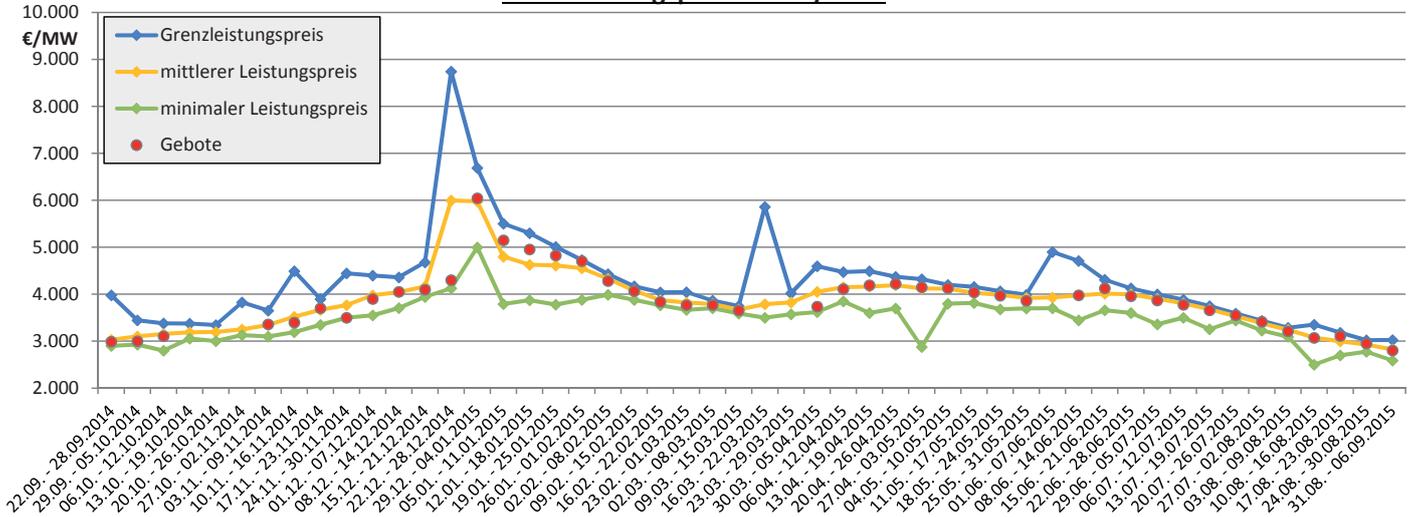


Dipl.-Ing. (FH) Tobias Struck – Energiespeicher und Projekte

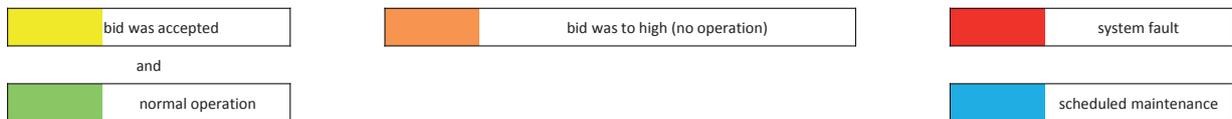
18

PRL-Leistungspreise 2014/2015

PRL - Leistungspreise 2014/2015



Marktteilnahme und Zuverlässigkeit



2014												
											KW38	KW39
KW40	KW41	KW42	KW43	KW44	KW45	KW46	KW47	KW48	KW49	KW50	KW51	KW52

2015												
KW01	KW02	KW03	KW04	KW05	KW06	KW07	KW08	KW09	KW10	KW11	KW12	KW13
KW14	KW15	KW16	KW17	KW18	KW19	KW20	KW21	KW22	KW23	KW24	KW25	KW26
KW27	KW28	KW29	KW30	KW31	KW32	KW33	KW34	KW35	KW36	KW37	KW38	KW39
KW40	KW41	KW42	KW43	KW44	KW45	KW46	KW47	KW48	KW49	KW50	KW51	KW52

Einsatzmöglichkeiten

WEMAG

Primärregelleistung

Sekundärregelleistung

Spannungshaltung

Blindleistungskompensation

Schwarzstartfähigkeit

Kurzschlussleistung



Dipl.-Ing. (FH) Tobias Struck – Energiespeicher und Projekte

21

WEMAG

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit.

Tobias Struck
Obotritenring 40
19053 Schwerin
Telefon 0385 . 755-2540
Tobias.Struck@wemag.com



WEMAG

UNTERNEHMENSGRUPPE

06.10.2015

Energy and Exergy Analysis of Stratified Thermal Storage Tank Combine with Solar Flat Plate Collector

Sukruedee Sukchai, Yodthong Mensin, Tawat Suriwong and Wikarn Wangsungnern

Thermal Energy Research Unit, School of Renewable Energy Technology,
Naresuan University, Phitsanulok 65000, Thailand
Corresponding author: sukruedee@hotmail.com

Abstract

The aim of this research was to develop the stratified thermal storage tank (STST) with external direct injection. The main component of the system consists of stratified thermal storage tank, flat plate solar collector and on-off solenoid valve with control unit system. There were many parameters recorded by data recorder as follows; hot water temperature for level 1-5, ambient temperature, solar radiation and inlet and outlet temperature of the solar collector. From the results, it was found that the average temperature in each level, average of maximum of different temperature between level 1 to 5, highest of temperature and average of exergy in STST were 5.1 °C, 20.4 °C, 78.4 °C and 4.4 kW, respectively. The efficiency of the system was equal to 41.0 %.

Keywords: Exergy analysis, Stratified Thermal Storage Tank, Solar Collector, Solar Hot Water

1. Introduction

In the present, solar hot water system is suitable for using in the hot water production [1]. The solar collector is the component in the solar hot water system. Generally, solar collector is commonly used to convert sunlight to thermal energy. It can be divided into 2 types: 1) Flat plate solar collector that the efficiency is about 60%. It is suitable to produce the hot water that temperature is about 40-60 °C [2]. 2) Heat pipe evacuated tube, the efficiency is higher than flat plate solar collector[3]. The efficiency of the heat pipe evacuated tube is about 60-70% and it can produce the hot water that temperature is about 80 °C [4]. It is more expensive than flat plate solar collector. In the other hand, storage tank is important component in the solar hot water system, which is used to store thermal energy produced from the solar collector. The storage tank is currently used as storage hot water without temperature stratification. As a result, the temperature of hot water is not high enough to meet the demand of the applications. It needs the auxiliary heat to increase the temperature in addition.

From that reason, the design and development of a thermal storage tank with temperature stratification (Stratified Thermal Storage Tank (STST)) for using with the solar hot water system was performed. The STST was able to make the water temperature higher than normal tank. And also cheaper flat plate solar collector can be used. This concept is the realization of energy utilization for the greatest benefit. This equipment can also help to meet today's energy saving as well.

2. Design and Development of STST

2.1 STST sizing

The sizing for the STST is to determine by using the "Thermosyphon" theory. The system consists of flat plate solar collector, having a total surface area of 2 m². The efficiency of the system is about 40%. The size of STST is expressed as the following equation [5];

$$\eta = \frac{mC_p(T_b - T_a)}{AcG_t} \quad (1)$$

when

- η = thermal efficiency of the system, %
- m = mass of water in the system, m^3
- C_p = specific heat capacity of water, $\frac{kJ}{kg \cdot K}$
- T_b = water temperature at the top in a tank, $^{\circ}K$
- T_a = water temperature at the bottom in a tank, $^{\circ}K$
- A_c = surface area of solar collector, m^2
- G_t = daily solar radiation per square meter, MJ/m^2

2.2 Length of each level in STST calculation

The length of each level in STST was calculated base on convection heat transfer concept by using “Newton's Law of Cooling”. The convection heat transfer coefficient and the diameter of the STST cylinder are equal to 200 W/m.K and 0.35 m. The length of each level can be calculated by convection equation as follows [6].

$$q_c = \frac{h_c A \Delta T}{\Delta X} \quad (2)$$

when

- q_c = the rate of heat transfer, W
- h_c = convection heat transfer coefficient, $\frac{W}{m \cdot K}$
- A = surface area of solar collector, m^2
- ΔT = temperature different in a tank, K
- ΔX = length of each level, m

2.3 Heat loss calculation of STST

The STST heat loss was calculated base on a one-dimensional thermal conductivity at various static conditions and no more heating value. The STST loss was calculated by using the overall heat transfer coefficient equation [6]. The thermal conductivity value, thermal conductivity of stainless steel and thermal conductivity of fiber glass are equal to 200 W/m.K, 14.4 W/m.K and 0.032 W/m.K, respectively.

$$q = \frac{\Delta T}{\frac{1}{h_c(2\pi r_{x2}l)} + \frac{\ln(\frac{r_{x3}}{r_{x2}})}{2\pi k_2 l} + \frac{\ln(\frac{r_{x2}}{r_{x1}})}{2\pi k_1 l}} \quad (3)$$

when

- q = reat of heat transfer, W
- h_c = convection heat transfer coefficient, $\frac{W}{m \cdot K}$
- ΔT = temperature different in a tank, K
- r_{x1} = edge radius of stainless steel, m
- r_{x2} = outside edge radius of stainless steel, m
- r_{x3} = outside edge radius of fiber glass, m
- k_1 = thermal conductivity of fiber glass, $W/m \cdot K$
- k_2 = thermal conductivity of stainless steel, $W/m \cdot K$

2.4 Exergy analysis method

The exergy of the STST was calculated base on the relationship between the energy balance equation and balance of entropy [7].

$$\text{Energy balance} \quad Q - W = U_2 - U_1 \quad (4)$$

$$\text{Entropy balance} \quad S_{gen} = (S_2 - S_1)_{sys} + \frac{Q_{surr}}{T_{surr}} \quad (5)$$

The exergies of a fixed mass and a flow exergy are expressed as (6)-(7).

$$\text{Energy balance} \quad \dot{Q} - \dot{W} = \sum \dot{m}_e \left(h_e + \frac{V_e^2}{2} + gz_e \right) - \sum \dot{m}_i \left(h_i + \frac{V_i^2}{2} + gz_i \right) \quad (6)$$

$$\text{Entropy balance} \quad \dot{S}_{gen} = \sum \dot{m}_e s_e - \sum \dot{m}_i s_i + \frac{\dot{Q}_{surr}}{T_0} \quad (7)$$

From $\dot{Q}_{surr} = -\dot{Q}_{sys}$ and \dot{S}_{gen} is the entropy generated during the process. The relationship in balance entropy into the energy balance will be in equation (8)

$$\dot{W} = \sum \dot{m}_i \left(h_i + \frac{V_i^2}{2} + gz_i - T_0 s_i \right) + \sum \dot{m}_e \left(h_e + \frac{V_e^2}{2} + gz_e - T_0 s_e \right) - T_0 \dot{S}_{gen} \quad (8)$$

For a totally reversible process, the useful and reversible work terms are identical and thus exergy destruction is zero.

$$\dot{W} = \sum \dot{m}_i \left(h_i + \frac{V_i^2}{2} + gz_i - T_0 s_i \right) + \sum \dot{m}_e \left(h_e + \frac{V_e^2}{2} + gz_e - T_0 s_e \right) \quad (9)$$

From the open system, that is a single device, is expressed as in equation (10).

$$W_{rev} = \dot{m} \left[(h_i - h_e) - T_0 (s_i - s_e) + \left(\frac{V_i^2}{2} - \frac{V_e^2}{2} \right) + g(z_i - z_e) \right] \quad (10)$$

3. Research Methodology

This research was to study the temperature of hot water inside the STST with external direct injection.

