



fachhochschule
stralsund
university of
applied
sciences



Quelle: EnBw, Matthias Ibeler, Fotodesign AGD

Energieland M-V

energie – symposium

energie – symposium

3. – 5. November 2011

**Nutzung regenerativer Energiequellen
und Wasserstofftechnik**

ENERGIELAND M-V

**NUTZUNG
REGENERATIVER
ENERGIEQUELLEN
UND
WASSERSTOFF-
TECHNIK
2011**

Thomas Lushtinetz und Jochen Lehmann (Hrsg.)

Energieland M-V

18. Symposium

Nutzung Regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik

Stralsund, 3.-5. November 2011

Veranstalter: Verein Deutscher Ingenieure
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

© 2011 by: Fachhochschule Stralsund
Alle Rechte vorbehalten

Printed in Germany by:
Fachhochschule Stralsund, ZV

ISBN 978-3-9813334-4-2

Komitee der Konferenz:

Gerhard Winkelmann, Schwerin; Werner Ritter und Michael Nelles, Rostock;
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
Vorwort	6
<i>Robert Böttcher, Horst Gerath, Christian Stollberg, Doreen Holst</i> Der Einfluss der Extrudertechnologie auf den Biogasertrag von Weizenstroh	7
<i>Ullrich Buchta</i> Aktionsplan Klimaschutz Mecklenburg-Vorpommern	12
<i>Andreas Dengel, Michael Schmidt</i> Neuartige wirkungsgradoptimierte ORC-Anlage für den niedrigen Leistungsbereich – Entwicklung, Inbetriebnahme und Erprobung	19
<i>Jacek Elias, Jochen Lehmann</i> 15 Jahre Windwasserstoff in der Fachhochschule Stralsund und der Beginn einer innigen Zusammenarbeit in der Europaregion Pomerania	26
<i>Jürgen Garche</i> Brennstoffzellen in diesem Jahrzehnt kommerziell?	29
<i>Werner Hartmann</i> Wasserstoffspeicherung in Salzkavernen zum Ausgleich von Energieschwankungen	42
<i>Klaus Heikrodt</i> Erdgasnetz als Wasserstoffspeicher	47
<i>Christian Hey</i> Energieversorgung der Zukunft in Deutschland – zum Sondergutachten des SRU“ Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung"	52
<i>Michael Hirscher</i> Wasserstoffspeicherung durch Kryoadsorption in hoch porösen Metall-Organischen Gerüstverbindungen	56
<i>Gareth Hopkins, Martin Penkalla, Carsten Hindenburg</i> Neuer Teststand für solarthermisch angetriebene Kühlung in Stralsund	59
<i>Vollrath Hopp</i> Wasser, Kohlenstoffdioxid und Stickstoff als natürliche Rohstoffquellen	64
<i>Vollrath Hopp</i> Water, carbon dioxide, nitrogen and phosphates as natural sources of raw materials	68
<i>Elka Krалеva und Heike Ehrich</i> Wasserstofferzeugung durch Partialoxidation von Ethanol an geträgerten Ni und Co Katalysatoren	71
<i>Stephan Krause, Christine Tillmann, Hans Joachim Krautz, Andreas Miede, Jochen Lehmann, Gerhard Schünemann</i> Wasserstoffspeicherkraftwerk - Betrachtungen zur Wirtschaftlichkeit -	74

<i>Olgierd Malyszko, Michal Zenczak</i> Energy storage in power system with wind power farms	79
<i>Hernan Moreano</i> Dilemma in new clean and renewable energy alternatives for Santa Elena and its university: Oportunities and Challenges	84
<i>Herbert Müller</i> Kompositionsregeln für den Aufbau effizienter thermischer Analagensysteme	97
<i>Stephan Müller, Joachim Schwabe, Thorsten Kleinselbeck</i> Offshore platform FINO2 - Three and a half years of wind measurement	102
<i>Torsten Olejnik</i> Aspekte solarer Klimatisierung in Ecuador	109
<i>Thomasz Osipowicz</i> The concepts of using the hydrogen and the oxygen in the vehicles propulsion systems	112
<i>Thomas Pätzold</i> Energieversorgung der Zukunft aus Sicht eines Netzbetreibers	118
<i>Werner Ritter, Michael Nelles</i> Fernwärme - Klimaschutzmaßnahme Nr. 1	135
<i>Thomas Römhild, Martin Wollensak</i> Plus Energieschule Rostock	140
<i>Stefan Jürgen Saatmann</i> Umweltaspekte der Förderung von Schiefergas	145
<i>Mathias Schlegel, Maik Orth, Norbert Kanswohl, Dietmar Rössel, Pérez Pineda Eliecer, Daniel Schnabel</i> Biogascontainer - dezentrale Biogaserzeugung für Regionen mit gering ausgebauter Energieinfrastruktur	150
<i>Philip Schmit, Andreas Dengel, Olaf Götting, Bodo Groß</i> Energiespeichersysteme zum Ausgleich eines fluktuierenden Energieangebots in Stromversorgungssystemen mit hohen Anteilen regenerativer Energien	167
<i>André Schreier</i> Effizientes Heizen und Kühlen in Industrie und Gewerbe -Besondere Lösungen durch Großwärmepumpen-	173
<i>Tilman Schubert</i> Assessment of relevant storage technologies in the South Baltic Area	177
<i>Patrick Schulte, Peter Jagemann, Burkhard Teichgräber</i> Demonstrationsprojekt EuWaK – Erdgas und Wasserstoff aus Kläranlagen	182
<i>Vera Schürmann, Helmut Kern</i> Innovative Wertschöpfungskette: Der kurze innovative Weg zum Bioerdgas-Markt – Wie Angebot und Nachfrage besser zusammenfinden	193

<i>Tom Smolinka, Jürgen Garche, Christopher Hebling, Oliver Ehret</i> Stand der Entwicklung von GroÙelektrolyseuren	197
<i>Peter Sponholz, Dörthe Mellmann, Albert Boddien, Felix Gärtner, Henrik Junge, Matthias Beller</i> Kontinuierliche Wasserstofferzeugung aus Ameisensäure	202
<i>Bert Stegemann, Christof Schultz, Manuel Schüle, Michael Richter, Hans-Ulrich Pahl, Heinrich Endert, Joern Bonse, Bjoern Rau, Rutger Schlatmann, Volker Quaschnig, Frank Fink</i> Neuartige Laserstrukturierung von Cigse-Dünnschicht-Solarzellen	205
<i>Klaus Stolzenburg, Simon Whitehouse</i> Genehmigungsverfahren für Wasserstoff-Tankstellen - Vergleich der Erfahrungen in einem Projekt mit 10 Standorten -	212
<i>Sebastian Stransky</i> Lösungen für die Energieeffizienzsteigerung im Gebäudebereich und Technologieentwicklung für flüssige Brennstoffe	221
<i>Guillem Tänzer</i> Elektromobilität als sinnvoller elektrischer Zwischenspeicher? Perspektiven	229
<i>Thorsten Urbaneck, Ulf Uhlig, Thomas Göschel</i> Kaltwasserspeicher im Chemnitzer Fernkältesystem – Betriebserfahrungen	232
<i>Joachim Wolf</i> WASSERSTOFF-INFRASTRUKTUR - nicht nur für große Schauplätze	243
<i>Klaus Wozniak, Reinhard Müller, Axel Rackwitz</i> Der Komplexversuchsstand „Regenerative Energien“ der HTWK Leipzig als Demonstrationsobjekt für die Nutzung erneuerbarer Energien	244
<i>Wojciech Zeñczak</i> Möglichkeiten der Reduzierung von Schiffsemissionen während der Hafentiegezeit	253
<i>Christian Ziems, Daniel Tannert, Christine Tillmann, Perco Krüger, Stephan Krause, Hans Joachim Krautz</i> Untersuchungen zur fortschrittlichen alkalischen Druckelektrolyse am Wasserstoff-Forschungszentrum Cottbus	259
<i>Präsentation CEP</i> Hydrogen mobility: In the German Clean Energy Partnership (CEP) strong partners are jointly developing the fuel of the future	264
<i>Präsentation LBST</i> Kleinmobile mit H2-BZ-Antrieb - ein praktisch orientiertes Projekt innovativer KMU im Bereich Elektromobilität	270
<i>Präsentation WERUM</i> Vom Messen zum Wissen Messdatenmanagement für erneuerbare Energien	271

Vorwort

Ganz grob betrachtet besteht der Energiebedarf unserer Gesellschaft zu jeweils einem Drittel aus Wärme/Kälte, Elektrizität und Kraftstoff. Netze als Sinnbild der Infrastruktur dienen zur Ver- und Entsorgung, sie sind ein wesentliches Feld für Rationalisierung und das Erreichen von Effektivität. Und die Forderung der Zeit nach nachhaltigem Wirtschaften zielt vor allem auf die Nutzung von Kreisläufen. Das gilt für alle drei Energiebereiche und ist der Grund für die Themenvielfalt des Stralsunder Energiesymposiums.

Der für Deutschland nunmehr beschlossene Umbau der Energiewirtschaft stellt – wie Prof. Nelles in seinem Grußwort zur Tagung eindringlich feststellt – eine enorme Herausforderung dar, die die Einbeziehung aller verfügbaren und verantwortungsbewusst nutzbaren Energietechnologien erfordert und insbesondere auch die Steigerung der Effizienz einbezieht, allem voran den sparsamen Umgang mit Energie.

Unser Land hat vorgearbeitet hinsichtlich der sich anbahnenden Veränderungen:

- Durch die Nutzung regenerativer Energien – namentlich der des Windes – werden mittlerweile etwa zwei Fünftel des Stromverbrauchs von M-V gedeckt. Nach Inbetriebnahme der nächsten beiden Offshore-Windparks (2012) werden es zwei Drittel sein.
- Der erste Ort in Deutschland, an dem ein Atomspaltungskraftwerk stillgelegt und zurückgebaut worden ist, heißt Lubmin. Den Sorgen wegen der damals verlorenen Arbeitsplätze ist inzwischen der Stolz gefolgt, dass Vorpommern jetzt Fachleute und Erfahrungen für diese Abbautechnologie besitzt, die bundesweit für die nächsten Jahrzehnte zu den gesuchten gehören wird.
- An der Fachhochschule Stralsund wurde 1996 das Komplexlabor Alternative Energie mit seinem Kern, einem Wind-Wasserstoff-System, in Betrieb genommen. Inzwischen liegen für Mitarbeiter und Generationen von Studenten Erfahrungen vor, wie mit dem Wasserstoff innerhalb des Kreislaufs Wasser-Wasserstoff-Wasser umzugehen ist, dem einzigen Kreislauf in der Energiewirtschaft, der wirklich emissionsfrei gestaltet werden kann.
- Inzwischen gibt es zwei Projekte im Nordosten Deutschlands, in dem ein großer Elektrolyseur zur Vergleichsmäßigung des Windstroms eingesetzt werden soll, das im vergangenen Monat eingeweihte ENERTRAG Hybridkraftwerk in der Uckermark (Brandenburg) und das RH2 – Vorhaben der Wind-projekt GmbH bei Altentreptow. Über riesige Kavernenspeicher für Wasserstoff wird nachgedacht.

Das Stralsunder Energiesymposium – 2011 in seiner 18. Folge - hat all diese Entwicklungen nicht nur begleitet, sondern auch auf sehr unterschiedliche Weise befördert oder initiiert, zumindest aber beigetragen, die Macher zusammenzuführen und sie in ihren Ideen zu bestärken. Auch in diesem Jahr wollen wir diese Tradition fortsetzen. Dank der Verknüpfung von „Energieland M-V“ und Symposium wurde ein erweiterter Kreis von Interessenten angesprochen, Vernetzung und die Suche nach Synergien also auch hier auf dem Weg zur Realisierung von Visionen.

Es wird Ihnen, werte Teilnehmer, aufgefallen sein, dass sich die Reihe der Sponsoren der Konferenz verlängert hat. Das ist für die Veranstalter ein Zeichen dafür, wie eng unsere Themen mit den notwendigen Entwicklungen verknüpft sind.

Möge uns allen dies auch in Zukunft gelingen!

In diesem Sinne wünschen wir allen Teilnehmern eine erfolgreiche Tagung!

Den Vortragenden, den Sponsoren und den Organisatoren vielen Dank für ihr Engagement!

Jochen Lehmann, Thomas Luschtinetz

Der Einfluss der Extrudertechnologie auf den Biogasertrag von Weizenstroh

R. Böttcher, H. Gerath, C. Stollberg und D. Holst

*Hochschule Wismar, University of Applied Sciences Technology, Business and Design, PF 1210, 23952 Wismar
robert.boettcher@hs-wismar.de*

Schlüsselwörter: Biogas, Biogasertrag, Extruder, Biomasseextrusion, Stroh, oTS-Abbaugrad

Zusammenfassung

Immer mehr Biogasanlagen nutzen die Extrudertechnologie für den Biomasseaufschluss von lignocellulosehaltiger Biomasse. Die Hochschule Wismar hat daher den Einfluss der Bio-Extrusion auf das Biogasbildungspotenzial von Weizenstroh untersucht. Dabei konnte nachgewiesen werden, dass die Öffnungsweite des Biomasseaustritts aus dem Extruder für den Aufschlussfolg entscheidend ist. Mit abnehmendem Auslassquerschnitt steigt der Biogasertrag und der oTS-Abbaugrad. Bei der günstigsten Versuchsvariante konnte ein Biogasmehrertrag von ca. 45 % im Vergleich zum unbehandelten Weizenstroh nachgewiesen werden.

Abstract

More and more biogas plants use the extruder technology for biomass digestion of lignocellulosic biomass. Therefore has the University of Wismar investigated the effect of bio-extrusion on the biogas production potential of wheat straw. It could be demonstrated that the opening width of the extruder biomass outlet has an great influence on the digestion of wheat straw. With decreasing outlet section increases both the biogas yield and the oTS degree of degradation. At the best experimental variation a biogas surplus of about 45 % could be detected compared to untreated wheat straw.

Einleitung

In Zeiten eines immer mehr ansteigenden Energiebedarfs und einer voranschreitenden Verknappung fossiler Energieträger steigt die Nachfrage nach günstigen und regenerativ erzeugten Energieformen stetig an. Die Nutzung von Biomasse nimmt dabei einen besonderen Stellenwert ein, da sie neben der Geothermie eine der wenigen grundlastfähigen, regenerativen Energieformen darstellt.

In der Gesamtheit tragen erneuerbare Energien in Deutschland derzeit ca. 12 % zur Stromversorgung bei, wovon 5,1 % auf Biogasanlagen zurückzuführen sind [1]. Insbesondere durch die Einführung des NaWaRo-Bonus im Zuge der Novellierung des Erneuerbaren Energien Gesetzes im Jahre 2004 steigt die Nachfrage nach Biogasanlagen stetig [2]. In vielen Fällen sollen die Biogasanlagen landwirtschaftliche Reststoffe wie beispielsweise Stallung vergären, die auf der einen Seite in Viehzuchtbetrieben kostengünstig zur Verfügung stehen und auf der anderen Seite, aufgrund eines hohen Lignocelluloseanteils, nur schwer zu qualitativ hochwertigem Biogas zu vergären sind.

Um eine Biogasanlage unter Berücksichtigung schwer aufschließbarer Substrate besonders effizient und störungsarm betreiben zu können, bedarf es im Vorfeld der Anlagenplanung einer ausgiebigen Rohstoffanalyse und einer damit einhergehenden Anpassung der Verfahrenstechnik. So wird zum Beispiel das Substrat, bevor es dem Gärprozess zugeführt wird, zerkleinert und homogenisiert, um eine erhöhte Energieausbeute zu erzielen. Hierbei wird u. a. die Oberfläche des verwendeten Substrates wesentlich vergrößert und der mikrobielle Abbau der Biomasse deutlich beschleunigt.

Mittlerweile gibt es eine Vielzahl von Möglichkeiten Biogassubstrate im Vorfeld aufzuschließen. Ein immer häufiger anzutreffendes Verfahren ist der thermomechanische Aufschluss mittels eines Extruders. Die Vorteile dieser Technologie liegen dabei auf der

Hand. Neben einer Erhöhung der Faulraumbelastung im Biogasfermenter und der daraus resultierenden Verkürzung der Verweilzeit wird das Risiko der Bildung von Schwimmschichten deutlich minimiert [3]. Der Einsatz der spez. Aufschlussenergie beträgt nach Angaben des Maschinenbauunternehmens Lehmann Maschinenbau GmbH 12 - 15 % des Mehrertrages [4]. Dabei ist jedoch zu beachten, dass die erwünschte Effizienzsteigerung maßgeblich von der korrekten Einstellung des Extruder-Auslassdurchmessers auf die jeweilige Biomasse abhängt. Die Hochschule Wismar hat daher den Einfluss des Extruder-Auslassdurchmessers auf die Aufschlussleistung von reinem Weizenstroh untersucht, um dem praktischen Anwender Anhaltspunkte für eine mögliche Prozessoptimierung geben zu können.

Material und Methode

Für die Biogasversuche wurde Weizenstroh in fünf unterschiedlichen Aufschlussgraden auf das Gasbildungspotenzial und den Abbaugrad in Anlehnung an die VDI 4630 untersucht. Die unterschiedlichen Aufschlussgrade unterschieden sich dabei nur in der Öffnungsweite des Extruderauslasses. Beginnend von unextrudiertem Stroh (Hähsellänge ca. 100 mm) wurde die Auslassöffnung im Bereich von 50 mm bis 20 mm in 4 Schritten um jeweils 10 mm reduziert. Der für die Versuche verwendete Lehmann Bio-Extruder vom Typ MSZ B 55e war dabei als Doppelschneckenextruder ausgeführt. Im Eingriffsbereich der beiden Schnecken, auch Zwickel genannt, wurde das Material von einer Schnecke auf die andere übergeben und dadurch eine höhere Scherbelastung als in einem Einschneckenextruder erzeugt. Diese Umlagerung bewirkt auch eine bessere Homogenisierung des Aufschlussgutes. Das gegenseitige Abschaben der Schnecken untereinander verhindert dabei effektiv Todzonen im Schneckengang. Im Gegensatz zu Einschneckenextrudern treten daher keine extrem langen Verweilzeiten des Materials im Extruder auf. Bei dem Verfahren der Bio-Extrusion wird das Material je nach Feuchtigkeit hydrothermal oder hydromechanisch aufgeschlossen. Durch Änderung der Gangzahl wird der Druck und somit die Temperatur erhöht. Die extreme Beanspruchung durch Druck und Entspannungszonen führt letztendlich zum Auffasern des Materials mittels Nassdampfexplosion (Aufschluss und Zerstörung des Zellgefüges) [5].

Die Untersuchungen zum Gasbildungspotenzial wurden als Batch-Versuch im 20 l Maßstab nach den Vorgaben der VDI 4630 durchgeführt. Die für die Versuche verwendeten Labor-Biogasfermenter wurden intervallweise alle 15 Minuten für 2 Minuten mit einer Drehzahl von ca. 500 U/min gerührt. Die Substrattemperatur betrug 38 ± 2 °C und wurde über den gesamten Versuchszeitraum konstant gehalten. Als Inokulum wurde ausgegorenes Rezirkulat einer NaWaRo-Biogasanlage verwendet, die mit einem Festdunganteil von ca. 40 % in der täglichen Fütterung arbeitet. Die Versuchsfermenter bestanden aus doppelwandigen PMMA-Behältern, bei denen sämtliche Durchführungen in dem Gasraum konsequent als Tauchrohr ausgeführt wurden. Abbildung 1 zeigt den prinzipiellen Aufbau einer Fermentationseinheit.

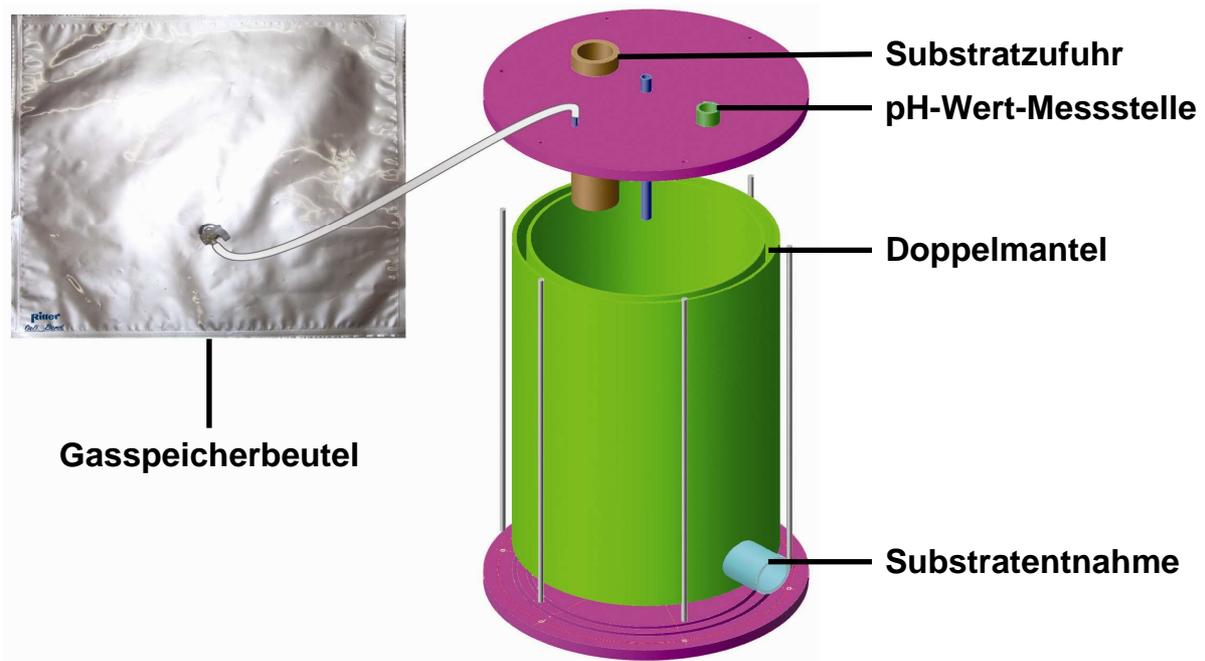


Abbildung 1: Biogasfermenter mit Gasspeicherbeutel.

Das bei der Fermentation entstehende Biogas wurde zunächst in einem Gasspeicherbeutel zwischengelagert und täglich mit einem Trommelgaszähler TG 05 der Firma Dr. Ing. Ritter Apparatebau GmbH quantitativ erfasst. Die qualitative Analyse der Biogaszusammensetzung (CH_4 , CO_2 , H_2S , O_2) wurde täglich mit einem Biogasmonitor BM 2000 der Firma ANSYCO Analytische Systeme und Componenten GmbH durchgeführt. Dabei befand sich die Messstelle für die Analysen im Gasraum des Biogasfermenters. Sämtliche Batch-Versuche unterlagen einer doppelten Wiederholung des Versuchsansatzes. Substrattemperatur und pH-Wert wurden ebenfalls täglich mit einem pH-Meter pH 525 und einer Einstabmesskette SenTix 41 der Firma WTW Wissenschaftlich-Technische Werkstätten GmbH ermittelt. Die Bestimmung von Trockensubstanzgehalt und organischem Trockensubstanzgehalt wurde gemäß DIN EN 12880 bzw. DIN EN 12879 zum jeweiligen Versuchsbeginn für das Weizenstroh und den Impfschlamm in doppelter Wiederholung durchgeführt. Im Anschluss an die Analyse des Biogasbildungspotenzials erfolgte die Berechnung des oTS-Abbaugrades gemäß der VDI Richtlinie 4630.

Ergebnisse und Diskussion

Das untersuchte Weizenstroh war von guter Qualität. Der Trockensubstanzgehalt (TS) des Ausgangsmaterials belief sich auf 862,9 g/kg und unterlag während der Aufschlussversuche nur geringfügigen Schwankungen (846,3 g/kg... 864,7 g/kg). Der organische Anteil der Trockensubstanz (oTS) wurde mit einem Wert von 95,58 % ermittelt. Das in verschiedenen Varianten untersuchte Gasbildungspotenzial reichte von 222,82 $\text{l}_\text{N}/(\text{kg oTS})$ bei unaufgeschlossenem Stroh bis zu einem Wert von 324,24 $\text{l}_\text{N}/(\text{kg oTS})$ für die Versuchsvariante mit einer Extruder-Auslassweite von 20 mm. Sämtliche Versuchsergebnisse für das Gasbildungspotenzial wurden in Abbildung 2 dargestellt.

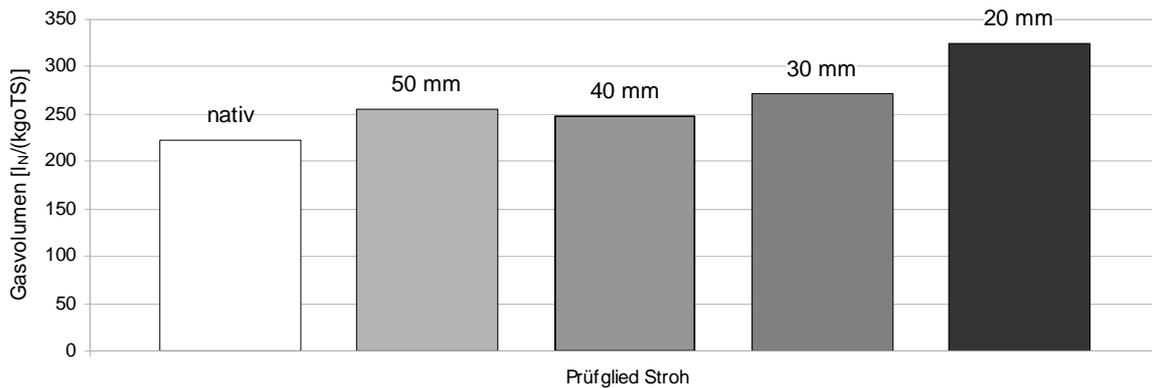


Abbildung 2: Durch Batch-Fermentation gebildetes Biogasvolumen aus extrudiertem und unaufgeschlossenem Weizenstroh.

Der Methangehalt des Biogases belief sich relativ konstant bei allen Versuchsvarianten auf durchschnittlich 47,2 Vol.-% (46,9 Vol.-% ... 47,6 Vol.-%) in der trockenen Gasphase. Der Abbaugrad konnte von 33,9 % im unaufgeschlossenen Stroh bis auf 50,9 % in der Versuchsvariante mit 20 mm Auslassöffnung gesteigert werden (Abbildung 3).

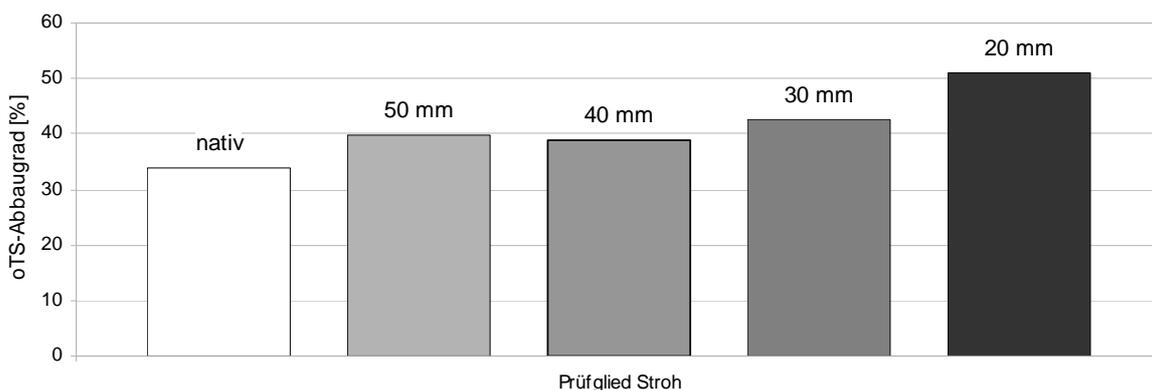


Abbildung 3: oTS-Abbaugrad von extrudiertem Weizenstroh bei unterschiedlich großen Auslassquerschnitten des Versuchsextruders.

Der Biogasertrag aus Weizenstroh wurde somit durch die Bio-Extrusion um ca. 45 % gesteigert. In der günstigsten Versuchsvariante wurden bei einer Verweilzeit von ca. 30 Tagen mehr als 50 % des in den Biogasermenter eingebrachten Weizenstrohs zu Biogas vergoren. Allerdings hängt der Aufschlussenerfolg maßgeblich von dem gewählten Auslassquerschnitt des Extruders ab, da bei dem Versuchsextruder kein Einfluss auf die Drehzahl der Schnecken genommen werden konnte. Mit abnehmendem Auslassquerschnitt steigt die Biogasausbeute stetig an. Dabei ist jedoch anzumerken, dass ein relativ großer Auslassquerschnitt zwischen 40 mm und 50 mm nur einen geringfügig höheren Biogasertrag im Vergleich zum Ausgangsmaterial erbracht hat. Erst ab einem Auslassquerschnitt von 30 mm und weniger war ein deutlicher Zuwachs des Biogasertrages zu verzeichnen. Eine Reduzierung des Auslassquerschnittes auf einen Wert unterhalb von 20 mm war nicht praktikabel, da dadurch der Durchsatz des Versuchsextruders dermaßen eingeschränkt wurde, dass ein störungsarmer Betrieb des Gerätes nicht mehr gewährleistet werden konnte.

Schlussfolgerungen und Anwendungsempfehlung

Für die Praxis kann ein gut geplanter Einsatz der Extrudertechnologie in neuen Biogasanlagen mit sehr hohem Strohanteil im Futter eine deutliche Reduzierung des erforderlichen

Gär volumens bedeuten. In Anbetracht dessen können die Investitionskosten und der Substratbedarf für die Biogasanlage deutlich sinken. Bereits bestehende Biogasanlagen können einen beträchtlichen Teil ihrer Futterration durch lignocellulosehaltige Substrate wie Dung oder Landschaftspflegematerial ersetzen. Es ist jedoch zu beachten, dass mit der Reduzierung des Auslassquerschnittes der Durchsatz durch den Extruder drastisch reduziert wird, wodurch Betriebszeiten, Energiebedarf und der Verschleiß des Extruders deutlich steigen. Welche Parameter in speziellen Anwendungsfällen gewählt werden sollten, ist substratspezifisch und muss für die einzelnen Substratmischungen im Laborversuch ermittelt werden.

Literaturverzeichnis

- [1] V. Wesselak, T. Schabbach, Regenerative Energietechnik, Springer-Verlag Berlin Heidelberg (2009)
- [2] P. Renger, Biomasse als grundlastfähige erneuerbare Energie, Diplomica Verlag (2010)
- [3] H. Schulz, B. Eder, BIOGAS-PRAXIS Grundlagen - Planung - Anlagenbau - Beispiele - Wirtschaftlichkeit, Ökobuch Verlag (2006)
- [4] C. Brückner, D. Weiss, U. Mildner, BAUERN ZEITUNG, 36. Woche 2007 (2007), 48 - 49
- [5] H. Greif, A. Limper, G. Fattmann, Technologie der Extrusion, Hanser Fachbuchverlag (2004)

Ullrich Buchta

**Referatsleiter Klimaschutz, Emissionshandel, Ökobilanzen
Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Tourismus Mecklenburg-
Vorpommern,**

**Kurzfassung des Vortrages „Aktionsplan Klimaschutz Mecklenburg-
Vorpommern“; 4. November 2011, Stralsund**

Mit dem **Aktionsplan Klimaschutz Mecklenburg-Vorpommern 2010** hat die Landesregierung die Klimaschutz-Ziele für Mecklenburg-Vorpommern beschlossen. Konkrete Aktionen und Maßnahmen, die direkt und indirekt zur Reduzierung von Treibhausgasemissionen im Land beitragen sollen, werden beschrieben. Über den Klimaschutzwettbewerb ist die Möglichkeit gegeben, durch eine breite Öffentlichkeitsbeteiligung zur Fortschreibung beizutragen. Handlungsoptionen und Instrumente sind entsprechend der Rahmenbedingungen anzupassen und weiter zu entwickeln. In diesem Jahr wurde ergänzend der Landesatlas erneuerbare Energien 2011 veröffentlicht, der den aktuellen Stand der Nutzung und die technisch nutzbaren Potenziale für die regenerativen Energieträger auflistet. Einen wichtigen Beitrag für die Umsetzung von Klimaschutzprojekten leistet die Klimaschutz-Förderrichtlinie. Die Schwerpunkte der Förderung liegen in der Energieeinsparung und –effizienz sowie bei der Nutzung erneuerbarer Energien (insb. Nahwärmenutzung der Bioenergie).

Schlüsselwörter:

Aktionsplan Klimaschutz Mecklenburg-Vorpommern, Landesatlas erneuerbare Energien, Klimaschutz-Förderrichtlinie

With the adoption of the Climate Protection Action Plan 2010 Mecklenburg-Vorpommern the state government specified climate targets for Mecklenburg-Vorpommern. Concrete actions that directly and indirectly reduce greenhouse gas emissions are described too. A competition on climate protection offers possibilities to everyone to take part in the development of the action plan. All Policy options and instruments have to be adapted and developed further according to the general conditions. This year, in addition the „Landesatlas Erneuerbare Energien (Renewable Energy Atlas 2011) Mecklenburg-Vorpommern has been published. It lists the current status of use and the technically exploitable potential of renewable energy sources. An important part for the implementation of climate protection projects is given by the climate protection supporting guideline. In the focus of that aid are energy saving, energy efficiency and renewable energies (especially local heating by using bioenergy).

Keywords:

Climate Protection Action Plan Mecklenburg-Vorpommern, Atlas Renewable Energies, climate protection supporting guideline

**Mecklenburg
Vorpommern**
Ministerium für Wirtschaft,
Arbeit und Tourismus

Aktionsplan Klimaschutz Mecklenburg-Vorpommern 2010

- Stand und Perspektiven -



U. Buchta
Referatsleiter Klimaschutz

4. November 2011

1

**Mecklenburg
Vorpommern**
Ministerium für Wirtschaft,
Arbeit und Tourismus

Grundlage der Klimaschutzpolitik in MV: Aktionsplan Klimaschutz:

<http://www.klimaschutzaktionen-mv.de>

Teil A: Aktionsplan Klimaschutz- Grundlage

- Einführung
- Beschreibung der Ausgangslage
- Klimaschutzziele

Teil B: Aktionen zum Klimaschutz

- Aktionen in den wichtigen Handlungsfeldern

Internet: www.klimaschutzaktionen-mv.de

Referat Klimaschutz,
Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Tourismus

2

**Mecklenburg
Vorpommern**
Ministerium für Wirtschaft,
Arbeit und Tourismus

Internet: www.klimaschutzaktionen-mv.de
http://www.regierung-mv.de/cms2/Regierungsportal_prod/Regierungsportal/de/wm/_Service/Publikationen/index.jsp?&publikid=2804



Referat Klimaschutz,
Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Tourismus

4

**Mecklenburg
Vorpommern**
Ministerium für Wirtschaft,
Arbeit und Tourismus

Aktionen zum Klimaschutz

Aktionsfelder

- Energieeinsparung und Energieeffizienz
- Erneuerbare Energien
- Ländliche Räume sowie Land- und Forstwirtschaft
- Tourismus und Gesundheitswirtschaft
- Bauleitplanung und Bauwesen
- Verkehr und Logistik
- Forschung und Entwicklung sowie Kommunikation



Referat Klimaschutz,
Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Tourismus

4

**Mecklenburg
Vorpommern**
Ministerium für Wirtschaft,
Arbeit und Tourismus

Klimaschutzziele MV

1. Energieeinsparung
2. Energieeffizienz
3. Erneuerbare Energien: Steigerung um den Faktor 5,6 bei der Stromerzeugung und 4,8 bei der Wärmeerzeugung bzgl. 2005
4. biogene CO₂ - Speicherung und Treibhausgasvermeidung

Abhängig von den Rahmenbedingungen wird von der Landesregierung bis 2020 eine CO₂-Reduktion gegenüber 1990 von bis zu „40PLUS“ angestrebt.