3.1 Data collecting in this research

The STST is divided into 5 levels for data recording of hot water with a height of 1.25 meters (Fig. 1a). It was developed to measure the inlet water temperature that is produced from the solar flat plate collector. All of the data in this research was recorded by the data recorder.

The kit set was developed to control hot water flow feeding into the storage tank by using the solenoid valve. It is automatic on-off when temperature of the hot water from solar collector is equal to 60 °C, the hot water will flow to the upper pipe to the tank. The operation of the system is shown in Fig. 1b.



Fig. 1a

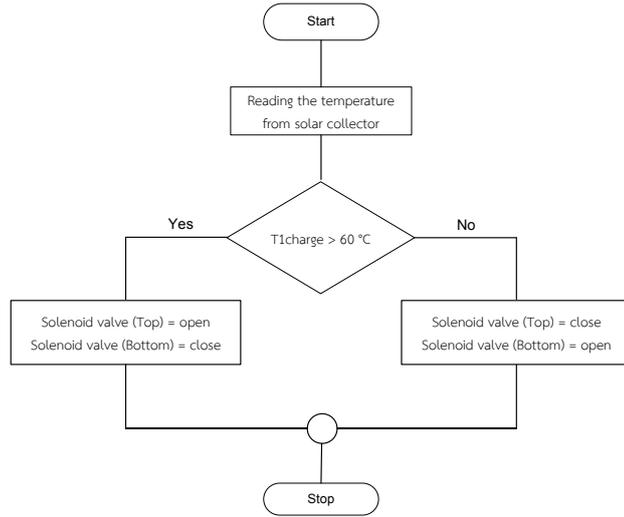


Fig. 1b

Figure 1 the prototype of stratified thermal storage tank (a),
operating diagram of the of solenoid valve (b)

The flow of hot water will be checked in 2 temperature ranges. If the hot water temperature is higher than 60 °C, the upper solenoid valve will open automatically and sending the command to close another one. On the other hand, if the hot water temperature is below a preset value, the upper solenoid valve will be close and open another one.

STST was installed to combine with the solar flat plate collector and recorded the data in the parameter as shows in the following figure.

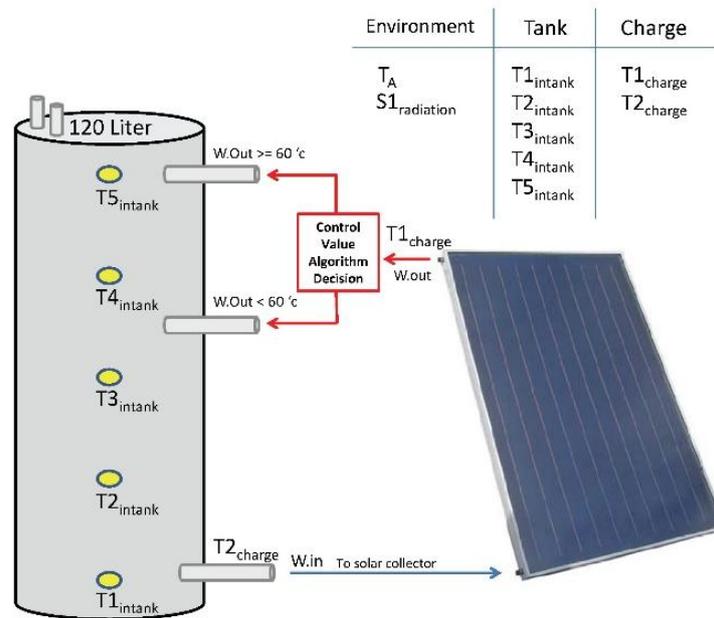


Figure 2 schematic diagram of the STST.

Table 1 The parameters were recorded in this research.

Positions	Parameters
Environment	T_A (Ambient)
	S_1 (Solar radiation)
Tank	$T5_{intank}$ (Level 5; Top)
	$T4_{intank}$ (Level 4)
	$T3_{intank}$ (Level 3)
	$T2_{intank}$ (Level 2)
	$T1_{intank}$ (Level 1; lower)
Solar Collector	$T1_{charge}$ (water out)
	$T2_{discharge}$ (water in)

There are many parameters which were recorded by data recorder connected with equipments as follows; ambient temperature, solar radiation, level 1-5 hot water, inlet and outlet water temperature from solar collector.



Fig. 3a



Fig. 3b



Fig. 3c

Figure 3 Solenoid valve with the STST (a), control kit set for solenoid valve (b), full system installation of STST (c)

4. Result and Discussion

From the results, it is divided into two parts: the first is the temperature of the hot water storage tank in the first day. (Temperature of water in the tank is equal to ambient temperature), and the second is to collect the data of hot water temperature in the day 2 that is temperature clearly stratification from the day 1.

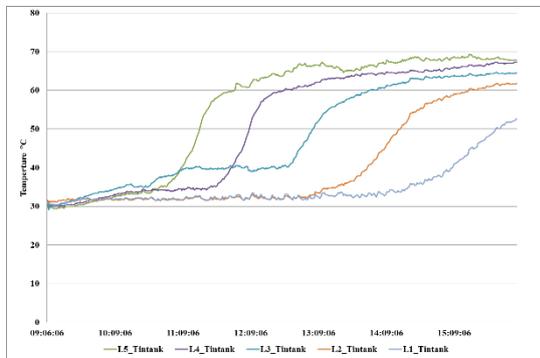


Fig. 4a

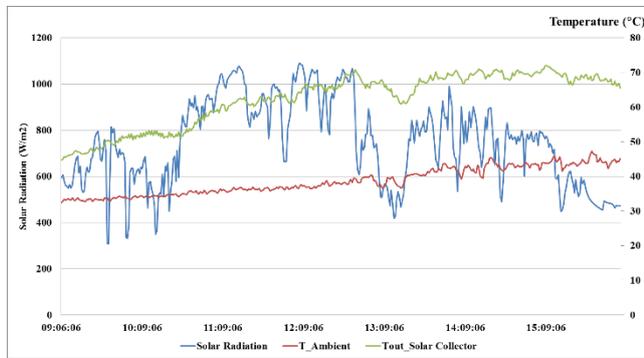


Fig. 4b

Figure 4 level 1-5 temperature inside the STST (a), the data of solar radiation, ambient temperature and hot water temperature from solar collector (b)

The water temperature in the STST will begin from 30 °C in level 1-5. Solar collector was produced the hot water from converting the solar energy into thermal energy. At 9:00 to 11:00 am, the temperature of the STST in the level 3 is increasing because the hot water from a solar collector is less than 60 °C. The lower solenoid valve is turned on and the hot water is injected into a tank. The water temperature rises up in the level 4-5 respectively. The temperature of the level 1-2 rises up a little bit.

After 11:00 am, the temperature of the hot water was increased more than 60 °C. The upper solenoid valve opens. The graph shows that the temperature of hot water in the level 5 increases continually and it will transfer heat to the 4, 3, 2 and 1 level respectively in the period from 11:00 am - 16:00 pm. From the first day, the highest of water temperature in the STST is equal to 72 °C at 15:09 pm. The average of solar radiation is about 779.4 W/m² and ambient temperature of 41 °C.

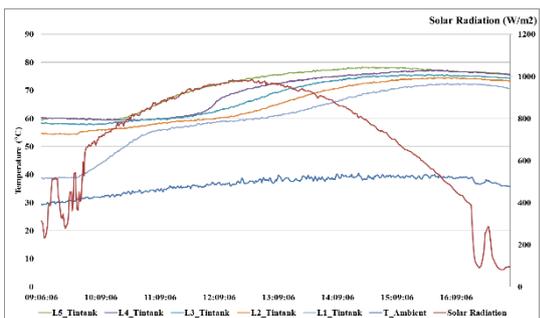


Fig. 5a

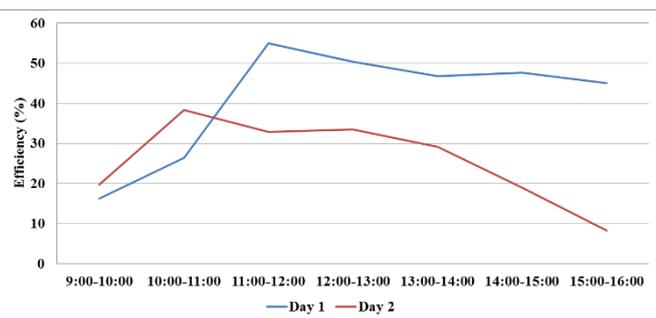


Fig. 5b

Figure 5 The second day of temperature inside the STST in level 1-5 (a), efficiency of the system in day 1 and 2 (b)

The data was collected on the hot water tank in the day 2 without water discharge from the tank. The temperatures in the tank will be stratified clearly (Fig. 5a). The highest temperature in level 5 is equal to 60 °C and level 1 temperature of 38 °C. The average in the remaining level 1-3 is equal to 57.8 °C. At 9:00 to 10:20 am, the temperature of the hot water tank in the level 1 and 2 is increasing because the hot water temperature that is produced from solar collector less than 60 °C. The hot water flow was passed into the STST through a lower solenoid valve. The temperature of level 3-5 is not change

but the level 1-2 heated quickly. At 10:21 am - 15:29 pm, temperature of water which flows into the tank is greater than 60 °C. The hot water in level 5 (the highest level) is heated up quickly because the top of solenoid valve opens for the hot water flows into the tank. The level 3-4 of the hot water temperature rises respectively. It is caused by the heat gradient from hot water on the top level. At 15:30 to 16:00 pm, when the solar radiation decreases, the feed water temperature is less than 60 °C. The lower solenoid valve opens, the temperature at level 5 decreases and level 1-4 level does not change.

The graph in Figure 5b shows that the efficiency of the hot water tank in day 1 is higher than day 2 because the beginning of water temperature in day 1 is equal to ambient temperature. Thermal energy can be transferred to the water very rapidly. On the other hand, the temperature of hot water in day 2 will be higher and stratified clearly. The thermal energy can be transferred to hot water less than in day 1. The system efficiency in day 1 and day 2 is equal to 41% and 26% respectively, and average daily solar radiation is about 748.9 W / m² and 715.39 W / m² respectively.

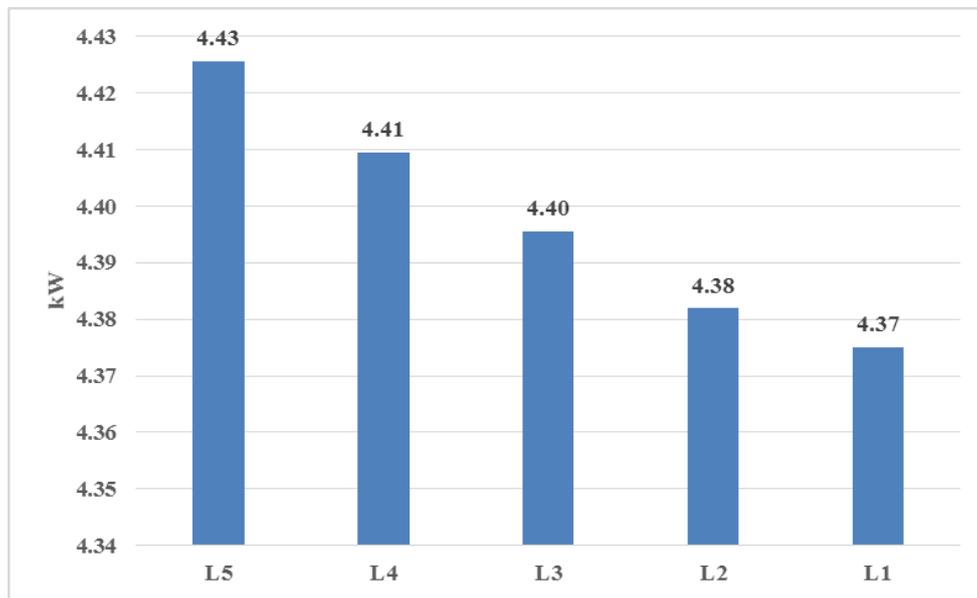


Figure 6 Results of the exergy analysis in the STST

The exergy analysis of STST was performed. It was calculated base on water circulation in the different temperature on each level. From the Fig. 6, the exergy of the level 5 is equal to 4.43 kW that is a maximum value of the STST. The level 5 has circulated of not much different water temperature inside. As the STST has the control kit set for hot water feeding that can reduce the entropy and increase the exergy of the system. When the thermal energy in the level 5 is heated up, it will transfer the heat into water in level 4. The different temperature of STST in the level 4 is more than in level 5. The entropy of water in level 4 is increased also. From the calculation of the exergy in the level 4, it was found that that exergy was less than level 5.

From level 3, firstly, the circulation of hot water in the STST was produced from solar collector at temperature less than 60 °C. The hot water is feeding from the lower solenoid valve. At the same time, the water temperature in the STST just starts from ambient temperature. It will mix with hot water from solar collector that is much different temperature. As a result, it increased the entropy in the system. Second, the temperature from the solar collector is more than 60 °C that the command will be sent to solenoid valve to open. The inflow of STST in level 3 will be stopped. The thermal energy will transfer from level 4 to level 3 instead. The entropy in this case is not much.

From level 1 and 2, it only receives the thermal energy transferred from level 3. The different temperature between level 1 and 2 is higher than other levels because it doesn't have any effect of

solenoid valve. The temperature inside the STST is close to ambient temperature. As a result, the entropy is very high. The exergy in level 2 and 1 is equal to 4.38 and 4.37 kW, respectively.

5. Conclusion

The STST was able to heat up water in the tank clearly stratification. The thermal stratification in the tank is very useful because the water temperature in the upper tank is high. The efficiency of heat exchange process is increased. The difference between the average hot water temperatures of each level is about 5.10 °C. The hot water temperature between top and bottom in a tank is equal to 20.4 °C. The highest temperature in STST is equal to 78.4 °C. As a result of the hot water tank has a control kit set for hot water feeding into the tank, reducing the water circulation at a different temperature. The quality of water has increased. It can reduce the entropy and increase the exergy of the system. The average exergy of the STST is equal to 4.40 kW. In addition, it was found that the hot water tank was developed in term of quality.

Acknowledgement

The researchers would like to thank to the National Research Council of Thailand (NRCT) for the financial support and School of Renewable Energy Technology, Naresuan University providing assistance during the research.

References

- [1] Dagdougui H, Ouammi A, Robba M, Sacile R. Thermal analysis and performance optimization of a solar water heater flat plate collector: Application to Tetouan (Morocco). *Renewable & Sustainable Energy Reviews* 2011;15:630–8.
- [2] Tchinda R. A review of the mathematical models for predicting solar air heaters systems. *Renewable & Sustainable Energy Reviews* 2009;13:1734–59.
- [3] He ZN, Ge HC, Jiang FL, Li W. A comparison of optical performance between evacuated collector tubes with flat and semicylindric absorbers. *Sol Energy* 1997;60:109–17.
- [4] Department of Alternative Energy Development Efficiency (DEDE), Ministry of Energy. Solar Hot Water System. Available at <http://www.eppo.go.th/vrs/VRS44-07-Solar.html>.
- [5] Duffie, J. A. and Beckman, W. A. (1991). *Solar engineering of thermal processes* (2nd edition). United States: John Wiley & Sons, Inc.
- [6] Sunan Saranyanit. (2002). *Heat Transfer*. Technology Promotion Association (Thailand–Japan), Bangkok.
- [7] J.P.Holman. (1992). *Heat Transfer*. McGRAW-HILL BOOK COMPANY. United Kingdom.

Entwicklung von Elektrokatalysatoren für die alkalische Wasserelektrolyse

Annette-E. Surkus, Mykola Polyakov, Nils Rockstroh, Henrik Junge,

Andreas Martin, Matthias Beller

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

annette-enrica.surkus@catalysis.de

Schlüsselwörter: Alkalische Wasserelektrolyse, Elektrokatalysator, HER, OER, Elektrochemie

Zusammenfassung: Lebensdauer, Kosten und Wirkungsgrade von Elektrolyseuren werden entscheidend durch die verwendeten Elektrokatalysatoren bestimmt. Gegenwärtig wird intensiv an einem Ersatz der überwiegend eingesetzten edelmetallhaltigen Materialien durch Nichtedelmetallverbindungen mit z.B. Eisen, Kobalt oder Nickel geforscht. In diesem Kontext werden aktuelle Ergebnisse zur Entwicklung von Elektrokatalysatoren im Rahmen des BMBF-Projektes „Edelmetallfreie Elektrokatalysatoren und Kompositelektroden für die Wasserspaltung - Sustainable Hydrogen (SusHy)“ vorgestellt.

Abstract: Durability, costs and efficiencies of electrolyzers are essentially determined by the applied electrocatalysts. Currently, great efforts have been achieved towards the replacement of noble metal-based materials by basic metal compounds containing iron, cobalt or nickel. In this context, recent results concerning the development of such electrocatalysts for water splitting (hydrogen evolution reaction HER and oxygen evolution reaction OER) are presented.

Die Nutzung regenerativer Energiequellen wie Wind- und Sonnenenergie ist eng verbunden mit der Aufgabenstellung, die so gewonnene Energie zu speichern und zu transportieren. Die Umwandlung in Wasserstoff und ggf. dessen anschließende Umwandlung in andere chemische Energieträger (Ameisensäure, Methanol, synthetisches Erdgas) besitzen dabei das notwendige Potential, große Mengen an Strom aus regenerativen Energiequellen langfristig zu speichern und auch über weite Strecken zu transportieren. Bei Bedarf kann der Wasserstoff oder z.B. synthetisches Erdgas dann über eine Brennstoffzelle oder via Gasturbine wieder rückverstromt werden.

Sowohl für die Umwandlung des regenerativen Stroms in Wasserstoff als auch in Folgeprodukte ist die Wasserelektrolyse der erste und entscheidende Schritt. Momentan erfolgt diese Schlüsseltechnologie mittels zweier Verfahren, der alkalischen Elektrolyse und der PEM-Elektrolyse. Die Effizienz beider Methoden hängt von der Leistung der Elektrokatalysatoren ab. Zum einen müssen diese Materialien die notwendige Überspannung minimieren, eine hohe

Stromdichte erbringen und über eine gute Langzeitstabilität verfügen. Gleichzeitig soll aber auch eine Abkehr von edlen Metallen als Basis der Elektrokatalysatoren erfolgen, um Ressourcen zu schonen und den Preis der Technologie zu senken.

Im Rahmen des BMBF-Projektes „Edelmetallfreie Elektrokatalysatoren und Kompositelektroden für die Wasserspaltung - Sustainable Hydrogen (SusHy)“ wurden nanopartikuläre Elektrokatalysatorsysteme ausgehend von Übergangsmetallhaltigen Prekursoren für die Sauerstofferzeugung (OER) hergestellt und elektrochemisch auf ihre Eignung geprüft. Die Katalysatoren wurden hierbei durch nasschemische und thermische Behandlungsverfahren erzeugt. Ebenso wurden edelmetallfreie Systeme mit variierendem Stickstoffeinbau für einen möglichen Einsatz als Kathodenkatalysatoren zur Wasserstofferzeugung (HER) synthetisiert und getestet.

Die Autoren danken dem BMBF für die finanzielle Unterstützung der Forschungsarbeiten (FKZ 03X3581C).

Eine PV-Anlage auf einem Einfamilienhaus – 3 Jahre Erfahrungen und Energiebilanz

Christine Wahmkow

Fachhochschule Stralsund, Zur Schwedenschanze 15, D-18435 Stralsund, Christine.Wahmkow@fh-stralsund.de

Schlüsselwörter: Eigenverbrauch, Power to Heat, Energiebilanz, Energiemanagement, Datenlogging

Zusammenfassung: Eine private PV-Anlage ist lukrativ und gibt ein gutes Gefühl! Berichtet wird über die Gesamtenergiebilanz in einem EFH, den Eigenverbrauch und das Ändern des Verhaltens zum Stromverbrauch bei Sonnenschein. Um „überschüssige“ Energie zu speichern, wird das Brauchwasser erwärmt. Das lohnt sich leider nur im Sommer, wo man wiederum nicht so viel warmes Wasser benötigt. Ein Akkupack als Energiespeicher ist für die Zukunft angedacht, aber erst, wenn diese technisch ausgereift und erschwinglich sind.

1. Beschreibung der Anlage

Die Anlage wurde im August 2012 auf einem neuen Einfamilienhaus installiert.

- Hausangaben:
Wohnfläche: 150m²
Heizungsart: Fußbodenheizung; Gastherme; Kamin
Wandaufbau: Wienerberger Poroton 360; siehe Abb.1
Fenster: 3-fach verglast
Wasserspeicher: 1000l
- PV- Anlage: siehe Abb.2
Nennleistung: 5,9 kWp
Module: 20*295Wp; monokristallin von SOLON
Anzahl Strings: 2 (11 und 9 Module)
Wechselrichter: 2 Stück; SMA; Nennleistung 2,5 und 3kW
Sunny Beam Bluetooth
Heizpatronen in Pufferspeicher: 1kW und 2kW
Ausrichtung: Süden
Neigung: 18°



Abb.1 Wienerberger Poroton



Abb.2 PV-Anlage

2. Ergebnisse 2013 und 2014

Einspeisevergütung: 18,73 Cent/kWh

Anlagenergebnisse:

Jahr	Gesamtleistung [kWh]	Prognose MRT [kWh]	Gesamtleistung/Prognose [%]	SWS [kWh] verkauft	Eigenverbrauch [kWh]	Nutzung[%]
2013	5859	5381	109,00	5269	590	10,07
2014	6072	5381	113,00	5146	926	15,26

Der Eigenverbrauch konnte durch das Installieren der Heizpatronen erhöht werden.

Die Werte des Eigenverbrauches sind rein rechnerisch. Es gibt zu dieser Zeit noch keine Kontrolle des tatsächlichen Lastganges!