Referat Klimaschutz,
Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Tourismus

5

**Mecklenburg
Vorpommern**
Ministerium für Wirtschaft,
Arbeit und Tourismus

Aktionsfeld 1 Energieeinsparung

Aktionsfeld 1 Energieeinsparung und Energieeffizienz in der öffentlichen Verwaltung	
Sachstand	Entsprechend EnEV 2007 (Energieeinsparverordnung) sind für Gebäude mit mehr als 1.000 m ² Nutzfläche, in denen Behörden und sonstige Einrichtungen für eine große Anzahl von Menschen öffentliche Dienstleistungen erbringen und die deshalb von diesen Menschen häufig aufgesucht werden, ab dem 01.07.2009 Energieausweise auszustellen und auszuhängen. Wegen fehlender Vergleichswerte und eingeschränkter Modernisierungsempfehlungen wurden Baudenkmäler mit der EnEV 2009 generell aus der Aushangpflicht herausgenommen. Eine öffentliche Darstellung der Energiekosten fehlt.
Ziele	Ausstellung von Energieausweisen für öffentliche Gebäude ab 250 m² Nutzfläche und Aushang von Energieausweisen in öffentlichen Gebäuden ab 250 m² Nutzfläche mit Publikumsverkehr. Ermittlung und Veröffentlichung der Energiekosten für die vom Land genutzten Liegenschaften, um Einsparmöglichkeiten bzw. Vorbildwirkungen transparent darzustellen.
Adressat	Betrieb für Bau und Liegenschaften (BBL M-V)

Referat Klimaschutz,
Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Tourismus

6

Energieeffizienz



Kurztitel der Aktion	8	Effektiver Energieeinsatz auf Kläranlagen	kurz-mittelfristig
Inhaltliche Beschreibung	Eine Studie des LU untersuchte den Energieeinsatz in Kläranlagen und geht dabei auf die Einsparpotenziale, die Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz und zukünftige energierelevante Entwicklungen ein. Die Ergebnisse zeigen, dass erhebliche Energie- und Kostenreduktionspotenziale vorhanden sind. Dabei variiert der Energiebedarf in Abhängigkeit der Größe der Anlage, der eingesetzten Verfahren zur Abwasserreinigung und Schlammbehandlung sowie der spezifischen Standortbedingungen. Möglichkeiten zur Einsparung liegen z. B. im Sandfanggebläse, bei Umwälzung und Pumpensystemen sowie der Schlammendickung. Die Studie zeigt, dass viele Maßnahmen kurzfristig rentabel durchgeführt werden, andere dagegen erst mittelfristig in Abhängigkeit von der Nutzungsdauer der Anlagen. Das Einsparpotenzial liegt zwischen 13 und 34 GWh/a, dies entspricht ca. 8.000-20.000 t CO ₂ jährlich.		
Räumlicher Bezug	Alle Kläranlagen in Mecklenburg-Vorpommern		
Akteure	Abwasserzweckverbände, Kommunen , Kläranlagenbesitzer		
Kosten & Finanzierung	Wirtschaftliche Investitionen, da Kostenreduktion durch Energieminderbedarf		
Weitere Infos	http://www.regierung-mv.de/cms2/Regierungsportal_prod/Regierungsportal/de/lm/_Service/Publikationen ; Gute Beispiele: Grevesmühlen		

Referat Klimaschutz, Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Tourismus 7

Bioenergie





Aktionsfeld 4 Bioenergie			
Sachstand	Gegenwärtig liefern Biogas (ca. 130 MW _a installierte Leistung), Biokraftstoffe (590.000 t/a Produktionskapazität) und feste Brennstoffe (Holz) insgesamt ca. 17 PJ Energie jährlich (4.700 GWh). Das sind 10 % des Primärenergieverbrauchs in Mecklenburg-Vorpommern. Für die Erzeugung von Energiebiomasse wird etwa 16 % der Ackerfläche genutzt. Die Landesregierung geht nach derzeitigen Kenntnissen davon aus, dass etwa ein Drittel der Ackerfläche des Landes genutzt werden könnten, ohne die Erzeugung von Nahrungs- und Futtermitteln zu gefährden. Ein erstes Bioenergie Dorf in einem Biosphärenreservat in Deutschland (Neuhof) befindet sich in der Realisierungsphase. Besonders bedeutsam für die weitere Entwicklung von Modell-Regionen sind die Gewinner des Wettbewerbs zu den Bioenergie-Regionen „Natürlich Rügen“ und „Mecklenburgische Seenplatte“.		
Ziele	Ausbau der Biomassenutzung zur energetischen Versorgung auf bis zu 24 % Anteil am Primärenergieverbrauch des Landes bis 2020 unter besonderer Beachtung von Nachhaltigkeitskriterien und einer hohen Energieeffizienz; Bildung und Vernetzung von Bioenergie-Regionen.		
Adressaten	Kommunen, Landwirte, gewerbliche Wirtschaft		

Referat Klimaschutz, Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Tourismus 8

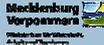
Bioenergie



Kurztitel der Aktion	13.	Coaching der Bioenergie Dörfer	kurz- bis mittelfristig
Inhaltliche Beschreibung	Fachliche Begleitung und Beratung der Kommunen, die künftig verstärkt die vieler Orts vorhandenen regenerativen Energiepotenziale nutzen wollen. Die Unterstützung erstreckt sich auf die Ermittlung der Potenziale, die Erarbeitung von Konzepten sowie das Aufzeigen von Fördermöglichkeiten und wird mit Unterstützung der Akademie für Nachhaltige Entwicklung realisiert.		
Räumlicher Bezug	Kommunen im ländlichen Raum		
Akteure	Kommunen , Akademie für Nachhaltige Entwicklung Mecklenburg-Vorpommern, Ministerium für Landwirtschaft, Umwelt und Verbraucherschutz		
Kosten & Finanzierung	Initial-Förderung bis 2010 mit ca. 200.000 Euro aus dem Zukunftsfonds, Fortsetzung unter Einwerbung von Drittmitteln		
Weitere Infos	Projektbüro Bertold Meyer; Dudel 1; 17207 Bollewick Ministerium für Landwirtschaft, Umwelt und Verbraucherschutz Dr. Thorsten Permian; Schwerin		

Referat Klimaschutz, Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Tourismus 9

Energetische Infrastruktur



Kurztitel der Aktion	22	Ausbau lokaler Wärmenetze	kurz-, mittel- und langfristig
Inhaltliche Beschreibung	 Der Ausbau lokaler Wärmenetze und die Einbindung von Abwärme in der gewerblichen Infrastruktur zur Erhöhung des energetischen Nutzungsgrades bestehender und neuer Energieerzeugungsanlagen können erheblich zur Einsparung fossiler Energieträger beitragen. (Beispiel: Biomasseheizkraftwerk Neustrelitz, Biogasanlage Schwerin, Sägewerk Hagenow mit Biomasse-HKW einschließlich ORC-Verfahren)		
Räumlicher Bezug	Mecklenburg-Vorpommern		
Akteure	Biogasbetreiber, regionale Energieversorger, Wärmeverbraucher		
Kosten & Finanzierung	Gewinnorientierte rentable Investition gegebenenfalls mit Förderung im Rahmen der Klimaschutz-Richtlinie		
Weitere Infos	www.stadtwerke-neustrelitz.de		

Referat Klimaschutz, Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Tourismus 10

Klimaschutzziele MV Erneuerbare Energien- Stromerzeugung



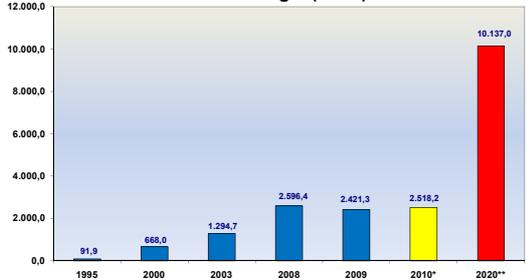
Energiequelle	Stand der Nutzung 2005 [GWh]	Erschließbares Potenzial bis 2020 [GWh]	Steigerungsfaktor bzgl. 2005
Windkraft onshore	1.774	3.281	5,7 (on- und offshore)
Windkraft offshore	0	6.856	
Photovoltaik	8	150	18,8
Wasserkraft/Geothermie	6	6	1
Klär- und Deponiegas	59	55	1
Biomasse	252	430	1,7
Biogas	112	1.500	13,4
Summe/durchschnittlich	2.211	12.278	5,6

Referat Klimaschutz, Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Tourismus 11

Nutzung erneuerbarer Energien in M-V Stand und Zielsetzung nach Aktionsplan



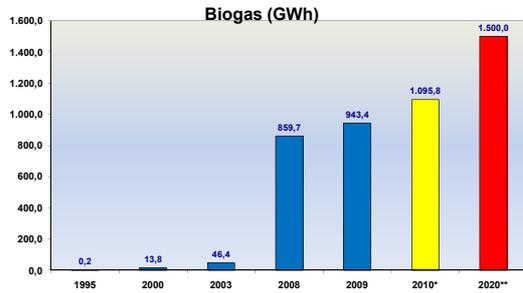
Windenergie (GWh)



* vorläufige Angabe des Statistischen Landesamtes M-V
** Ziel 2020 Aktionsplan Klimaschutz - Angabe aus dem Landesatlas Erneuerbare Energien M-V 2011 (Inf. Offshore)

Referat Klimaschutz, Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Tourismus 12

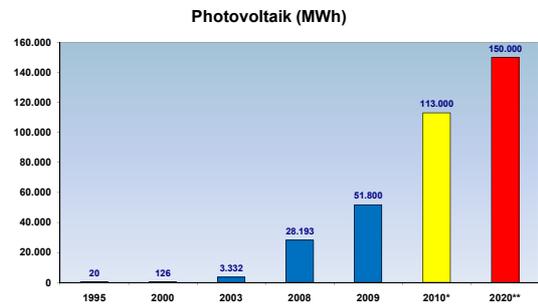
Nutzung erneuerbarer Energien in M-V Stand und Zielsetzung nach Aktionsplan



Referat Klimaschutz,
Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Tourismus

13

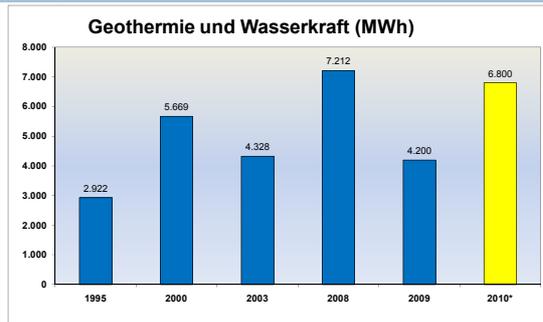
Nutzung erneuerbarer Energien in M-V Stand und Zielsetzung nach Aktionsplan



Referat Klimaschutz,
Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Tourismus

14

Nutzung erneuerbarer Energien in M-V Stand und Zielsetzung nach Aktionsplan



Referat Klimaschutz,
Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Tourismus

15

Klimaschutz-Förderrichtlinie Was?



Investive Projekte, z.B.

- oberflächennahe Geothermie sowie Tiefengeothermie;
- energetische Nutzung von Biomasse, insb. wärmegeführte Kraft-Wärme-Kopplung und Heizungsanlagen;
- Infrastrukturmaßnahmen im Zusammenhang mit der Nutzung erneuerbarer Energien einschließlich Speicherung sowie regionale Lösungen zur autarken Energieversorgung;
- investive Maßnahmen zur Energieeinsparung und zur Verbesserung der Energieeffizienz, die über den gesetzlichen Standard hinausgehen;
- investive Maßnahmen zum Einsatz alternativer Kraftstoffe und Antriebe sowie Wasserstoff-Infrastrukturmaßnahmen
- Sonnenenergienutzung



Referat Klimaschutz,
Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Tourismus

16

Klimaschutz-Förderrichtlinie Wie? - Zuschuss

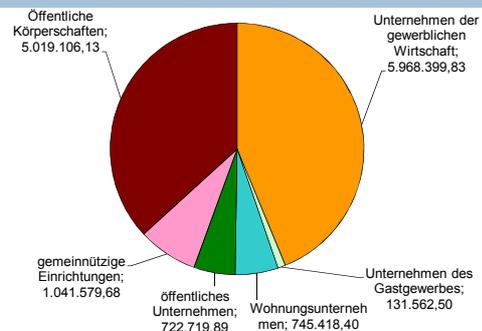


Tiefengeothermie	max. 30 %	Förderfähig ist die Gesamtinvestition.
Biomasse-KW(K)K sowie damit in Verbindung mögliche innovative Verfahren der Stromerzeugung aus Biomasse	max. 20 %	Förderfähig sind ausschließlich wärmegeführte Anlagen. Biogasanlagen, Klärgas- und Deponiegasanlagen: Förderfähig ist ausschließlich der energetische Teil (BHKW). Nicht förderfähig ist der Gaserzeugungsanteil. Die maximale Fördersumme beträgt 200 000 EUR. Förderfähig sind ausschließlich Anlagen bis 1,5 MW Leistung.
Energieeinsparung und Energieeffizienz	max. 30 %	Förderung z. B. von Effizienz-Steigerung bei Motoren, Prozesswärme-erzeugung, Abwärmenutzung
Solarthermie	max. 30 %	- Anlagen zur Warmwassererzeugung, insb. Anlagen mit Heizungsunterstützung - Anlagen zur Prozesswärmebereitstellung - Anlagen in Kombination mit Stromerzeugung
Wärmepumpen	max. 20 %	Voraussetzung für die Förderung ist die Prüfung zum Einsatz anderer regenerativer Energien und eine Jahresarbeitszahl von mind. 3,8.
Biomasse-Heizungsanlagen	max. 30 %	Förderfähig sind Anlagen auf der Basis von Holzpellets, Holzhackschnitzel u. ä.

Referat Klimaschutz,
Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Tourismus

17

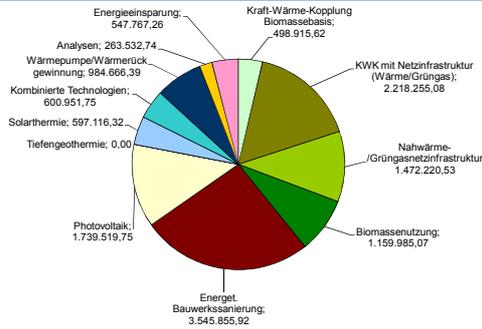
Bewilligungsvolumen der Klimaschutz-Förderrichtlinie in € bezogen auf Antragsteller seit 2007



Referat Klimaschutz,
Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Tourismus

18

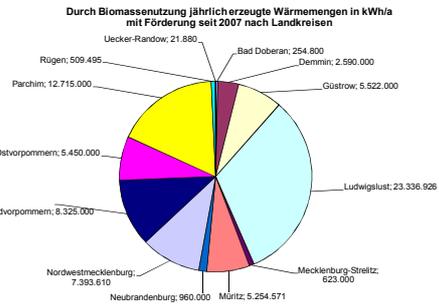
Bewilligungsvolumen [€] der Klimaschutz-Förderrichtlinie seit 2007



Referat Klimaschutz, Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Tourismus

19

Förderung im Bereich Biomassennutzung Stand 08/2011



Referat Klimaschutz, Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Tourismus

20

Förderung im Bereich energetische Biomassennutzung/ Biogas/Netze (Wärme u. Gas) Stand 08/2011



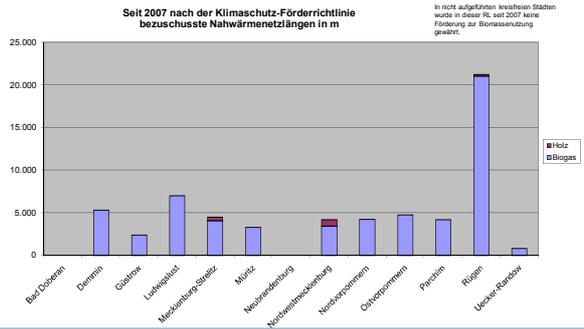
44 Projekte

- Investitionssumme: **23.666.678,68 €** (nur förderfähige Bestandteile)
- Zuschuss: **5.775.805,81 €**
- CO₂-Einsparung: **69.211,90 t/a**
- Jährliche Stromerzeugung: **78.188.429,33 kWh/a**
- Jährliche Wärmemenge: **72.956.281,90 kWh/a**
- Netzlänge: **61.987,75 m**

Referat Klimaschutz, Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Tourismus

21

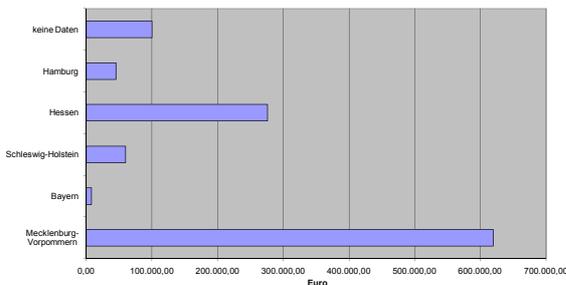
Förderung von Nahwärmenetzen Stand 08/2011



Referat Klimaschutz, Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Tourismus

22

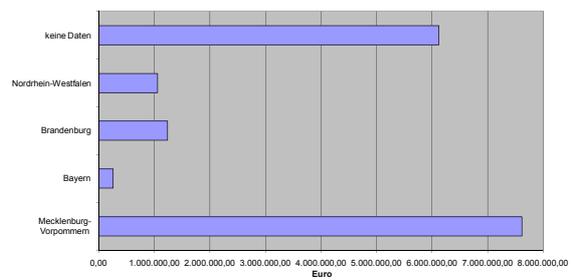
Verteilung der Ausgaben für Planung nach Bundesländerherkunft der Planer für geförderte KWK- und Netzinvestitionen (- 08/2011)



Referat Klimaschutz, Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Tourismus

23

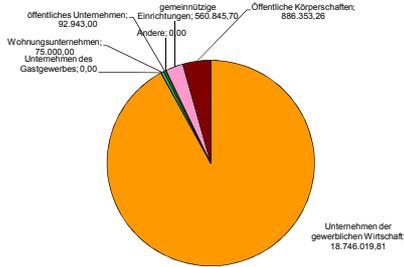
Verteilung der Investitionsausgaben auf Hauptauftragnehmer für geförderte KWK- und Netzinvestitionen (- 08/2011)



Referat Klimaschutz, Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Tourismus

24

Volumen der in Bearbeitung befindlichen Anträge im Klimaschutzförderprogramm bezogen auf die Antragsteller seit 2007



Referat Klimaschutz, Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Tourismus

Aktionen – Kommunizieren, Initiieren, Partizipieren



Anforderungen an den Aktionsplan Klimaschutz Mecklenburg-Vorpommern

Fertigstellung des Aktionsplans Klimaschutz Mecklenburg-Vorpommern – und nun?

- Komplexität erfordert stetige Fortschreibung – Aktualisierung notwendig
- Zahlreiche Interessenträger fordern Beteiligung – Einbindung
- Filterfunktion – Frage der Messbarkeit, Bewertung einzelner Aktionen
- Bildungs- und Informationsoffensive – für alle informativ, animierend und interessant



Aktionsplan Klimaschutz Mecklenburg-Vorpommern: dynamisch, beteiligungsorientiert, messbar und kommunikativ

Referat Klimaschutz, Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Tourismus

Aktionsplan Klimaschutz Aktueller Stand



- Internet-Seite für die Darstellung der Klimaschutz-Aktionen freigeschaltet klimaschutz-mv.de sowie klimaschutzaktionen-mv.de
- Berufung des Klima-Rates erfolgte im Oktober 2010
- kontinuierlicher Wettbewerb um Klimaschutz-Aktionen: Vorbereitung gemeinsam mit dem Landesamt für Umwelt, Naturschutz und Geologie Mecklenburg-Vorpommern wurde gestartet im November 2010
- Fortschreibung der Aktionen, laufend
- Öffentlichkeitsarbeit, Informationen – u.a. Landesatlas erneuerbare Energien

Referat Klimaschutz, Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Tourismus

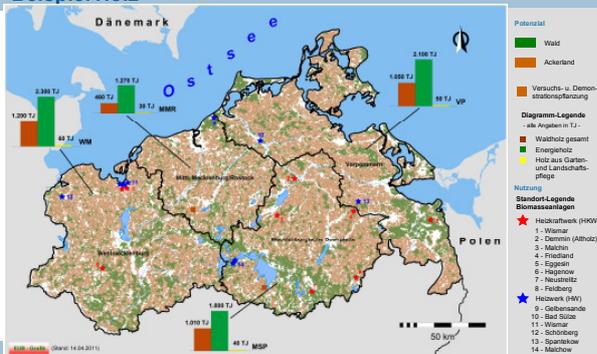
Landesatlas Erneuerbare Energien Potenziale Stromerzeugung



Energiequelle	Ziele Aktionsplan Klimaschutz 2020 (GWh)	Stand der Nutzung 2009 (GWh)	Technisches Potenzial (GWh)
Windkraft onshore	3.281	2.328	8.400
Windkraft offshore	6.856	0	13.600
Photovoltaik	150	51	2.600
Wasserkraft	6	5	14
Klär- und Deponiegas	55	44	400
Biogas	1.500	954	2.100
Biomasse	430	258	600

Referat Klimaschutz, Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Tourismus

Landesatlas Erneuerbare Energien 2011 Beispiel Holz



Referat Klimaschutz, Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Tourismus

KLIMASCHUTZ AKTIONEN GESUCHT <http://www.klimaschutzaktionen-mv.de>



Was?

- Gesucht werden Aktionen aus MV, die den Zielen des Aktionsplanes Klimaschutz Mecklenburg-Vorpommern 2010 gerecht werden, sie sollen innovativ sein und auf den Gebieten
- **Energieeinsparung**,
- **Energieeffizienz**
- Erneuerbare Energien zu einer Verminderung der Emission von Treibhausgasen führen z.B.: Konzepte, Projekte, Veranstaltungen, Investitionen u.ä.

Wer?

- Mitmachen können Unternehmen, Einrichtungen, Kommunen, Schulen, Ingenieurbüros, Vereine, Institutionen, Einzelpersonen, Schüler, Studenten, Wissenschaftler, kurz: jedermann, der durch seine innovativen Ideen und Taten zum Klimaschutz in Mecklenburg-Vorpommern beitragen will.

Ideen unter Klimawettbewerb@lung.mv-regierung.de einreichen

Referat Klimaschutz, Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Tourismus

Aktionsplan der Landesregierung

... zum Aktionsplan des Landes

Richtlinie Klimaschutz ?

neue Schwerpunkte Anpassung von Fördersätzen... Wettbewerbs-
elemente Darlehen

Die Reduktion von Treibhausgasen, im Besonderen von CO₂, kann mit anderen wichtigen Zielen verbunden werden

- Verringerung der Abhängigkeit von Energieimporten
- Vermeidung bzw. Verringerung und damit den Abfluss von on Kapitalabfluss aus den heimischen Regionen
- Verminderung der Abhängigkeit von endlichen Energieressourcen
- Nutzung der Möglichkeiten dezentraler Wertschöpfung durch dezentrale Energiegewinnung und –bereitstellung
- Sicherung und Schaffung von Arbeitsplätzen durch Energieeinsparmaßnahmen und Effizienztechnologien

Vielen Dank
für Ihre
Aufmerksamkeit!

Ullrich Buchta
Tel 0385 588 5510
u.buchta@wm.mv-regierung.de

Neuartige wirkungsgradoptimierte ORC-Anlage für den niedrigen Leistungsbereich – Entwicklung, Inbetriebnahme und Erprobung

A. Dengel¹, M. Schmidt²

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

² DeVeTec GmbH, Altenkesseler Straße 17/D2, D-66115 Saarbrücken

Schlüsselwörter:

ORC-Anlage, Dampfmotor, Kolbenmaschine, Biogasanlage, Wirkungsgradsteigerung, Wärmenutzung

Zusammenfassung

Die STEAG New Energies GmbH beteiligt sich seit Ende 2007 an der Erprobung einer neuartigen ORC-Anlagentechnologie der Fa. DeVeTec GmbH. Da das neuartige Konzept auf Basis einer Verdrängermaschine als Expander beruht, sind sehr hohe Expansionsverhältnisse und somit sehr hohe Enthalpiegefälle möglich. Dadurch wird eine sehr hohe Effizienz erreicht. Gleichzeitig werden durch Verdrängungsmaschinen keine besonderen Anforderungen an die zu verwendeten Fluide gestellt, sie können auch Nassdampf verarbeiten. Dies führt dazu, dass die Fluide einfach direkt verdampft werden können und auch kein Rekuperator zur Wärmerückgewinnung mehr erforderlich ist. Neben dem Vergleich zu am Markt erhältlichen Anlagen ist deshalb der Investitionsbedarf niedriger einzuschätzen. Auch ist zu erwarten, dass Wirkungsgradniveau sowie Teillastverhalten der ORC-Anlage auf Verdrängerbasis bauartbedingt besser sein werden als bei einer Turbinenlösung. Die Anlage mit einer elektrischen Leistung von 200 kW hat als Prototyp am Kraftwerksstandort Fenne ihre Eignung nachgewiesen. Derzeit wird im Rahmen eines Feldtests mit vier Anlagen eine davon am Standort Kirchwalsede im Abgasstrom zweier Biogasmotoren installiert und in Betrieb genommen. Somit kann ein Teil der dort anfallenden Abwärme in elektrische Energie umgewandelt und die restliche Wärme direkt sinnvoll am Standort genutzt werden.

STEAG New Energies GmbH has participated in the precommissioning inspection of a new ORC-unit technology of DeVeTec GmbH since the end of 2007. No recuperator is necessary, since the new concept is based on a displacement device as an expander. In comparison to available plants on the market, the capital expenditure requirements have to be downgraded. It also has to be expected a degree of efficiency as well as the part load characteristics of the ORC unit on displacement base may construction-relately be better than a turbine solution. The unit with an electrical power of 200 kW has proved its suitability as a prototype at the power-station site Fenne. At present, one of four units is installed in the exhaust gas flow of two biogas engines and taken into operation at the site Kirchwalsede. A part of the waste heat being charged can therefore be changed into electrical energy and the remaining heat can be used expediently on the site.

Einleitung

Abwärme als Energiequelle zur Stromerzeugung kommt überall dort vor, wo Primärenergien zum Einsatz kommen, z. B. bei vielen Industrieprozessen oder bei der Stromerzeugung. Auch bei der dezentralen Verstromung von Biogas in BHKWs fallen oft große Mengen ungenutzter Wärme an. Da jedoch diese Wärme zumeist nur Temperaturen von $< 400^{\circ}\text{C}$ aufweist, werden diese Wärmeströme, wenn überhaupt, zu Heizzwecken eingesetzt; meist kann diese Wärme auch dann nur noch im geringen Maße verwertet werden, da an Ort und Stelle nur ein geringer Wärmebedarf vorhanden ist.

Erstrebenswert wäre jedoch die Verstromung, da Strom als die wesentlich edlere Energieform ohne großen Aufwand verteilt oder auch eingespeist werden kann. Gleichzeitig fallen für diese Form der Stromerzeugung keine zusätzlichen Emissionen oder auch Brennstoffkosten an. Die hierfür infrage

kommenden klassischen Verfahren wären wasserdampfbetriebene Turbinen, wie sie in Kraftwerken zum Einsatz kommen. Jedoch lassen sich mit Wasserdampf bei diesen Temperaturen und insbesondere bei dieser Größenordnung der Wärmeströme nur unter kostenintensivem Aufwand nennenswerte Erlöse erzielen, was die Wirtschaftlichkeit infrage stellt.

Als Alternative können anstelle von Wasser diverse organische Medien mit niedrigeren Verdampfungstemperaturen in einem thermodynamischen Kreisprozess eingesetzt werden. Dieses als ORC (Organic Rankine Cycle) bezeichnete Verfahren gewinnt zunehmend an Bedeutung und wird bereits vermehrt in Leistungsklassen $> 500 \text{ kW}$ angewandt.

Um jedoch auch die vielen dezentralen Wärmequellen zu nutzen, bedarf es neuer Lösungen, die sich im Bereich einer elektrischen Leistung von $50 - 300 \text{ kW}$ bewegen.

Im Rahmen eines Forschungsvorhabens beteiligte sich die STEAG New Energies GmbH an der Entwicklung einer solchen neuartigen ORC-Expansionsmaschine. Im ersten Schritt war es Ziel, die Funktionsfähigkeit und die möglichen Wirkungsgrade zu eruieren. Neben der ORC-Dampfexpansionsmaschine wurden weitere Komponenten des Kreisprozesses wie Verdampfer und Speisepumpe für das organische Medium konzipiert und gebaut. Nach erfolgreichem Abschluss dieses Vorhabens am Kraftwerksstandort Fenne läuft seit Ende 2009 mit weiteren Projektpartnern und öffentlicher Förderung des BMWI über vier Jahre ein Feldtest mit vier Maschinen, die jeweils andere (Ab-) Wärmequellen nutzen. Bei STEAG New Energies GmbH wurde eine der vier ORC-Feldtestanlage in den Abgasstrang zweier Verbrennungsmotoren eingebunden, die das Gas einer Biogasanlage verstromen.

Das Grundprinzip

Beim Verfahren der ORC- Technologie handelt es sich um einen klassischen Dampfkreisprozess, wie er in der Regel bei großen Kraftwerken zur Stromerzeugung eingesetzt wird. Die Besonderheit des ORC- Verfahrens ist, dass es anstelle von Wasser ein organisches Fluid verwendet, das andere thermodynamische Eigenschaften besitzt (Abb. 1).

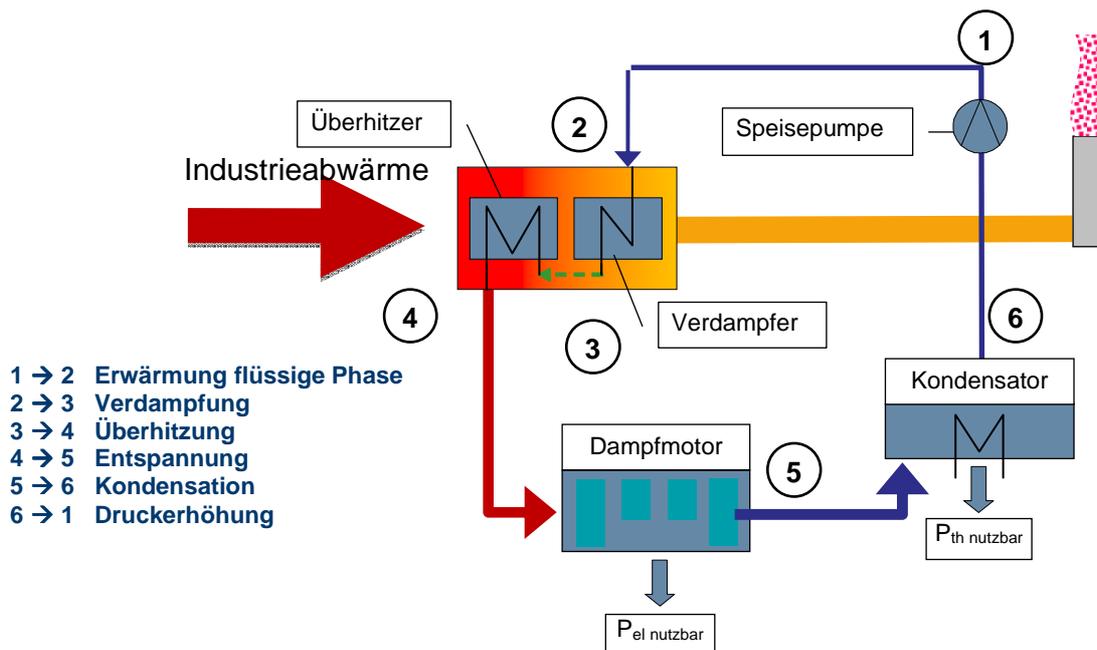


Abb. 1: schematische Darstellung des DeVeTec ORC-Kreisprozesses

Die am häufigsten zum Einsatz kommenden ORC-Systeme basieren auf einstufigen Turbinen. Diese Turbinen sind im Wesentlichen dadurch gekennzeichnet, dass nur ein geringes Enthalpiegefälle (ΔH) umgesetzt werden kann, was sich mit dem geringen Expansionsverhältnis begründen lässt. Als weitere Alternativen wurden vermehrt Schraubenexpander als auch Wälzkolbensysteme erprobt, wobei sich hier die Leckage als großes Problem gezeigt hat. Beide Systeme waren bisher nur in der Lage, geringe elektrische Wirkungsgrade ($\eta_{el. ges.}$) - bezogen auf die zur Verfügung stehende Abwärme im unteren Temperaturbereich ($< 400^\circ\text{C}$) - zu realisieren; meist deutlich unter 10%. Der häufig erwähnte ORC-Wirkungsgrad ($\eta_{el. ORC}$) genügt nicht, um eine tatsächliche Relation zwischen verfügbarer Wärme und der daraus resultierenden elektrischen Leistung herzustellen.

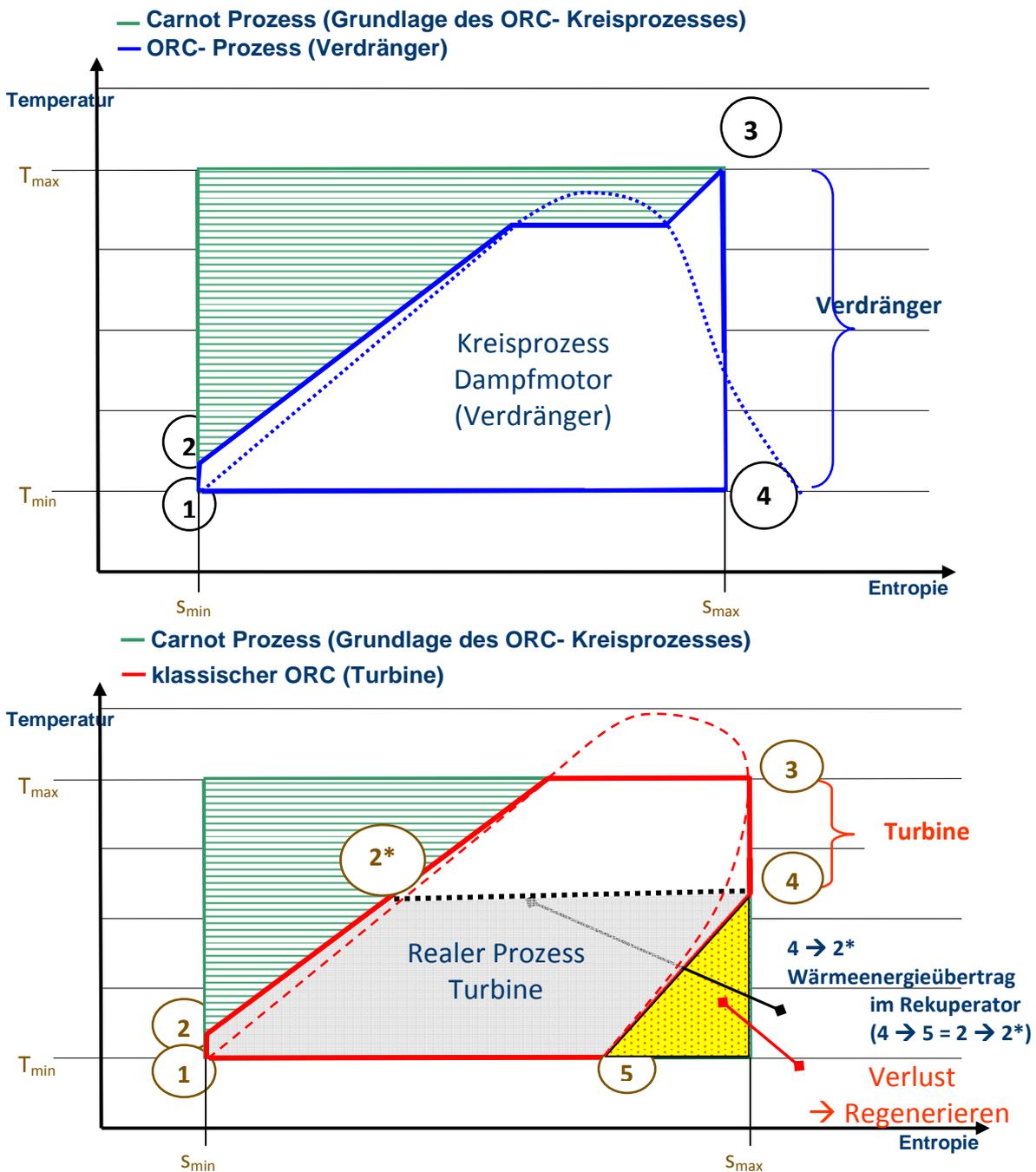


Abb. 2: Grundprinzip ORC-Kolbenmaschine im Vergleich zu ORC-Turbine

Die ORCent Technologie, basierend auf einer Kolbenexpansionsmaschine mit einem sehr großem Expansionsverhältnis, erzeugt in diesen Fällen fast doppelt so viel elektrische Leistung, da hier ein hohes Enthalpiegefälle (ΔH) realisiert wird. Deutlich erkennen kann man dies bei der Gegenüberstellung der Temperatur, mit der der Wärmestrom die Wärmeüberträger verlässt: Bei Silikonöl-basierenden Turbinen, die im oberen Temperaturbereich ($T_{in} = 270^{\circ}\text{C}$) arbeiten, stellt man fest, dass hier immer noch eine sehr hohe Resttemperatur im Wärmestrom vorliegt, die nicht mehr zur Stromerzeugung genutzt werden kann (Abb. 2). Neue Ansätze mit Turbinen, die andere organische Medien verwenden, die auf niedrigerem Temperaturniveau arbeiten, senken zwar die Restwärme im Wärmestrom ab, verlieren dann jedoch erheblich bei den inneren Wirkungsgraden ($\eta_{el. ORC}$). Gleichzeitig bedarf es einer Kühlung, die mit sehr niedriger Vorlauftemperatur arbeiten muss, was dann eine Wärmenutzung des Kühlwasser-Rücklaufs unwahrscheinlich werden lässt.

Versuchsanlage Fenne

Im Rahmen eines mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie unter dem Förderkennzeichen 0327436A geförderten Vorhaben „ORC-Pilotanlage“ wurde diese Technologie im Frühjahr 2009 im Abgasstrang eines Grubengasmotors am Standort Fenne in Betrieb genommen (Abb. 3). Dieser Grubengasmotor hat eine elektrische Leistung von rd. 3 MW und eine Abwärmeleistung im Abgas von ca. 1,6 MW.