Energiebilanz:

Jahr	Strom[kWh]	Gas[kWh]	PV	
	Verbrauch Einkauf	Verbrauch	SWS [kWh] Verkauf	Eigen- verbrauch [kWh]
2013	1.146,00	16.786,63	5269	590
2014	834,00	12.531,00	5146	926

3. Kontrolle des Lastganges – Datenlogging mit Solarview

Ziel: Kontrolle des Eigenverbrauches und der Lastgänge, autarke Lösung ohne PC, störunanfällig, nutzerfreundlich, preiswert

3.1 Komponenten

Hardware:

- Raspberry Pi als Datenlogger und Webserver
- SD-Karte 32 GB als Speichermedium
- USB-WLAN-Adapter zur Verbindung zum DSL-Router und PC
- USB-Bluetooth-Stick zur Datenübertragung von den Wechselrichtern
- USB Optischer Tastkopf zur Datenübertragung vom Stromzähler

Software:

- Betriebssystem Raspbian als Linux auf dem Microcontroller
- Solarview@Fritz!Box V 2.22 mit Plot Version 2.22 von M. Richter

Prinzipieller Aufbau:

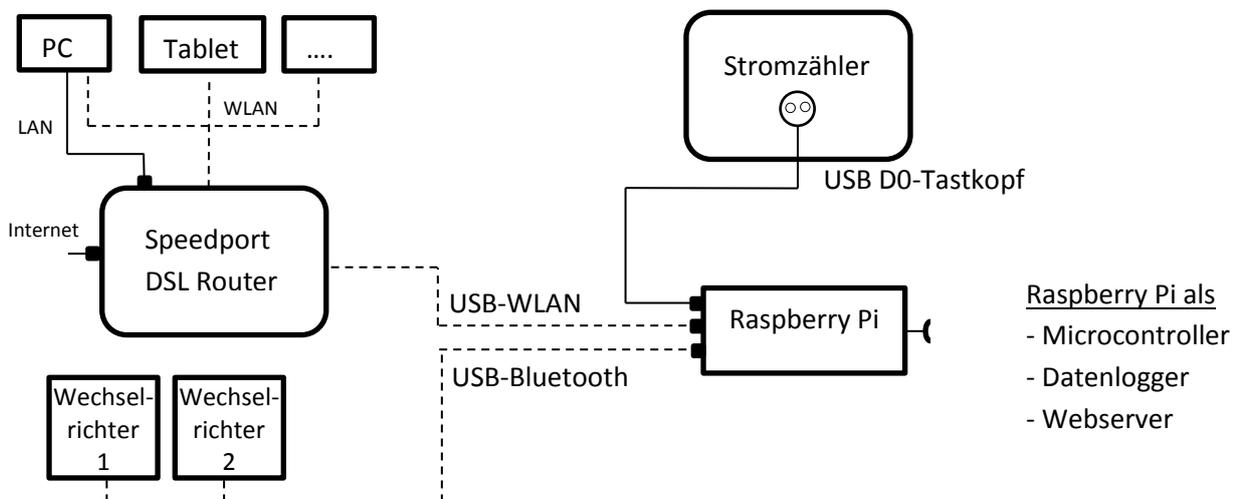
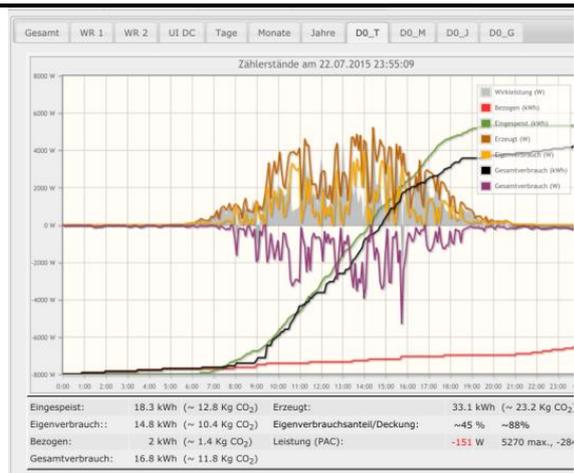
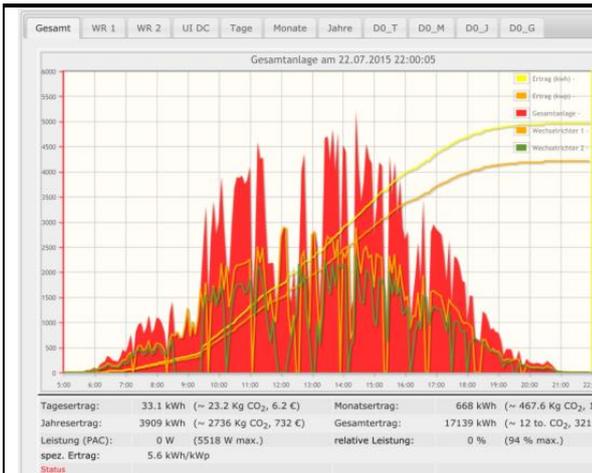


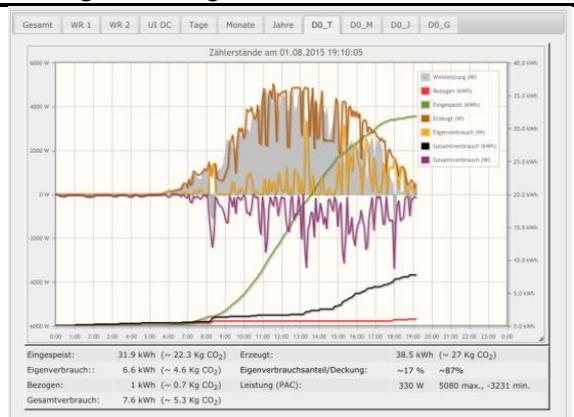
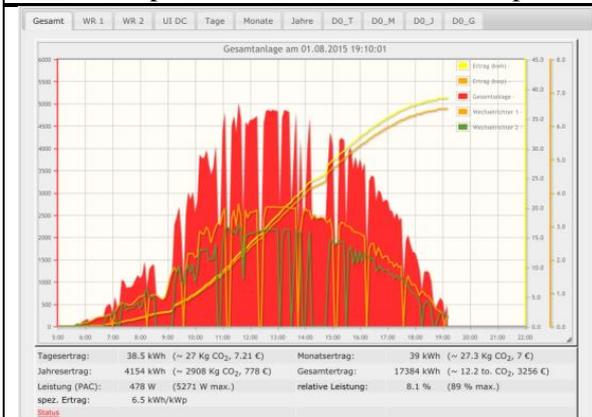
Abb.3 Prinzip der Konfiguration



45%

22.7.15:

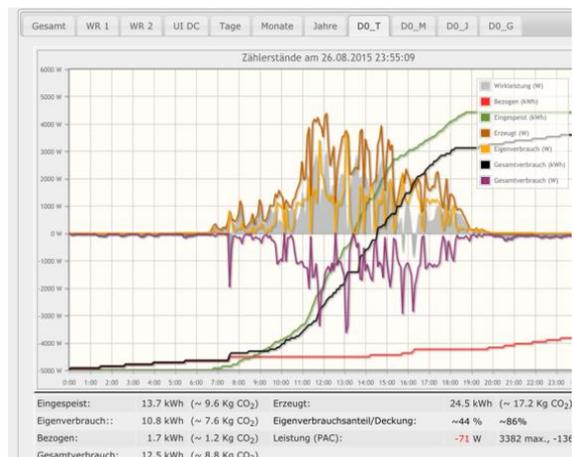
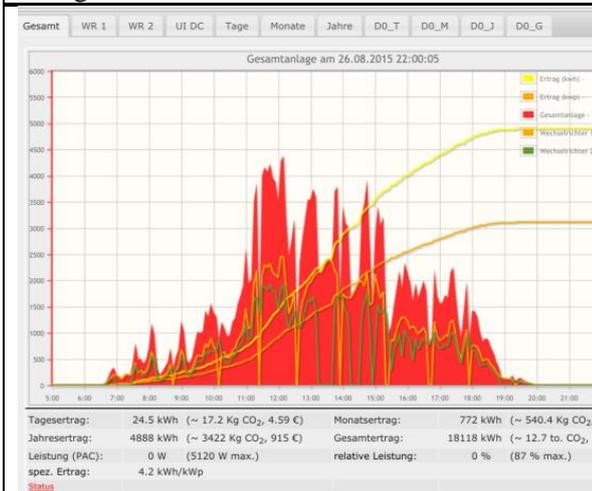
Beide Heizpatronen an, Brauchwassertemperatur auf 60°C gestellt, Eigenverbrauch sehr hoch;



17%

01.08.15:

Schönes Wetter, VIEL Hausarbeit, abends kurz kleine Heizpatrone an, bis ca. 18 Uhr kein Zukauf von Energie!



44%

26.08.15:

Wetter mittelmäßig; 3 WM, Spüler, kl. Heizpatrone an, ab und zu Bügeln, sehr hoher Eigenverbrauch

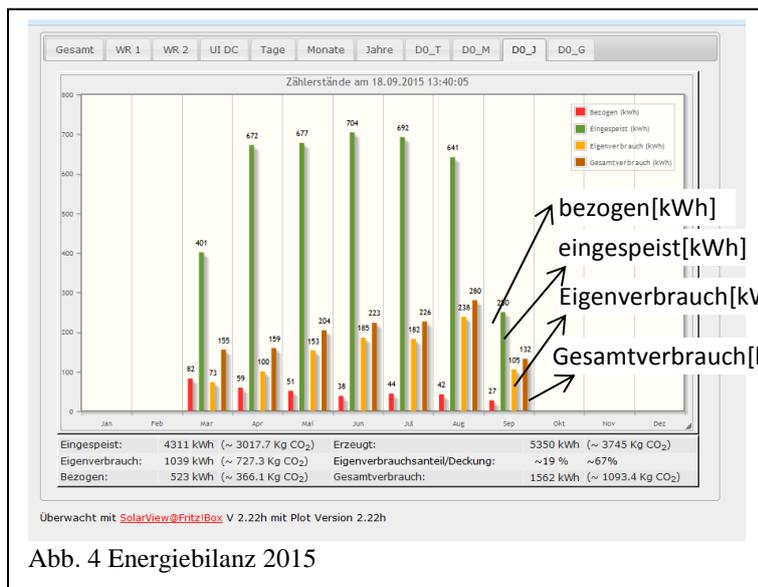


Abb. 4 Energiebilanz 2015

Die Energiebilanz über das Jahr 2015 ist in Abb.4 dargestellt.

Es wird sichtbar, dass der Eigenverbrauchsanteil von 19% über die Monate schwankend ist. Das liegt an den eingesetzten Heizpatronen und den saisonalen Schwankungen.

Der bezogene Anteil an Strom von 523kWh bis 18.9.2015 ist ohne Speicherung kaum zu senken und in den Wintermonaten sowieso höher.

3.3 Energiemanagement

Der Ausdruck „Management“ ist hoch gestochen!

Den Eigenverbrauch managt z.T. das System, z.T. wird das auch manuell eingestellt.

Das System:

Die Heizpatronen schalten in Abhängigkeit von der anliegenden Leistung an den Wechselrichtern ein. Die Zeit ist verzögert, erst nach 5min genügend anliegender Leistung erfolgt das Zuschalten, so wird ein „Klickern“ als ständiges An- und Abschalten vermieden, z.B. bei häufig wechselnder Bewölkung. Die Heizpatronen schalten nur bei Bedarf an, d.h. wenn die Temperatur im Pufferspeicher eine bestimmte Temperatur unterschritten hat. Sie schalten bei Erreichen einer eingestellten Temperatur wieder aus.

Das System erkennt nicht, wenn schon andere Verbraucher anliegen.

Manuell:

- Abschalten oder keine Inbetriebnahme anderer Hauptverbraucher, wenn Heizpatronen an sind.
- Verschieben der Heizpatronen in den 70% - Bereich
- Einfachste Lösung ist eine Zeitschaltuhr

Wenn die Heizung läuft, lohnen sich die Heizpatronen nicht. Der Eigenverbrauch ist dann hoch, aber die Temperatur im Speicher steigt kaum merklich an. Dann wird besser der erzeugte Strom verkauft.

4. Ausblick

Stromspeicher sind auf dem Weg zur Wirtschaftlichkeit. Damit könnte der Eigenverbrauch bis zu 80% gesteigert werden.

Einige Anbieter empfehlen aktuell für Einfamilienhäuser keine Anlagen mehr, die über den eigenen Energiebedarf hinausgehen, dafür aber gleich mit Stromspeichermodulen.

Eine Photovoltaikanlage sollte bewusst betrieben werden. D.h., Hauptverbraucher im Haushalt sind nach Möglichkeit bei genügend Eigenstrom zu betreiben. Dieses Management kann man manuell betreiben oder perfekt informationstechnisch automatisieren. Hier ist ein Abwägen nach persönlichem Geschmack sinnvoll.

EXPLOITATION OF AREA NEAR POWER LINES

M. Zeńczak

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

Keywords: overhead power line, cable line, electric field, magnetic field, renewable energy

Abstract: Power lines create problems with exploitation of area under overhead lines and over cable lines and in some ranges along them. These problems are connected not only with electric and magnetic fields but also with permissible distances between lines and other objects. The main aim of paper is estimation of problems with exploitation of area near overhead lines. Besides some proposals of utilization of area near power lines for renewable energy is presented.

1. Introduction

Power lines create problems with exploitation of area under overhead lines and over cable lines and in some ranges along lines. These problems are especially important in towns and other inhabited regions or industrial zones. Besides the tourist regions, agriculture areas, national trust have very often neighborhood of power lines. On the one hand side the existence of power lines is necessary for sending and distribution of electrical energy. On the other hand the lines create difficulties in exploitation of areas and sometimes exclude some possibilities of utilization of area. The more attractive is region, the bigger problems with lines.

These problems may be divided into two categories. The first category is connected with technical aspects. This category is relatively simple for defining and solving, because there are many governing regulations, rules and standards, which have the basis mainly in physical phenomenon. The main criterion is general safety of people (public and occupational) and safety of technical equipment. The results of utilization of this criterion are permissible distances.

The second category is connected with law, economical, social and psychological aspects. Therefore this category is much more troublesome, because its basis has not clear, unequivocal and measurable criteria. These problems are connected very often with properties: for example the double circuit line of different owners situated on the ground of third owner. In such the case it is very difficult to establish servitude of transmission or estimate the price of ground with towers.

The main aim of the paper is estimation of problems mainly from the first category. The results of analysis should show that there are many ways of exploitation of area near power lines.

2. Basic regulations for exploitation of area near overhead lines

There are many regulations for overhead lines, but there are European Standards [1, 2, 3], which are very useful for estimation restrictions in exploitation of area near overhead line. The term “highest system voltage U_{rm} ” means the highest r.m.s. value of voltage, which can occur in line and line has been designed for this value. The second very important term is “external clearance D_{el} ”, which means insulating distance to ground, roads, buildings and other objects. Table 1 presents values of the highest system voltages and external clearances for typical values of voltage of lines.

Table 1. The highest system voltage and external clearance for typical values of voltage of lines

Nominal voltage U_n [kV]	6	15	20	30	110	220	400
The highest system voltage U_{rm} [kV]	7.2	17.5	24	36	123	245	420
External clearance D_{el} [m]	0.09 (0.6)	0.16 (0.6)	0.22 (0.6)	0,35 (0.6)	1.00	1.70	2.80

The external clearance should be assumed $D_{el} = 0.6$ according to European Standard [3] for voltages of lines 6 kV, 15 kV, 20 kV and 30 kV. Besides the external clearance may be different according to European standard: EN 50341-3-***: Overhead electrical lines exceeding AC 45 kV Part 3: Set of National Normative Aspects [2]. But for the analysis the values from table 1 are used.

Apart from the “external clearance D_{el} ”, the second factor is electric and magnetic field of 50 Hz. There are special safety rules of protection against these fields [4].

The permissible value of EF intensity in natural environment must not exceed 10 kV/m [4]. The permissible value of MF intensity in natural environment is equal to 60 A/m. But in places appropriated for the public building the highest value of EF intensity must not be higher than 1 kV/m and MF intensity 60 A/m.

3. Restrictions in exploitation of area near overhead lines exceeding AC 1 kV up to and including AC 45 kV

Restrictions in exploitation of area near overhead lines of voltage 1 kV – 45 kV are connected mainly with permissible distances between lines and other objects. There are many regulations for these lines, but there is European Standard [3], which is very useful for estimation restrictions in exploitation of area near overhead line. Table 2 presents the lowest distances between conductors and other external objects for the highest temperature of conductor.

Table 2. The lowest distances between wires and other external objects

Situation	The lowest distance [m]		
	B	C	I
Conductor over the ground in uninhabited countryside for normal profile of ground	5.6	5.6	5.6
Conductor over the ground in uninhabited countryside for stones and steep slopes	3	3	3
Trees under the lines with possibility of climbing by persons	2.1	1.5	0.5
Trees under the lines without possibility of climbing by persons	0.5	0.5	0.5
Trees near the lines with possibility of climbing by persons	2.1	1.5	1.0
Trees near the lines without possibility of climbing by persons	0.6	0.5	0.5
Buildings under the line. The non-flammable roof with slope higher than 15°	3	3	2.5
Buildings under the line. The non-flammable roof with slope not higher than 15°	5	4	3
Buildings under the line. The flammable roof, e.g. petrol station	10.6	10.6	10.6
Buildings near the line	3	3	3
Street lantern, masts, bill-posts and other constructions (not for staying people)	2.6	2	2
Conductor over the road and rail	6.6	6.6	6.6
Conductor near edge of road	1.5	1.5	1.5
Conductor near rail	4	4	4
Conductor over sport area	7.6	7.6	7.0
Conductor near sport area	3.6	3.6	3.0

The distances are sometimes different for different type of conductor:

B – bare conductor,

C – conductor in insulating sheath,

I – insulated conductor.

In case of medium voltage lines there are no restrictions related to electric and magnetic fields. The values of electric and magnetic field intensities are lower, than permissible values from regulations [4, 5].

4. Restrictions in exploitation of area near overhead lines exceeding AC 45 kV

Restrictions in exploitation of area near overhead lines of voltage above 45 kV are connected also mainly with permissible distances between lines and other objects and additionally to electric and magnetic fields intensities. Table 3 presents the lowest distances between conductors and other external objects [1].

Table 3. The lowest distances between conductors and other external objects

Situation	The lowest distance [m]
Conductor over the ground in uninhabited countryside for normal profile of ground	$5 \text{ m} + D_{el}$
Conductor over the ground in uninhabited countryside for stones and steep slopes	$2 \text{ m} + D_{el}$, but higher than 3 m
Trees under the lines with possibility of climbing by persons	$1.5 + D_{el}$
Trees under the lines without possibility of climbing by persons	D_{el}
Trees near the lines with possibility of climbing by persons	$1.5 + D_{el}$
Trees near the lines without possibility of climbing by persons	D_{el}
Buildings under the line. The non-flammable roof with slope higher than 15°	$2 \text{ m} + D_{el}$, but higher than 3 m
Buildings under the line. The non-flammable roof with slope not higher than 15°	$4 \text{ m} + D_{el}$, but higher than 5 m
Buildings under the line. The flammable roof, e.g. petrol station	$10 \text{ m} + D_{el}$
Buildings near the line	$2 \text{ m} + D_{el}$, but higher than 3 m
Street lantern, masts, bill-posts and other constructions (not for staying people)	$2 \text{ m} + D_{el}$
Conductor over the road and rail	$6 \text{ m} + D_{el}$
Conductor near edge of road	$0.5 \text{ m} + D_{el}$, but higher than 1.5 m
Conductor near rail	4 m
Conductor over sport area	$7 \text{ m} + D_{el}$
Conductor near sport area	$3 \text{ m} + D_{el}$

Apart from distances showed in table 3, the levels of electric and magnetic field intensities must not exceed some values according to regulations [4].

Electric field intensity near power lines is the function of voltage and configuration of line. Magnetic field intensity near power lines is the function of flowing currents and configuration of line. Table 4 presents the configuration of typical high voltage overhead lines.

Figure 1 presents electric field intensity under 400 kV, 220 kV and 110 kV overhead lines. Figure 2 presents magnetic field intensity under 400 kV, 220 kV and 110 kV overhead lines for the currents in 400 kV line – 1000 A, 220 kV – 1000 A and 110 kV – 500 A. The r.m.s. value of electric field intensity does not depend strongly on time, because voltage of line changes in narrow range ($\pm 10\%$). The r.m.s. value of magnetic field intensity depends strongly on time, because currents depend on load, which can be variable. In order to estimate topical value of magnetic field intensity the values from fig. 2 should be multiply by factor I/I_d , where I topical current, $I_d = 1000 \text{ A}$ for 220 kV and 400 kV lines and $I_d = 500 \text{ A}$ for 110 kV line.

Table 4. Configurations of typical high voltage overhead lines

Conductor	Cross-section [mm ²]	Distance for the axis of line [m]	Height over the ground [m]
110 kV line on the towers S24			
L1	240	-2.85	6.00
L2	240	2.85	9,30
L3	240	3.65	6.00
Earth w.	50	0.5	12.30
220 kV line on the towers H52			
L1	525	-7.60	6.70
L2	525	0.00	6.70
L3	525	7.60	6.70
Earth w. 1	70	-5.60	10.80
Earth w. 2	70	5.60	10.80
400 kV on the towers Y52			
L1	2×525 (0.4m)	-10.30	7.80
L2	2×525 (0.4m)	0.00	7.80
L3	2×525 (0.4m)	10.30	7.80
Earth w. 1	95	-8.20	13.70
Earth w. 2	95	8.20	13.70

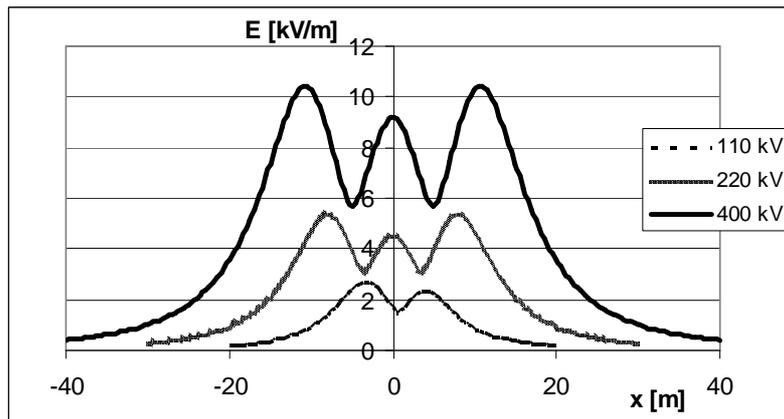


Fig. 1. Electric field intensity under 400 kV, 220 kV and 110 kV overhead lines

Electric field intensity under 400 kV line ($E = 10.4 \text{ kV/m}$) may be higher than permissible value in natural environment ($E = 10 \text{ kV/m}$). Therefore the lowest distance $5 \text{ m} + D_{el} = 7.80$ according to norm [1] is too low in point of view of electric field intensity. The distance $5 \text{ m} + D_{el}$ ensures the safety for people and vehicle moving under the line. The distance 8 m for 400 kV line ensures the condition $E < 10 \text{ kV/m}$. On the other hand the increasing distance of conductor to ground causes increase of the range, where $E > 1 \text{ kV/m}$, where building of houses is prohibited according to Polish regulation. Very interesting is comparison the width of the range, where $E > 1 \text{ kV/m}$ with the permissible horizontal distance between conductors and buildings according to [1] (Table 5).