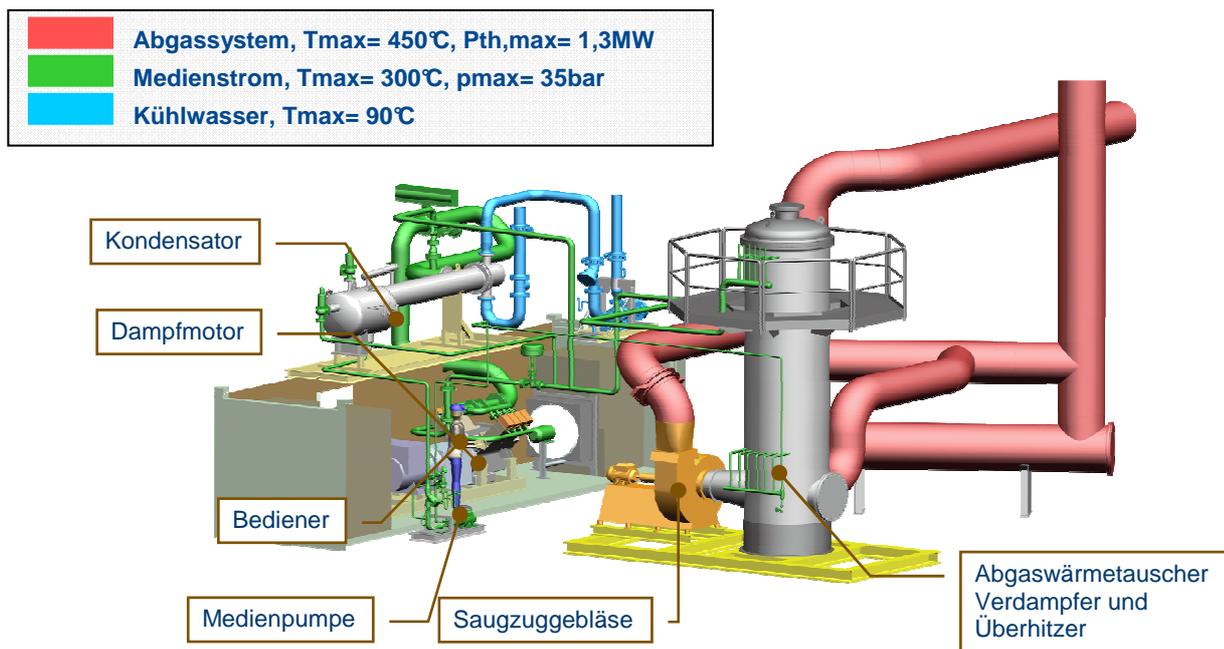


Abb. 3: Grundprinzip Demonstrationsanlage Fenne

Im direkten Wärmetausch wird Abgaswärme auf das Medium Ethanol übertragen und im Kreisprozess in elektrische Energie gewandelt. Aufbau und Betrieb der Demoanlage erfolgten im Rahmen eines bergamtlich genehmigten Sonderbetriebsplanes und unter Prüfung, Abnahme und Begleitung durch den TÜV Saarland. Nach erfolgreicher Inbetriebnahme konnte mit der Demoanlage (Abb. 4 und 5) nachgewiesen werden, dass mit dieser Technologie ein elektrischer Gesamtwirkungsgrad (nicht ORC-Wirkungsgrad) von mehr als 12 % realisierbar ist.



Abb. 4: Demoanlage Kraftwerk Fenne

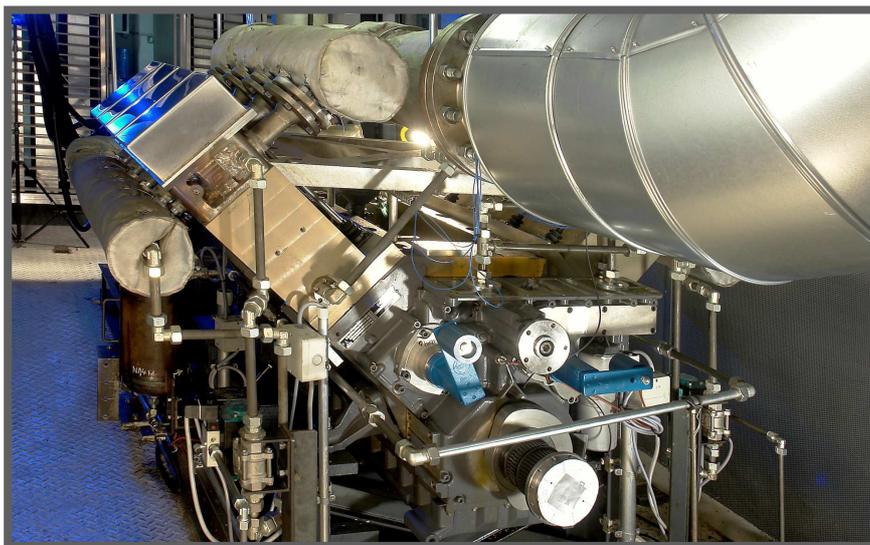


Abb. 5: Expansionsmaschine

Feldtestanlage Kirchwalsede

Als Fortsetzung des o.g. Forschungsvorhabens wurde ein Feldtest, eingebettet in ein von Seiten des BMWI unter dem Förderkennzeichen 0327436D geförderten und von DeVeTec durchzuführenden F+E-Projekt, ins Leben gerufen. Ziel dieses Vorhabens ist es, mit vier ORC-Anlagen dieser neuen Technologie den Dauereinsatz in der Nutzung verschiedener Abwärmeequellen nachzuweisen. Hierzu wurden von DeVeTec Kooperationsvereinbarungen mit Vertretern verschiedener Industrien geschlossen. Neben STEAG New Energies GmbH, welche die Abwärme der Motoren einer Biogasanlage zur Nutzung in einer ORC-Anlage verwertet, sind weitere Partner aus der Stahl-, der Glas-, der chemischen und der Automobilindustrie vertreten. Neben der reinen Wandlung von thermischer Energie in elektrische Energie werden im Rahmen dieses Feldtests auch die für die jeweiligen Abwärmeströme geeigneten Wärmetauscher entwickelt sowie durch den Projektpartner

Evonik Degussa GmbH untersucht, welche weiteren Medien für den ORC-Prozess verfügbar bzw. konfigurierbar wären, um ein größeres Temperaturfeld abzudecken. Ziel ist es, Medien zu finden, um Abwärmequellen mit einer Temperatur von 90°C bis zu Temperaturen von 400°C mittels dieser Technologie nutzen zu können.

In Kirchwalsede betreibt STEAG New Energies GmbH eine Biogasanlage, basierend auf NaWaRo als Inputstoffe mit einer installierten elektrischen Leistung von 1.432 kW und einer installierten thermischen Nennleistung von 1.400 kW. Die ORC-Feldtestanlage Kirchwalsede wurde im September 2011 in Betrieb genommen. Sie greift die Abgaswärme der beiden Biogasmotoren ab. Da die Abgaswege der beiden Gasmotoren nicht zusammengeschaltet werden dürfen, besitzt jeder Abgasstrang einen einzelnen ORC-Abgaswärmetauscher. Durch eine Vorwärmung wird sichergestellt, dass kein schwefelhaltiges Kondensat im Wärmeübertragungssystem ausfallen kann. Der Aufbau dieses ORC-Moduls ist in der folgenden Abbildung dargestellt (Abb. 6).

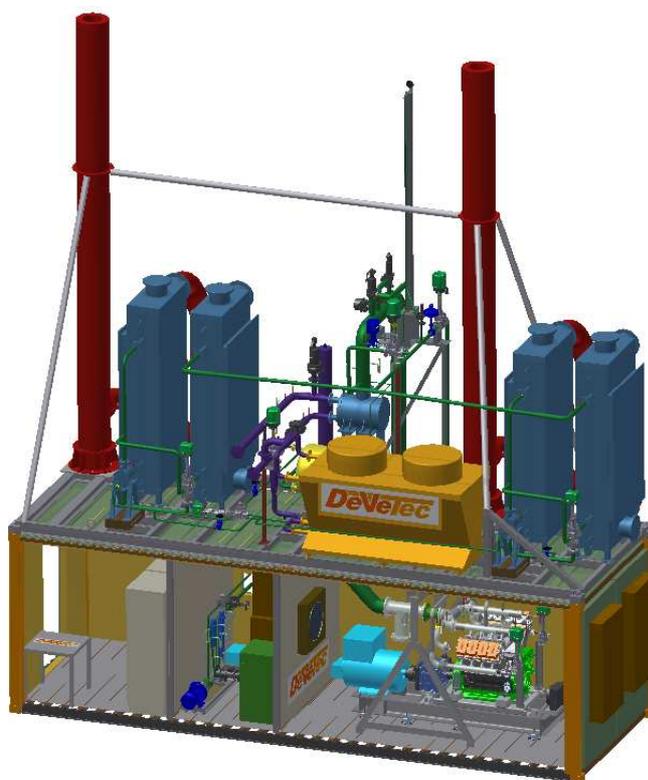


Abb. 6: Aufbau ORC-Modul mit Wärmeübertragungssystem

Da die Abgasenergie der beiden Biogasmotoren geringer ist als die des Grubengasmotors in Fenne, kann die Anlage in Kirchwalsede mit 1.000 1/min an Stelle von 1.500 1/min betrieben werden. Sie leistet hierbei etwa 130 KW_{el}.

Die im vorherigen Vorhaben aufgebaute Demoanlage am Kraftwerksstandort Fenne wird weiterhin als Erprobungsträger genutzt.



Abb. 7 Bild der ORC-Anlage Kirchwalsede

Ausblick

Das geförderte Vorhaben hat eine Laufzeit bis Ende 2013. In diesem Zeitraum sollen alle vier Feldtestanlagen in Betrieb genommen sein und ihre Eignung an der entsprechenden Abwärmequelle nachgewiesen haben. Verbesserungen, die während der Projektlaufzeit entstehen - an diesen Feldtestanlagen, aber auch an der Demonstrationsanlage in Fenne - werden sukzessive in alle Feldtestanlagen übernommen, so dass am Ende des Projektzeitraums alle Anlagen den gleichen technischen Stand aufweisen.

15 Jahre Windwasserstoff in der Fachhochschule Stralsund und der Beginn einer innigen Zusammenarbeit in der Europaregion Pomerania

Prof. Dr.-Ing. Jacek Elias
Westpommersche Technische Universität Stettin
Prof. Dr. rer. nat. Jochen Lehmann
Fachhochschule Stralsund

Nach vierjähriger Vorbereitung konnte in Stralsund 1996 das damals weithin einmalige Wind-Wasserstoff-System mit großen Komponenten, einer 100-kW-Windenergieanlage, einem alkalischen Druckelektrolyseur von 20 kW sowie einem mit 30 bar betriebenen Druckspeicher (ca. 800 kWh), in Betrieb genommen werden. Als Kernstück des Komplexlabors Alternative Energie versorgt diese Anlage seitdem diverse Wasserstoffverbraucher wie Brennstoffzellen, katalytische Brenner und ein für Erdgas-Wasserstoff-Mix ausgelegtes Blockheizkraftwerk. Das Labor wurde im Tagungsband des 11. Stralsunder Energiesymposiums, 4.-6. November 2004, S.119-125, beschrieben. Nähere Informationen sind auch unter www.komplexlabor.de zu finden.



Installation hinter Haus 7, 1996

Im Gegensatz zum damals im Betrieb befindlichen Solar-Wasserstoff-Projekt Neuenburg vorm Wald liefert hier also den territorialen Gegebenheiten entsprechend der Wind die Primärenergie. Die Einbeziehung der später errichteten Photovoltaikanlage (10 kW) zeigt, dass in einem als Inselenergieversorgung ausgelegten System durch Nutzung zweier unterschiedlicher Primärenergiequellen der Energiespeicher bei gleicher Versorgungssicherheit kleiner ausgelegt werden kann. Und die ebenfalls im Komplexlabor arbeitende Anlage zur solarthermischen Brauchwassererwärmung demonstriert, dass eine wasserstoffbasierte Energieinsel möglichst nicht zur Wärmeversorgung eingesetzt werden sollte. Beides sind Möglichkeiten, die Investitionen im Bereich der Wasserstofftechnik zu reduzieren.

Eines der ersten großen und prägenden Projekte im Zusammenhang mit dem Komplexlabor war das Projektes Nr. FKZ: 132 6 004 „*Nutzung alternativer Energiequellen in der*

Europaregion Pomerania – Wasserstofftechnik“, das gemeinsam mit dem Lehrstuhl für Wärmetechnik der TU Stettin und der TU Danzig in den Jahren 1999-2001 realisiert wurde. Im Rahmen dieses Projektes wurden u.a. Forschungsaufgaben wie die Konzeptstudien zur katalytischen Wasserstoffverbrennung oder der autarken Energieversorgung von Regionen thematisiert. Auch nach dem Abschluss dieses Projektes wurde über die Nutzung der Geothermie im Rahmen des Baus einer der ersten geothermischen Heizwerke in Pyrzyce bei Stettin hinaus von Seiten des Lehrstuhls für Wärmetechnik der TU Stettin insbesondere auch auf den Symposien "Nutzung regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik" regelmäßig über das optimierte Wärmemanagement in der Westpommerschen Woiwodschaft referiert. Darin besteht eine der Brücken zwischen den verschiedenen regenerativen Energien und ihrer wirtschaftlichen Nutzung.

Von Anfang an war das Komplexlabor dazu ausgestattet, Druck- und Metallhydridspeicher zu betanken. Damit wurde eine wesentliche Vorarbeit geleistet für das vor allem von Dr. Hans Sandlaß, IEE Berlin, konzipierte und betriebene Projekt einer „Wasserstoffmagistrale Südliche Ostsee“ mit Stützpunkten in Rostock, der bestehenden öffentlichen Wasserstofftankstelle in Barth und in Stralsund. In Erwartung der serienmäßigen Brennstoffzellen-Batterie-Hybridautos für 2014/15 wäre dank eines solchen Projektes eine minimale Infrastruktur für die Heranführung des emissionslosen Verkehrs aus Hamburg und Berlin wie auch die Versorgung der Urlaubsregionen zwischen Kühlungsborn und Rügen eingerichtet.

Bezeichnenderweise war das Komplexlabor der Fachhochschule Stralsund in der Zeit aufgebaut worden, als sich Windparks im Nordosten Deutschlands zu etablieren begannen und eine Windindustrie begründet wurde, die die Landesregierung mittlerweile einen „Jobmotor“ nennt. Die 90er Jahre hatten aber auch das Abstellen und den Beginn des Rückbaus des Kernkraftwerks Nord gebracht. Inzwischen stammen über 30% der in Mecklenburg-Vorpommern verbrauchten Elektrizität als Windstrom wieder aus eigener CO₂-freier Produktion. Nach der Inbetriebnahme der ersten drei Offshore-Windparks vor der Küste des Landes in voraussichtlich zwei Jahren wird dieser Anteil auf über 60% angestiegen sein. Um netzseitig die Herausforderung eines solch hohen Anteils an schwankendem Strom zu bewältigen, wird der Ausbau der Netze von vergleichmäßiger Einspeisung des regenerativ erzeugten Stroms flankiert werden müssen. Dieses Thema wird auf dem Stralsunder Energiesymposium seit 2004 regelmäßig diskutiert, denn die wechselseitige Verwandelbarkeit von Elektrizität und Wasserstoff stellt eine der Möglichkeiten zur Vergleichmäßigung dar. Großtechnische Realisierungen wurden mit den Pilotprojekten der ENERTRAG AG in der Uckermark und der WIND-projekt GmbH bei Altentreptow in Angriff genommen. Mit dem nun beschlossenen deutschlandweiten Zurückfahren der Kernenergietechnik wächst der Windkraft eine größere Rolle zu und Windwasserstoff als Medium zur Speicherung von Elektrizität wird an Bedeutung gewinnen.

Dank des Engagements der Kollegen von der TU Stettin (u.a. die Professoren Sobański, Nowak, Kałucki, Ciesliński, Eliasch und Dr. Budzyński) und von der Stralsunder Hochschule (u.a. die Professoren Szymczyk, Ahlhaus, Lushtinetz und Lehmann sowie Dr. Menzl) entstand in den Jahren 1996 – 2006 eine beispiellose, intensive Zusammenarbeit zwischen den Hochschuleinrichtungen der Woiwodschaften Pommern und Westpommern (Lehrstuhl für Wärmetechnik der TU Stettin und Lehrstuhl für Wärmetechnik der TU Danzig), sowie des Bundeslandes Mecklenburg - Vorpommern (FB Maschinenbau und FB Elektrotechnik / Informatik der FH Stralsund). Neben dem intensiven Austausch der wissenschaftlichen Mitarbeitern der beiden Hochschulen, hatten und haben auch die deutschen und polnischen Studierenden die Möglichkeit gehabt, ihr Diplomsemester (inkl.

Diplomarbeitverteidigung) beiderseits der Oder zu absolvieren. Der wissenschaftlich-didaktische Austausch wurde durch die Organisation und Teilnahme an solchen internationalen Tagungen wie dem oben genannten Energiesymposium (in Stralsund) und „Heat Transfer und Renewable Sources of Energy (in Misdroy) regelmäßig begleitet und gefördert. Diese wissenschaftliche Zusammenarbeit dauert ununterbrochen bis heute an und wurde im vergangenen Jahr durch eine weitere gemeinsame Tagung, „*Moderne Anwendungen in der Kraftfahrzeugtechnik*“, wo u.a. die Aspekte der Wasserstoffnutzung im Bereich der Fahrzeugtechnik und des Transportwesens thematisiert wird, bereichert.

Mit der vollständigen Inbetriebnahme des Komplexlabors im Jahre 1996 startete in Stralsund in der Ausbildung der Elektrotechnik-Ingenieure die Vertiefungsrichtung „Regenerative Energie / Wasserstofftechnik“, nachdem bereits 1994 eine kleine Brennstoffzelle im Physiklabor für Versuche zur Verfügung gestellt worden war. Daraus hat sich inzwischen ein Bachelor-Studiengang entwickelt. Eine entsprechende Ausrichtung von Masterstudenten wurde ebenfalls ermöglicht. Dank der lange Zeit konkurrenzlos bestehenden versuchspraktischen Voraussetzungen konnte sich auch ein internationaler Semesterkurs für fortgeschrittene Studenten und junge Ingenieure am Bildungsmarkt behaupten. Und nicht zuletzt hat die Verbindung von regenerativer Energie und Wasserstoff als Medium zur Speicherung von Strom, haben Elektrolyseur und Brennstoffzelle bewirkt, dass in einem zehntägigen Intensivkurs, der Stralsunder „SpringSchool“, alljährlich durch die Europäische Union gefördert etwa 30 Studenten innig mit zukunftsweisender Energietechnik in Berührung kommen. Selbstverständlich sind polnische Studenten regelmäßig dabei und im Komplexlabor aktiv.

Alle, die in diese mühevoll vollzogenen Entwicklungen involviert waren und sind, können guten Gewissens von sich sagen, notwendige Änderungen in der Energiewirtschaft - gemeinsam mit vielen anderen - vorbereitet und betrieben zu haben. Belohnt werden sie durch einen wachsenden Zustrom von Studienwilligen. Ohne die Studenten, ohne die aktive Mitarbeit von jungen Menschen, die vorurteilsfrei sich von Dingen überzeugen lassen, die noch nicht da sind, aber erdacht, modifiziert und präsentiert werden müssen, gäbe es auch kein Komplexlabor und keine lebendige Kooperation

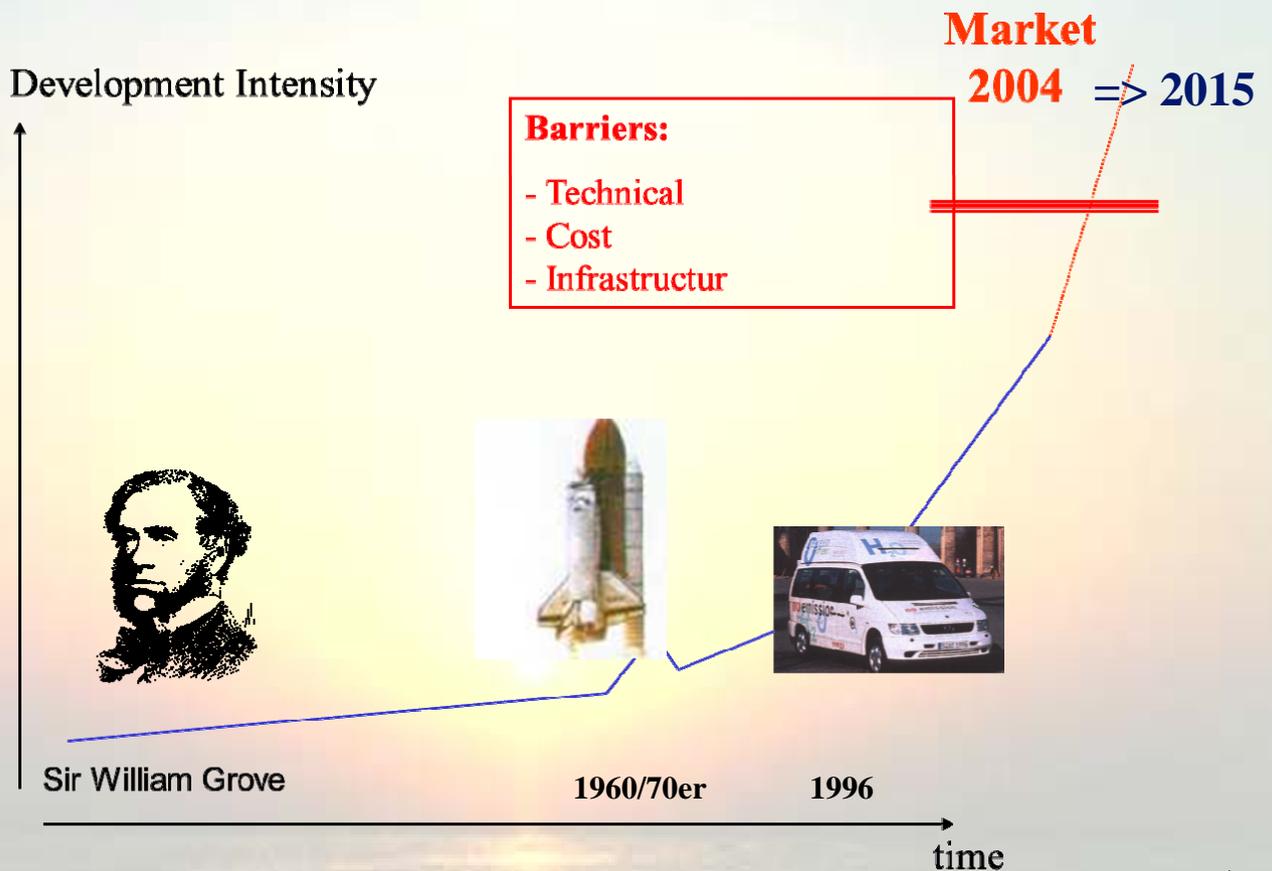


Gruppenbild SpringSchool 1996 mit Prof. Torstein Valand aus Norwegen (hinten links)

Brennstoffzellen in diesem Jahrzehnt kommerziell?

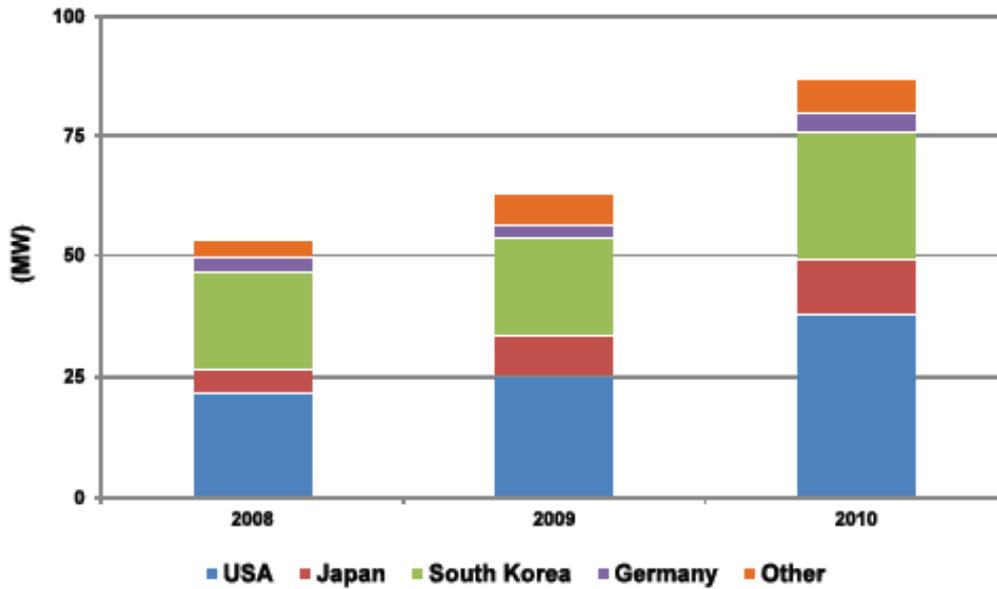
Jürgen Garcke – FCBAT

www.fcbat.eu



Where we are today?

Megawatts Shipped, Key Countries: 2008-2010



Source: M. Mills, IPHE-Meeting, Vancouver, May 2011

FCBAT⁺

Barriers:

- Technical
- Cost
- Infrastructure

Lifetime requirements

Stationary: $\geq 40,000$ h within 10 years

Mobile: $\approx 5,000$ h within 10 years

Portable: $\approx 3,000$ h within 5 years

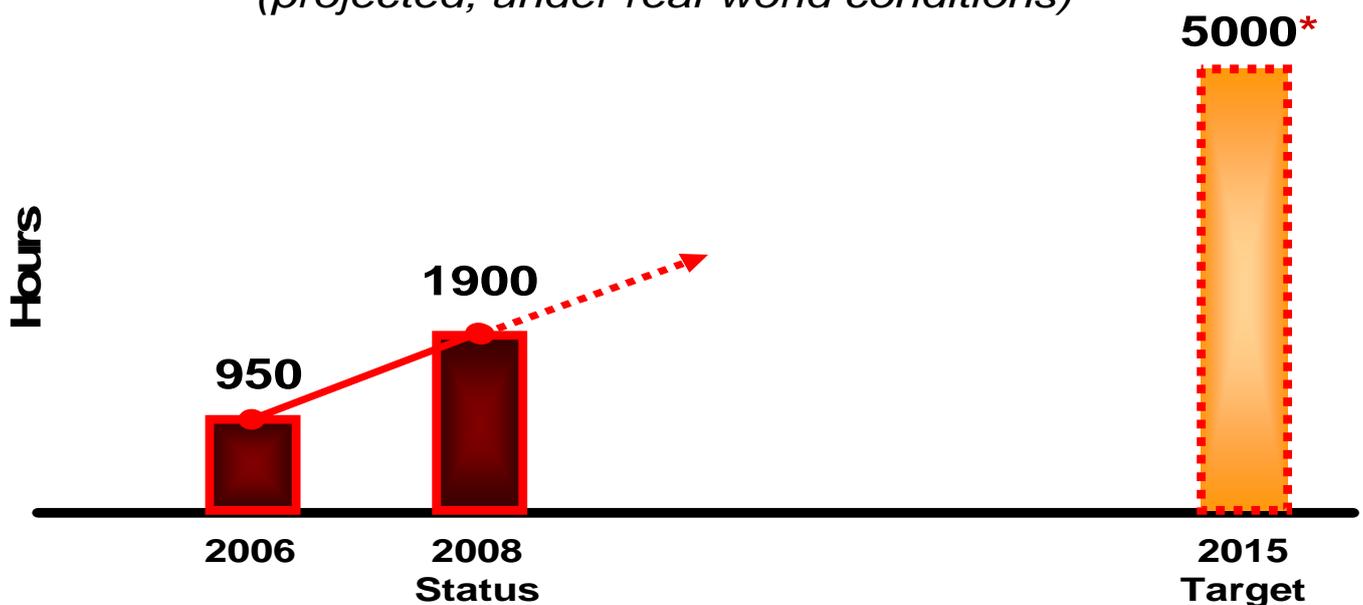
Backup power: $\approx 1,500$ h within 10 years

Lifetime State-of-the-Art: $\approx 2,000$ h

FCBAT⁺

Automotive Fuel Cell System Durability

(projected, under real-world conditions)



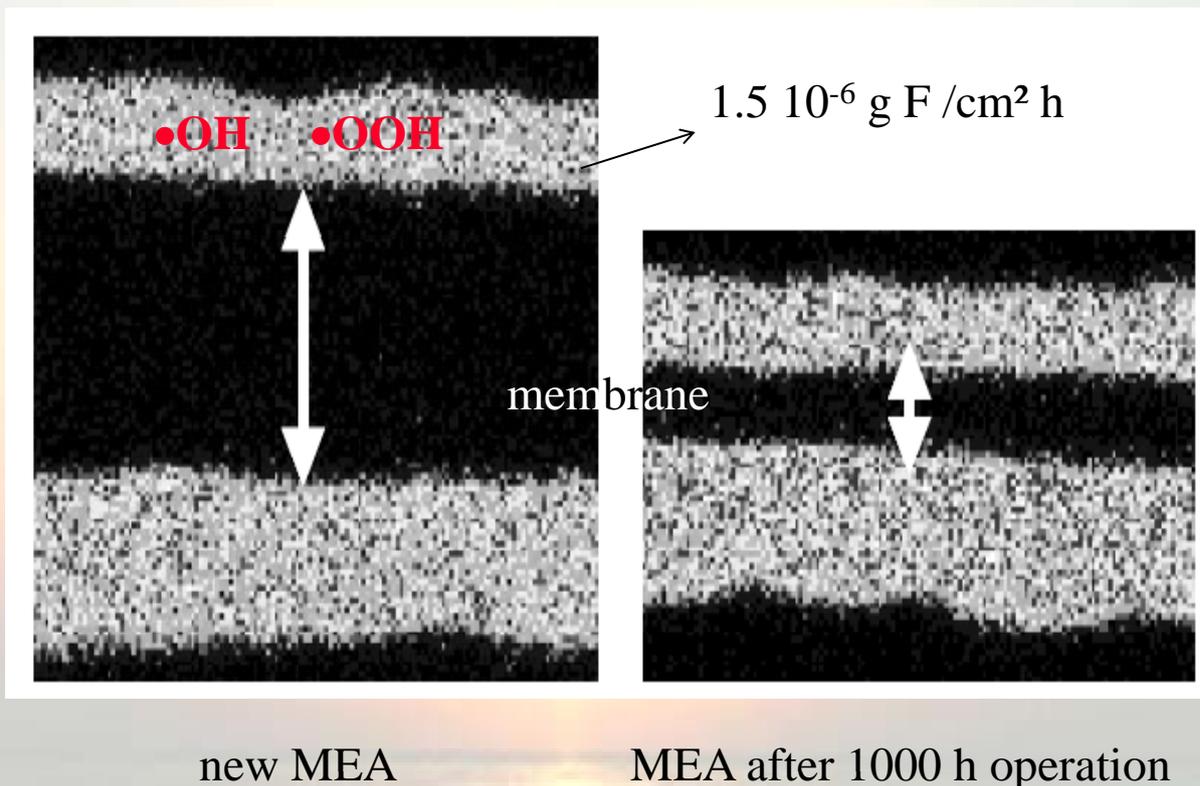
* 5000 hours corresponds to roughly 150,000 miles of driving

FCBAT⁺

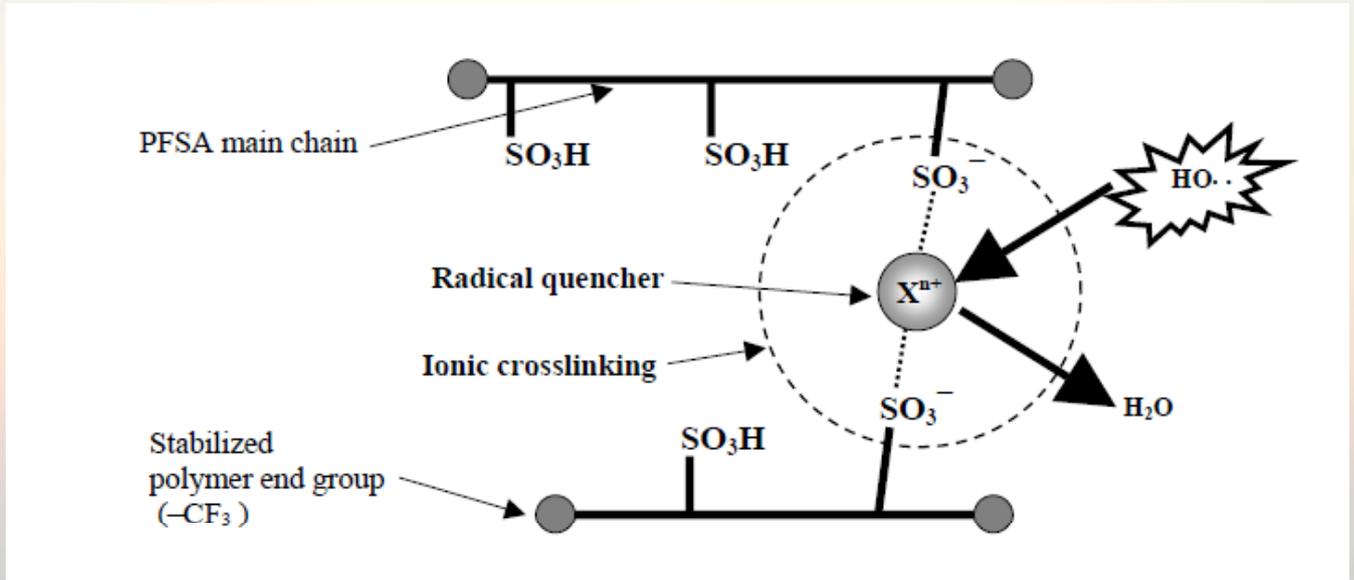
Reasons for Lifetime Reduction

- Increase of catalyst particle size
- Deactivation of catalysts by poisons
- **Degradation of polymers**
 - membranes
 - PTFE in GDL
- Loss of membrane humidification during operation
- Corrosion of metallic components
- Blocking of ion transport in the membrane by contaminations

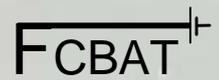
Membrane Degradation



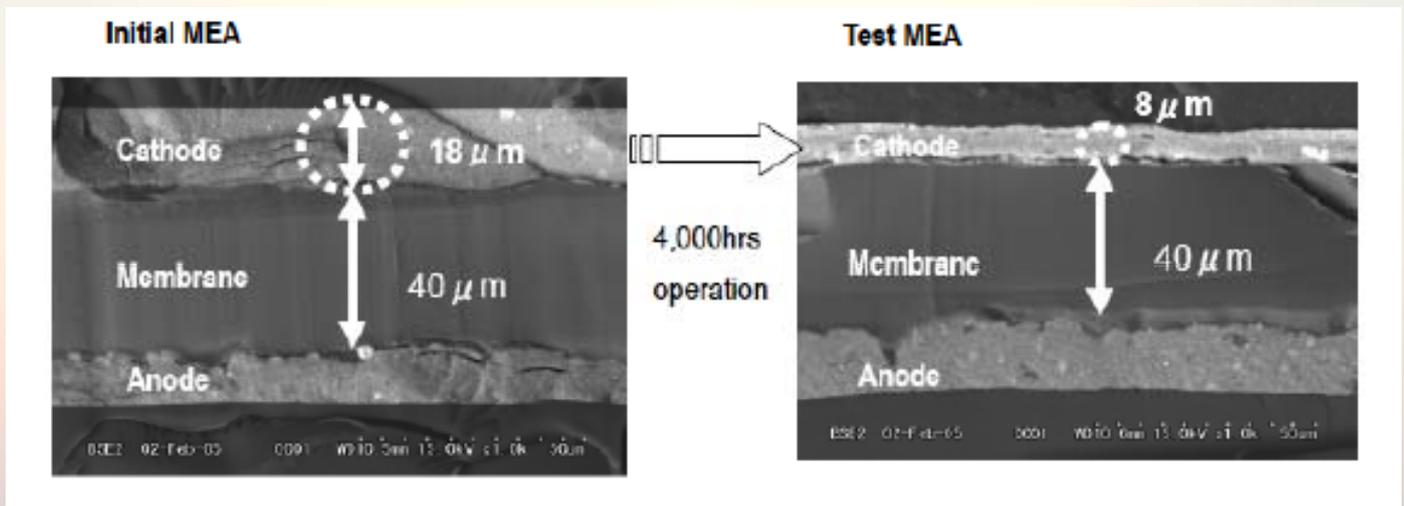
Asahi Membrane with Radical Quencher



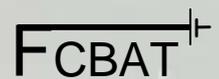
Source: E. Endoh, ECS Transactions. 16, (2) 1229-1240 (2008)