Table 5. Comparison of the width of the range, where $E > 1 \text{ kV/m}$ with the permissible horizontal distance between conductors and buildings

Criteria	400 kV	220 kV	110 kV
$E > 1 \text{ kV/m}$	$2 \times 33 = 66 \text{ m}$	$2 \times 20 = 40 \text{ m}$	$9.5 + 9.5 = 19 \text{ m}$
$2 \text{ m} + D_{el}$	$2 \times (10.3 + 4.8) = 30.2 \text{ m}$	$2 \times (7.6 + 3.7) = 22.6 \text{ m}$	$2 \times 3 + 2.85 + 3.65 = 12.5 \text{ m}$

Table 5 shows that for the 110 kV, 220 kV and 400 kV lines much more important is the criterion related to electric field intensity $E < 1$ kV/m than permissible horizontal distance between conductors and buildings according to [1].

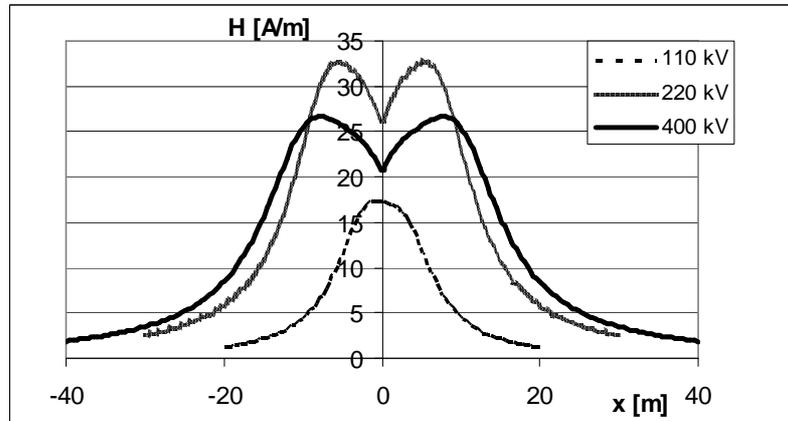


Fig. 2. Magnetic field intensity under 400 kV ($I = 1000$ A), 220 kV ($I = 1000$ A) and 110 kV ($I = 500$ A)

From practical point of view magnetic field creates no problems according to regulations [4], because magnetic field intensity under 110 kV, 220 kV and 400 kV lines do not exceed 60 A/m.

5. Possibilities of exploitation of area near power lines

Conductors of cable lines are in special tunnels, channels and cable pipes or immediately buried in the soil. The full insulation enables even possibility of direct contact to other objects. Therefore they do not create the big problems with exploitation of area on the ground.

The calculations show that for 110 kV, 220 kV and 400 kV lines much more important is the condition related to electric field intensity $E < 1$ kV/m than permissible horizontal distance between conductors and buildings according to [1].

The area, where $E > 1$ kV/m may be used for location of many objects, for example photovoltaic plants or production of biomass. Such the solution may be profitable, when the owner of power transmission lines has the conflict with the owners of ground in the range of limited operational use. However the workers near overhead lines must keep the principle of occupational safety and health near electrical devices.

6. References

- [1] European standard: EN 50341-1: Overhead electrical lines exceeding AC 45 kV Part 1: General requirements – Common specifications
- [2] European standard: EN 50341-3-**: Overhead electrical lines exceeding AC 45 kV Part 3: Set of National Normative Aspects
- [3] European standard: EN 50423-1: Overhead electrical lines exceeding AC 1 kV up to and including AC 45 kV Part 1: General requirements – Common specifications
- [4] Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 30 października 2003 r. w sprawie dopuszczalnych poziomów pól elektromagnetycznych w środowisku oraz sposobów sprawdzania dotrzymania tych poziomów, *Dziennik Ustaw RP*, 2003, Nr 192, poz. 1883 (Polish rules)
- [5] M. Zeńczak: Exposure of natural environment on 50 Hz electric and magnetic fields by distributed and centralized generations, XXI Energie – Symposium, 6. – 8. November 2014, Stralsund, pp. 206-210

ABSCHÄTZUNG DER CO₂ EMISSION IN VERBINDUNG MIT DER BEFÖRDERUNG DER BIOMASSE MIT DEN SEESCHIFFEN IN DAS KRAFTWERK SZCZECIN

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: Umweltschutz, Transport, Kraftstoffe, Biomasse,

Zusammenfassung: Zu der Gruppe des Kraftwerks Dolna Odra gehört das Kraftwerk Szczecin, in dem ein einziger Wirbelschichtdampferzeuger nur mit Biomasse gefeuert wird. Die Biomasse wird aus einem umliegenden Hafen geliefert. Die Beförderung der Biomasse findet dort 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. Eine 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. Die CO₂ Emission ist also nicht relevant. Im Referat wurden deswegen die Ergebnisse der Abschätzung der CO₂ Emission in Verbindung mit der Beförderung der Biomasse mit den Seeschiffen dargestellt.

Summary: To the Power Stations Group Dolna Odra belong Power Station Szczecin where in one and only fluidized bed boiler biomass is burnt. The biomass is transported by truck from nearby port. The number of courses to the Power Station Szczecin is significant large and is 85 (170 to and fro) a day. A simplified analysis showed, that CO₂ emission from trucks during transportation of biomass to power station is only fraction of a percent of the CO₂ emission which occurs during combustion of energetically equivalent to the biomass amount of coal. The CO₂ emission is therefore irrelevant. The paper presents therefore results of the estimation of CO₂ emissions which occurs during the transportation of biomass with the ships.

1. Einführung

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 in den polnischen Kraftwerken verbrannten Biomasse, importiert wird.

Unabhängig von der Urquelle der Biomasse 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 erwartete Reduktion der Emission von CO₂ durch das Kraftwerk infolge der Substitution der Kohle durch die Biomasse wesentlich verringert. In dem Beitrag wird eine Bilanzanalyse der Emission von CO₂ während der Beförderung der Biomasse und ihrer Reduktion infolge des Ersetzens der Kohle durch die Biomasse auf dem

Beispiel des Kraftwerks Szczecin von der Kraftwerksgruppe Dolna Odra in Szczecin vorgenommen.

2. Allgemeine Charakteristik des Kraftwerks Szczecin

Das Kraftwerk Szczecin begann sein Betrieb gleichzeitig mit der Inbetriebnahme von dem ersten Kohleblock im Jahre 1916. Nach dem Bau der nächsten zwei Blöcke erreichte die gesamte Leistung von eingesetzten Turbogeneratoren 86,8 MW.

Eine erste gründliche Modernisierung des Kraftwerks, im Rahmen derer, Dampferzeugern und Turbinen ausgetauscht wurden, wurde bis zum Jahr 1957 beendet. Seit dem Jahr 1971 wurde das Kraftwerk zur Wärmeerzeugung für das Wärmesystem in Szczecin angepasst.

Eine nächste Modernisierung, die in den Jahren 1998÷2000 stattgefunden hat, wurde mit dem Ersetzen von den alten Dampfturbinen durch eine moderne Entnahme-Kondensationsturbine verbunden. Dank dieser Modernisierung wurde das Kraftwerk Szczecin zu einer KWK Anlage, die gleichzeitig Strom und nutzbare Wärme für Heizzwecke produziert. Die elektrische Leistung betrug 68,5 MW und die Heizleistung 162,14 MW.

Zu dieser Zeit fand das Verbrennen der Kohle und der Biomasse so wie im Kraftwerk Dolna Odra in den Dampferzeugern statt [1].

Die letzte Etappe der Kraftwerksmodernisierung ist im November 2011 beendet. Damals wurde ein der größten Europas und der größte in Polen mit Biomasse gefeuerter Dampferzeuger in Betrieb genommen. Er ersetzte alle bis zu diesem Moment betriebenen kohlegefeuerten Dampferzeugern. Es handelt sich um einen Wirbelschichtdampferzeuger mit einer stationären Schicht. Seine Heizleistung beträgt 183 MW und die nominale Kapazität 230 Mg/h.

Der Dampferzeuger verbraucht ca. 2017 Mg Biomasse am Tag und 710 000 Mg jährlich.

Im Dampferzeuger sollten von der Annahme her in 80% die Waldbiomasse, d.h. Geäste, Sägemehl, Holzhackschnitzel und die restliche 20% die Biomasse von der landwirtschaftlichen Ursprungs z.B. energetische Weidenbaum oder Strohbricketts verbrannt werden.

Ein Brennstoff, der den Betrieb des Dampferzeugers mit 50% Kapazität gewährleistet, ist ein Bioester. Gleichzeitig mit der Inbetriebnahme des Dampferzeugers wurde eine Modernisierungsreparatur der Dampfturbine, um eine richtige Zusammenarbeit mit dem Dampferzeuger mit höheren Dampfparametern zu gewährleisten, vorgenommen. Im Endeffekt erreicht das Kraftwerk 68,3 MW elektr. Leistung und 112 MW Wärmeleistung im Netzheizwasser [2].

3. Abschätzung der Reduktion der CO₂ Emission infolge der Biomasseverbrennung im Kraftwerk Szczecin

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.

Der Heizwert der z. Zt. verwendeten Biomasse beträgt im Durchschnitt 8,4 MJ/kg d.h. etwa 36% des Heizwertes der in der Gruppe des Kraftwerks Dolna Odra angewandten Steinkohle (23 MJ/kg). Auf Grund der oben genannten Heizwerte beider Brennstoffe kann es berechnet werden, welche Menge der Kohle die Biomasse ersetzen könnte [1].

Für die oben gegebenen Mengen der im Kraftwerk Szczecin jährlich verbrannten Biomasse d.h. 710 000 Mg, sollte 269 800 Mg Kohle für die Erzeugung derselben Menge der Wärme verbrannt werden.

Für die Abschätzung der Emission vom Kohlendioxid, das beim Verbrennen der Steinkohle entsteht, wurde angenommen, dass der Anteil des chemischen Elements Kohle im Schnitt 58,5% in diesem Brennstoff beträgt. Da die Verbrennung von 1 kg des chemischen Elements Kohle 3,66 kg

des Kohlendioxids liefert, ergibt sich, dass etwa 578 721 Mg des Kohlendioxids jährlich nach dem Verbrennen von 269 800 Mg der Steinkohle entsteht. Zur Vereinfachung der Analyse wurde angenommen, dass die Verbrennung vollkommen und vollständig ist.

Diese Berechnungsergebnisse sind ähnlich zu den in [3] gegebenen Resultaten, wo diese Menge auf 550 000 Mg abgeschätzt wurde.

Eine kleine Differenz kann sich von den verschiedenen Heizwerten der Brennstoffe wie auch von der jährlich verbrannten Biomasse, die zur Berechnung angenommen wurden, ergeben.

Wenn z.B. der Biomasseheizwert von dem oberen Bereich für diese Biomassensorten d.h. 10,4 MJ/kg angenommen würde, würde so die jährlich vermiedene CO₂ Emission infolge des Ersetzens der Kohle durch die Biomasse 687 386 Mg betragen.