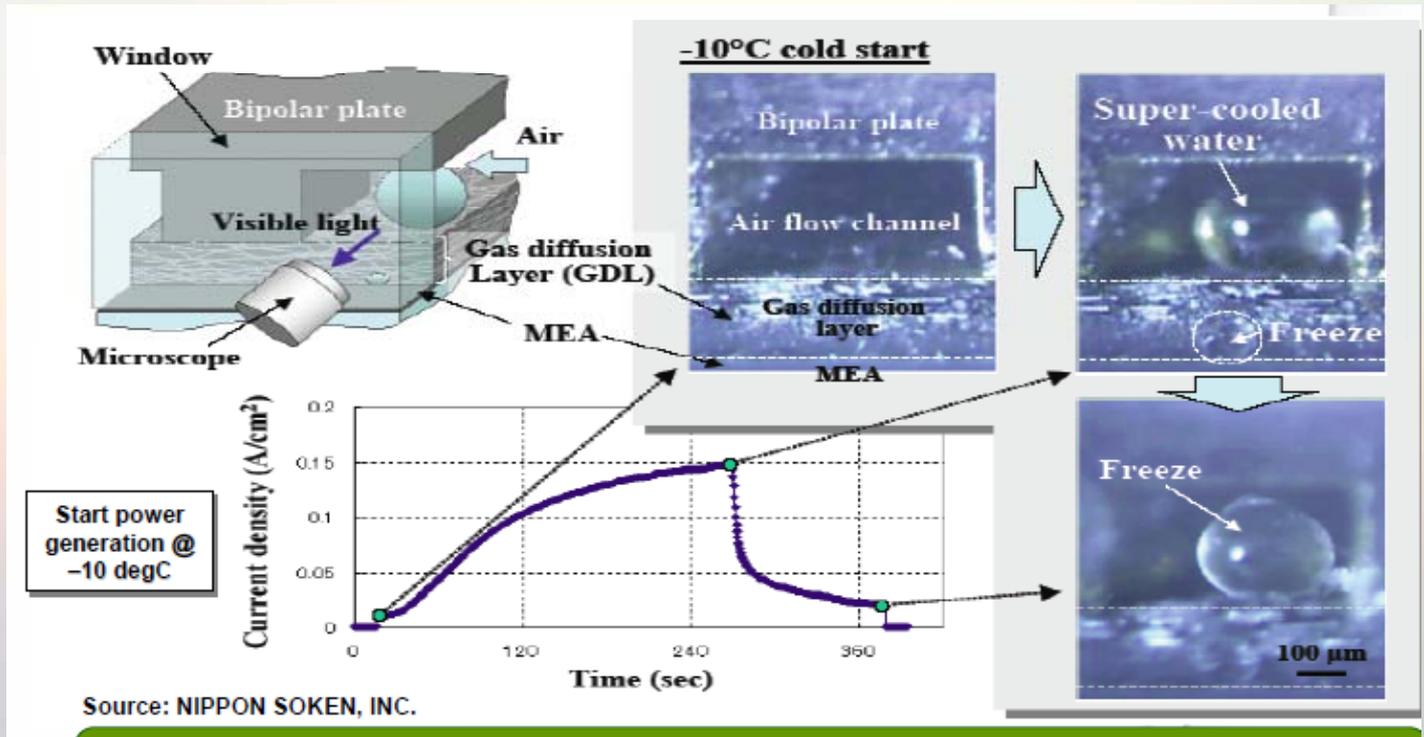
Asahi Membrane with Radical Quencher



Source: E. Endoh, ECS Transactions. 16, (2) 1229-1240 (2008)



< 0 °C – Ice Formation in PEMFCs

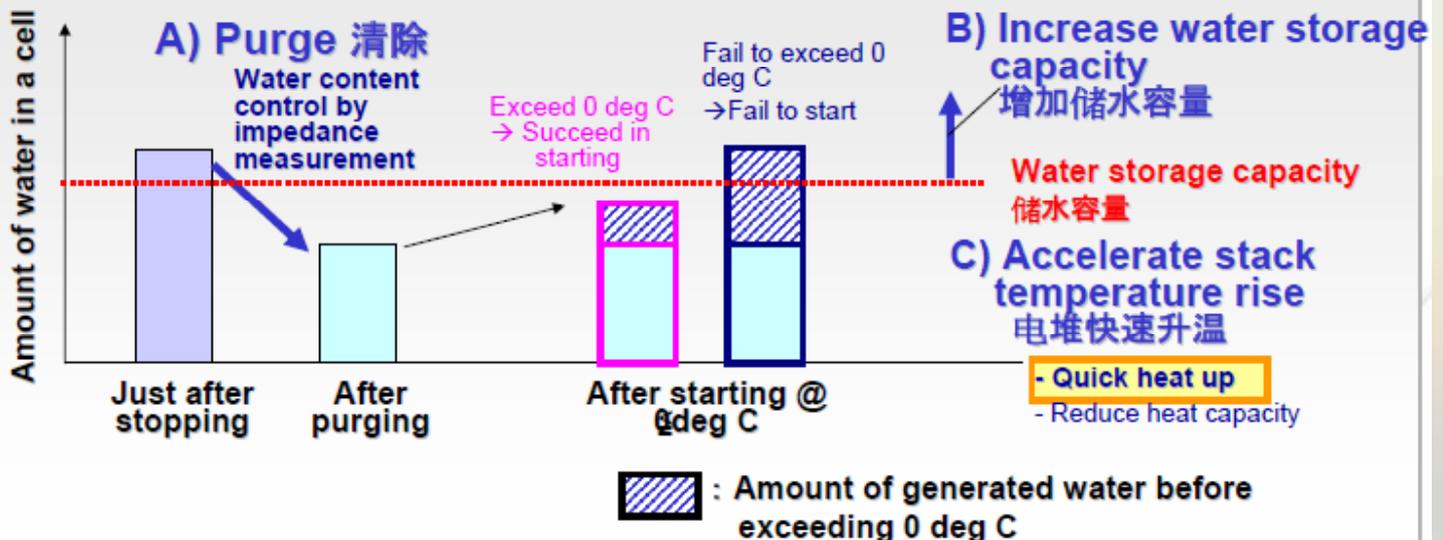


Source: Koichi Kojima and Toru Morita, Shanghai 22.4.2011

FCBAT

Fighting Ice Formation

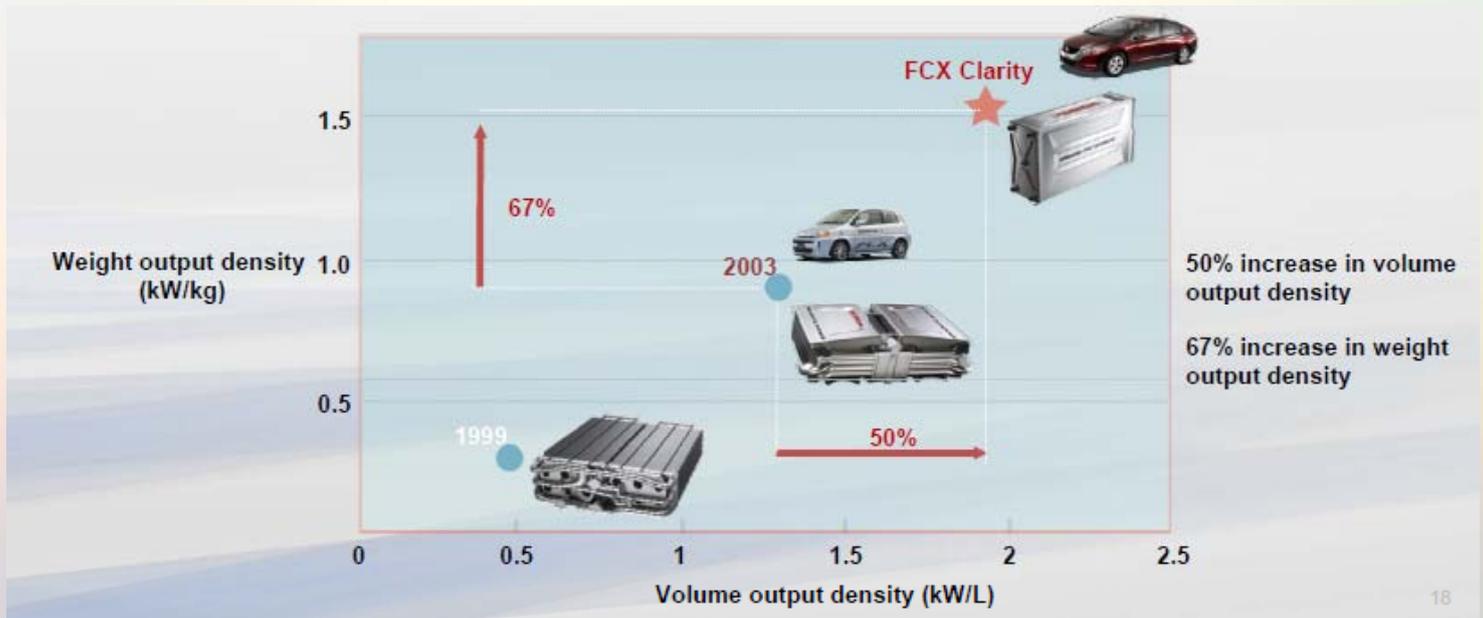
The amount of water when starting at subfreezing temperature



Source: Koichi Kojima and Toru Morita, Shanghai 22.4.2011

FCBAT

Specific Power PEMFC System - Honda

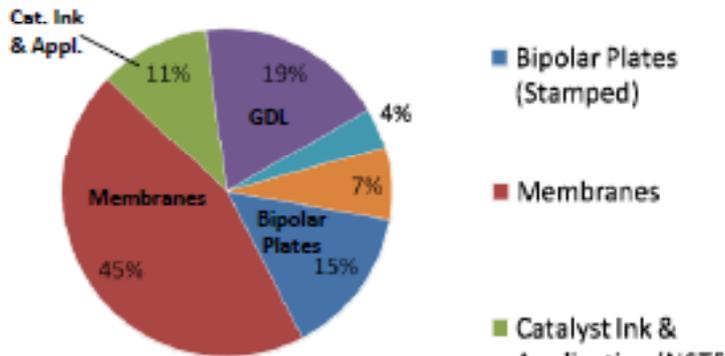


ICE ca. 1 kW/kg

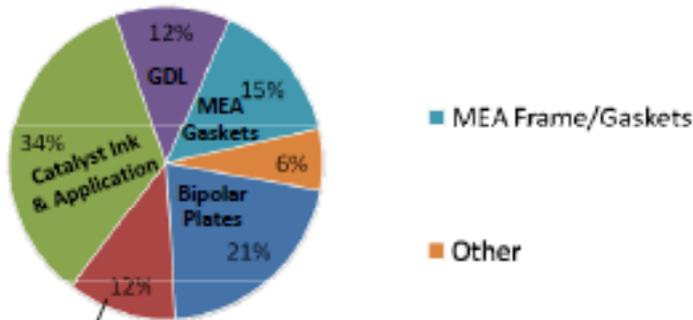


Source: Th. Brachmann, 12UECT, Ulm, June 2010

1,000 systems (2010)



500,000 systems (2010)



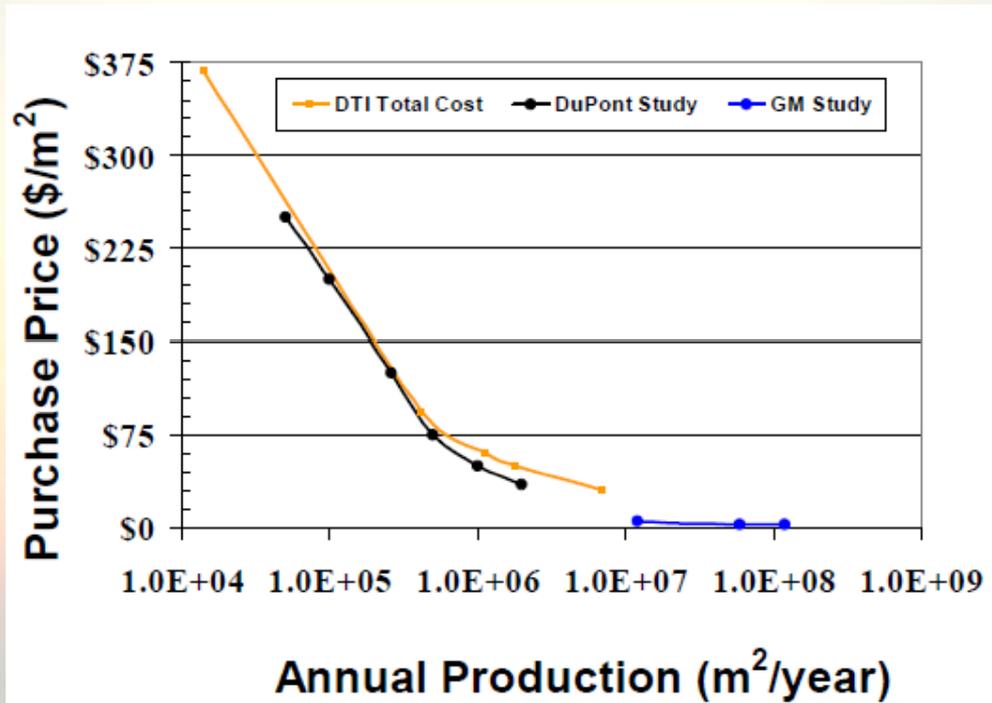
PEMFC Stack Cost

- Membrane dominates cost at low production
- Catalyst Ink dominates cost at high production



Source: J. Marcinkoski, 12UECT, Juni 2010, Ulm

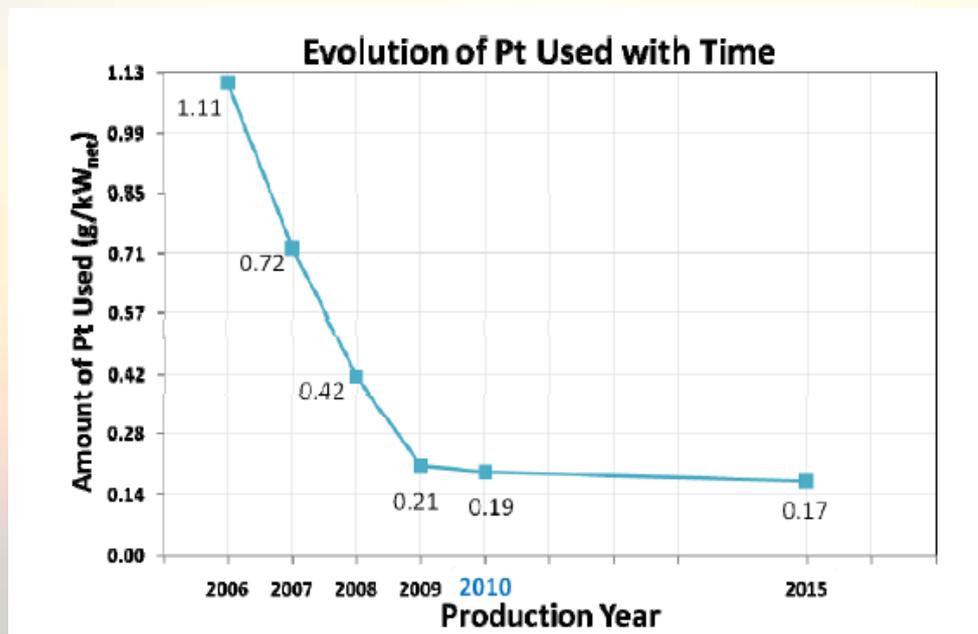
Membrane Costs



Source: J. Marcinkoski, 12UECT, Juni 2010, Ulm



Specific PGM Mass

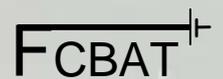


50 kW FC
8,5 g Pt

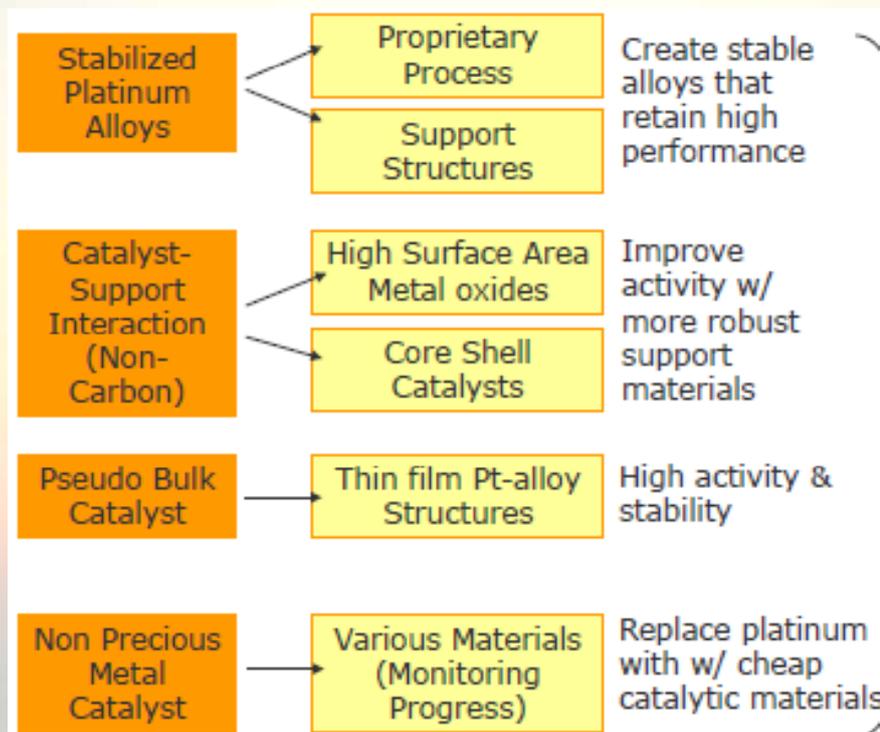
100 kW FC
17 g Pt

Abgaskat:
5-8 g

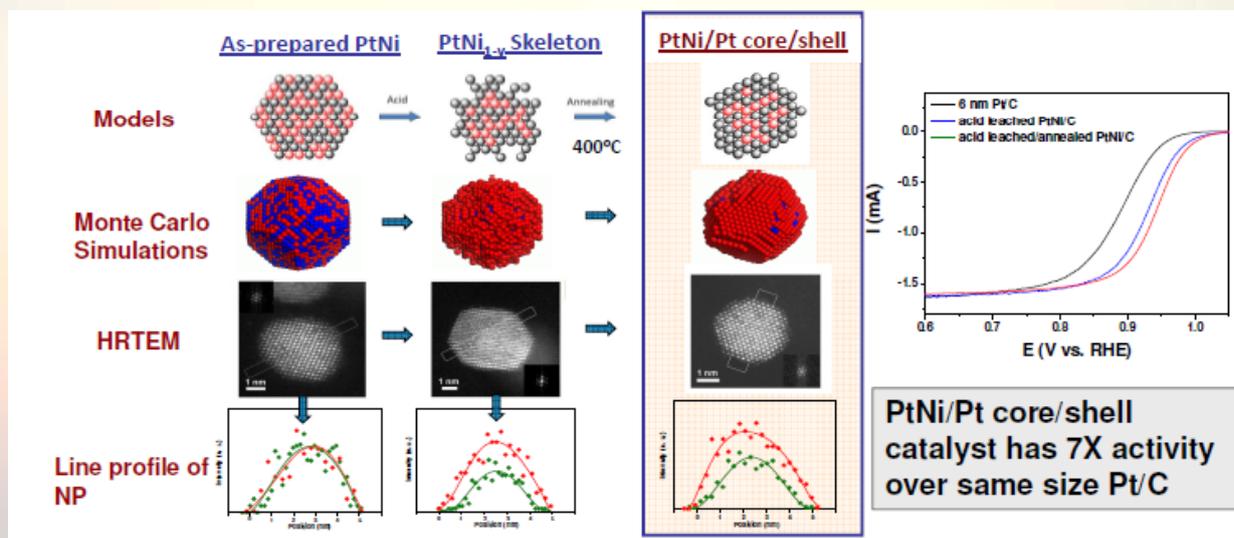
Source: J. Marcinkoski, 12UECT, Juni 2010, Ulm



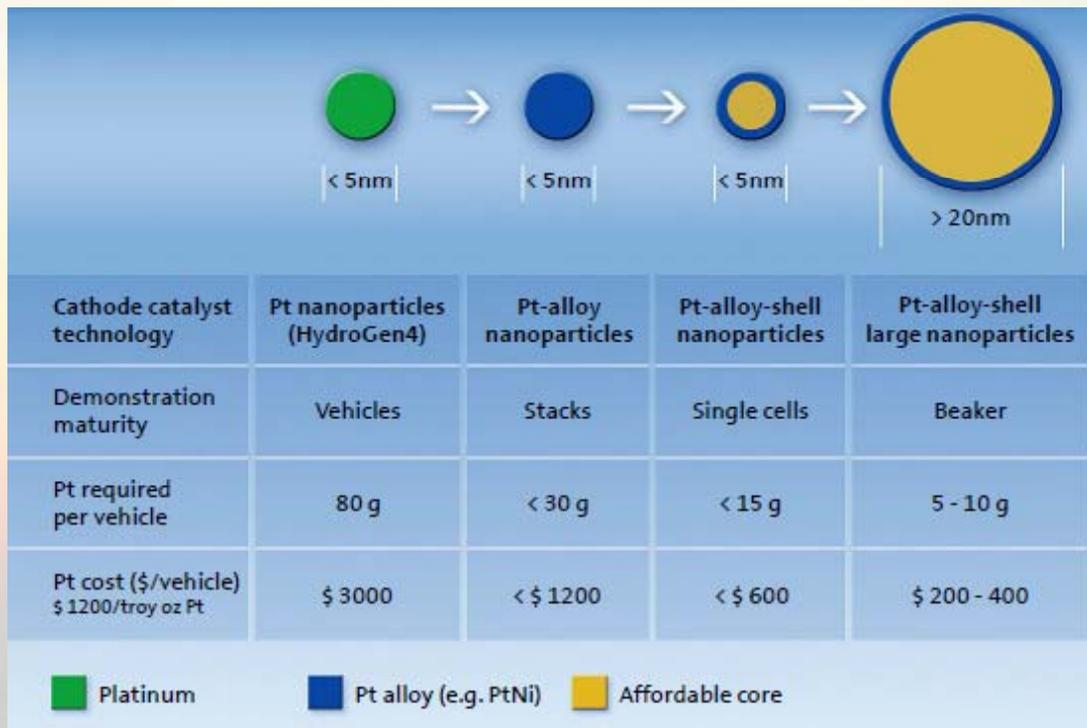
Ways to reduce the PGM Content



Nanosegregated multi-metallic nanoparticles and nanostructured thin metal films



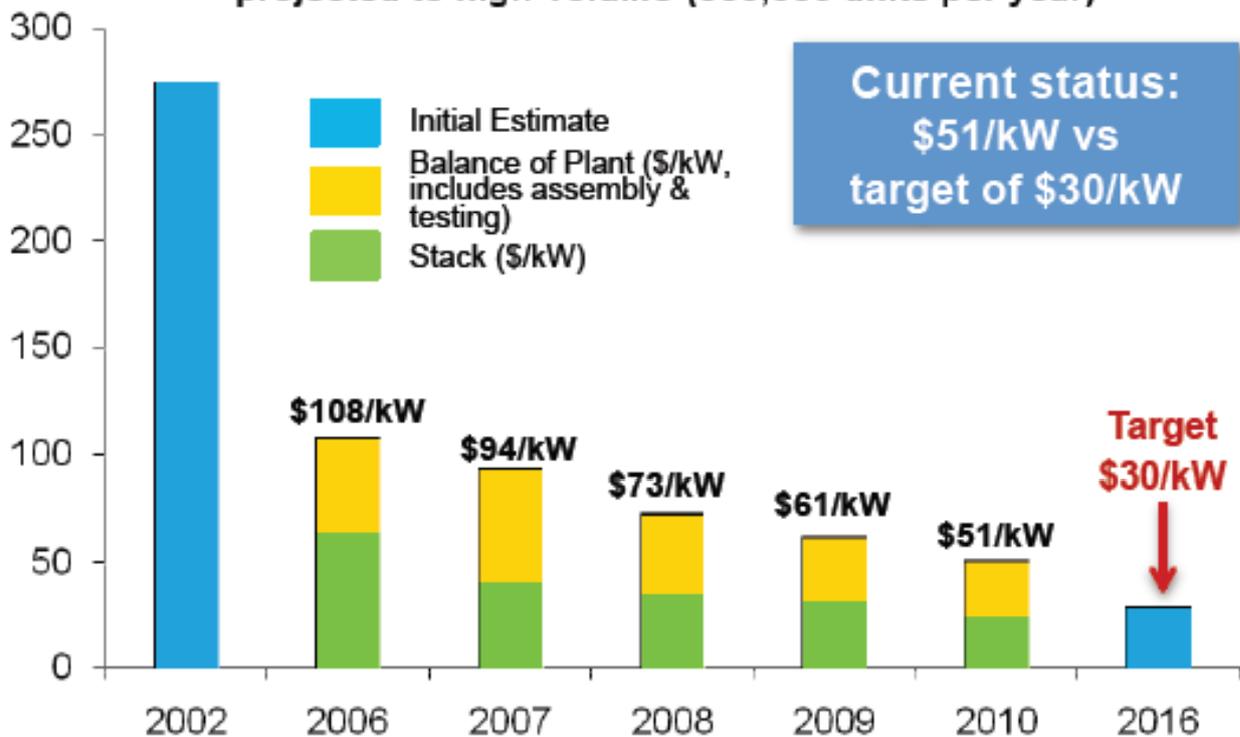
PGM Roadmap (GM/Opel)



FCBAT

Source: R. v. Helmholdt, 12UECT, Ulm, June 2010

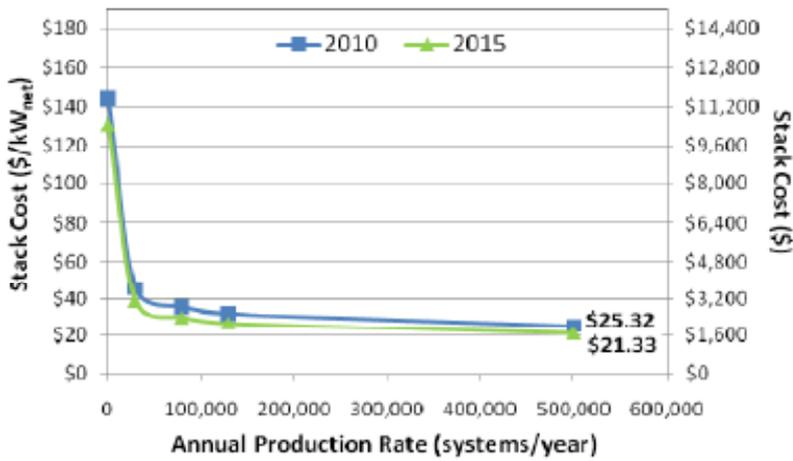
Projected Transportation Fuel Cell System Cost -projected to high-volume (500,000 units per year)-



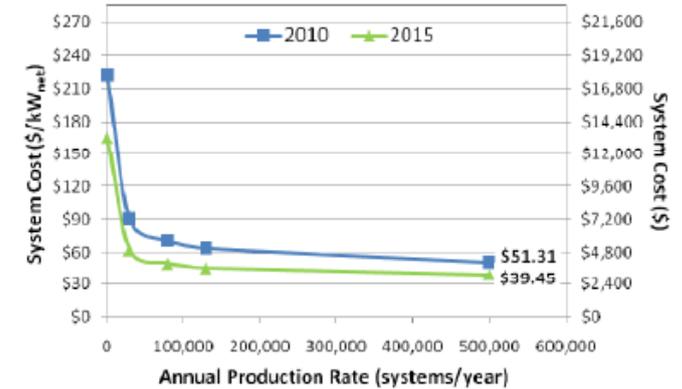
FCBAT

Source: M. Mills, IPHE-Meeting, Vancouver, May 2011

Stack Cost

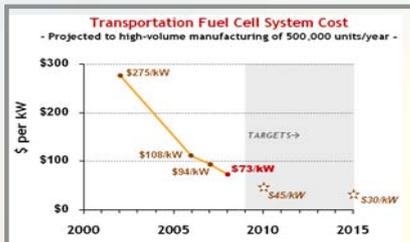


System Cost

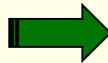


FCBAT

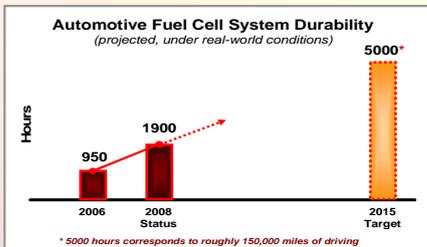
Source: J. Marcinkoski, 12UECT, Juni 2010, Ulm



cost



Letter of Understanding on electric vehicles with fuel cell development and market introduction starting 2015
8 September 2009



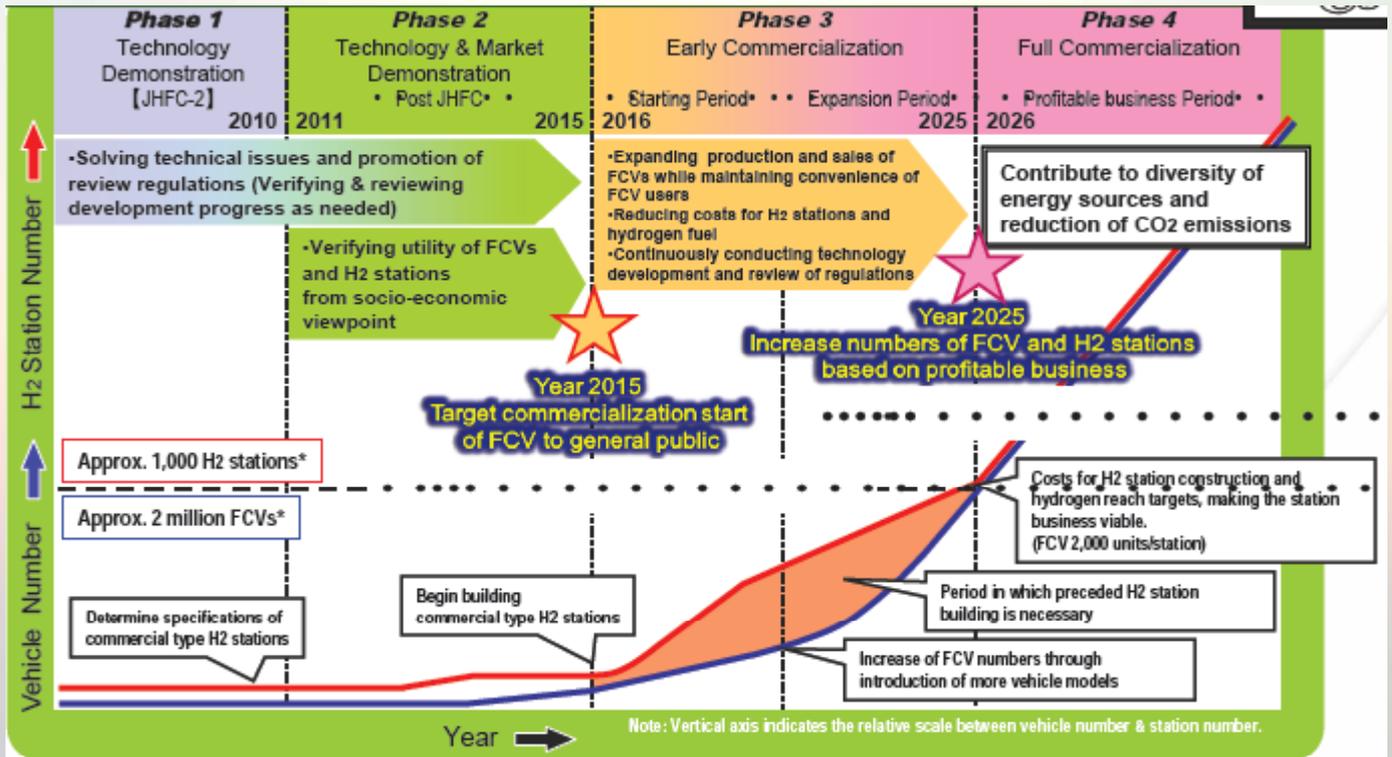
life time

- Daimler AG,
- Ford Motor Company,
- General Motors Corporation/Opel,
- Honda Motor Co., Ltd.,
- Hyundai Motor Company,
- Kia Motors Corporation,
- Renault SA and Nissan Motor Co., Ltd.
- Toyota Motor Corporation -



FCBAT

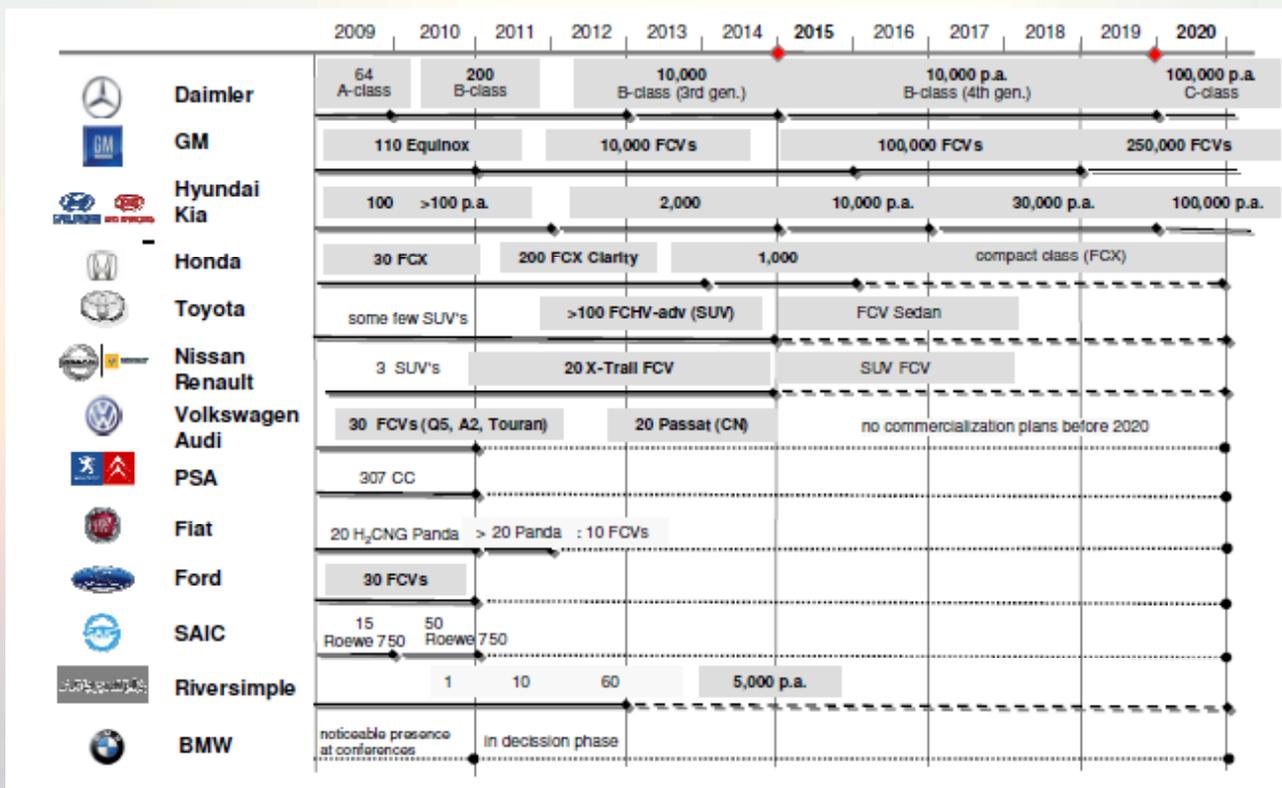
Japanese FCV Roadmap



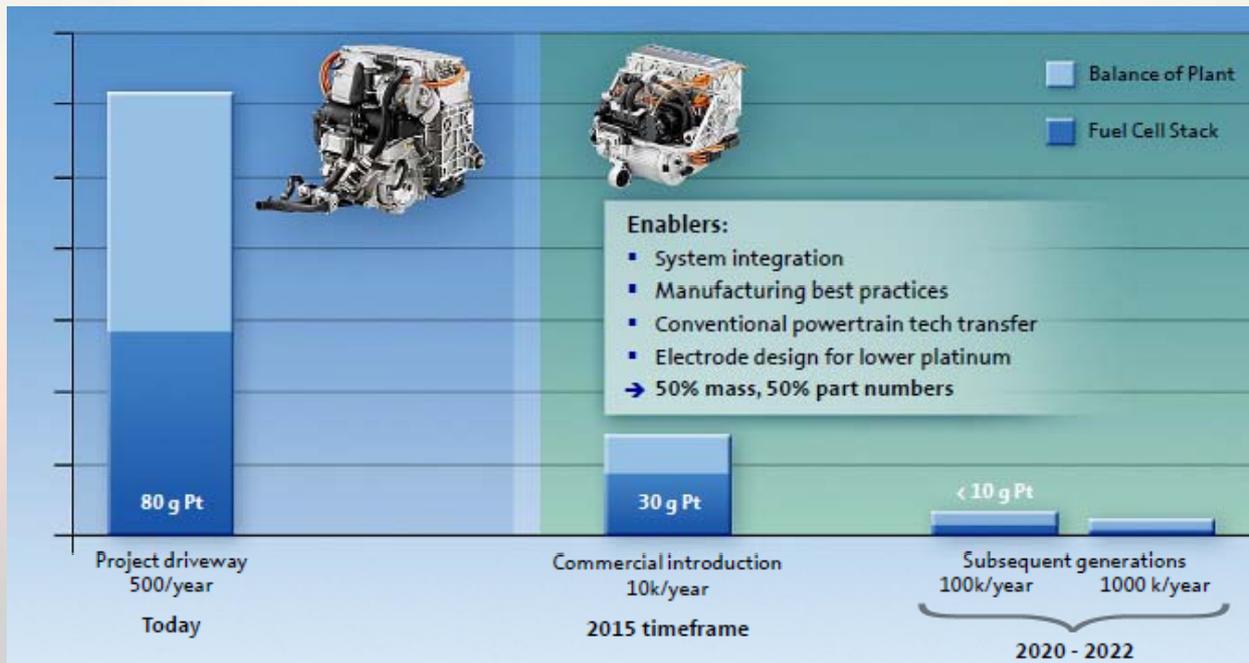
Source: Koichi Kojima and Toru Morita, Shanghai 22.4.2011

FCBAT

FCV Roll Out



GM/Opel FC-Car Cost Development



Source: R. v. Helmholdt, 12UECT, Ulm, June 2010

FCBAT⁺

FCBAT⁺

**Ja, Brennstoffzellen in diesem
Jahrzehnt kommerziell !!!**

WASSERSTOFFSPEICHERUNG IN SALZKAVERNEN ZUM AUSGLEICH VON ENERGIESCHWANKUNGEN

Dipl.-Ing. W. Hartmann

KBB Underground Technologies, Baumschulenallee 16, D-30625 Hannover, w.hartmann@kbbnet.de

Schlüsselwörter: Wasserstoffspeicherung, Energiespeicherung, regenerativ, erneuerbar, Kaverne, Untergrund, H₂

Zusammenfassung: Der Umstieg von fossilen und nuklearen auf regenerative Energieträger macht eine Energiespeicherung im großen Maßstab notwendig. Grund dafür ist die wetterabhängige im Gegensatz zur bedarfsorientierten Erzeugung konventioneller Kraftwerke. Um diese Schwankungen auszugleichen, müssen große Speicher bereitgestellt werden. Die Speicherung in Form von Wasserstoff hat dabei den Reiz, dass durch die chemische Bindung eine hohe Energiedichte erreicht wird. Die Lagerung des Wasserstoffs in unterirdischen Kavernen bietet sich in herausragender Weise an. Schon seit vielen Jahren wird Erdgas in dieser Form gespeichert. Dabei wurde die Sicherheit unter Beweis gestellt. Weitere Vorteile sind der geringe Flächenbedarf, die Umweltfreundlichkeit dieser Systeme und die geringen Kosten.

Abstract: The transition from fossil and nuclear power generation to renewable energies involves large scale energy storages. The generation of energy is no longer just-in-time like in conventional power plants but is dependent on the weather conditions. Large storages will be needed to balance the fluctuation in supply and demand. Storage in form of hydrogen is of interest because of its high energy density due to the chemical bonds. There are several reasons which make caverns an outstanding way of hydrogen storage. For many years the storage of natural gas has proven to be safe and environmental friendly. Furthermore it is cost-effective and has a minor land footprint.

Wasserstoffspeicherung in Salzkavernen zum Ausgleich von Energieschwankungen

1. Speicherbedarf

Der Umstieg von fossilen und nuklearen auf regenerative Energieträger bringt einige Probleme beziehungsweise Herausforderungen mit sich. Im Gegensatz zu konventionellen Stromerzeugungssystemen, die entsprechend der Nachfrage geregelt werden können, handelt es sich bei Windenergie und Solarenergie um fluktuierende Quellen.

Das Aufkommen an Wind und Sonne kann nur mit beschränkter Genauigkeit vorhergesagt werden; hieraus ergibt sich kurzfristig Energiebedarf zum Ausgleich von Prognose und Last. Weiterhin gibt es längere Zeiten, in denen unzureichende oder auch überschüssige Energiemengen anfallen, z.B. während einer Flaute oder in Starkwindzeiten.

Um einen Ausgleich zwischen Überschuss und Mangel zu erreichen, sind Energiespeicher nötig. Für kurzzeitige kleine Schwankungen, etwa im Minutenbereich, können dafür Batteriesysteme eingesetzt werden. Handelt es sich um Abweichungen im Stundenbereich, sind hydraulische Pumpspeicher oder unterirdische Druckluftspeicher geeignet. Für längere Zeiträume von Tagen oder Wochen ist aus Kapazitätsgründen eine Speicherung der Energie in chemisch gebundener Form naheliegend, z.B. als Wasserstoff, der per Elektrolyse aus Überschussenergie gewonnen wurde.

Derzeit bestehende Speicher in Form von Druckluftspeichern in Huntorf und vor allem Pumpspeichern, z.B. in Goldisthal, haben eine Kapazität, die dem deutschen Stromverbrauch von unter einer Stunde entspricht. Bei fossilen Energieträgern ist dagegen im Falle von Öl eine Reserve von 3 Monaten vorgeschrieben. Der Vorrat an Erdgas deckt den Bedarf von ca. 6 Wochen, weitere Speicher befinden sich im Aufbau. Um auf regenerative strombasierte Energieträger umsteigen zu können, muss eine erhebliche Speicherkapazität für den dann zur Primärenergie gewordenen Strom geschaffen werden.

Wind- und Solarenergie sind die tragenden Säulen der regenerativen Energieerzeugung in Deutschland. In den nächsten 10 Jahren ist mit einer Verdopplung der installierten Leistung zu rechnen. Heutzutage wird Mangel an regenerativer Energie mit einer Zuschaltung von Leistung aus konventionellen Kraftwerken begegnet. Bei der geplanten Erhöhung des Anteils regenerativer

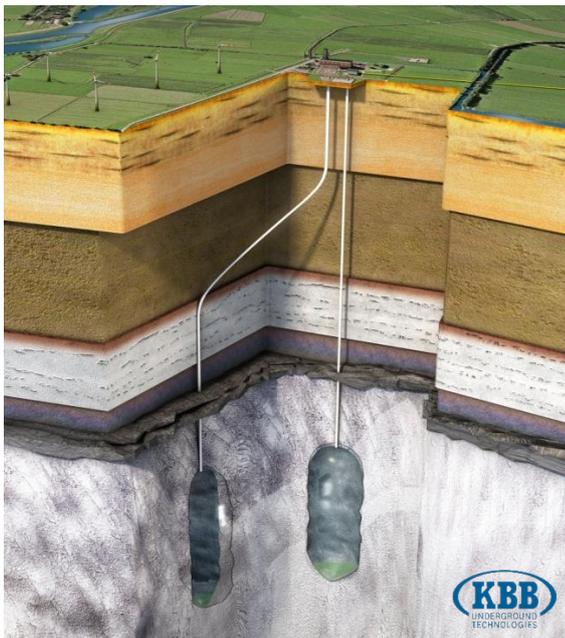


Abbildung 1: Kavernen im Salzgestein

Energie und gleichzeitiger Verringerung konventioneller Energie steigt der Bedarf an Ausgleich, während die Ausgleichsmöglichkeiten kleiner werden. Eine Bereitstellung von großen Energiespeichern wird damit unumgänglich.

Große Mengen Wasserstoff, die während eines Energieüberangebots produziert werden, benötigen ein entsprechendes Speichervolumen. Unterirdische Salzkavernen, wie in Abbildung 1 dargestellt, eignen sich aus mehreren Gründen besonders für die Speicherung von Wasserstoff: Das Salzgestein hat eine extreme Dichtigkeit gegenüber Gasen. Die Tiefe in der die Kavernen angelegt werden macht sie sicher gegenüber äußeren Einflüssen – es sind große Hohlräume und hohe Drücke und damit große Speicherkapazitäten bei gleichzeitig geringem Oberflächenbedarf darstellbar.

2. Voraussetzungen für die Installation von Salzkavernen

Kavernen können nur dort angelegt werden, wo entsprechende geologische Formationen vorhanden sind. Ideale Bedingungen bieten sogenannte Salzstöcke. Sie sind im Laufe von vielen Millionen Jahren entstanden. In Bereichen flacher Meere ist das Wasser verdunstet. Die Konzentration an Salzen hat solange weiter zugenommen, bis die maximale Löslichkeit erreicht war. Danach ist das Salz ausgefallen und hat sich auf dem Untergrund abgesetzt. Auf diese Weise sind an verschiedenen Stellen der Erde z.T. mächtige Salzsichten entstanden.

Das abgelagerte Salz wurde dann durch andere Materialien überdeckt und weiter verdichtet. Die Kristallstruktur des Salzes ist dafür verantwortlich, dass es nicht beliebig verdichtet werden kann. Dies führt dazu, dass in einigen Bereichen das Salz leichter ist als das umliegende Gestein. Eine geringe Störung, z.B. eine tektonische Verschiebung, reicht aus, um das Salz aufsteigen zu lassen. Die Eigenschaft des Salzes, sich plastisch verformen zu können, sorgt dafür, dass das Salz aus der Schicht nach oben gedrückt wird. Es entstehen die anfangs erwähnten Salzstöcke (Abbildung 2).

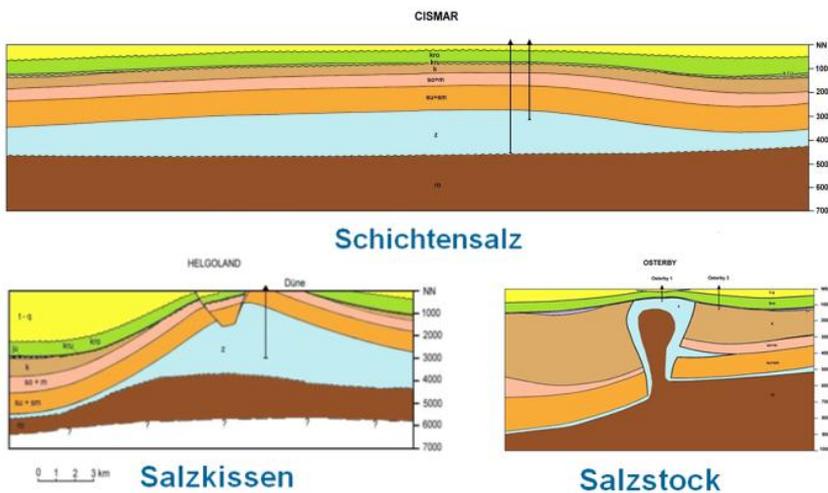


Abbildung 2: Salzstock Entstehung

3. Erstellung einer Kaverne

Eine Kaverne kann innerhalb der zuvor beschriebenen Salzvorkommen angelegt werden. Besonders geeignet sind Salzstöcke und Salzkissen mit ausreichender Mächtigkeit. Um die Eignung des Standortes zu überprüfen, werden zunächst genaue Untersuchungen durchgeführt. Hierzu gehören unter anderem seismische Messungen, sowie Probebohrungen in der Formation. Nachdem ein dreidimensionales Modell erstellt und ein geeigneter Bohransatzpunkt gefunden wurde, wird eine Bohrung niedergebracht. Dann wird eine Verrohrung in die Bohrung eingebracht und zementiert. Die erste Rohrtour reicht bis zum oberen Ende des Salzes, dem sogenannten Salztop. Eine zweite Rohrtour wird bis auf die gewünschte Tiefe niedergebracht und zementiert. Die gewählte Tiefe ist dabei abhängig von der Lagerstätte und dem gewünschten Speicherdruck. Ein typisches Beispiel sind 1200 m; der nutzbare Speicherdruck liegt dann zwischen 80 und 200 bar. Ist die Zementation ausgehärtet, findet eine erste Prüfung der Bohrung auf Dichtheit statt.

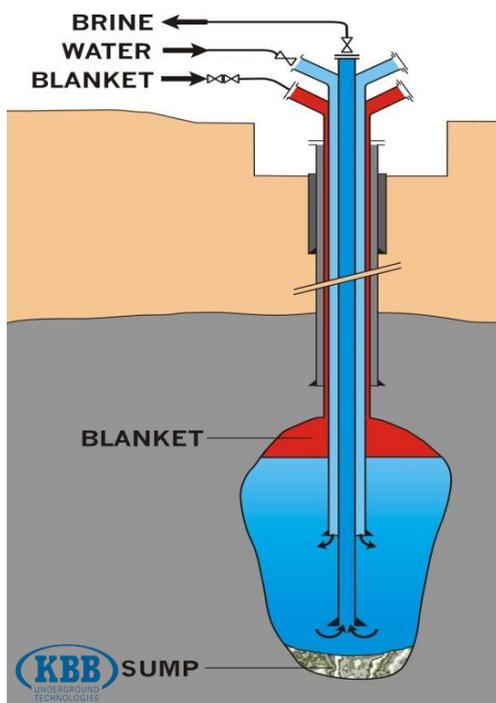


Abbildung 3: Kaverne im Solprozess

Für die Auflösung des Salzes und der damit verbundenen Erstellung eines Hohlraumes werden zwei weitere konzentrische Rohrtouren in die Bohrung verbracht. Zum Schutz des Rohrschuhbereichs der letzten zementierten Rohrtour wird ein Schutzmedium, genannt Blanket, zwischen der zementierten und der äußeren abgehängten Rohrtour eingebracht. Das Blanket kann aus Stickstoff oder Öl bestehen und verhindert, das Salz im Bereich der Zementation gelöst wird. Abbildung 3 zeigt den Solprozess der Kaverne. Die Solung einer Kaverne nimmt einen Zeitraum von 2 bis 4 Jahren ein.

Das eingebrachte Süßwasser löst Salz und vergrößert so den Hohlraum. Das mit Salz aufgesättigte Wasser verlässt als Sole die Kaverne und kann zur Salzgewinnung mittels

Verdampfung genutzt oder ins Meer verbracht werden. Nicht lösliche Bestandteile sinken zu Boden und bilden den Kavernensumpf.

Wenn das gewünschte Volumen und die gewünschte Geometrie erreicht sind, wird ein zweiter Dichtigkeitstest durchgeführt. Nach erfolgreichem Dichtigkeitstest wird die Bohrung für den späteren Speicherbetrieb komplettiert. Dafür werden zunächst die Solrohre ausgebaut und danach eine Förderrohrtour eingebaut. Diese wird mit einem Packer in der letzten zementierten Rohrtour befestigt und ebenfalls auf Dichtigkeit geprüft.

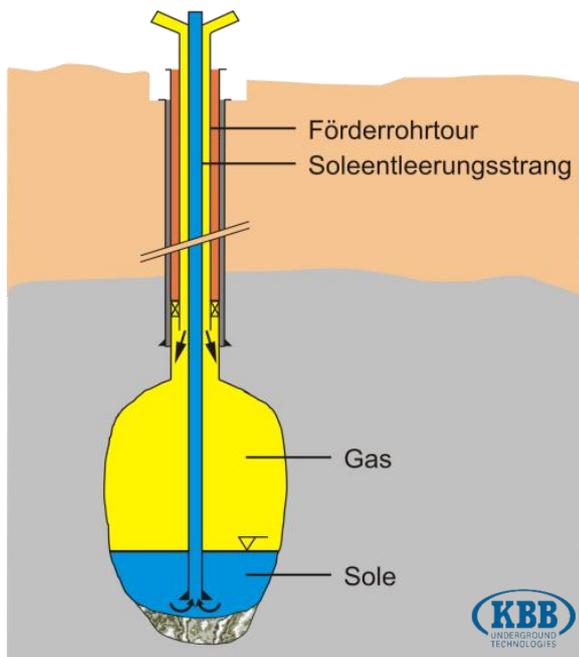


Abbildung 4: Gaserstbefüllung einer Kaverne

Für den eigentlichen Speicherbetrieb muss noch die in der Kaverne befindlich Sole aus- und das Speichermedium gleichzeitig eingelagert werden. Dieser Prozess wird als Gaserstbefüllung bezeichnet und nimmt einen Zeitraum von ca. 4 Monaten ein. Um die Sole aus der Kaverne zu fördern, wird ein Soleentleerungsstrang bis kurz oberhalb des Sumpfes in die Kaverne gehängt. Anschließend wird durch den Ringraum das Speichergas injiziert und die Sole unter Druck gesetzt. Der Druck sorgt dafür, dass die Sole durch den inneren Strang zu Tage gefördert wird. Der Prozess ist in Abbildung 4 dargestellt und dauert mehrere Monate - solange bis die gesamte Sole durch das Speichergas ersetzt ist.

Nach Abschluss der Erstbefüllung wird der Soleentleerungsstrang mit einer hydraulischen Workover-Einheit unter Druck ausgebaut. Dieser Prozess wird als Snubbing bezeichnet. Die Kaverne kann nun zum Speichern von Gasen verwendet werden.

Einige zehn Meter unterhalb der Oberfläche wird weiterhin ein Untertagesicherheitsventil installiert, das im Fall der Beschädigung des obertägigen Kavernenkopfes das Austreten des Speichergases (blow out) verhindert.

4. Typische Auslegungsparameter von Wasserstoffkavernen

Typische Auslegungsparameter für eine Speicherkaverne sind ein Volumen von 500.000 m³ und ein Druckbereich zwischen 60 und 180 bar bei einer Teufe von über 1.000 m. Damit ergibt sich eine Speicherkapazität für Wasserstoff von etwa 140 GWh bezogen auf den Heizwert bzw. 85 GWh bei Berücksichtigung der Verluste bei der Wiederverstromung in einem GuD-Kraftwerk. Die Ein- und Ausspeiseleistung beträgt etwa 700 MW. Im Vergleich dazu beträgt die Kapazität des größten deutschen Pumpspeicherkraftwerks Goldisthal nur 9 GWh bei einer Leistung von 1.080 MW und dies trotz eines erheblich größeren Volumens von etwa 12.000.000 m³.

5. Bestehende Wasserstoffspeicher

Sowohl in Teesside, Großbritannien, als auch in Texas, USA werden Kavernen bereits zur Speicherung von Wasserstoff eingesetzt. Die Speicherung dient bei den diesen Kavernen nicht dem Ausgleich von Energieschwankungen sondern der Bereitstellung ausreichender Mengen Wasserstoff für chemische Prozesse.

Diese Kavernen haben über Jahre bewiesen, dass eine sichere Speicherung von Wasserstoff in Kavernen möglich ist. Dabei ist die Ausrüstung ähnlich der heutzutage eingesetzten Technik im Bereich der Erdgaskavernen. Beispielhaft dafür ist die im Jahre 1977 erstellte Speicherkaverne in Texas. Sie wurde als Erdgasspeicher konzipiert und später in 1983 zur Wasserstoffkaverne umgerüstet.

6. Vergleich von Wasserstoff- und Erdgasspeicherung

Wasserstoff hat im Vergleich zu Erdgas einen dreimal so hohen spezifischen Brennwert. Allerdings ist aufgrund seiner sehr geringen Dichte die volumenbezogene Energie deutlich geringer. Das bedeutet, dass bei gleichem Druck und geometrischem Volumen der Kaverne nur etwa ein Viertel der Energie von Erdgas gespeichert werden kann.

Speziell in Deutschland ergeben sich aus der geographischen Nähe von Windenergieerzeugung und Salzvorkommen in Norddeutschland einige Vorteile. Die größten geplanten Windenergieparks werden in der Nordsee errichtet. Ganz in der Nähe, im Nordwesten Deutschlands, befinden sich große Salzvorkommen, die jetzt schon zur Speicherung enormer Erdgasmengen eingesetzt werden. Die Standorte bieten sich daher zur Erweiterung für Wasserstoffspeicher an, Transporte über lange Distanzen können entfallen.

Die Herstellung von Wasserstoff per Elektrolyse ist Stand der Technik. Allerdings müssen in den nächsten Jahren noch Apparate mit entsprechend hohen Leistungen entwickelt werden. Wasserstoff kann daher in naher Zukunft eine tragende Rolle als Energieträger übernehmen. Die bei der Umwandlung entstehenden Verluste sind unter dem Aspekt, dass es sich um genutzte Überschussenergie handelt, hinnehmbar.

Erdgasnetz als Wasserstoffspeicher

K. Heikrodt

Hochschule Ostwestfalen-Lippe, Liebigstraße 87, D-32657 Lemgo

Schlüsselwörter: Gasinfrastruktur, Gasnetz, Power to Gas, Wasserstoffspeicher, Methanisierung, Einspeisung, Elektrolyse, Überschussstrom, DVGW-Regelwerk

Zusammenfassung

Die bestehende Gasinfrastruktur in Deutschland kann heute schon als Speicher für überschüssigen regenerativen Strom aus Windkraft und Fotovoltaik eingesetzt werden. Der Überschussstrom muss dazu in Wasserstoff oder Methan gewandelt werden. Eine Zumischung von bis zu 10% Wasserstoff im Gasnetz ist grundsätzlich möglich, für die Einspeisung von Methan gibt es keine Restriktionen. Das Gasnetz transportiert jährlich eine Energiemenge von mehr als 1.100 TWh und hat eine Länge von knapp 500.000 km, zusätzlich verfügt es über Untergrundspeicher von über 200 TWh. Elektrolyse zur Wasserstoffherzeugung und GuD Kraftwerke zur Stromerzeugung, beide mit hohen Wirkungsgraden, sind bereits Stand der Technik.

The existing gas infrastructure in Germany today can already be used as storage for excess renewable electricity from wind power and photovoltaics. The excess electricity needs to be converted into hydrogen or methane. An admixture of up to 10% of hydrogen in the gas grid is principally possible, for the feed-in of methane, there are no restrictions. The annual gas grid transports an amount of energy of more than 1.100 TWh and has a length of nearly 500.000 km, it also has underground storage with capacity of over 200 TWh. Electrolysis to generate hydrogen and CCGT power plants to generate electricity, both with high efficiencies, are already state of the art.

Einleitung

Elektrische Energie aus regenerativen Quellen wie Windkraft und Fotovoltaik wird vorrangig in das Stromnetz eingespeist. Das Stromnetz ist bisher verbrauchsorientiert aufgebaut, der Strom wird in dem Maße bereitgestellt wie er verbraucht wird. Zukünftig wird dem Stromnetz insbesondere durch den stark fluktuierenden und volatilen Windstrom eine angebotsorientierte Komponente hinzugefügt.

Die DENA Netzstudie [1] weist für 2015 einen Ausbau der Windenergie auf eine Leistung von ca. 38 GW aus. Die dadurch gesicherte Leistung liegt aber nur bei 6%, also weniger als 3 GW. Das hat zur Folge, dass Lastsituationen bei Schwachlast und Starkwind entstehen, die einen Überschuss an elektrischer Energie zur Folge haben. Das macht es erforderlich, Grundlastkraftwerke in der Teillast zu betreiben und sogar abzuschalten. Speicher für elektrische Energie mit großer Kapazität wie Pumpspeicher oder Druckluftspeicher stehen nur eingeschränkt zur Verfügung, Kapazitätserweiterungen sind nur im geringen Maßstab möglich.

Bild 1 zeigt die Einspeisepprofile von regenerativem Strom für das Jahr 2010 und das Jahr 2030. Im Jahr 2010 sind liegen die Schwankungen in der Einspeisung zwischen 200 MW und maximal 20.000 MW. Mit dem weiteren Ausbau der Windenergie überwiegend im Offshore-Bereich wird diese Volatilität zunehmen.

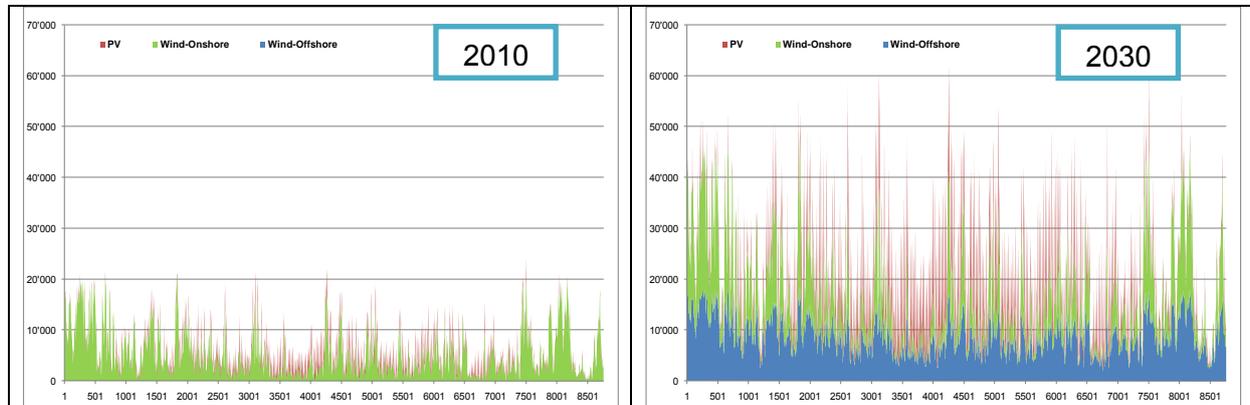


Bild 1: Einspeisepprofile regenerativer Strom 2010 und 2030, Quelle Prognos

Gasinfrastruktur

Das deutsche Erdgasnetz hat eine Länge von fast 500.000 Kilometer, knapp 50% aller Wohnungen – das sind ca. 18 Mio. – werden mit Erdgas beheizt. Das Gasnetz transportierte 2009 mit 1.128 TWh (das entspricht 115 Mrd. Nm³ Gas) etwa die doppelte Energiemenge des Stromnetzes mit ca. 540 TWh. 20 % der jährliche Gasmenge (217 TWh) werden in 47 Untertagespeichern, Poren- und Kavernenspeichern, als Arbeitgas vorgehalten. Diese Kapazität wird bis 2020 auf 30 % ansteigen ([2], [3]). In Bild 2 sind die Untertagespeicherkapazitäten in den verschiedenen Speichern und die geplanten Erweiterungen aufgezeigt.

Das Erdgasnetz dient im Zusammenhang mit der Einspeisung von Wasserstoff als Speicher und flächendeckendes Transportsystem. Der regenerativ erzeugte Wasserstoff wird dem bestehenden Erdgas, das Trägerfunktion übernimmt und ständig zu den jeweiligen Verbrauchsstellen strömt, beigemischt. Der eingespeiste Wasserstoff reduziert somit den Bedarf an herkömmlichem Erdgas. Die Privathaushalte haben den größten Anteil am Erdgasverbrauch. Durch den Einsatz effizienter Technologien wie Brennwert- und Solartechnik, Gaswärmepumpen, Mikro-KWK und Brennstoffzellen-Heizgeräten lässt sich das mit Wasserstoff vermischte Erdgas mit sehr hohen Wirkungsgraden in Millionen von Haushalten nutzen.

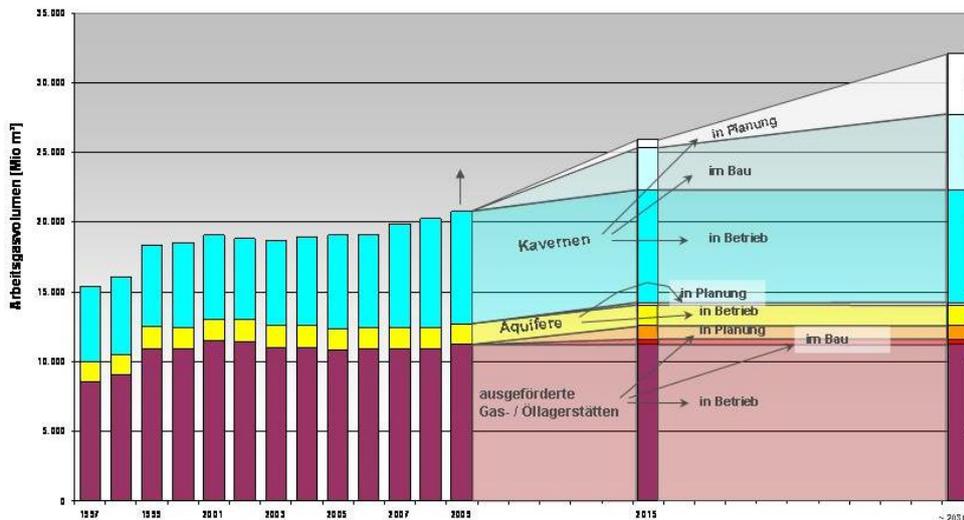


Bild 2: Kapazitäten deutscher Untertagespeicher, Quelle: DBI

Speicherung von Strom

Der DVGW untersucht im Rahmen seiner Innovationsoffensive den Ansatz, die Gasinfrastruktur als Speicher zu nutzen [4]. Dabei wird überschüssiger regenerativer Strom mittels Elektrolyse in Wasserstoff umgewandelt, der anschließend in das Gasnetz eingespeist und dem Erdgas beigemischt wird. Nach dem neuen Entwurf des DVGW Arbeitsblattes G 260 „Gasbeschaffenheit“ [5] sind Wasserstoffbeimischungen bis 10% grundsätzlich möglich.

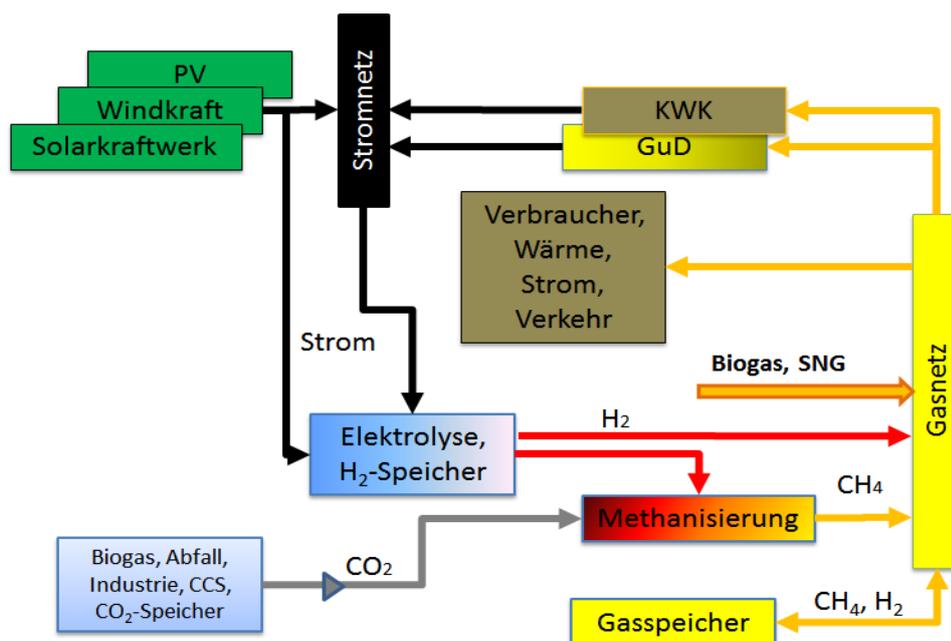


Bild 3: Wandlung von überschüssigem Strom zu Wasserstoff oder Methan

Regenerativer Überschussstrom wird dazu mittels Elektrolyse in Wasserstoff gewandelt und in Gas-Transportleitungen so eingespeist, dass die zulässige Beimischquote nicht überschritten wird (Bild 3). Steht aus z. B. aus Biogasanlagen, aus industriellen Verfahren oder aus Carbon Capture von Kohlekraftwerken CO₂ zu Verfügung, dann kann Wasserstoff auch weiter zu Methan – Erdgas - gewandelt werden. Damit bestünden keine Restriktionen beim Einspeisen. Zusätzlich ließe sich der bei der Elektrolyse anfallende Sauerstoff bei den Carbon Capture Verfahren für die Kohleverbrennung nutzen.

Das Speicherpotenzial des Gasnetzes wird deutlich, wenn man beispielsweise den gesamten Windstrom des Jahres 2009 von 38,6 TWh mittels Elektrolyse mit einem Wirkungsgrad von 82% in Wasserstoff wandelt. Diese Menge an Wasserstoff hätte mit dem Gasaufkommen 2009 lediglich zu einem Wasserstoffanteil von ca. 7,4% geführt, deutlich unter der 10% Grenze des DVGW Arbeitsblattes G 260. Die Energieströme sind in Bild 4 dargestellt.

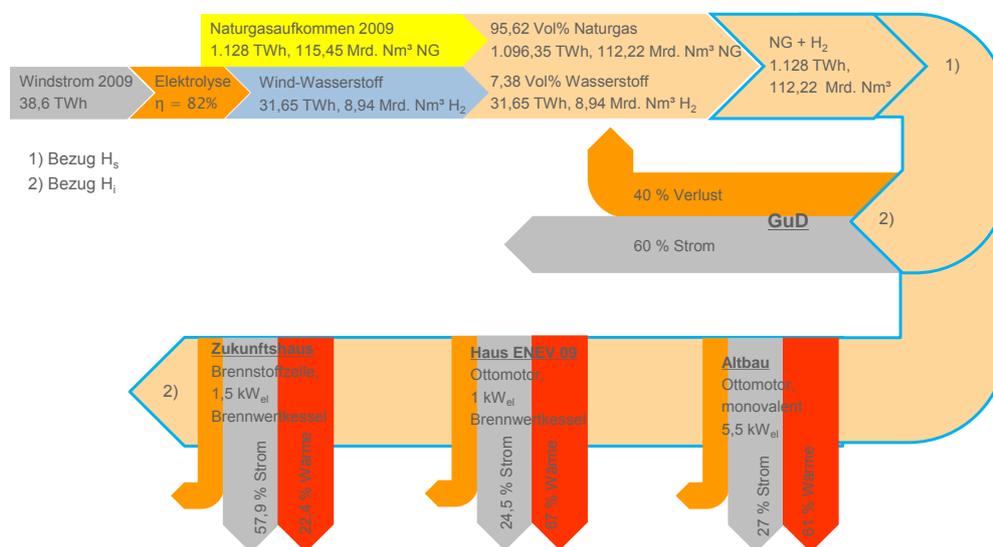


Bild 4: Potenzial der Gasinfrastruktur, gesamter Windstrom 2009 als Wasserstoff eingespeist

Power to Gas, Gas to Power

In Deutschland bilden die Gasleitungen mit den Gasspeichern und das Stromnetz ein flächendeckendes und enges Netz, in Bild 5 sind die Gastransportleitungen (> 60 bar) und die Hochspannungsleitungen (220 kV und 380 kV) dargestellt. Es gibt hinreichend Schnittpunkte für die Umsetzung des „Power to Gas“-Konzeptes, also das Wandeln von elektrischem Strom in Wasserstoff oder Methan und das Einspeisen in das Gastransportnetz, Gasspeicher, die auch für Wasserstoff genutzt werden könnten, stehen ebenfalls ausreichend zur Verfügung. Die Rückwandlung - „Gas to Power“ – ist gezeigt mit GuD Kraftwerken Stand der Technik und kann in Haushalten über effiziente Technik wie Mikro-KWK und Brennstoffzellen erfolgen (siehe Bild 4).

Die intensive Kopplung von Gasnetz und Stromnetz ermöglicht die Integration der regenerativen Energien in eine zukünftige Energieversorgung. Das Stromnetz kann

erneuerbare Energien aus Windkraft und Fotovoltaik aufnehmen, in das Gasnetz einspeichern und auch wieder Rückverstromen. Das Gasnetz ist der Systemintegrator und kann seinerseits auch noch erneuerbare Energien in Form von Biogas und Synthesegasen aufnehmen. Effiziente Energiewandler wie Elektrolyse, GuD Kraftwerke und Brennstoffzellen sind die Bindeglieder.

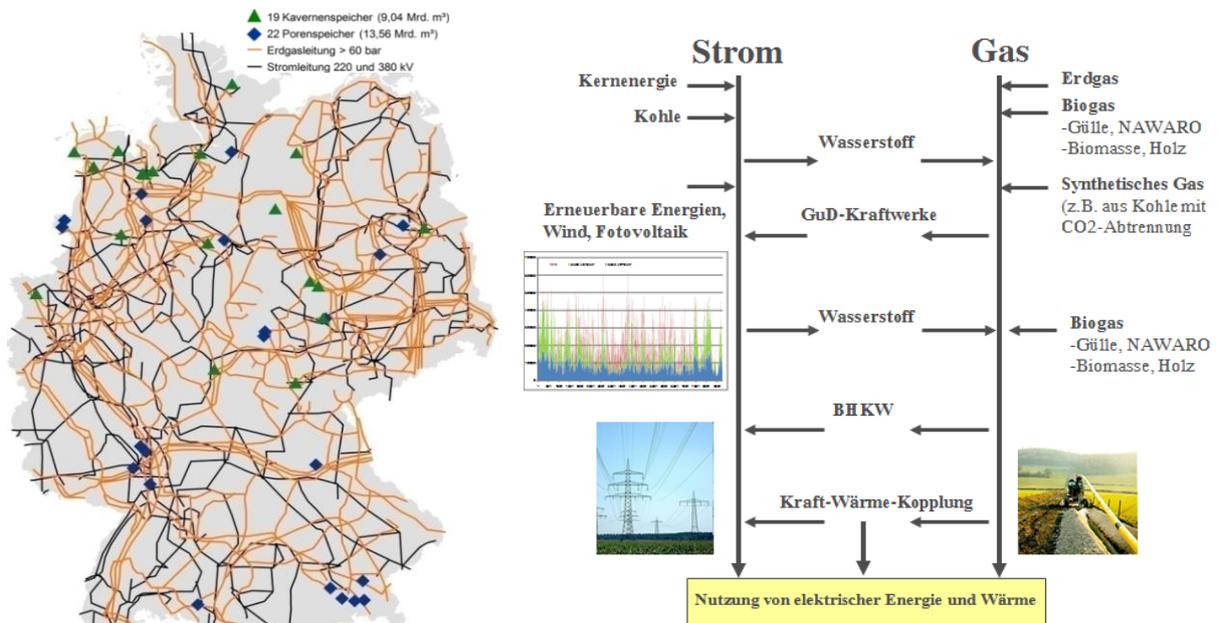


Bild 5: Gasnetz und Stromnetz in Deutschland, Quelle DVGW, DBI

Quellen

- [1] DENA Netzstudie I, „Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020“
- [2] BMWi Energiedaten, Aktualisierung 13.1.2011
- [3] BDEW Energiedaten, Stand 16.3.2011
- [4] DVGW, „Mit Gas-Innovationen in die Zukunft!“, www.dvgw-innovation.de
- [5] DVGW Arbeitsblattes G 260 „Gasbeschaffenheit“, Entwurf 2010

Energieversorgung der Zukunft in Deutschland – zum Sondergutachten des SRU“ Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung“

Dr. Christian Hey, Generalsekretär des SRU

Sachverständigenrat für Umweltfragen, Luisenstr. 46, D-10117 Berlin, www.umweltrat.de

Schlüsselwörter: Stromversorgung, Erneuerbare Energien, Nachhaltigkeit, Klimaschutz, Energiepolitik

Zusammenfassung: Mit dem Energiepaket II hat sich die Bundesregierung im Juli 2011 für einen international vorbildlichen und weitreichenden Umbau der Stromversorgung entschieden. Das Sondergutachten des Sachverständigenrates hat bereits im Januar 2011 im Detail nachgewiesen, dass eine vollständig auf erneuerbare Energien aufbauende Stromversorgung technisch möglich ist, die einzig nachhaltige Option einer Dekarbonisierung der Elektrizitätsversorgung ist und zugleich auch Versorgungssicherheit zu vertretbaren Kosten gewährleisten kann. Prioritäten der Energiepolitik liegen beim Ausbau von Stromnetzen und Speichern, sowie bei der Kontinuität in der Förderung der erneuerbaren Energien.