Die gegebenen Zahlen berücksichtigen aber keine CO₂ Emission in Verbindung mit der Beförderung der Biomasse zum Kraftwerk.

4. Emission von CO₂ in Verbindung mit der Beförderung der Biomasse zum Kraftwerk Szczecin

4.1. Beförderungsbedingungen

Aufgrund der sehr guten Lage des Kraftwerks d.h. auf dem direkt an den Hafen angrenzenden Gelände, kann die Biomasse mit Wassertransport, LKW, Bahn oder auf kombinierte Weise geliefert werden. Auf diese Weise kann ein negativer Einfluss von Beförderungsmitteln auf die Umwelt beschränkt werden. Außerdem besteht die Möglichkeit zum schnelleren Reagieren auf die Transportpreisänderung [4].

Alle oben genannten Beförderungsmöglichkeiten wurden bei der Analyse vor dem Bau des neuen Dampferzeugers berücksichtigt. Es wurde dabei angenommen, dass der Wassertransport mit den Binnenbarken realisiert und die ganze Biomasse nur aus Polen stammen wird.

Im Praxis wurden alle Beförderungsmitteln mit einem wesentlichen Überwiegen vom LKW Transport realisiert.

In der letzten Zeit kommt jedoch sehr große Menge der Biomasse wegen den günstigen Preisen vom Import, hauptsächlich aus Malaysia und der Elfenbeinküste. Diese Biomasse bilden u.a. Schalen von der Ölpalmkerne und sie wird mit den Schiffen zum Hafen Szczecin befördert. Von dort wird erst die Biomasse ins Kraftwerk mit den Sattelschleppern geliefert.

Für eine korrekte und volle Abschätzung der wirklich reduzierten Menge von CO₂ durch das Kraftwerk sollte also auch die CO₂ Emission von LKWs und von den Schiffen berücksichtigt werden. Für die Vereinfachung der Analyse wurde die Emission des Kohlendioxids, das bei dem Erwerben der Biomasse z.B. durch die Holzhackmaschinen, Sägen, Aufladen usw. nicht betrachtet.

Eine Emission des Kohlendioxids tritt auch bei dem Abbau und Transport der energetisch gleichwertigen Menge Kohle zu der Biomasse auf. Diese wurde auch nicht berücksichtigt.

Es wurde zur Analyse ein Extremfall angenommen d.h. wenn die ganze Menge des jährlichen Biomassebedarfs mit den Schiffen zum Hafen Szczecin und weiter mit der Verwendung von Sattelschleppern mit den Selbstentladesattelanhängern mit einer typischen Ladefähigkeit von 24 Mg gebracht wird.

4.2. Emission von CO₂ in Verbindung mit der LKW Beförderung

Ein mittlerer Weg in beiden Richtungen gerechnet, den die LKWs zwischen dem Hafen und Kraftwerk Szczecin zu machen haben, beträgt ca. 700 m.

Es wurde auch angenommen, dass die Biomasse durchschnittlich in der Entfernung von 45 km zum Verladehafen und mit der Verwendung von den gleichen Sattelschleppern mit den Sattelanhängern wie in Polen gebracht wird.

Für die Beförderung von 710 000 Mg der Biomasse in einem Jahr sollten 29 584 Kurse durchgeführt werden. Bei der Berücksichtigung vom Rückweg ergibt das 59 168 Kurse d.h. die Sattelschlepper hätten 2 683 269 km zu fahren.

Die Biomasse wird in das Kraftwerk Szczecin und zum Verladehafen mit den Sattelschleppern der verschiedenen Marken geliefert. Deswegen wurde ein mittlerer Wert des Brennstoffverbrauchs in Höhe von 0,34 l/km für alle Sattelschleppern zwecks Vereinfachung angenommen. Mit der Berücksichtigung der gesamten Distanz, die alle LKWs zu fahren hätten, würden sie 912312 l des Dieselöls verbrauchen. Der Index der CO₂ Emission für das Dieselöl beträgt 3057 g/l [5]. Auf dieser Basis wurde die CO₂ Emission in Verbindung mit der Beförderung der Biomasse in das Kraftwerk auf 2789 Mg abgeschätzt.

Diese Emission bildet ca. 0,48% der Emission die beim Verbrennen von energetisch gleichwertigen Menge von Steinkohle zur Biomasse entsteht.

4.3. Emission von CO₂ in Verbindung mit dem Seetransport

Die Biomasse wurde zum Hafen Szczecin mit dem Massegutfrachter m/s Nord Bright von 56 000 DWT geliefert.

Der nominale Tiefgang beträgt für dieses Schiff 12,69 m und er überschreitet den zulässigen Tiefgang im Hafen Szczecin d.h. 9,15 m. Biomasse ist jedoch eine relativ leichte Ladung und bei der Frachtkapazität von knapp über 70 000 m³ betrug ihre Masse ca. 28 000 Mg. Mit solch einer Masse der Ladung war der Tiefgang des Schiffes kleiner und man konnte das Schiff zum Hafen einführen.

Angenommen, dass der jährliche Biomassenbedarf mit diesem oder einem ähnlichen Schiff in das Kraftwerk geliefert wird, sollte 25 Fahrten ausgeführt werden.

Wenn es um Schiffsemission geht, wurde keine Emission für die Rückfahrt berechnet, weil die Seeredereien am häufigsten eine Ladung für die Rückfahrt zu finden versuchen.

Entfernung von Malaysia nach Szczecin auf dem Seeweg durch den Ärmelkanal beträgt ca. 9800 nautischen Meilen und von Elfenbeinküste genau die Hälfte d.h. 4850 nautischen Meilen.

Für die Berechnung wurde die längere Strecke angenommen.

Das Schiff m/s Nord Bright wird mit einem Motor MITSUI-MAN B&W vom Typ 6S50MC –C mit einer Leistung von 9 070 kW ausgerüstet. Der Motor erlaubt eine Betriebsgeschwindigkeit von 14,5 Kn zu erreichen. Ein spezifischer Kraftstoffverbrauch beträgt bei dieser Leistung 0,172 kg/kWh [6].

Der Strom wird auf dem Schiff mit Hilfe von 4 Dieselgeneratoren mit einer Gesamtleistung von 1975 KVA erzeugt. Für eine Seereise kann für diesen Schiffstyp angenommen werden, dass nur ein Dieselgenerator mit einer Leistung von ca. 500 kW betrieben wird. Ein spezifischer Kraftstoffverbrauch wurde so wie für einen typischen mittelschnelllaufenden Dieselmotor d.h. 0,174kg/kWh angenommen.

Der Kraftstoffverbrauch während des Manövers und während der Hafenziegezeit oder beim Stand auf der Reede wurden nicht berücksichtigt.

Außerdem wurde zur Analyse angenommen, dass während der Seereise ein gefeuerter Dampferzeuger außer Betrieb ist und der gesamte Dampfbedarf durch den Abgasdampferzeuger gedeckt wird.

Auf Grund der oben gegebenen Daten wurde die Seereisezeit auf 676 Stunden abgeschätzt. Das bedeutet, dass in dieser Zeit der Hauptmotor 1055 Mg und der Hilfsmotor 59 Mg des Kraftstoffs verbrauchen. Insgesamt verbraucht das Schiff während einer Fahrt ca. 1 114 Mg Kraftstoff.

Für die Beförderung des jährlichen Biomassebedarfs durch das Kraftwerk Szczecin in 25 Fahrten wird also 27 850 Mg Kraftstoff benötigt.

Der Index der CO₂ Emission beträgt für den Kraftstoff HFO (ISO 8217 grades RME through RMK) mit dem Kohleninhalt von 85% 3,114 Mg CO₂ / 1 Mg Kraftstoff [7].

Das bedeutet, dass die CO₂ Schiffsemission für die Beförderung der ganzen Biomasse 86 725 Mg beträgt. Das bildet 15% der Emission, die beim Verbrennen von energetisch gleichwertigen Menge von Steinkohle zur Biomasse entsteht.

Dieser Koeffizient wird nur wenig kleiner sein, wenn die CO₂ Emission im Bezug mit der Beförderung durch die Bahn von energetisch gleichwertigen Menge der Kohle zu der verbrannten Biomasse (d.h. 269 800 Mg Kohle) berücksichtigt wird.

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 [5].

Das Kraftwerk Szczecin ist ca. 570 km von dem nächsten Bergwerk in Schlesien entfernt. Die Beförderung mit der Bahn von 269 800 Mg Kohle wird die Emission von ca. 14146 Mg CO₂ verursachen. Die gesamte CO₂ Emission, die vom Kohleverbrennen entsteht und unter der Berücksichtigung des Bahntransports, ergibt also 592867 Mg (578 721 Mg + 14 146 Mg).

Der oben genannte Index der CO₂ Emission in Verbindung mit der Beförderung der Biomasse mit den Schiffen verkleinert sich zu 14,6% (86 725 Mg/592 867 Mg).

Unter der Berücksichtigung der gesamten Emission von Schiffen und Sattelschleppern bei der Beförderung der Biomasse d.h. 89 514 Mg (86725 Mg + 2789 Mg) würde dieser Koeffizient 15,1% betragen. Tatsächlich ersetzte Kohle durch die Biomasse in Bezug auf die CO₂ Emission bildet also 84,9%.

Zur Erleichterung werden in der Tabelle 1 die wichtigsten Ergebnisse der Analyse zusammengefasst.

Tabelle 1. Aufstellung der Ergebnisse

Nr.	Quelle der CO ₂ Emission	Einheit [Mg]
1	Verbrennen von energetisch gleichwertigen Menge von Steinkohle zur Biomasse (269 800 Mg)	578721
2	Beförderung der Kohle durch die Bahn	14146
3	Die gesamte CO ₂ Emission im Bezug auf das Verbrennen und die Beförderung der Kohle (1+2)	592867
4	Beförderung der Biomasse durch die Sattelschleppern (710 000 Mg)	2789
5	Beförderung der Biomasse durch die Schiffe (710 000 Mg)	86725
6	Gesamte CO ₂ Emission im Bezug auf die Biomassebeförderung mit den Schiffen und Sattelschleppern (4+5)	89514
7	Tatsächliche CO ₂ Reduktion infolge des Ersetzens der Kohle durch die Biomasse (3-6)	503353

5. Zusammenfassung

Die oben dargestellte vereinfachte Analyse hat gezeigt, dass die CO₂ Emission in Verbindung mit der Beförderung der Biomasse in das Kraftwerk Szczecin 15,1 % der Emission, die beim Verbrennen und der Beförderung der energetisch gleichwertigen Menge von Steinkohle zur Biomasse entsteht, beträgt.

Daraus ergibt sich, dass die Verbrennung der Biomasse im Kraftwerk tatsächlich ca. 86% der Kohle in Bezug auf die CO₂ Emission ersetzt. Dabei ist der Anteil der Emission von LKW Beförderung nur geringfügig, weil er nur 0,47% bildet. Anderenfalls ist der Anteil bei der CO₂ Emission des Seetransports erheblich groß, weil er 14,6 % bildet.

Im Fall der Beförderung der Biomasse aus der Elfenbeinküste wird dieser Wert ca. um die Hälfte kleiner sein.

Das bedeutet, dass die Menge der Biomasse sowie die Länge der Strecke, die mit Schiffen gefahren wird, bei der Abschätzung der Reduktion von CO₂ Emission dank der Verbrennung der Biomasse berücksichtigt werden soll.