1. Einleitung

Die Klimapolitik steht vor der Herausforderung, dass die Treibhausgasemissionen der Industrieländer um 80 bis 95 % reduziert werden müssen, um eine als gefährlich angesehene globale Temperaturerhöhung von über 2 °Celsius gegenüber dem vorindustriellen Niveau zu vermeiden. Der Europäische Rat hat diesem Ziel im Oktober 2009 politische Rückendeckung verliehen. Diese Zielvorgaben sind auch Messlatte für die im September 2010 und im Juli 2011 verabschiedeten energiepolitischen Maßnahmenpakete der Bundesregierung.

Heute verursacht die Stromerzeugung fast 40 % der deutschen Treibhausgasemissionen. Da ein erheblicher Teil der konventionellen Kraftwerke in den nächsten Jahren erneuert werden muss, besteht die Chance, diese Erneuerung für den Aufbau einer nachhaltigen Stromversorgung zu nutzen. In Deutschland besteht ein weitgehender Konsens, dass eine nachhaltige Entwicklung des Energiebereichs langfristig eine möglichst vollständig auf regenerativen Energieträgern basierende Elektrizitätsversorgung erfordert. Hierbei wird kontrovers diskutiert, wie schnell dies erreicht werden kann und wie teuer die notwendige Umstellung des Systems ausfallen wird.

2. Vollversorgung mit Strom aus erneuerbaren Energien ist möglich, sicher und bezahlbar

Eine detaillierte Analyse des Potenzials der regenerativen Energiequellen zur Stromerzeugung in Deutschland, Europa und Nordafrika zeigt, dass eine ausschließlich auf regenerativen Energiequellen basierende Stromversorgung bis 2050 unter Beachtung strenger Anforderungen des Naturschutzes und bei Vermeidung von anderen Nutzungskonflikten möglich ist.

Die im Auftrag des SRU berechneten Zielszenarien unterscheiden sich in der Höhe der Elektrizitätsnachfrage für das Jahr 2050 (zwischen 500 und 700 TWh/a in Deutschland) sowie dem Grad des Austauschs und der Vernetzung mit den Nachbarländern. Sie reichen von einer vollständigen Selbstversorgung Deutschlands ohne jeden Austausch bis zur Möglichkeit des

Stromtausch mit 35 weiteren Ländern in Europa und Nordafrika. Dabei wird ein maximaler Nettoimport von 15 % der nationalen Stromerzeugung angenommen.

Die nutzbaren Potenziale an erneuerbaren Energien in Deutschland und Europa erlauben es bei einem entsprechenden Ausbau von Speichern und Netzen, zu jeder Stunde des Jahres die maximal anzunehmende Nachfrage nach Strom zu bedienen. Die Sicherheit der Versorgung kann somit, trotz der Schwankungen in der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien, zu jeder Zeit gewährleistet werden. Die bereits heute verfügbaren Technologien insbesondere zur Nutzung von Wind und Sonnenenergie sind dafür ausreichend.

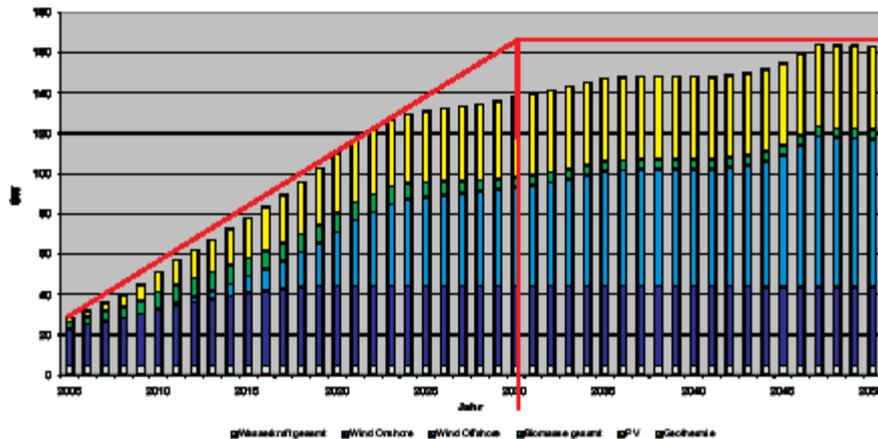
Für das Jahr 2050 wurde in den verschiedenen Szenarien ein möglichst kostengünstiges Portfolio aus erneuerbaren Energien berechnet, wobei langfristig sinkende Kosten für die erneuerbaren Energien als Folge von Lernkurven berücksichtigt wurden. Auf der Basis dieser Kostenoptimierung ergibt sich, dass die Windenergie, insbesondere die Offshore-Windenergie, bis zum Jahr 2050 in allen Szenarien eine herausragende Bedeutung erhalten wird. Die Solarenergie kommt in Abhängigkeit von der Stromnachfrage und der Höhe der Importe in den verschiedenen Szenarien unterschiedlich stark zum Einsatz. Der Anteil der Biomasse an der Stromerzeugung steigt in den Verbund Szenarien vor allem wegen möglicher Landnutzungskonflikte und relativ hoher Kosten nicht über etwa 7 %.

Die inflationsbereinigten Stromgestehungskosten einer regenerativen Vollversorgung im Jahr 2050 werden insgesamt unter denjenigen eines CO₂-armen, konventionellen Energiemix liegen, da steigende Brennstoffkosten und die Kosten für Emissionszertifikate vermieden werden können. Die Gesamtkosten einer regenerativen Vollversorgung, einschließlich der Kosten für den internationalen Netzausbau und der Speicher, liegen dabei unter 7 ct/kWh. Die Kosten sind umso niedriger, je erfolgreicher eine anspruchsvolle Energiespar- und Effizienzpolitik ist und je mehr die Nutzung kostengünstiger Speichertechnologien, insbesondere von Pumpspeicherkraftwerken in Skandinavien oder im Alpenraum, gelingt.

Signifikante Laufzeitverlängerungen oder neue Kohlekraftwerke sind für den Übergang nicht nötig

Weder eine Verlängerung der Laufzeit von Atomkraftwerken noch der Bau neuer Kohlekraftwerke mit Kohlendioxidabscheidung und -speicherung sind notwendig. Bereits der Bestand an konventionellen Kraftwerken mit einem geringen Zubau an Gaskraftwerken reicht als Brücke hin zu einer regenerativen Stromversorgung aus. Dies ist selbst unter der restriktiven Annahme einer durchschnittlichen Laufzeit von 35 Jahren für alle konventionellen Kraftwerke und unter Beibehaltung des bisherigen Ausbautempos bei den erneuerbaren Energien darstellbar (Abb. 0-3). Der Bedarf an sogenannten Grundlastkraftwerken sinkt in einem System mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien. Die hohe Volatilität der erneuerbaren Energien erfordert eine substanziell erhöhte Flexibilität aller konventionellen Kraftwerke. Die Anzahl notwendiger Abschaltungen und schneller Ab- und Anfahrvorgänge wird zur Bewältigung der sogenannten Residuallast erheblich steigen. Der Bedarf einer dauerhaft gleichmäßigen Grundlast besteht damit nicht mehr. Sowohl die Laufzeitverlängerung für Kernkraftwerke als auch ein zusätzlicher Neubau von Kohlekraftwerken erhöhen damit das Risiko, dass über zunehmend längere Zeitfenster Überkapazitäten im System entstehen.

**Ausbau der Elektrizitätserzeugungskapazitäten für den Übergang zu einer vollständig regenerativen Stromversorgung im Jahr 2050
(Szenario 2.1.a)**



SRU/SG 2011-1/Abb. 0-3

Um diese technisch-wirtschaftliche Option einer nachhaltigen Stromversorgung zu realisieren, bedarf es einer aktivierenden Politik, die insbesondere aus den folgenden Eckpunkten bestehen sollte:

Klima- und Energiekonzept: sektorales Klimaschutzziel 2050 und Bekenntnis zu 100 % erneuerbaren Energien

Messlatte der mittelfristigen deutschen und europäischen Klimaschutzpolitik muss die Verminderung der Treibhausgasemissionen um 80 bis 95 % bis 2050 sein, um eine gefährliche anthropogene Störung des Klimasystems zu vermeiden. Selbst bei einem weniger ambitionierten Klimaschutzziel von – 80 % ist eine klimaneutrale Stromversorgung bis 2050 erforderlich. Für die Stromversorgung ist das Ziel der Klimaneutralität kostengünstiger erreichbar als in anderen Sektoren wie Mobilität, Wärme, Landwirtschaft und Industrie. Zugleich sollte das Ziel einer nachhaltigen Stromversorgung durch die vollständige Umstellung auf regenerative Energieträger bis 2050 in hochrangigen Programmdokumenten verankert werden.

Kontinuität und Reform für das EEG

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) hat sich als ein wirksames und vergleichsweise effizientes Instrument bewährt. Seine beiden tragenden Säulen, der Einspeisevorrang für erneuerbare Energien und die garantierte Vergütung für die nicht regelbaren erneuerbaren Energien, sollten als Grundstruktur beibehalten werden. Der konventionelle Kraftwerkpark sollte im Übergang flexibel für das Lastmanagement eingesetzt werden und so wesentlich zur Systemintegration der erneuerbaren Energien beitragen. Die Weiterentwicklung des EEG sollte auf langfristige Kosteneffizienz und Portfoliooptimierung abzielen und – wo sinnvoll – die Systemintegration der erneuerbaren Energien fördern.

Bundesfachplan „Stromübertragungsnetz 2030“

Der SRU schlägt die Entwicklung eines Bundesfachplanes „Stromübertragungsnetz 2030“ zur hochstufigen Bedarfsfestlegung, Trassenkorridorfestlegung und Alternativendebatte mit Zielhorizont 2030 vor. Der Bundesfachplan berücksichtigt die Planungen der Übertragungsnetzbetreiber, die Vorgaben zu den transeuropäischen Energienetzen sowie ein zukünftiges Bedarfsmodell der Bundesnetzagentur und legt den Ausbaubedarf nach einem transparenten und offenen Beteiligungsverfahren fest, das die Strategische Umweltverträglichkeitsprüfung und das geltende Naturschutzrecht integriert. Er bündelt die übergeordneten Elemente einer nur noch zweistufigen Fachplanung. Die Detailplanung und Projektgenehmigung erfolgt wie bisher über die Planfeststellung. Ergänzend zum Netzausbau der Übertragungsnetzbetreiber sollten zentrale Trassen ausgeschrieben werden, um den Bau notwendiger Verbindungen sichern zu können.

Den Abgang konventioneller Kraftwerke gestalten

Selbst ohne Laufzeitverlängerung für Atomkraftwerke ist ein Neubau von Kohlkraftwerken nicht erforderlich. Eine integrierte Energiepolitik sollte vielmehr das Auslaufen konventioneller Kapazitäten mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien synchronisieren. Hilfreich wird sein, dass mit dem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien und einem strengeren europäischen Emissionshandelsregime die wirtschaftliche Attraktivität neuer Kohlekraftwerke abnimmt. Gesonderte Maßnahmen zur Beschleunigung der Schließung alter Kraftwerke werden nicht erforderlich sein, da diese wegen des Einspeisevorrangs von erneuerbaren Energien ohnehin zunehmend nur noch für die Residuallast eingesetzt werden. Wegen der langen Übergangsfristen bestehen erhebliche Spielräume, den Strukturwandel der Energieversorgung sozialverträglich zu gestalten. Er sollte zudem regionalpolitisch flankiert werden.

Europäische Roadmap für erneuerbare Energien mit Zielhorizont 2030

Die Erneuerbare-Energien-Richtlinie von 2009 hat zur europaweiten Verstärkung des Ausbaus der erneuerbaren Energien und damit auch zu einer Konvergenz der Förderstrategien der Mitgliedstaaten beigetragen. Die mit den Zielvorgaben und nationalen Aktionsplänen verbundene Orientierungssicherheit hat auch neue Initiativen zum Ausbau der Stromnetze entstehen lassen. Die Ausbauziele sollten daher frühzeitig zunächst für 2030 fortgeschrieben werden. Bis 2030 ist in der EU ein Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung von deutlich über 50 % erreichbar. Die Bundesregierung sollte die Instrumente der Richtlinie für eine regionale grenzüberschreitende Kooperation bei der Ausbauförderung aktiv nutzen. Eine europäische Harmonisierung der Förderung wäre hingegen auf absehbare Zeit nicht sachgerecht und könnte instrumentelle Innovationen eher bremsen.

Aktionsplan Offshore-Anbindung und Kooperation im Nordseeraum

Der Windenergiegürtel im Nordseeraum von Schottland bis Dänemark spielt für die Weiterentwicklung der erneuerbaren Energien in der EU eine wesentliche strategische Rolle. Um diese zu nutzen, sind eine koordinierte Netzplanung im Nordseeraum sowie die Integration der skandinavischen Pumpspeicherpotenziale in die Planung notwendig. Von der Bundesregierung sollten deutliche und verbindliche Initiativen und Impulse für eine solche integrierte Kapazitäts- und Netzplanung für den Nordseeraum ausgehen. Die Netzbetreiber sollten ermutigt werden, sich in der anstehenden Kooperation zu engagieren.

WASSERSTOFFSPEICHERUNG DURCH KRYOADSORPTION IN HOCHPORÖSEN METALL-ORGANISCHEN GERÜSTVERBINDUNGEN

Michael Hirscher

*Max-Planck-Institut für Intelligente Systeme (ehemals Max-Planck-Institut für Metallforschung),
Heisenbergstr. 3, D-70569 Stuttgart, hirscher@is.mpg.de*

Wasserstoffspeicherung, Adsorption, poröse Materialien, metall-organische Gerüstverbindungen

Zusammenfassung: Neben hoher Speicherdichte ist eine kurze Betankungszeit die wesentliche Voraussetzung für den Einsatz von Wasserstoff im Automobil. Aufgrund der kleinen Adsorptionswärme bei Physisorption von Wasserstoff besitzen Kryoadsorptionssysteme eine schnelle Kinetik und volle Reversibilität. In den letzten Jahren wurde eine neue Materialklasse, die so genannten metallorganischen Gerüstverbindungen (metal-organic frameworks, MOFs), entdeckt und entwickelt. Diese hoch porösen Gerüstverbindungen weisen die bisher größten bekannten spezifischen Oberflächen auf und eignen sich daher ideal zur Gasadsorption.

Abstract: Besides high hydrogen storage density, one important prerequisite for automotive application is short refuelling time. Owing to the low heat of adsorption involved in physisorption of hydrogen molecules, cryo-adsorption systems show fast kinetics and high reversibility. Over the past years a new class of porous materials, the so-called metal-organic frameworks (MOFs) have been discovered and developed. The extremely porous frameworks possess the highest known specific surface areas and are ideal candidates for gas storage.

1. Einleitung

Wasserstoffspeicherung, das Kernproblem für den mobilen Einsatz der Wasserstofftechnologie, ist bisher ungelöst. Die momentan verfügbaren Speichersysteme, wie Hochdrucktanks oder Flüssigwasserstoff in Kryotanks, weisen prinzipielle Nachteile auf, wie z.B. große Volumen oder geringe Verbraucherakzeptanz wegen Sicherheitsaspekten. Die Lösung wäre die Speicherung in leichten Festkörpern, wobei es zwei grundlegende Mechanismen gibt: i) Im Festkörper gebundene Wasserstoffatome d.h. Chemisorption, ii) Adsorption von Wasserstoffmolekülen an Oberflächen d.h. Physisorption. Die Betankungszeit stellt einen weiteren kritischen Parameter für die Anwendung im Automobil dar. Hier besitzen Kryoadsorptionsspeichersysteme, basierend auf Physisorption, wegen der niedrigen Adsorptionswärme große Vorteile in Bezug auf schnelle Kinetik und hohe Reversibilität.

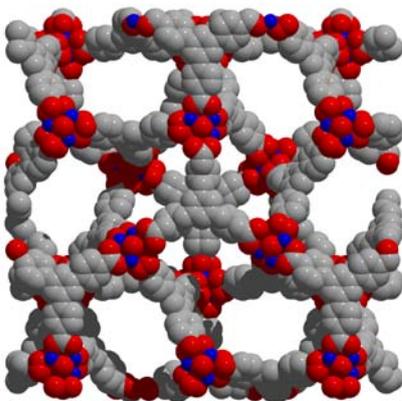


Abb. 1: Struktur der metall-organischen Gerüstverbindung MOF-177.

2. Materialien mit großer spezifischer Oberfläche

Für die Kryoadsorption von Wasserstoff eignen sich besonders mikroporöse Materialien mit großer spezifischer Oberfläche. Bisher wurden die größten spezifischen Oberflächen für ungeordnete Strukturen mit über 2000 m²/g in Aktivkohlen gemessen. Für kristalline Materialien zeigen die Zeolithe die höchsten spezifischen Oberflächen mit ca. 900 m²/g. Durch die Entdeckung und Entwicklung einer völlig neuen Materialklasse, der so genannten metallorganischen Gerüstverbindungen (metal-organic frameworks, MOFs), wurden mit Oberflächen von über 6000 m²/g diese Werte bei weitem übertroffen [1-7]. Diese metallorganischen Gerüste bestehen aus Metalloxidclustern, die mit organischen Linkern zu einem dreidimensionalen porösen Netzwerk verbunden sind (z.B. Abb. 1). Weiterhin besitzen sie die geringste Dichte aller bisher bekannten kristallinen Materialien.

3. Wasserstoffaufnahme

Bei der Physisorption werden aufgrund von Van-der-Waals-Kräften Wasserstoffmoleküle an der Oberfläche eines Festkörpers adsorbiert. Typischerweise ist die Adsorptionswärme relativ klein, sodass nur bei tiefen Temperaturen, wie z.B. der Temperatur von flüssigem Stickstoff (77 K), große Mengen Wasserstoff gespeichert werden. Die maximale Exzesswasserstoffaufnahme bei hohem Druck und 77 K zeigt unabhängig von der chemischen Zusammensetzung eine fast lineare Abhängigkeit von der spezifischen Oberfläche der porösen Materialien (Abb. 2) [5,8-10]. Dagegen hängt die Adsorption bei kleinen Wasserstoffdrücken von der Porengröße oder der chemischen Zusammensetzung der Stoffe ab. Durch den Einsatz verschiedener experimenteller Methoden kann das Wasserstoffadsorptionsverhalten mit der Struktur dieser neuen Materialien korreliert werden. Allgemein zeigt sich, dass Gerüststrukturen mit kleiner Porengröße eine höhere Adsorptionswärme des Wasserstoffs besitzen als großporige Materialien [11,12]. Für den Einsatz in reinem realen Tanksystem müssen noch weitere Parameter, wie Maximal- und Minimaldruck, Betriebstemperatur etc., berücksichtigt werden, und dann die Materialeigenschaften auf die jeweilige Anwendung optimiert werden [13].

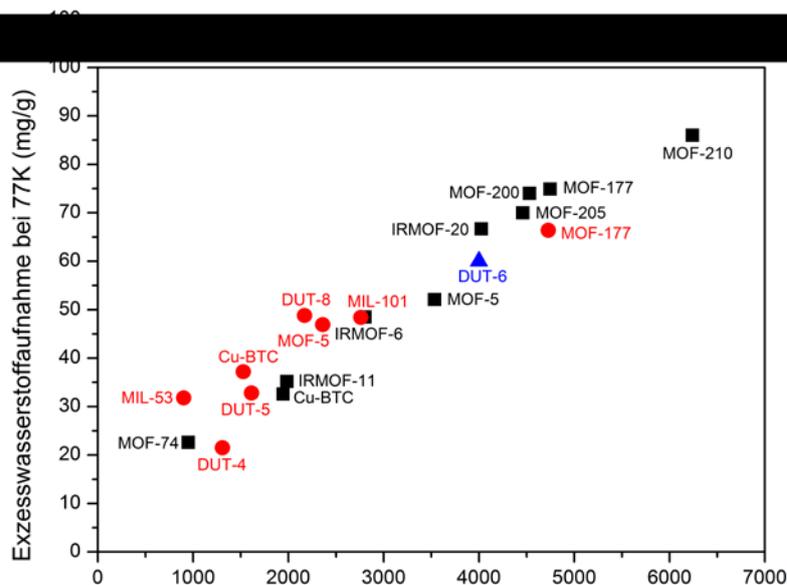


Abb. 2: Exzesswasserstoffaufnahme verschiedener metall-organischer Gerüstverbindungen bei der Temperatur des flüssigen Stickstoffs (77 K) aufgetragen gegen die spezifische Oberfläche (unterschiedliche Symbole für Messungen von verschiedenen Gruppen).

4. Referenzen

- [1] M. Kondo, T. Yoshitomi, K. Seki, H. Matsuzaka, S. Kitagawa, *Angew. Chem. Int. Ed.*, 36 (1997) 1725
- [2] H. Li, M. Eddaoudi, M. O'Keeffe, O.M. Yaghi, *Nature*, 402 (1999) 276
- [3] A.K. Cheetham, G. Férey, T. Loiseau, *Angew. Chem. Int. Ed.*, 38 (1999) 3268
- [4] G. Férey, C. Mellot-Draznieks, C. Serre, F. Millange, J. Dutour, S. Surblé, I. Margiolaki, *Science*, 309 (2005) 2040
- [5] A.G. Wong-Foy, A.J. Matzger, O.M. Yaghi, *J. Am. Chem.Soc.*, 128 (2006) 3494
- [6] N. Klein, I. Senkowska, K. Gedrich, U. Stoeck, A. Henschel, U. Mueller, S. Kaskel, *Angew. Chem. Int. Ed.*, 48 (2009) 9954
- [7] H. Furukawa, N. Ko, Y. Go, N. Aratani, S.B. Choi, E. Choi, A.Ö. Yazaydin, R.Q. Snurr, M. O'Keeffe, J. Kim, O.M. Yaghi, *Science*, 329 (2010) 424
- [8] B. Panella, M. Hirscher, H. Pütter, U. Müller, *Adv. Funct. Mat.*, 16 (2006) 520
- [9] M. Hirscher, B. Panella, B. Schmitz, *Micropor. Mesopor. Mater.*, 129 (2010) 335
- [10] M. Hirscher, *Angew. Chem. Int. Ed.*, 50 (2011) 581
- [11] B. Panella, K. Hönes, U. Müller, N. Trukhan, M. Schubert, H. Pütter, M. Hirscher, *Angew. Chem. Int. Ed.*, 47 (2008) 2138
- [12] B. Schmitz, U. Müller, N. Trukhan, M. Schubert, G. Férey, M. Hirscher, *ChemPhysChem*, 9 (2008) 2181
- [13] M. Schlichtenmayer, B. Streppel, M. Hirscher, *Int. J. of Hydrogen Energy*, 36 (2011) 586

Neuer Teststand für solarthermisch angetriebene Kühlung in Stralsund

Autor: Gareth Hopkins, Martin Penkalla, Carsten Hindenburg

Schlüsselwörter: Adsorption, thermische angetriebene Kälteanlage, Solare Kühlung, Solarthermie

Zusammenfassung:

Der neue Teststand der Fachhochschule Stralsund soll es Studierenden ermöglichen die Funktionsweise und Einsatzmöglichkeiten der Adsorptionskälte im praktischen Betrieb kennenzulernen. In diesem Beitrag wird auf die Möglichkeiten des Teststandes eingegangen. Beschrieben werden die Hauptkomponenten sowie der Grundaufbau und die Funktionsweise der verschiedenen hydraulischen Kreise.

Abstract:

The newly installed test stand at the University of Stralsund is intended to show students the functional principles and possible uses of adsorption cooling systems. The following article describes these. Basic design and functionality of the hydraulic circulations are described, as well as the main components.

Einleitung

In der Vergangenheit waren herkömmliche Kompressionskälteanlagen der Standard in der Gebäudeklimatisierung. Die Gebäudeklimatisierung mit thermisch angetriebenen Kälteanlagen rückt jedoch seit einigen Jahren mehr und mehr in den Vordergrund. Durch die Nutzung der Abwärme von Maschinen und thermischen Solaranlagen als Wärmequelle von thermischen angetriebenen Kälteanlagen kann der elektrische Strombezug deutlich reduziert werden. Dies bietet Betreibern die Chance sich nicht nur ökologisch und wirtschaftlich zukunftsorientiert zu verhalten, sondern auch ihr Image nach außen zu verbessern. Der neue Teststand für Adsorptionskältemaschinen der Fachhochschule Stralsund soll es Studierenden ermöglichen, sich auf diesem Gebiet durch praktische Erfahrungen weiterzuentwickeln und die Möglichkeiten und Chancen dieser Technologie zu erfahren.

Der Einsatz von thermischen Solaranlagen als Antriebsart kann genutzt werden, wenn durch die Abwärme von Maschinen nicht ausreichend Wärme zur Verfügung gestellt werden kann. Die solarthermische Kühlung kann auch dann eingesetzt werden, wenn keine maschinelle Abwärme zur Verfügung steht. Dies ist häufig bei Bürogebäuden der Fall. Es können Vakuumröhrenkollektoren oder Flachkollektoren eingesetzt werden. Durch den Einsatz von Pufferspeichern kann überschüssige Wärme zwischengespeichert und je nach Bedarf zeitversetzt genutzt werden. Dies gilt sowohl für Wärme aus solarthermischen Anlagen als auch für Abwärme.

Der neu installierte Teststand der Fachhochschule Stralsund soll den Studierenden einen tieferen Einblick in die Möglichkeiten und Funktionsweise dieser Anlagen



Bild 1: Adsorptionskältemaschine

ermöglichen. Die Studierenden sollen in Versuchsreihen den thermischen und elektrischen COP ermitteln können. Hierbei ist es den Studierenden möglich, durch Eingriff in die Regelung Parameter wie Soll,- und Regeltemperaturen zu verändern und somit die daraus variierenden COP's bei unterschiedlichen Randbedingungen zu bestimmen. Der Teststand bietet somit den Studierenden die Möglichkeit das typische Betriebsverhalten und die unterschiedliche Effektivität von Adsorptionskältemaschinen im praktischen Betrieb kennenzulernen.



Bild 2: Vakuumröhrenkollektorfeld an der Fassade der Teststandhalle

Als primäre Antriebsenergie werden bei dieser Anlage solare Erträge genutzt, welche durch die 22,6 m² (Aperturfläche) große Solaranlage (Bild 2) bereitgestellt werden. Diese Erträge können in einem 1000 l großem Pufferspeicher gespeichert werden, um die 9 kW Adsorptionskältemaschine (AdKM) der Fa. Invensor (Bild 1) mit Antriebswärme zu versorgen. Als weitere Wärmequellen stehen im Heiznetz der Fachhochschule verschiedene Wärmeerzeuger (BHKW, Gaskessel, Holzkessel, Elektroheizregister) zur Verfügung. Somit können die Versuche auch in Zeiten geringer Solareinstrahlung durchgeführt werden. Das bereitgestellte Kaltwasser dient zur Kühlung der Teststandhalle durch einen Umluftkühler. Darüber hinaus werden zwei Büroräume über Kühldecken gekühlt. Im folgenden wird auf den Aufbau und die Funktionsweise des Teststandes beschrieben.

Grundaufbau und Grundfunktionen

Der Teststand ist grundsätzlich in vier hydraulische Kreise einzuteilen. Der Solarkreis, der Antriebskreis, der Rückkühlkreis und der Kaltwasserkreis. Die Anlage kann komplett autark betrieben werden, ohne zusätzliche Antriebsenergie (abgesehen von el.Energie für Pumpen und Regelung) zur Verfügung stellen zu müssen. Als Zusatzoption besteht die Möglichkeit die existierenden Wärmeerzeuger, wie Festbrennstoffkessel und Gaskessel, und BHKW zum Einsatz kommen zu lassen. Die Anlage kann im Winter auch als Wärmepumpe betrieben werden. Hierbei wird die Wärme über den Umluftkühler und die Kühldecken abgegeben.

Der Solarkreis besteht aus einem Vakuumröhrenkollektorfeld mit einer Aperturfläche von 22.6m², dem innen liegenden Wärmeübertrager im Pufferspeicher und der Solarkreisverrohrung. Das Kollektorfeld ist mit einem Neigungswinkel von knapp 60° an der Westfassade des Labors angebracht ist. Die Ausrichtung des Kollektorfeldes ist für den Kühlfall nicht optimal, war aber von der FH Stralsund so vorgegeben. Die solaren Erträge werden immer in den Pufferspeicher eingespeist. Diese werden von dort mittels eines weiteren innen liegenden Wärmetauschers bei Wärmebedarf entzogen. Die solaren Erträge werden zum Antrieb der Kältemaschine als auch zur Unterstützung des Heizbetriebes genutzt. Im Heizfall kann der Solarertrag entweder direkt, oder über den Wärmepumpenmodus genutzt werden. Als Wärmeträgermedium im Solarkreis kommt ein Wasser-Glykol-Gemisch zum Einsatz. Zusätzlich können die bestehenden externen Wärmeerzeuger genutzt werden, um den Pufferspeicher auf Temperatur zu halten.

Der Antriebskreis fördert die Wärme aus dem Pufferspeicher direkt zur AdKM, wobei die optimale Eintrittstemperatur von 72°C durch eine Rücklaufbeimischung erreicht werden kann. Die kleinstmögliche Antriebstemperatur beträgt 45°C und die größtmögliche 95°C wobei Eintrittstemperaturen von 100°C nicht überschritten werden dürfen. Der Pufferspeicher verfügt als Besonderheit über eine außen liegende Umwälzpumpe, um einer Temperaturschichtung im Pufferspeicher entgegenzuwirken. Diese wurde eigens für diesen Fall entworfen. Falls erwünscht kann die AdKM auch im dynamischen Betrieb mit Wärme versorgt werden. Hierbei wird der Pufferspeicher umgangen, und die Vorläufe der externen Wärmeerzeuger werden direkt zur AdKM geführt. Dadurch kann der dynamische Betrieb und die daraus resultierenden COP's bei schwankenden Vorlauftemperaturen untersucht werden.

Der Rückkühlkreis fördert die abgegebene Wärme über den Rückkühlspeicher in den außen liegenden Kühlteich ab. Das Teichwasser steht hydraulisch nicht in Verbindung mit der restlichen Anlage. Dafür ist ein innen liegender Wärmetauscher im Rückkühlspeicher integriert. Durch eine spezielle hydraulische Verschaltung kann die Temperatur im Rückkühlspeicher sehr stabil gehalten werden. Die Teichwasserpumpen fördern daß Kühlwasser druckgeregelt zum Rückkühlspeicher.

Der Kaltwasserkreis fördert die Kälte primär zu dem Umluftkühler, der in drei Leistungsstufen betrieben werden kann. Bei Erreichen einer bestimmten Solltemperatur im Pufferspeicher wird die AdKM automatisch eingeschaltet und führt die Kälteleistung über den Umluftkühler ab. Dadurch verfügt die Solaranlage über einen automatisierten Überhitzungsschutz und die Teststandshalle wird auch außerhalb der Versuchszeiten gekühlt. Der Kaltwasserpufferspeicher ist mit dem Umluftkühler in Reihe geschaltet und speichert das ungenutzte Kaltwasser. Der Kältespeicher steht ferner zur Versorgung der Kühldecken zur Verfügung. Die Soll-Vorlauftemperatur zu den Kühldecken, wird durch die Ermittlung der Taupunkttemperatur in beiden Büros, inkl. 3K Sicherheitsaufschlag, berechnet. Diese Solltemperatur wird daraufhin durch das Mischventil am Kältespeicher eingeregelt. Um eine Temperaturschichtung im Kaltwasserpufferspeicher zu verhindern, ist es möglich, bestimmte Ventile am Kältespeicher manuell zu bedienen und die Kühldeckenpumpe als Umschicht-Pumpe einzusetzen.

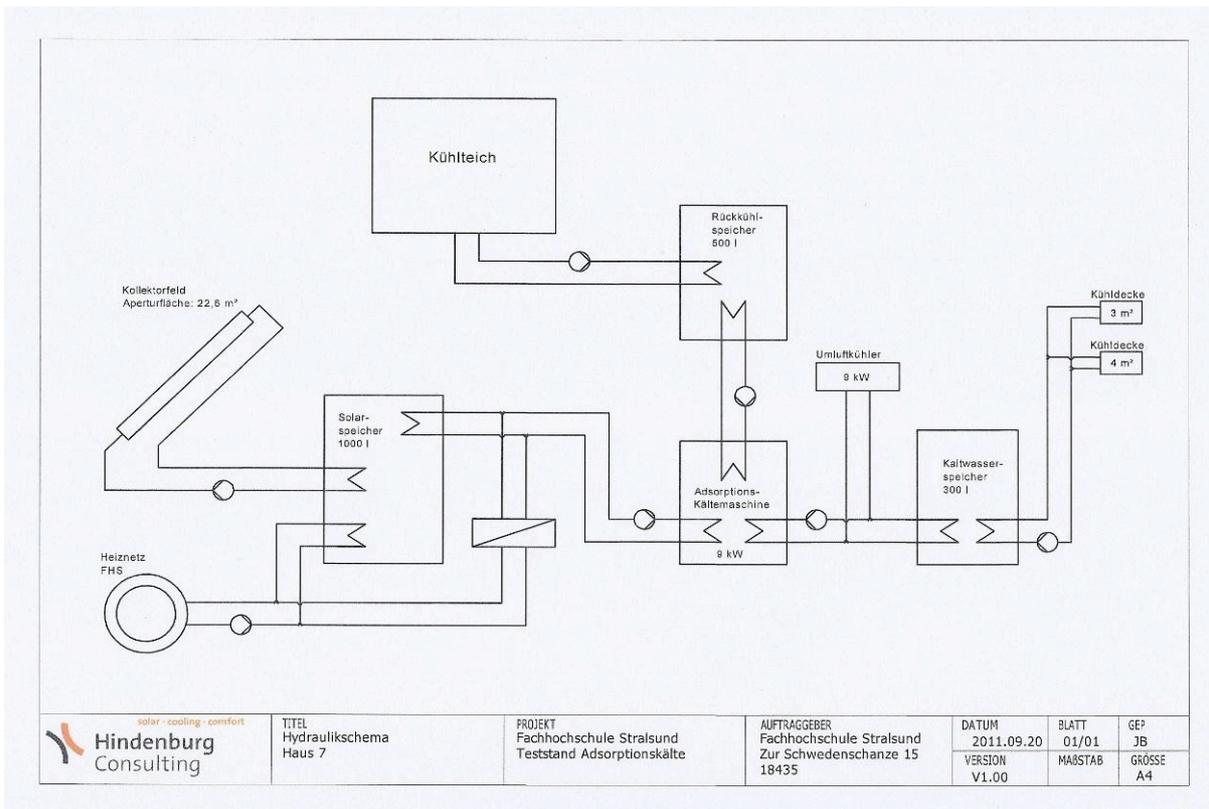


Bild 3: vereinfachtes Hydraulikschema des Teststands

Modi Kühlung und Wärmepumpe

Der Teststand kann in zwei Betriebsmodi betrieben werden. Im Sommer dient die Anlage zur Kaltwassererzeugung und führt wie beschrieben die Wärme aus dem Komplexlabor über den Umluftkühler und aus den beiden Büroräumen über die Kühldecken ab. Im Winter wird durch eine hydraulische Umschaltung der Rückkühlkreis mit dem Kühlkreises vertauscht und die Wärme des Pufferspeichers über den Umluftkühler abgegeben. Zusätzlich kann durch Nutzung des Wärmepumpenmodus, dem Teichwasser die Wärme entzogen werden und genutzt werden, um die Teststandhalle und die Büroräume zusätzlich mit „veredelter Solarwärme“ zu versorgen. Die Aussentemperatur ist der entscheidende Parameter, um zwischen Kühlmodus und Heizmodus umzuschalten. Diese wird vom Aussentemperaturfühler ermittelt. Aus energetischen Gründen wird im Sommer die Referenztemperatur auf 10°C, und im Winter auf 30°C gesetzt um ein ungewolltes Umschalten zwischen beiden Modi in den Übergangsjahreszeiten zu verhindern. Das Umschalten des Kühl- und Rückkühlkreises erfolgt über vier Dreiwegeventile (Bild 4) mit motorisierten Stellantrieben, welche über die zentrale Regelung geregelt werden.



Bild 4: Dreiwegeventile für den Wärmepumpenbetrieb

Zusammenfassung

Der neue Teststand für Adsorptionskältemaschinen ermöglicht der Fachhochschule Stralsund, dieses zukunftssträchtige Thema direkt mit praktischem Bezug in die Ausbildung zu integrieren. Die Studierenden können Adsorptionskältemaschinen und deren Betriebscharakteristik im Kühlmodus und im Wärmepumpenmodus im Praktikumsversuchen und in Studienarbeiten kennenlernen. Im Rahmen des Teststandsbaus wurde von Hindenburg Consulting auch eine Schnittstelle zur Visualisierungssoftware der FH Stralsund geschaffen. Somit können alle wesentlichen Parameter des Teststands und auch der mitgelieferten Solaranlage visualisiert werden. Alle relevanten Energieströme werden gemessen und können aufgezeichnet werden. Dies ermöglicht die Vermessung von thermischen und elektrischen COP unter praxisnahen Betriebsbedingungen. Die Regelung der Anlage wurde so offen angelegt, daß die wichtigsten Parameter von der FH oder den Studierenden für die Versuche verändert werden können. Durch die Kopplung mit der thermischen Solaranlage können die Studierenden auch das Thema Solare Kühlung praxisnah erfahren und begreifen. Der Teststand wurde von Hindenburg Consulting als komplette Einheit geliefert und auch vor Ort installiert. Neben der reinen Teststandsfunktion dient der Teststand auch zur Kühlung und Beheizung (direkt solar oder über Wärmepumpenmodus) der Testhalle und von zwei Büroräumen. Somit kann die Technik und deren Möglichkeiten bis hin zur Nutzübergabe studiert werden.

Wasser, Kohlenstoffdioxid und Stickstoff als natürliche Rohstoffquellen

Prof. Dr.-Ing. Vollrath Hopp

VDI Bezirksverein Frankfurt-Darmstadt, Odenwaldring 31, D-63303 Dreieich, vollrath.hopp@gmx.de

Schlüsselwörter:

Wasser, Kohlenstoffdioxid, Stickstoff, Nutzenergie, Windkraftstationen, Wasserstoff, Ammoniak, Harnstoff

Zusammenfassung:

Biologische Systeme sind offene Systeme. Sie vermögen mit ihrer Umgebung Stoffe, Energien und Informationen auszutauschen. Die treibende Energie für alle diese Umwandlungsvorgänge ist direkt oder indirekt die Sonnenenergie. Bei den mit Wind angetriebenen Kraftwerkstationen wird Bewegungsenergie über Turbinen und Generatoren in elektrische Energie umgesetzt. Diese erhaltene elektrische Energie muss entweder sofort genutzt oder in Akkumulatoren als chemische Energie gespeichert werden. Das ist sehr aufwendig. Ein anderer Weg, elektrische Energie zu speichern, ist die Synthese von Stoffen, die z. B. für die Landwirtschaft von großem Nutzen sind. Als Massenprodukt bietet sich Harnstoff an, der sowohl als Futtermittel für Wiederkäuer als auch als Düngemittel für die Ackerkulturen von hohem Wert ist. Vier Prozessstufen sind notwendig, um Harnstoff aus Luftstickstoff und Kohlenstoffdioxid unter Einsatz von elektrischer Energie mit Hilfe von Windkraftstationen herzustellen.

Biological systems are open systems. Therefore they can exchange matter, energy and information with their surroundings. Water and energy and their conversion processes are not only in nature closely and inextricable linked but also in our highly technological world. A *wind driven power station* transforms the kinetic energy of the wind into electric energy by turbine and generator. When these electric energies must be stored then one needs accumulators (storage battery). In batteries the electric energy is stored as chemical energy. It will be transformed in electric energy with the aid of electrodes and water as means of transportation for ions. Another way to store electric energy is the synthesis of chemical products for the market e.g. urea. Urea is used as an excellent fertilizer for the agriculture and a fodder for ruminants e.g. cattle. If urea is mixed in suitable proportions with cellulose or molasses it gives a fodder which produces protein, when animals chew the cud. Four process stages are necessary to produce urea from the mentioned raw materials.

Wasser, Kohlenstoffdioxid und Stickstoff als natürliche Rohstoffquellen

Prof Dr.-Ing. Vollrath Hopp

VDI Bezirksverein Frankfurt-Darmstadt, Odenwaldring 31, D-63303 Dreieich, vollrath.hopp@gmx.de

Wasser gibt es weltweit reichlich, aber Süß-(Trink-)wasser ist knapp. Mehr als 1 Milliarde Menschen dursten oder müssen sich mit hygienisch nicht einwandfreiem Wasser begnügen.

Kohlenstoffdioxid gibt es mit 0,0386 Volumenanteilen in der erdnahen Atmosphäre. Es zählt zu den Urmolekülen seit der Ausbildung der festen Erdkruste. Wasser und Kohlenstoffdioxid liefern mit Hilfe der Sonnenenergie über die Fotosynthese die Ausgangssubstanzen für die Entstehung des Lebens auf dem Planeten Erde. Eine gleichbedeutende Rolle spielt der Stickstoff als atmosphärischer Rohstoff. Die Leguminosen wie z. B. Erbsen, Bohnen, Linsen, Luzerne, Klee, vermögen den Luftstickstoff unmittelbar über die Aminverbindungen in Verknüpfung mit der Fotosynthese in Proteine umzuwandeln. Ohne Proteine ist die Gestaltung von lebensfähigen Zellen nicht möglich. Als weiteres sind Phosphatverbindungen notwendig, um Genmoleküle und Gerüst- und Skelettsubstanzen (Knochen) aufzubauen. Im Gegensatz zu Wasser, Kohlenstoffdioxid und Stickstoff, sind Phosphate als Rohstoffe nicht unerschöpflich.

7 Milliarden Menschen bevölkern zurzeit unsere Erde. Im Jahre 2050 werden es nach derzeitigen Schätzungen 9 Milliarden sein. 1,9 Milliarden Hektar stehen augenblicklich zur Verfügung, um physiologische Energie, d. h. Nahrungsmittel bereit zu stellen. Das sind ca. 2000 m² pro Person. Fast 2 Milliarden Menschen sind zurzeit unterernährt.

Es wird höchste Zeit, das Energie- und Nahrungsmittelkonzept in der Welt zu überdenken. Bioalkohol auf der Basis von Mais und Zucker als Treibstoff einzusetzen, ist ein Vergehen an den hungernden Menschen. Ebenso ist die Massentierhaltung ein falscher Weg, um die Menschen mit Proteinen zu versorgen. Ein Rind benötigt im Mittel täglich 100 L Süßwasser. 10 Kilogramm Weizen sind notwendig, um 1 Kg Rindfleisch zu erhalten. Für 1 kg Weizen müssen je nach Region 500 – 1000 L Wasser bereitgestellt werden. Außerdem werden die Rinder mit Futtermittel gemästet, die aus Stärke und Eiweiß zusammengesetzt sind und somit Konkurrenzprodukte der menschlichen Nahrung sind. Rinder sind Wiederkäuer und ernähren sich von Zellulose, die für Menschen unverdaulich sind. Ein Bedarf an essentiellen Aminosäuren lässt sich auch über eine ausgewogene Ernährung mit Pflanzeneiweiß erreichen. Eine entsprechende Verbundwirtschaft wird vorgestellt! Ein geeignetes Futtermittel für Rinder ist Harnstoff, er liefert die entsprechenden Peptidbindungen zum Aufbau von Proteinen.

Biologische Systeme sind offene Systeme. Sie vermögen mit ihrer Umgebung Stoffe, Energien und Informationen auszutauschen.

Lebende Systeme benötigen eine Menge Energie. Diese nehmen sie als Pflanzen in Form von Sonnenenergie auf und als Tiere bzw. Menschen in Form von chemischer Energie, z. B. von Stoffen bzw. Nahrungsmitteln. Wasser und Energie sind über ihre Umwandlungsprozesse eng miteinander verknüpft, das gilt sowohl für die Vorgänge in der Natur als auch in den Prozessen der modernen Technik. Die treibende Energie für alle diese Umwandlungsvorgänge ist direkt oder indirekt die Sonnenenergie. Während der Fotosynthese wird die Solarenergie in chemische Energie umgewandelt und als solche in Pflanzen gespeichert. Mit Hilfe von Solarzellen kann Sonnenenergie direkt in elektrische Energie umgewandelt werden und als Nutzenergie eingesetzt werden.

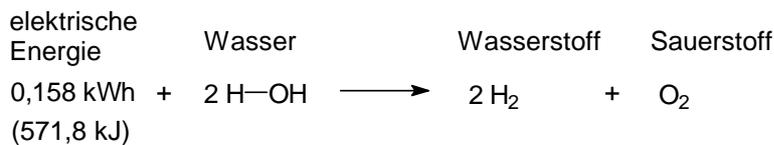
Bei den mit Wind angetriebenen Kraftwerkstationen wird Bewegungsenergie über Turbinen und Generatoren in elektrische Energie umgesetzt. Diese erhaltene elektrische Energie muss entweder

sofort genutzt oder in Akkumulatoren als chemische Energie gespeichert werden. Das ist sehr aufwendig.

Ein anderer Weg, elektrische Energie zu speichern, ist die Synthese von Stoffen, die z. B. für die Landwirtschaft von großem Nutzen sind. Als Massenprodukt bietet sich Harnstoff an, der sowohl als Futtermittel für Wiederkäuer als auch als Düngemittel für die Ackerkulturen von hohem Wert ist.

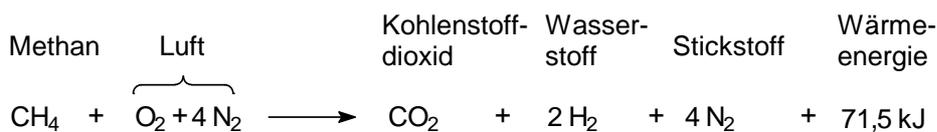
Vier Prozessstufen sind notwendig, um Harnstoff aus Luftstickstoff und Kohlenstoffdioxid unter Einsatz von elektrischer Energie mit Hilfe von Windkraftstationen herzustellen (s. Abb. 1):

1. Stufe – Wasserelektrolyse durch elektrische Energie aus Windkraftstationen, eine endothermische Reaktion



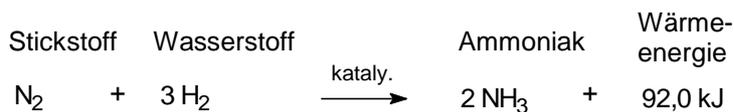
2. Stufe – Gewinnung von reinem Stickstoff, eine exotherme Reaktion

Der atmosphärische Stickstoff wird vom Luftsauerstoff befreit, indem eine entsprechende Menge „Methan“ mit der Luft verbrannt wird.



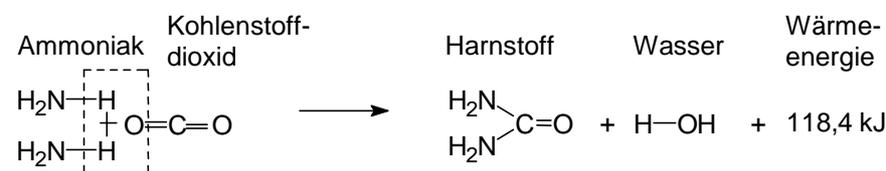
Zusätzliche Mengen an reinem Luftstickstoff werden erhalten durch Luftverflüssigung und fraktionelle Destillation.

3. Stufe – Produktion von Ammoniak, ein katalytischer exothermer Prozess



4. Stufe – Produktion von Harnstoff, ein exothermer Prozess.

Die Reaktion zwischen Ammoniak und Kohlenstoffdioxid zu Harnstoff verläuft unter Druck und bei Temperaturen zwischen 170 °C und 190 °C.



2010 wurden weltweit 146 Mio. Tonnen Harnstoff hergestellt.

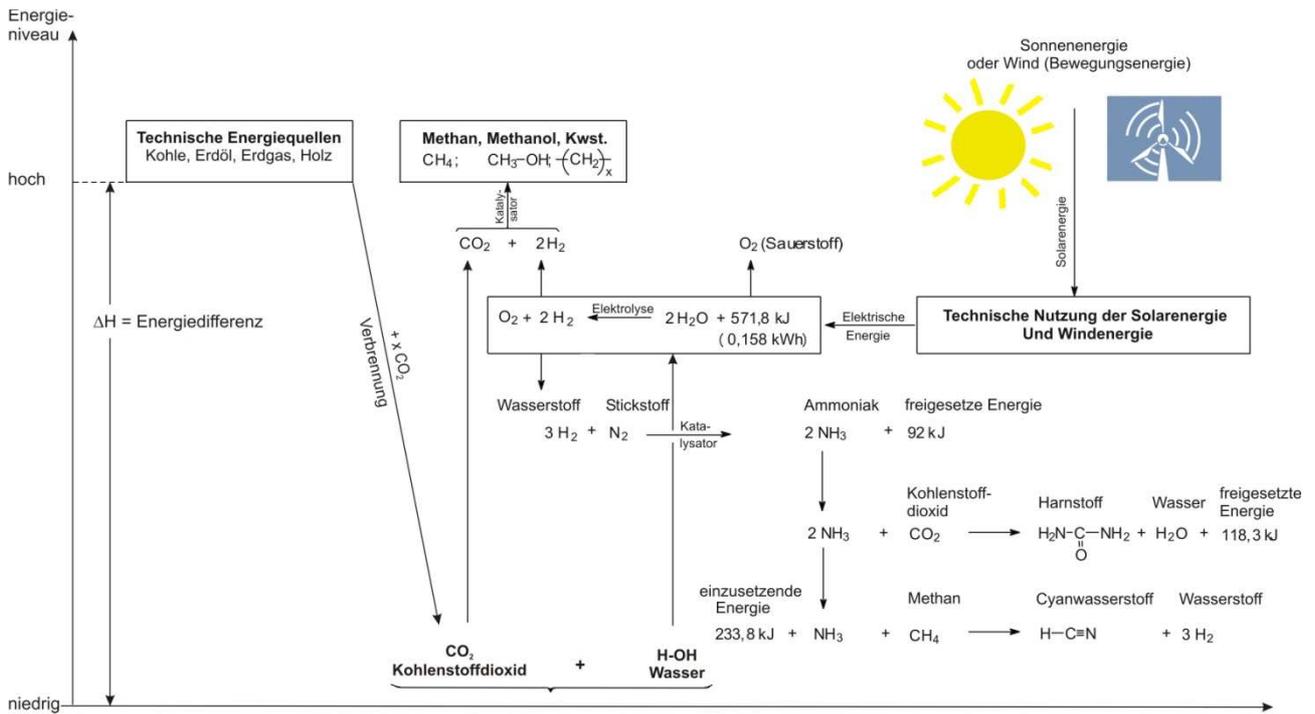


Abb. 1: Die Sonne ist die wichtigste Energiequelle für unseren Planeten. Die Solarenergie sinnvoll zu nutzen, ist eine wissenschaftliche Herausforderung

Water, carbon dioxide, nitrogen and phosphates as natural sources of raw materials

Prof. Dr.-Ing. Vollrath Hopp

University of Rostock. Odenwaldring 31, D-63303 Dreieich, vollrath.hopp@gmx.de

Water belongs to the main components of our surrounding living, nonliving nature and technology. Fresh water is a precious resource. Only 2.65 % of the world is not saline. Water is the most important nutriment, the most important storage, converter and transporter of energy and matter.

Agriculture, on which human society depends, uses 70 % of the fresh water.

Water, carbon dioxide, nitrogen and *phosphates* belong to the original building blocks. These molecules are the conditions for the developing of life on the Earth.

Atmospheric carbon dioxide is one of the most important reactant with water.

In the first step of photosynthesis the solar energy splits water to liberate hydrogen and oxygen. Thereafter carbon dioxide is hydrogenated to glucose. It is one of the building blocks for starch, cellulose, chitin and other carbohydrates.

Nitrogen is an indispensable constituent of all forms of life. The air is the only source for all nitrogen compounds.

Proteins are high molecular-weight complex compounds present in all living matter, they contain nitrogen in form of peptide groups and usually a little sulphur.

The transmission of solar energy is so efficient by the photosynthesis in the plants that the atmospheric nitrogen is activated to synthesize peptide linkings, amino acids and proteins. The hunger in the world is a hunger for protein.

Phosphates are important constituents of animal and plant organisms, where they occur in the bones, the nucleic acids, adenosine phosphates and in the cell membranes as phospholipids. Crude phosphates, apatite, occur in huge deposits of the Earth's crust. Nucleic acids have three main components: organic bases, phosphoric acid and a sugar unit, either ribose or 2-deoxyribose. They are often classed as ribonucleic acid, RNA, or deoxyribonucleic acid, DNA.

The nucleic acids are the sub-unit of genes in the nucleus of the cells which carry the hereditary characteristics in the cells. The nucleotides adenosine monophosphates, AMP, diphosphate, ADP, and triphosphate, ATP, are important in metabolism of biological systems to transfer internal energy.

Biological systems are open systems. Therefore they can exchange matter, energy and information with their surroundings.

Living systems need a lot of energy. These systems absorb or take it up in the form of solar energy or matter, e.g. food.

Water and energy and their conversion processes are not only in nature closely and inextricable linked but also in our highly technological world. The driving energy for all processes is provided directly or indirectly by the sun.

In photosynthesis solar energy is converted to chemical energy and as such it becomes stored energy in plants and their fruits. *The medium for energy conversion is water.*

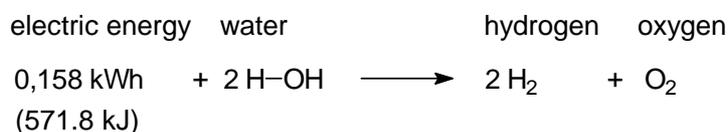
Solar energy is transformed directly into electric energy with the help of solar cells (photovoltaic).

A wind driven power station transforms the kinetic energy of the wind into electric energy by turbine and generator. When these electric energies must be stored then one needs accumulators (storage battery). In batteries the electric energy is stored as chemical energy. It will be transformed in electric energy with the aid of electrodes and water as means of transportation for ions.

Another way to store electric energy is the synthesis of chemical products for the market e.g. urea. Urea is used as an excellent fertilizer for the agriculture and a fodder for ruminants e.g. cattle. If urea is mixed in suitable proportions with cellulose or molasses it gives a fodder which produces protein, when animals chew the cud. For the production of urea the starting materials are water, atmospheric nitrogen and carbon dioxide by the combustion of coal, crude oil or natural gas in power stations.

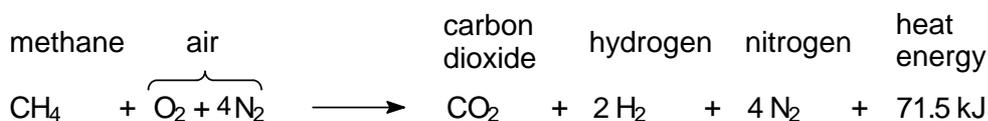
Four process stages are necessary to produce urea from the mentioned raw materials (s. fig. 1).

1. stage – electrolysis of water, an endothermic reaction



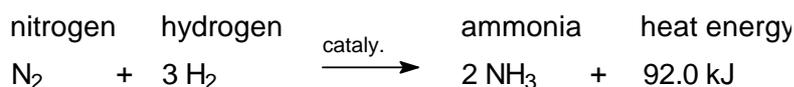
2. stage – preparation of pure nitrogen, an exothermic reaction

The atmospheric nitrogen is freed from oxygen by using the required amount of air in the combustion of methane.



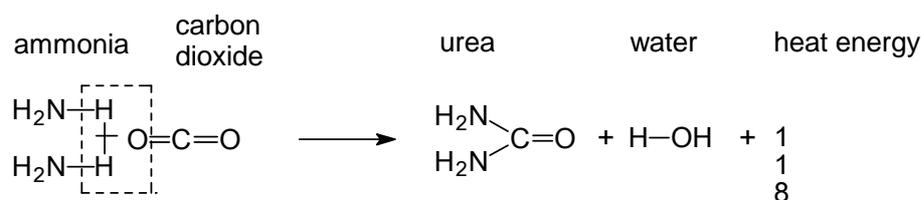
Additional amounts of pure nitrogen are obtained by liquefying air and subsequent fractional distillation.

3. stage – production of ammonia, it is a catalytic and exothermic process.



4. stage – production of urea – it is an exothermic process

the reaction between ammonia and carbon dioxide under pressure and at temperatures between 170 °C and 190 °C gives urea.



The annual world production of urea is now (2010) more than 146 million tones.

k
J

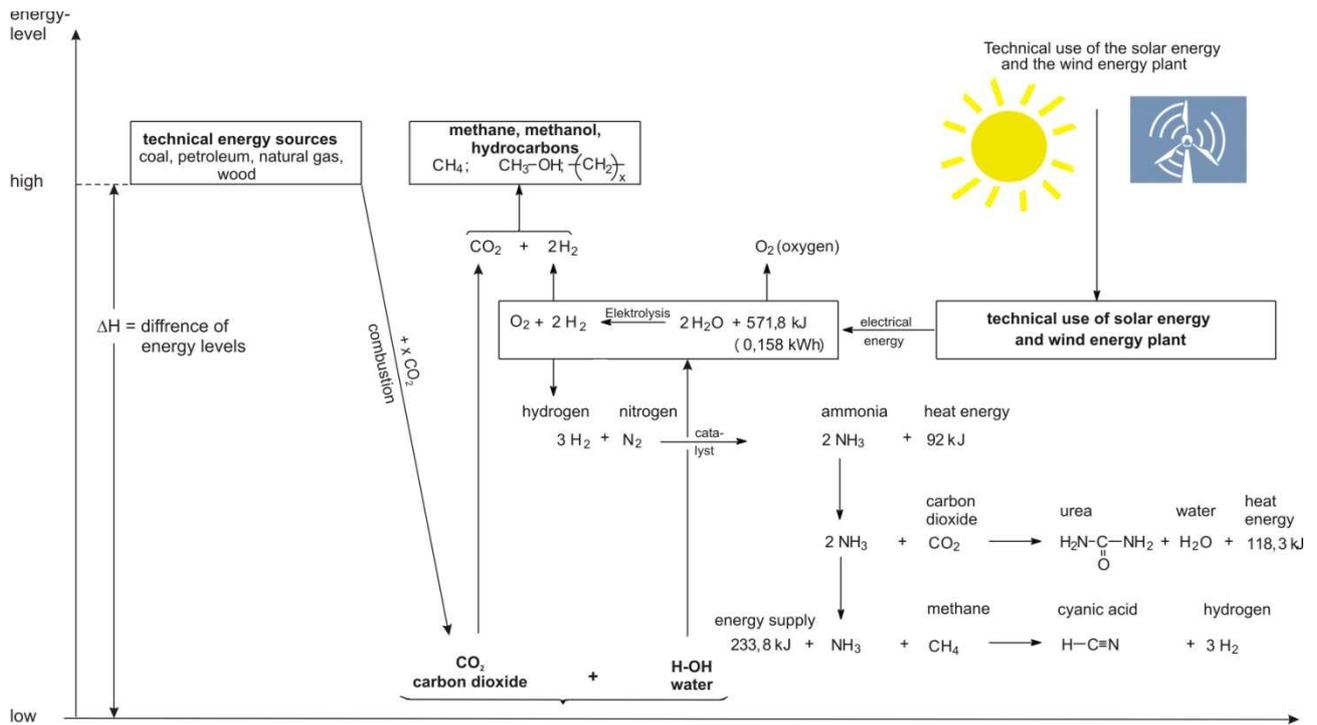


Fig. 1: The Sun is the most important energy source of our planet Earth. It is a scientific challenge to use practical the solar and wind energy.

WASSERSTOFFERZEUGUNG DURCH PARTIALOXIDATION VON ETHANOL AN GETRÄGERTEN Ni UND Co KATALYSATOREN

E. Krалеva und H. Ehrich

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

Schlüsselwörter: Wasserstoff, Ethanol, Katalysatoren, Partialoxidation, SOFC-Brennstoffzelle

Zusammenfassung:

Wasserstoff für SOFC-Brennstoffzellen wird durch katalytische Partialoxidation von Ethanol in einem internen Reformer des Brennstoffzellensystems hergestellt. Experimente an preiswerten Nickel- und Cobalt-Katalysatoren auf verschiedenen Trägermaterialien zeigten eine gute Eignung der Materialien für die Ethanolumsetzung. Die Katalysatoren wurden durch eine neue Sol-Gel-Methode unter Nutzung von Zitronensäure als Chelat hergestellt. Diese effiziente und preiswerte Methode zur Herstellung gemischter Metalloxide ergab Katalysatoren mit höherer spezifischer Oberfläche als imprägnierte Katalysatoren.

Abstract:

Hydrogen for SOFC fuel cells is produced by catalytic partial oxidation of ethanol in an internal reformer of the fuel cell system. Experiments with low-cost metals like nickel and cobalt on different supports showed great promise for ethanol conversion. The catalysts have been prepared by a new sol-gel method using citric acid as a chelating agent. This efficient low-cost method for the synthesis of mixed metal oxides resulted in catalysts with higher surface areas than impregnated catalysts.

1. Einführung

Eine der zentralen Herausforderungen des 21. Jahrhunderts ist die Reduzierung der Abhängigkeit von fossilen Energieträgern und die Nutzbarmachung von regenerativen Kraftstoffen zur Stromerzeugung in Brennstoffzellen. Unter den regenerativen Energieträgern hat Bioethanol eine zunehmende Bedeutung. Ökologisch vorteilhaft ist vor allem dessen Erzeugung als Biokraftstoff der zweiten Generation, bei der die komplette Biomasse zu Kraftstoff umgewandelt wird und somit zur Reduzierung der Treibhausproblematik beiträgt. Bioethanol weist gegenüber gasförmigen Brennstoffen wie Biogas oder auch gegenüber Methanol viele Vorteile auf: es ist ungiftig, gut lagerfähig, in Form von Brennspiritus im Handel weit verbreitet und akzeptiert. Aus Bioethanol wird durch katalytische Partialoxidation nach Gleichung 1 ein Gasgemisch mit hohem Anteil an Wasserstoff und Kohlenmonoxid (Reformat) erzeugt, das unmittelbar für die effektive Verstromung in der SOFC-Brennstoffzelle für mobile Anwendungen genutzt werden kann.



Thermodynamisch ist die Partialoxidation von Ethanol mit Luftsauerstoff möglich; die gegenwärtige Herausforderung ist jedoch die Entwicklung eines aktiven und zugleich selektiven Katalysators für die Wasserstofferzeugung. Die Partialoxidation von Ethanol wurde im Gegensatz zur Partialoxidation von Kohlenwasserstoffen, wie z.B. Methan, bisher nur wenig erforscht. Als Katalysatoren wurden Metall- oder Edelmetall-basierte Trägerkatalysatoren eingesetzt, wobei Rh und Pt die höchste Aktivität zeigten [1-3]. Die Verwendung von kostengünstigeren edelmetallfreien Katalysatoren ist noch eher selten. Ni-Katalysatoren sind für ihre ausgezeichneten Eigenschaften zum C-C-Bindungsbruch bekannt, fördern jedoch auch die Oxygenatbildung als Vorstufe der

Verkokung. Erste Arbeiten an einer NiFe-Legierung [4], einem La-dotierten Ni/Al₂O₃-Katalysator [5] sowie einem Co/Al₂O₃-Katalysator [6] zeigten hohe Ethanolumsätze. Hauptsächliches Problem ist jedoch die noch nicht ausreichende Katalysatorstabilität aufgrund der Koksbildung.

Ein effektives Katalysatordesign zur Entwicklung langzeitstabiler Materialien für die Partialoxidation von Ethanol ist daher Zielsetzung der vorliegenden Arbeit. Preisgünstige Übergangsmetallkatalysatoren mit Ni und Co auf verschiedenen Trägermaterialien werden durch ein neues, effizientes Sol-Gel-Verfahren hergestellt. Der Einfluss der Präparationsmethode auf die Katalysatoreigenschaften wird mittels physikalisch-chemischer Methoden untersucht. In einem automatisierten Prüfstand werden die Materialien auf ihre katalytische Aktivität in der Partialoxidation von Ethanol getestet, um Kenntnisse über den Zusammenhang von Struktur und Wirkungsweise des Katalysators zu erhalten.

2. Experimentelles

2.1 Katalysatorsynthese und -charakterisierung

Binäre Katalysatoren wurden durch Imprägnieren der Träger (γ -Al₂O₃, ZnO, ZrO₂, TiO₂) mit Ni- und Co-Nitratlösungen hergestellt. Nach Trocknen und Calcinieren der erhaltenen Materialien bei 700 °C im Argonstrom wurden Katalysatoren mit einer Metallbeladung von 5 Gew.%, 10 Gew.% und 20 Gew.% Ni bzw. Co erhalten.

Eine neue Sol-Gel-Methode mit Zitronensäure als Chelatbildner lieferte ternäre Katalysatorsysteme. Dabei wurden die Nickel- bzw. Cobalt-Nitratsalzlösungen gemeinsam mit den Zink- und Aluminium-Nitratsalzlösungen in Zitronensäure geliert. Nach dem Trocknen und Calcinieren bei 700 °C wurden nMe/ZnAl-Katalysatoren mit n = 5, 10 und 20 Gew.% und Me = Ni und Co erhalten.

Die spezifische Oberfläche und die Porengrößenverteilung der Katalysatoren wurden nach der BET-Methode durch Tieftemperatur-Stickstoffadsorption bestimmt. Die Kristallstruktur der katalytisch aktiven Phasen wurde durch Röntgenbeugung bestimmt.

2.2 Katalysatorortestung

Die Katalysatoren wurden in einer automatisch gesteuerten Testapparatur einem Screeningprogramm unterzogen. Technisches Bioethanol wurde bei 100 °C verdampft und anschließend mit Luftsauerstoff vermischt. Das Gasgemisch wurde auf den Katalysator geleitet, der sich in einer Schüttung mit Inertmaterial (Quarzsplint) in einem elektrisch beheizten Ofen befand (vgl. Abbildung 1). Der Reaktorofen wurde auf Reaktionstemperaturen von 500 bis 800 °C erhitzt. Die Reaktionsprodukte wurden on-line durch Gaschromatographie erfasst.

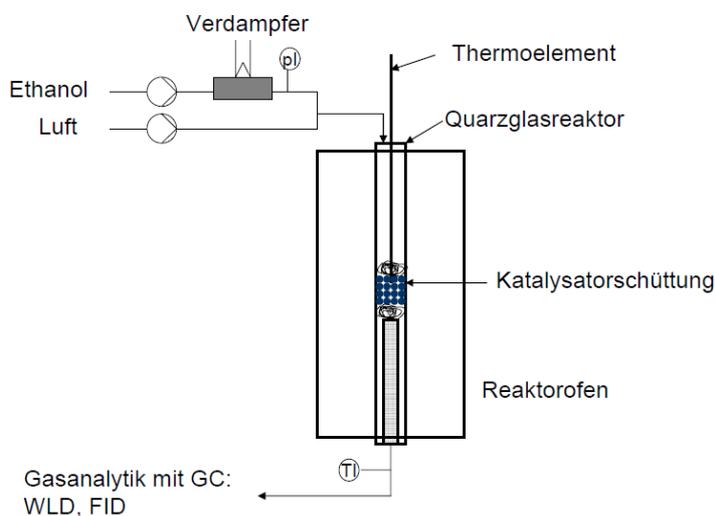


Abbildung 1: Schematische Darstellung der katalytischen Testapparatur mit Reaktorofen.

3. Ergebnisse

In dieser Arbeit wurde eine preiswerte und effiziente Methode zur Herstellung gemischter Metalloxide (Ni/ZnAl und Co/ZnAl) vorgestellt. Nach diesem Verfahren ist die Synthese ternärer oxidischer Katalysatoren in einem einzigen Präparationsschritt möglich, ohne den separaten Schritt der Imprägnierung der Trägermaterialien. Die so erhaltenen Katalysatoren zeigten in einem ersten Screening gute Eignung in der katalytischen Partialoxidation von Ethanol mit Luftsauerstoff zur Wasserstofferzeugung für SOFC-Brennstoffzellen. Rationales Katalysatordesign eröffnet die Möglichkeit, preiswerte Katalysatoren ohne den Einsatz teurer Materialien und aufwendiger Verfahren herzustellen.

Die durch das Sol-Gel-Verfahren hergestellten Katalysatoren waren mesoporös und zeigten im Vergleich zu den durch Imprägnieren hergestellten Katalysatoren eine höhere spezifische Oberfläche. Die Übergangsmetall-Promotoren wurden in die Bildung der Trägermetalloxide einbezogen, wodurch die spezifische Oberfläche dieser Materialien nicht durch eine nachfolgende Beladung mit der Promotorkomponente, wie im Falle der imprägnierten Katalysatoren beobachtet, beeinflusst wurde. Somit bestimmt eine effektive Synthesetechnik die physikalisch-chemischen Eigenschaften des Katalysators und dessen katalytische Aktivität.

4. Quellenangaben

- [1] P. Y. Sheng, A. Yee, G. A. Bowmaker, H. Idriss, *J. Catal.* 208 (2002) 393.
- [2] J. R. Salge, G. A. Deluga, L. D. Schmidt, *J. Catal.* 235 (2005) 69.
- [3] L. V. Mattos, F. B. Noronha, *J. Catal.* 233 (2005) 453.
- [4] W. Wang, Z. Wang, Y. Ding, J. Xi, G. Lu, *Catal. Letters* 81 (2002) 63.
- [5] M. Breite, M. Jahn, D. Männel, A. Weder, A. Michaelis, J. Bernard, 43. Jahrestreffen Deutscher Katalytiker, März 2010, Weimar.
- [6] C. P. Rodrigues, V. Teixeira da Silva, M. Schmal, *Appl. Catal. B: Environmental* 96 (2010) 1.

Danksagung

Die Autoren danken dem Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Tourismus des Landes Mecklenburg-Vorpommern für die finanzielle Unterstützung der Arbeit aus Mitteln des ESF und des EFRE (Projekt V-630-S-086-2010/255 und 256). Herrn Dr. M. Boltze von der Fa. new enerday danken wir für die Bereitstellung von technischem Know-How für Brennstoffzellenanwendungen.

Wasserstoffspeicherkraftwerk - Betrachtungen zur Wirtschaftlichkeit -

Stephan Krause, Christine Tillmann, Hans Joachim Krautz
BTU-Cottbus – Lehrstuhl Kraftwerkstechnik, Walther-Pauer-Straße 5, 03013 Cottbus
Andreas Mieke, Jochen Lehmann, Gerhard Schünemann
FH-Stralsund – IRES, Zur Schwedenschanze 15, 18435 Stralsund

Schlüsselwörter: Wasserstoff, Speicherung, Wirtschaftlichkeit, Regenerative Energien

Zusammenfassung: Wasserstoffspeicherkraftwerke zeichnen sich durch die Nutzung von regenerativer Energie und deren Zwischenspeicherung mittels Wasserstoff aus. Durch die vielfältigen Einsatzmöglichkeiten des Energieträgers Wasserstoff ergeben sich eine Reihe von Betriebsstrategien. Mit einer marktorientierten Kombination dieser Betriebsstrategien und bei weiter steigenden Kosten für fossile Energieträger können Wasserstoffspeicherkraftwerke mittelfristig wirtschaftlich wettbewerbsfähig werden.

Abstract: Hydrogen storage loop power plants are characterized by the use of regenerative energy and their intermediate storage via hydrogen. Through various application possibilities of the energy carrier hydrogen result a number of operating strategies. With a combination of these market-driven operating strategies and increasing cost for fossil fuels, hydrogen storage loop power plants can be economically competitive in the medium term.

1. Einleitung

Mit dem steigenden Anteil Erneuerbarer Energien im Stromnetz wird es in zunehmendem Maße erforderlich, sich Gedanken um den Ausgleich der stark fluktuierenden Formen wie PV- und Windenergie zu machen, um auch in Zukunft die Netzstabilität gewährleisten zu können. Ein Weg diesen Ausgleichsprozess zu erzielen, ist der Einsatz von Speichern in netzrelevanter Größenordnung. Sie ermöglichen es, Überschussproduktionen zwischen zu speichern und in Zeiten von Minderproduktionen wiederabzugeben. Dies führt zu einer Entspannung des durch das EEG geschaffenen Konfliktes zwischen der vorrangigen Einspeisung Erneuerbarer Energien und der kontinuierlichen Fahrweise konventioneller Kraftwerke. Wasserstoff zeichnet sich in diesem Zusammenhang besonders durch seine vergleichsweise hohe Energiedichte aus, die auch einen mehrwöchigen oder saisonalen Energieausgleich ermöglicht.[1] Ebenso bietet Wasserstoff als Speichermedium im Gegensatz zu den ansonsten noch diskutierten adiabaten Druckluftspeicherkraftwerken den Vorteil weiterer stofflicher Verwertungsmöglichkeiten, was zu weiteren Optionen in der wirtschaftlichen Gestaltung führt.