Referenzen

- [1] Adamkiewicz A., Zeńczak W., Beurteilung der Beförderungsweise der Biomasse in das Kohlenkraftwerk im Blick auf die Beschränkung der Emission von CO₂, XXI Energie Symposium. Nutzung regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik, 6-8 November 2014, Stralsund, 211-215
- [2] <http://www.scc.com.pl/konferencje/> -dostęp z dnia 23.07.2015
- [3] <http://agroenergetyka.pl> -dostęp z dnia 23.07.2015
- [4] Wiśniewski W., Budowa kotła na biomasę w Oddziale Zespół Elektrowni Dolna Odra, Prezentacja PGE, 2011
- [5] Bałazińska M., Zuwała J., Tokarski S.: Ślad węglowy związany z transportem paliw na cele energetyczne, Rynek Energii, nr 4, 2013, s. 68-73.
- [6] MC Programme 1966, Engine Selection Guide, MAN B&W Diesel AG , Copenhagen 1996
- [7] IMO MEPC.1/ Circ 684 8 –dostęp z dnia 17.08.2009

Wind farm operation based on hydrogen storage in the south of Algeria

Lilia Aiche-Hamane¹ Mustapha Hamane²

¹*Department of mechanics, Faculty of technology, University Blida1, Algeria, l_aiche@yahoo.fr*

²*Centre for development of renewable energies (CDER), Algeria*

Abstract

Wind power has matured greatly over the last twenty years. However, the intermittency of the wind source makes necessary to develop efficient energy storage system. Hydrogen as an energy carrier, together with electrolyser and fuel cell technologies can provide a technical solution to this challenge.

This study aims to give a configuration of a wind power system based on hydrogen storage and show how hydrogen can replace batteries for more efficient long term system storage. It gives also methodology for sizing a wind power system based on hydrogen storage. The system is mainly based on wind power production that supply the load where excess energy is used to produce electrolytic hydrogen through the electrolyser. The stored hydrogen is used by the fuel cell to produce electricity when the load requirement exceeds the wind energy available.

A case study of a wind farm of 10 MW situated at Adrar in the south of Algeria is presented. The results of wind power production, Fuel cells production and electrolysis consummation is presented.

The components models consist of: Wind energy conversion systems (WECS), water electrolysis (advanced alkaline), PEM fuel cells, hydrogen gas storage, and power conditioning equipment. The system simulations were performed with TRNSYS and a set of hydrogen energy models (HYDROGEMS) specifically developed for TRNSYS16.

Hourly wind speed data at Adrar has been used to simulate the wind farm based on hydrogen storage.

Power-to-Gas ein Baustein für das Gelingen der Energiewende?

Werner Diwald

Die Zunahme der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien verlangt immer dringender nach Lösungen für eine optimale und wirtschaftliche Integration des erzeugten Stroms.

Die Technologie „Power-to-Gas“ steht zur Verfügung und wartet auf den Einsatz. Da die strombasierten Kraftstoffe in den existierenden Fahrzeugen verwendet werden können, bestehen auch diesbezüglich keine Herausforderungen.

Unter „Power-to-Gas“ versteht man ein Verfahren, bei dem erneuerbarer Strom Wasser in einem Elektrolyseur zu Wasserstoff umwandelt. Der Vorteil von auf diese Weise erzeugtem Wasserstoff ist, dass von der Herstellung bis zur Nutzung keine Emissionen entstehen.

Da Wasserstoff im Gegensatz zu Strom leicht in Erdgasnetzen, Kavernen oder Druckbehältern gespeichert werden kann, bietet der Wasserstoff die zukünftig notwendige zeitliche Entkopplung von Erzeugung und Verwendung der erneuerbaren Energien.

Die Gewinnung von Wasserstoff aus erneuerbaren Energien verbindet die drei Energiesektoren Strom, Mobilität und Wärme. Ein integratives Energiekonzept zur Sicherung der Stromversorgung aus erneuerbaren volatilen Energiequellen benötigt – im Vergleich zu einer singulären sektoralen Stromstrategie – erheblich weniger Speicherkapazitäten. So könnte durch die Integration des Verkehrssektors die Versorgungssicherheit aus volatiler Windstromerzeugung an Land auf über 5.000 Jahresstunden erhöht werden.

Kurzfristig bieten strombasierte bzw. synthetische Kraftstoffe, die mit erneuerbaren Energien hergestellt werden, in Automobilen mit herkömmlichen Verbrennungsmotoren eine interessante Alternative zu konventionellen Biokraftstoffen. Dabei beträgt der Flächenbedarf nur 0,1 % im Vergleich zum landwirtschaftlichen Biokraftstoffpfad und ist somit vernachlässigbar. Diese sogenannten „Power-to-Fuel“-Technologien (PtF-Technologien) sind somit ökologisch erheblich vorteilhafter. Gleichzeitig eröffnen sie dem Strommarkt die zukünftig erforderlichen Flexibilitätsoptionen zur Systemstabilisierung.

Laut der Studie „Bedeutung und Notwendigkeit von Wind-gas für die Energiewende in Deutschland“, die im Auftrag von Greenpeace Energy erstellt wurde, kann die Umwandlung von überschüssigem Strom aus Windenergie- und Solaranlagen in Wasserstoff bzw. Methan die Kosten für die Energiewende um mehrere Milliarden Euro senken.

Die Technologien zur Erzeugung des Wasserstoffs aus erneuerbaren Energien stehen bereits zur Verfügung. Der erzeugte Wasserstoff kann unmittelbar in Raffinerien zum Einsatz kommen und zur Reduzierung der Schadstoffemissionen beitragen.

Aber auch Zukunftstechnologien, wie z. B. Brennstoffzellenfahrzeuge, sind serienreif und warten auf die Markteinführung. Über 70 % der im Verkehr benötigten Energie wird in Bereichen verbraucht, in denen die Brennstoffzelle erhebliche Vorteile gegenüber der batterieelektrischen Mobilität aufweist. Für einen großflächigen Markteintritt von Brennstoffzellenfahrzeugen muss der Ausbau der Wasserstofftankstelleninfrastruktur dringend vorangetrieben werden.

Der breiten Markteinführung von Power-to-Gas stehen einzig die fehlenden oder systemwidrigen gesetzlichen Regulierungen, um die nötigen Investitionen vornehmen zu können, im Wege. Hier muss der Gesetzgeber kurzfristig handeln und endlich ein Konzept für eine Energiewende und nicht nur für eine Stromwende vorlegen.

Schon 2009 wurde das erste Hybridkraftwerk in Prenzlau eingeweiht. Seit 2014 läuft eine 6 MW-Anlage der Audi AG, und erst im Juli 2015 wurden im Energiepark Mainz drei weitere Elektrolyseure in Betrieb genommen. Sie können bis zu 6 MW Windstrom zu Wasserstoff verarbeiten und innerhalb von Millisekunden auf Schwankungen in der Produktion reagieren. Insgesamt stehen alleine in Deutschland über 15 derartige Projekte. Aber auch in China, Frankreich, England oder USA werden aktuell Power-to-Gas Anlagen geplant oder errichtet.

Die Technologie steht somit bereit und wartet darauf die Probleme der Energiewende mit zu lösen.

Das Europäische Parlament hat die Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED) sowie die Kraftstoffqualitätsrichtlinie (FQD) zur Anrechnung verschiedener Kraftstoffe auf die Treibhausgasminderungsquote 2015 verabschiedet. EU Mitgliedsstaaten müssen danach bis 2020 sicherstellen, dass im Transportsektor mindestens 10 % des Energieverbrauchs über erneuerbare Energien abgedeckt werden. Während der Anteil von Biokraftstoffen der ersten Generation auf 7 % begrenzt wird, sollen Biokraftstoffe der zweiten und dritten Generation durch eine Mehrfachanrechnung gefördert werden.

Die neuen europäischen Richtlinien bieten der Bundesregierung die Chance, nicht nur die Energiewende zum Erfolg zu führen, sondern auch neue Arbeitsplätze zu schaffen und die Abhängigkeit von Energieimporten nachhaltig zu mindern. Die grundsätzlichen Voraussetzungen für den Erlass von Regulierungen, die einen wirtschaftlichen Betrieb der Power-to-Gas Anlagen zulassen, ohne dass dieses zu einem wirtschaftlichen Mehraufwand für die Bürger und Wirtschaft führen, sind gegeben.

Power-to-Gas ist somit zweifelsfrei ein wichtiger Baustein auf dem Weg in eine CO₂-freie Mobilität und zu einer volkswirtschaftlich effizienten Energiewende, der seine politische Aufmerksamkeit zu Recht verdient.

(Dies ist eine leicht gekürzte Wiedergabe eines Textes, der am 14. Oktober 2015 in der Verlagsbeilage „EnergieträgerErdgas“ der FAZ erschien.)

Verzeichnis der Autoren

Abarca, Mildred Likimer	12	Oppelt, Thomas	82
Adamkiewicz, Andrzej	165	Ortiz, Willington	96
Aiche-Hamane, Lilia	171		
Außendorf, Yasmin	21	Paatzsch, René	37
		Pflugradt, Noah	82
Barz, Mirko	12	Platzer, Bernd	82
Beller, Matthias	153	Polyakov, Mykola	153
Bemme, Felix	108		
Berhardt, Alexander	8	Quaschnig, Volker	128
Delivand, Mitra Kami	12	Recalde, Marina	96
Dengel, Andreas	21	Rockstroh, Nils	153
Dinkler, Konstantin	12	Röder, Stefan	37
Diwald, Werner	172		
		Sandlaß, Hans	72
Fischer, Ulrich R.	30	Schäfer-Stradowsky, Simon	87
Frenz, Mathias	37	Schaube, Philipp	96
Fuhrmann, Christian	8	Schauer, Peter	8
Funk, Stephan	68	Scheel, Henning W.	107
		Schellhorn, Falk	108
Geiser, Jan	8	Schmidt, Carlo	111
Groß, Bodo	8, 21, 42	Schulte, Stephan	8
Görges, Daniel	8	Shrestra, Nirendra Lal	82
Gulden, Johannes	121	Sirisamphanwong, Chatchai	115
		Sklarow, Andreas	121
Hamane, Mustapha	171	Stegemann, Bert	128
Hempelmann, Rolf-Wilhelm	8	Struck, Tobias	134
		Sukchai, Sukruedee	115, 145
Jackwitz, Torsten	111	Surkus, Annette.E.	153
Jänicke, Markus	49	Suriwong, Tawat	145
Junge, Henrik	153		
		Tänzer, Guillem	42
Kampet, Tobias	54	Talpone, Juan Ignacio	96
Ketjov, Nipon	115	Tannert, Daniel	30
Klingenberg, Renate	59	Tjaden, Tjarko	128
Kohlmann, Bert	12	Tristan, Alejandro	8
Kolbe, Christian	68	Troeder, Hans-Otto	128
Krautz, Hans Joachim	30		
		Urbaneck, Thorsten	82
Lehmann, Jochen	72		
Lepold, Tobias	8	Vogt, André	30
Luschtinetz, Thomas	121		
		Wahmkow, Christine	155
Mansiri, Kongrit	115	Wangsungnern, Wikarn	145
Martin, Andreas	153	Weißhaar, Konstantin	8
Mensin, Yodthong	145	Weniger, Johannes	128
Müller, Thorben	77		
		Zeńczak, Michał	160
Natter, Harald	8	Zeńczak, Wojciech	165
Ngongmeesri, Rattaporn	115		