2. Aufbau & Funktionsweise eines Wasserstoffspeicherkraftwerks

Das Grundwesen eines Wasserstoffspeicherkraftwerkes ist, wie bei allen Speicherkraftwerken, die Umwandlung überschüssiger Energie in eine besser speicherbare Energieform und bedarfsorientierte Rückwandlung. Beim Wasserstoffspeicherkraftwerk ist die gespeicherte Energieform chemische Energie in Form des Energieträgers Wasserstoff, welcher bei der Aufspaltung von Wasser (H_2O) in Wasserstoff (H_2) und Sauerstoff (O_2) mittels Elektrolyseverfahren entsteht. Die im Wasserstoff gespeicherte Energie kann durch Oxidation wieder gewonnen werden. Entsprechend diesem Grundprinzip ergibt sich der in der nachfolgenden Abbildung schematisch dargestellte Aufbau eines Wasserstoffspeicherkraftwerkes:

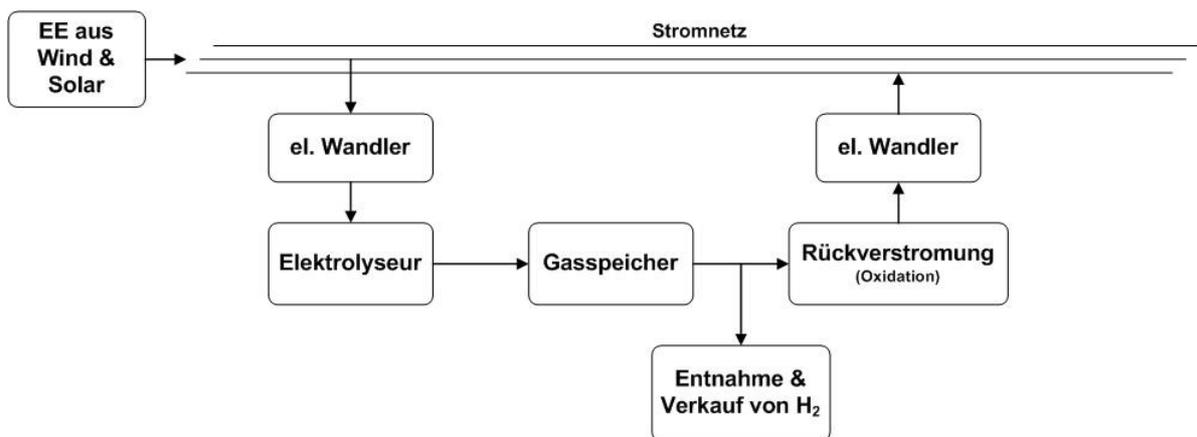


Abbildung 1: schematischer Aufbau eines Wasserstoffspeicherkraftwerks

Die Anbindung des Wasserstoffspeicherkraftwerkes an das Stromnetz erfolgt über elektrische Wandler, welche eingangsseitig die erforderliche, regelbare Gleichspannung für den Elektrolyseur erzeugen und ausgangseitig die netzkonforme Einspeisung sicher stellen. Gleichzeitig ergibt sich durch die elektrischen Wandler eine gewisse Flexibilität hinsichtlich des Standortes von Wasserstoffspeicherkraftwerken.

Neben der stationären Energiezwischenlagerung können durch die Entnahme & den Verkauf von Wasserstoff aus dem Speicher weitere Marktsegmente im Mobilitäts- (z.B. Brennstoffzellenfahrzeuge) oder Industriesektor (z.B. Düngemittelherstellung) erschlossen werden, was zusätzliche Verwertungsoptionen ermöglicht.

3. Kalkulationsansatz

Im Regelfall werden für Investitionskostenabschätzungen Methoden der klassischen oder dynamischen Investitionskostenrechnung verwendet. Diese Methoden setzen im Allgemeinen eine erwartete Zahlungs- und Kostenreihe voraus. Für ein Wasserstoffspeicherkraftwerk ließe sich eine solche realitätsnahe Zahlungs- und Kostenreihe nur schwer aufstellen, weil es bisher keine Erfahrungswerte aus vergleichbaren Wasserstoffspeicherkraftwerken netzrelevanter Größenordnung gibt. Vor diesem Hintergrund kann als alternativer Kalkulationsansatz die sich aus den nachfolgenden Gleichungen ergebende Rentabilitätsrechnung zur Abschätzung der notwendigen Erlöse pro rückverstromter kWh in erster Näherung verwendet werden.

$$\text{Stromverkaufspreis} = \text{energetischer Stromverkaufspreis} + \text{Aufschlag} \quad (1)$$

$$\text{energetischer Stromverkaufspreis} \geq \text{Stromeinkaufspreis} \cdot \frac{\text{Betriebsstunden GUD}}{\text{Betriebsstunden Elektrolyse}} \quad (2)$$

$$\text{Aufschlag} = \frac{\frac{(\text{Investitionskosten} + \text{Wartungskosten}) \cdot q^n \cdot (q-1)}{q^n - 1}}{\text{Betriebsstunden pro Jahr} \cdot \text{Nennleistung}} \quad (3)$$

Der in Gleichung (2) beschriebene energetische Stromverkaufspreis spiegelt die Auswirkung des Strombezugspreises und das Verhältnis aus erlösbringenden Betriebsstunden der GUD zu Elektrolysebetriebsstunden wieder. Hierbei wird vereinfachend unterstellt, dass primär für erzeugte Energiemengen eine Vergütung erfolgt und die Phasen der Vergütung von Leistungsaufnahmen durch den Elektrolyseur infolge von negativen Strompreisen vernachlässigbar klein sind. Gleichung (3) beschreibt hingegen den für die Refinanzierung von Investitions- & Wartungskosten sowie Gewinnerwartungen notwendigen Aufschlag auf den rein energetischen Stromverkaufspreis. Die Gleichung beruht dabei auf einem modifizierten Ansatz der Rentenrechnung.

Als Basis für weitere Kalkulationen und Sensitivitätsanalysen wurde ein Wasserstoffspeicherkraftwerk mit 300MW positiver und negativer Regelleistung sowie einem 7-Tage Gasspeicher angenommen. Wesentliche Investitionskostenansätze und Wirkungsgrade für einzelne Teilkomponenten sind in der nachfolgenden Tabelle aufgeführt.

Tabelle 1: angesetzte Investitionskosten und Wirkungsgrade vgl. [2], [3]

	Investitionskosten	Wirkungsgrad
Alkalische Druckelektrolyse	3.000€/Nm ³	62,5%
Gasspeicher	25€ m ⁻³ bar ⁻¹	
Rückverstromung (GUD)	3.125€/kW _{el} ¹	50%

Entsprechend diesen angesetzten Zahlen ergibt sich ein Gesamtinvestitionsvolumen von etwa 1.427,5 Mio. € für das Wasserstoffspeicherkraftwerk bei einem Gesamtwirkungsgrad von 31,25%.

4. Sensitivitätsanalyse

Ausgehend von den Kalkulationsansätzen ergibt sich ein energetischer Stromverkaufspreis des 3,2-fachen Stromeinkaufspreises. Bei Vergütungskosten von 0,05-0,10€/kWh für Onshore-Windenergie, ergibt sich somit aus rein energetischer Sicht ein Stromverkaufspreis von 0,16-0,32€/kWh ergeben.

Solche Preise sind in der freien Stromwirtschaft nur schwer zu realisieren und eine Folge der moderat angesetzten Wirkungsgrade für Elektrolyse und GUD. Berücksichtigt man, dass bereits heute Wirkungsgrade für alkalische Druckelektrolyseanlagen von über 70% [3] und für GUD Anlagen von über 60% [4] erzielbar sind, würden sich die Betriebsstunden für die GUD-Komponente wie in Abbildung 2 dargestellt von 2612 Betriebsstunden auf 3500-4000 Betriebsstunden verbessern. Was in etwa 70-75% der Betriebsstunden eines konventionellen Erdgaskraftwerkes entspräche. vgl. [5] Trotz einer solchen Wirkungsgradsteigerung würden sich für ein Wasserstoffspeicherkraftwerk vergleichsweise hohe energetische Stromverkaufspreise ergeben, wenn der Betreiber die für Wind- und Solarenergie im EEG vorgesehenen Vergütungen zahlen müssten. Ein etwas differenzierteres Bild

¹ Basierend auf Zahlen für das 16MW Wasserstoffkraftwerk bei Venedig

ergibt sich zurzeit aus der Perspektive der Netzbetreiber. Sie müssen zunehmend zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität einzelne Windparks zeitweise in ihrer Einspeiseleistung beschränken, wobei dennoch z.T. eine Vergütung der nicht eingespeisten Energiemenge erfolgt. Insofern könnten sich aus ihrer Perspektive die Stromeinkaufspreise auch als Opportunitätskosten darstellen.

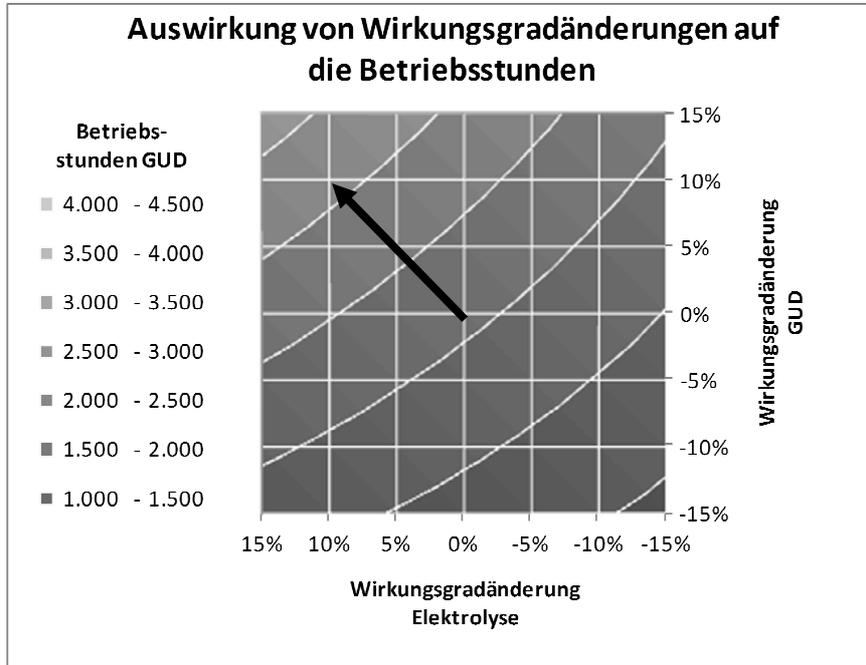


Abbildung 2: Auswirkung von Wirkungsgradänderungen auf Betriebsstunden der GUD

Neben den energetischen Stromverkaufspreisen spielt insbesondere die Refinanzierung der Investitions- und Wartungskosten sowie die Erwirtschaftung des Gewinns bei der Preisbildung eine wesentliche Rolle. Tabelle 2 enthält ausgehend von den Kalkulationsansätzen aus Abschnitt 3 vier verschiedene Szenarien.

Tabelle 2: Szenarien für Aufschlag auf energetischen Stromverkaufspreis zur Deckung von Investitions- und Wartungskosten sowie zur Erzielung eines Gewinns

	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3	Szenario 4
Investitionskosten	1.427 Mio. €	827,0 Mio. € ²	827,0 Mio. € ²	827,0 Mio. € ²
Wartungskosten	713,5 Mio. € ³	413,5 Mio. € ³	413,5 Mio. € ³	413,5 Mio. € ³
Gewinn	≈ 12,9 Mrd.€ ⁴	≈ 7,5 Mrd. € ⁴	0 €	≈ 7,5 Mrd. € ⁴
Abschreibungsdauer	40 Jahre	40 Jahre	40 Jahre	40 Jahre
Betriebsstunden pro Jahr	2.612 ⁵	2.612 ⁵	2.612 ⁵	4.211 ⁶
Nennleistung	300 MW	300 MW	300 MW	300 MW
Aufschlag auf energetischen Stromverkaufspreis	0,159 €/kWh	0,092 €/kWh	0,039 €/kWh	0,057 €/kWh

² Reduktion der Investitionskosten um 42% durch Kostenreduktion bei Elektrolyse und GUD

³ 50% der Investitionskosten

⁴ 5% Zinseszins auf Investitionskosten und Wartungskosten

⁵ Wirkungsgrad 62,5% Elektrolyse und 50% GUD

⁶ Verbesserte Wirkungsgrad von 77,5% Elektrolyse und 65% GUD

Szenario 1 fungiert dabei als Basisszenario, während die Szenarien 2 bis 4 jeweils die Auswirkung von Veränderungen der Investitionskostenhöhe, des Wirkungsgrades und der Gewinnerwartung widerspiegeln. Die in den Szenarien 2 bis 4 enthaltene Reduktion der Investitionskosten begründet sich in der zu erwartenden Kostenreduktion der Einzelkomponenten, die sich aus der Kleinst- und Kleinserienfertigung von Elektrolyseuren und GUD-Anlagen ergibt. Ein Vergleich der Szenarien 2 und 3 zeigt die Auswirkung der Gewinnerwartung, welche bei den ersten Demonstrationsanlagen gewöhnlich geringer angesetzt sind als bei am Markt etablierten Anlagen. Szenario 4 verdeutlicht die Auswirkung einer Wirkungsgradsteigerung auf die wirtschaftliche Auslastung eines Wasserstoffspeicherkraftwerks.

Eine weitere Möglichkeit zur besseren wirtschaftlichen Auslastung würde die Kombination von Wasserstoffabgabe an z.B. den Verkehrssektor und Rückverstromung in Spitzenlastzeiten ermöglichen. Im Verkehrssektor wird der Wasserstoff an den im Rahmen des CEP Programms errichteten H₂-Tankstellen zurzeit mit etwa 8€/kg (0,23€/kWh) gehandelt und wird sich voraussichtlich bis 2020 in Richtung 4-6€/kg (0,119€/kWh bis 0,178€/kWh) entwickeln [6].

5. Schlussfolgerungen

Die Sensitivitätsanalysen zeigen, dass derzeit ein ausschließlicher Betrieb eines Wasserstoffspeicherkraftwerkes als Energiezwischenpeicher unter rein marktwirtschaftlichen Bedingungen schwer zu realisieren wäre. Unter Berücksichtigung der Klimaschutzziele der Bundesrepublik Deutschland, eines weiteren Anstiegs der Ölpreise sowie der technologischen Weiterentwicklung von Elektrolyse-, Brennstoffzellen und Rückverstromungstechnologien könnten Wasserstoffspeicherkraftwerke mittelfristig in den wirtschaftlichen Bereich kommen. Aufgrund der derzeit noch relativ günstigen Primärenergieträger wie Kohle und Öl werden die hierfür notwendigen Entwicklungsarbeiten voraussichtlich nicht selbst getrieben erfolgen.

6. Literatur

- [1] VDE-Studie; Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger; 2009
- [2] IFEU FH-Stralsund; Wasserstoff – Medium zur Speicherung von regenerativ erzeugter Elektroenergie, Untersuchungen zu Netzkapazität, Infrastruktur und Wirtschaftlichkeit in Mecklenburg Vorpommern; 2005
- [3] NOW-Workshop „Regenerativer Wasserstoff aus Elektrolyse“; 2008, Beitrag DLR „Deutsch-Saudi Arabisches Gemeinschaftsprojekt HYSOLAR“
- [4] Robert Donnerbauer; Gas- und Dampfturbinenkraftwerk Irsching bietet bisher unerreichte Effizienz; VDI-Nachrichten 10.06.2011 S.13
- [5] Ernst & Young; Energiemix 2020 Szenarien für den deutschen Stromerzeugungsmarkt bis 2020
- [6] B. Höhle, T. Grube; Kosten einer potentiellen Wasserstoffbereit für E-Mobilität mit Brennstoffzellen-Antrieben-Literaturbericht; 2011

ENERGY STORAGE IN POWER SYSTEM WITH WIND POWER FARMS

O. Malyszko, M. Zenczak

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

Keywords: energy storage, wind power farm, power system

Abstract: The paper presents the problems with balance of energy in power system with wind power farms. The operation of wind power farms is possible only during proper wind. Therefore there must be in power system some energy “bunkers”, which ensure the balance of energy. Such the bunkers should work reversibly. They create the possibility of energy storage, when there is excess of power and utilization, when there is deficiency of power. The paper contains analysis of cooperation of wind power farms with different systems of energy storage. The exact analysis is done for wind power farm and pumped storage power plant.

1. Introduction

The proper operation of electric power system is possible, when there is the balance between power of generation and power of load. There are many wind power farms (WPF) and single wind power plants (WPP) in power system. Their operation is possible only during the proper wind. Therefore there must be some energy “bunkers” in power system which ensures the balance of energy. Such the “bunkers” can work only as the sources of energy (for instance: coal yard, timber yard, reservoir of gas or water) or can work reversibly. Such the reversible sources are particularly profitable for power system. Generally they create the possibility of energy storage, when there is excess of power and utilization, when there is deficiency of power. Besides they can be used as the intervention sources during failures or for start of electric power plants during blackouts.

The cooperation of energy storage systems with wind power farms is especially interesting.

The analysis is done for the all levels of grid: transmission lines (400 kV or 220 kV), distributed lines (110 kV), medium voltage lines (15 kV or 20 kV) and 0.4 kV lines. The exact analysis id done for WPF and pumped storage power plant (PSPP).

2. WPF and WPP in power system

WPF and WPP can be connected to power system on all level of voltage, but the single WPP are connected to low voltage network (0.4 kV) when rated power below 500 kW or to medium voltage network (15 kV or 20 kV), when power is higher then 500 kW and distance of WPP to power subsystem is quite long. The systems of energy storage can be generally connected on all level of voltage too. Fig. 1 presents the structure of power system with WPF, WPP and energy storage systems. The bunkers of energy can be situated immediately near WPF and WPP or can be situated in power system in any place, which is suitable for such the system.

The typical model of WPF and WPP is following:

$$P(V) = \begin{cases} 0 & \text{for } V < 5 \text{ m/s} \\ a + bV^3 & \text{for } 5 \text{ m/s} \leq V < 15 \text{ m/s} \\ P_{max} & \text{for } 15 \text{ m/s} \leq V \leq 25 \text{ m/s} \\ 0 & \text{for } V > 25 \text{ m/s} \end{cases} \quad (1)$$

The Weibull distribution has been found to give a good representation of the variation in hourly mean wind speed over a year at many typical sites:

$$p(V) = \left(\frac{k}{\lambda}\right) \left(\frac{V}{\lambda}\right)^{k-1} \exp\left(-\left(\frac{V}{\lambda}\right)^k\right) \quad (2)$$

Where: $\lambda > 0$ – scale parameter, $k > 0$ – shape parameter. A special case of the Weibull distribution is Rayleigh distribution, with $k = 2$, which is actually a fairly typical value for many locations. In this case relationship (2) has the following form:

$$p(V) = \frac{2V}{\lambda^2} \exp\left(-\left(\frac{V}{\lambda}\right)^2\right) \quad (3)$$

Where expected value of wind speed:

$$EV = \lambda \frac{\sqrt{\pi}}{2} \quad (4)$$

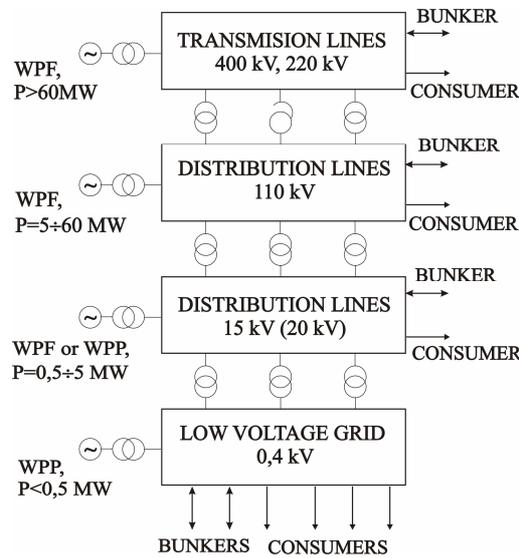


Fig. 1. Structure of power system with WPF, WPP and energy storage systems

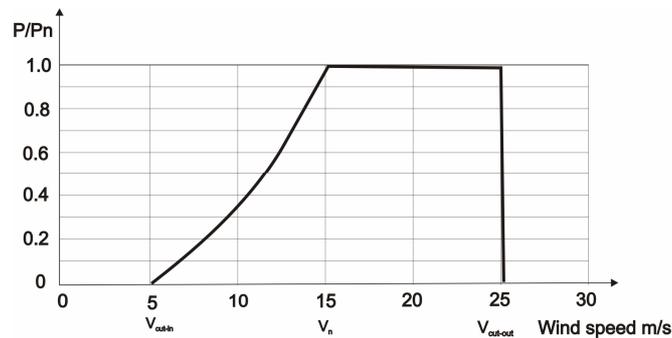


Fig. 2. Approximate output characteristic of wind power farm

For this model (equations (1) and (3)) and for $\lambda = 9$, average power is 22.5% P_{max} . This value is typical for Poland. WPF works with the power P_{max} during 6.17% of time (540.8 h/a). During 26.6% of time (2330.2 h/a) WPF does not work.

3. Systems of energy storage

The following systems of energy storage can be used in power system:

- Pumped storage power plant (PSPP),
- Compressed air storage,
- Chemical accumulators,
- Flywheels,
- Supercapacitors/ultracapacitors,
- Superconducting magnetic energy storages (SMES),
- Hydrogen and fuel cells.

Energy storage systems (ESS) have the following tasks:

- Possibility of storage energy when there is excess of power and utilization when there is deficiency,
- „Bunker” of energy can be used as the intervention source during failures,
- „Bunker” of energy can be used for start of electric power plants during blackouts,
- Optimization of operation of wind power station and PV and Solar Thermal Electricity.

ESS have the following parameters, which are important for cooperation in power system:

- Amount of energy and effectiveness E/m or E/volume : $[\text{J}/\text{kg}]$ or $[\text{J}/\text{m}^3]$,
- Peak power (current), nominal power (current), voltage, frequency,
- Rate of storage and rate of change of regime of operation (accumulation to generation),
- Availability,
- Easiness of realization in power system,
- Efficiency, durability,
- Costs.

All of the ESS have their advantages and disadvantages and special requirements.

PSPP are 3% of installed capacity in the World. They are very good intervention source of energy, which can easy and smoothly change mode from generation to accumulation and vice versa. They are very expensive. The possibility of building depends on configuration of terrain and local hydrological conditions. Therefore the possibility of building of pumped storage hydro power plant is limited. But if it is possible, then PSPP is the best solution for storage of energy in power system. Compressed air storage systems use the natural underground bunkers like caves, mines or caverns. Possibility of building depends on existing of such the hermetic caves. Besides the additional problem is created by the changes of temperatures during compression and decompression.

Battery energy storage systems have rather good efficiency. There is possibility of building the big battery. But the best advantage of systems with rechargeable battery energy storage systems is mobility.

Flywheels are very good for giving big amount of energy but during short period of time. The technology of flywheels is very complicated. High-speed magnetic bearings should be used, because they eliminate friction, vibration and noise. Rotor is in hermetic container with low pressure of air.

Supercapacitors as the ESS are very easy for installation. Besides very good solution is parallel connection of supercapacitor and chemical battery. Supercapacitor limits discharging current of battery during quick changes of load.

Superconducting magnetic energy storage (SMES) is complicated, because the temperature of coil should be kept below critical superconducting temperature. Charge and discharge times can be extremely short, making it attractive for supplying large power for a short time. Besides it has no moving parts in the main system, except in the cryogenic refrigeration components. Main application of SMES in power system is elimination of voltage collapses.

Hydrogen and fuel cells create big possibilities in building energy storage systems. They have many advantages: high efficiency, low emission of pollution and noise, easy location, module

construction, good answer on quick changes of load, easy automation, possibility of usage of different fuels, possibility of utilization of generated heat.

Disadvantages of fuel cells are following: costs of investments, not high lifetime (5÷7 years, nonstop operation: 8000 hours), long start of fuel cells, and degradation of properties with time of exploitation, problems in low temperature, problems with corrosion.

The different energy storage systems are compared in tables 1 and 2 [1].

Table 1. Comparison of Methods of Energy Storage in Power System

Method	Capacity [Wh/kg]	Efficiency [%]	Connecting to Power System
Pump E.S.	-	70÷80	Easy
Compr. Air	-	85	Easy
Batteries	91.2	65÷75	Difficult
Flywheels	10 000	70	Difficult
Supercapac.	30	80÷90	Difficult
SMES	100	40÷99	Difficult
Fuel Cells	11000	30÷60	Difficult

Table 2. Comparison of Methods of Energy Storage in Power System (continuation)

Method	Technical possibility of realization	Environmental possibility of realization	Possibility of long operation	Place in Power system (central (C) or Distributed (D))
Pump E.S.	Easy	Difficult	Long, limited	C or D
Compr. Air	Difficult	Difficult	Long, limited	C or D
Batteries	Easy	Easy	Long, limited	D
Flywheels	Difficult	Easy	Short,	D
Supercapac.	Easy	Easy	Short,	D
SMES	Difficult	Easy	Short,	D
Fuel Cells	Easy	Easy	Long, unlimited	D

4. Cooperation of WPF with PSPP

As the example of cooperation of WPF with ESS the following autonomous system is analyzed: WPF with pumped storage power plant (PSPP). WPF feeds separately the pump, which fills up the upper reservoir of water and water from this reservoir propels in the same time the turbine with generator. Fig 3 shows the block diagram of this system. The model of real load is presented in table 3 [2].

Table 3. The model of load

Month	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
[MWh]	712.4	624.7	659.3	580.2	591.0	565.5	595.6	585.4	597.4	654.8	645.3	720.7

The total amount of energy in the year is 7532.3 MWh. The minimal power of load is 0.500 MW, the maximum power of load is 1.235 MW. The efficiency of the system is 70%. Then the power of WPF is equal: $P_{WPF} = 5.46$ MW because: $0.225 \cdot P_{WPF} \cdot 8760 \cdot 0.7 = 7532.3 MWh$.

The nominal power of generators in PSPP should not be lower than maximum power of load $P_G = 1.235$ MW, while the power of pumps should not be lower than power of WPF: $P_P = 5.46$ MW.

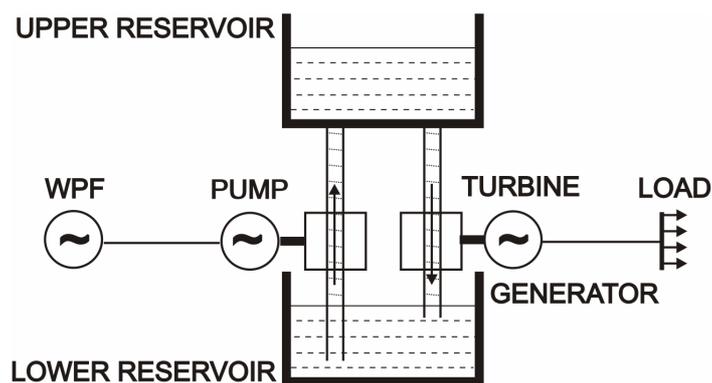


Fig. 3. Autonomous system with WPF and pumped storage power plant

If the system works autonomously, the reservoir of water should store the excess of energy (mainly in winter) and give energy when the wind is not strong enough (mainly in summer). Using the distribution of energy of wind during the year [3] and model of load (table 3) the energy balance can be calculated. The results of calculations are presented in table 4.

Table. 4. Results of calculations

Month	Energy of wind [% of average]	Energy of load [MWh]	Production of energy [MWh]	Balance of energy [MWh]
1	149	712.4	897.1	184.7
2	128	624.7	770.7	146.0
3	133	659.3	800.8	141.5
4	93	580.2	560.0	-20.2
5	81	591.0	487.7	-103.3
6	68	565.5	409.4	-156.1
7	77	595.6	463.6	-132.0
8	73	585.4	439.5	-145.9
9	90	597.4	541.9	-55.5
10	107	654.8	644.2	-10.6
11	126	645.3	758.6	113.3
12	126	720.7	758.6	37.9
Sum	-	7532.3	7532.3	0.0

Since November till March there is excess of energy and this excess should be used for generation in term since April till October. The amount of accumulated energy is 623.6 MWh. Such the energy enables work of PSPP with the nominal power 1.235 MW during $623.6/1.235 = 504.9$ hours. If the total head is 100 m then the volume of upper reservoir should be about 2.3 mln m³.

5. Conclusions

On first point of view the autonomous system with WPF and PSPP should have very big and expensive upper reservoir, which could be even sufficient for PSPP with power 150 MW (but for a few hours). Therefore such the autonomous system would be very expensive, although environmental friendly. The better solution is additional pump module supplied by WPF (or WPP) in existing big PSPP cooperating with power system.

6. References

- [1] Baranecki A.: Zasobniki energii, *Wiadomosci Elektrotechniczne*, (2004) nr 7-6, pp. 25-29
- [2] www.pse-operator.pl
- [3] Lubosny Z.: Farmy wiatrowe w systemie elektroenergetycznym, WN-T, Warszawa 2009

DILEMMA IN NEW CLEAN AND RENEWABLE ENERGY ALTERNATIVES FOR SANTA ELENA AND ITS UNIVERSITY: OPPORTUNITIES AND CHALLENGES.

Prepared to be presented at: 18th Symposium on
Renewable Energies
3 - 5 November 2011
Stralsund - Germany

Hernan Moreano¹

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

KEYWORDS: Santa Elena energy, La Libertad oil terminal, Amistad offshore platform, Energy alternatives for Santa Elena.

ABSTRACT

The fate of finite fossil fuel sources for the coming decades and the need to migrate to renewable energy in a joint effort among governments, academia and private companies which make business in the energy arena are discussed and also the energy balance in Ecuador which shows a strong dependence of fossil fuels to satisfy demand from both: thermoelectric plants and transport, however, Santa Elena, the newly created province at the south western of Ecuador has the chance to turn the country energy situation into an opportunity and face the challenge to be the leader in energy alternatives because of its resources and chances to migrate sooner to environmental friendly fuels and later on to renewable energies, but a number of actions should be taken in a joint effort with its local university (UPSE), government bodies and private companies in order to create the "Campus of Energy Knowledge" to carry out the program: Energy Alternatives for Santa Elena, which includes 7 projects to make the province a leader one on the energy issue in Ecuador and in the continent, acting on a cluster initiative scheme.

SUMARIO

Se discute la suerte de los combustibles fósiles en las próximas décadas y la necesidad de migrar a las fuentes renovables alternativas en un esfuerzo conjunto de: gobierno, academia y compañías privadas que hacen negocios en el sector de energía. Se discute también el balance de energía del Ecuador que muestra una fuerte dependencia de los combustibles fósiles por la demanda de las plantas termoeléctricas y el sector transporte. A pesar de esta situación, Santa Elena tiene el chance de transformar la situación de energía del Ecuador en una oportunidad y enfrentar el reto de ser el líder en energías alternativas debido a sus recursos y a la posibilidad cierta de migrar en el corto plazo hacia energías amigables con el ambiente y más tarde hacia energías renovables, pero se deben tomar una serie de acciones en un esfuerzo conjunto con su universidad, UPSE, gobierno y el sector privado para crear el: "Campus del Conocimiento Energético" a cargo de llevar a cabo el programa: "Alternativas de Energía para Santa Elena, que incluye 7 proyectos que transformarán a la provincia en la líder en el tema de energía en el Ecuador y en el continente, actuando bajo un esquema de iniciativa de cluster.

INTRODUCTION

Energy is an issue that is being discussed in any kind of forum because most of it comes from non renewable sources that are starting to decline and even worse is the fossil fuel impacts on the planet earth health. On this context, the aim of this work is to find a way Santa Elena, the newly created province at the south western corner of Ecuador and its university could resolve its energy dilemma and be back in the energy business as it was in the first half of the twenty century and to get the stated goal, a briefing on the fate of the non renewable energy sources in the coming decades is presented but most of the opinions comes from the paper: Where will the Energy for Hydrogen Production come from?, prepared by the European Hydrogen Association, 2006, with some additional comments from the author, who also makes an analysis of the energy balance in Ecuador and present facts and perspectives of Santa Elena facing the country energy scenarios in order to propose a series of actions to be taken in the near future to solve the energy dilemma, where the Universidad Estatal Peninsula de Santa Elena (UPSE) will be the focus of a joint work with government bodies and private companies to create the: "Campus of Energy Knowledge" and carry out the program: "Energy Alternatives for Santa Elena", which include seven projects that will make Santa Elena a leader one on the energy issue in Ecuador and the continent, acting on a cluster initiative scheme.

ENERGY SOURCES IN THE COMING DECADES

Energy today mainly comes from nuclear and finite fossil sources as: oil, natural gas, coal and tar sands (Canada), hydroelectric sources threat by climate variability and climate change represents only 18% and all of them will not be enough to meet new energy demands because of population increase and technological development within 20 to 30 years scope and the only way to fill the gaps to use renewable sources as biofuels, wind power, photovoltaic, geothermic and even hydrogen among others, in turn, less carbon dioxide will be put into the atmosphere with benefits to climate.

Oil is the main source of energy today but it will satisfy demands if: existing oil reserves are actually as large as reported, reserves are quickly development, technology gets better yields of oil fields and new oil is discovery. Furthermore, one can expect reserves from Antarctica continental shelf could be exploited, but it is important to remember that such geographical area is managed under the Antarctic Treaty System and Parties after agreement on the Environmental Protocol, have banned any kind of mineral exploitation for the next 50 years beginning in 1990 in a way to keep the Antarctic environment free of pollution and a place on earth where peace and science live together. As oil production will not satisfy demand prices will go up and in turn renewable energies will become more competitive.

It is expected that the world natural gas production peaks around 2020, but in any way it requires a major and timely investment in all production regions, especially in infrastructure for the transport of liquefied natural gas. Coal is expected to peak around 2050 and in theory the decrease in crude oil and natural gas could be compensated by coal as primary energy, but its use would be completely irresponsible because of impacts on climate and because of power plants inefficiency, CO₂ storage and the need of huge amounts of water and natural gas for the separation process.

Nuclear sources are generating around 18% of the world energy demand, exactly the same as the contribution of hydropower and to keep it at the same percentage 14 reactors must be build per year until 2030 when 75% of the reactors installed today will be disconnected from the grid (IAEA 2005). That number is almost unattainable because of uranium availability and to move to new technologies will take one or two decades. What happened in the Chernobyl and Fukushima nuclear plants makes the nuclear option less reliable, although Iran has recently put in operation its first private nuclear plant.

With those energy sources scenarios for the coming decades, the only option is that universities, governments and private companies work together in research and technologies of clean and renewable energies, the only way to satisfy future energy demands with social and environmental responsibilities.

THE ENERGY BALANCE IN ECUADOR

Ecuador began to use oil as source of energy at the beginning of the twenty century and it was only until the end of the seventies that a major hydroelectric plant was built with a power a little over 1000 MW. From then to present, new but smaller plants of this type have been built (<200MW). But also thermoelectric plants burning FO2 and FO4 fuels increased because of demand and periods of prolonged draught on the eastern Andes cordillera where most hydroelectric plants are built and by the year 2009 the power share was distributed as shown in Table 1. Energy source and power share at December 2009.

Fuente de Energía	Tipo Central	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Renovable	Hidráulica Embalse	1.361,00	1.358,00
	Hidráulica Pasada	697,97	673,98
	Solar	0,02	0,02
	Eólica	2,40	2,40
	Térmica Turbovapor (a)	106,80	94,50
Total Renovable		2.168,19	2.128,90
No Renovable	Térmica MCI	1.280,58	966,22
	Térmica Turbogás	943,94	877,20
	Térmica Turbovapor	446,00	443,00
Total No Renovable		2.670,51	2.286,42
Interconexión	Interconexión	650,00	635,00
Total Interconexión		650,00	635,00
Total general		5.488,71	5.050,32
(a) Dentro del tipo de Central Térmica Turbovapor Renovable se consideran las Centrales cuyo combustible es BIOMASA (Bagazo de caña)			

Table 1.- Energy sources and power share at December 2009. Renewable: 39.5%, Non renewable: 48.65%, Interconnection (Colombia and Peru) 11.85%. Note that wind and solar sources have only a 0.04% share, which could increase at the end of 2011 considering the wind parks of both: Galapagos and Villonaco (Loja) projects. Source: CONELEC. Statistics of the Ecuadorian Electric Sector.

Power demand grew at an average rate of 3.7% during the period 1998 – 2008, but from simulations ran by CENELEC for low, medium and high scenarios for the period 2009 - 2020, growth rates are 5.1%, 5.8% and 6.5% respectively (Table 2), which means that power should be almost doubled during this decade and to face the challenge and get the goal of 1491 MW in 2013 and

an additional 487 MW in 2014 (Plan del Buen Vivir 2009-2013). For a total of 1978 MW until the middle of this decade, the following options could be applied:

a.- Build at least two major hydroelectric projects (Coca Codo Sinclair 859 MW and Sopladora 312 MW.) as planned by CONELEC (Fig. 1).

b.- Build thermoelectric plants (5 of 100 MW each) to burn natural gas and contribute to the goal stated by the plan and migrate with existing plants to natural gas.

c.- Increase wind parks (Salinas 10 MW), build at least one geothermal project (Chalupas 282 MW). Install new biofuel plants at Galapagos and expand plantations of sugar cane and pinon.

d.- Save energy and mix all options.

It is clear that **d.** is the option that will satisfy the 2014 goal with a total of 1963 MW vs. 1978 MW. that states the plan and in turn it will satisfy power demand for the minor scenario in 2020, but in any way there will be problems like the funding of major projects under the constraints of the annual national budget and migrations of plants burning FO₂ fuel to natural gas, because the country is buying FO₂ at international price to be used by the thermoelectric plants and in air, land and maritime transport for a total of US \$ 4.1 billion in 2011. This number could increase if the Esmeraldas refinery stops working for major repairs during 2012 and if no actions are taken soon in both: energy generation and transport (Table 3). It is expected that a new refinery of 300 000 bpd will satisfy demands but only in 2014 if it does not occur any delay.

Under an agreement in between Ecuador and Germany a biofuel plant has been installed in Floreana island (Galapagos) as a starting step to expand the project to Isabela as soon as more biofuel will be available from coastal farmers who cultivate Pinon to get such environmental friendly fuel which is the right one to be used at the Galapagos National Park (ded, 2008). Besides, there will be an investment of at least US \$ 200 million in plantations of sugar cane to get biofuels and expand the use of Ecopais already in the marked. (President address, September 17/2011)

Statistical data from CENACE shows that FO₂ used by thermoelectric plants during 2007 represented US \$ 2.3 billion (Senplades: Plan del Buen Vivir 2009-2013, page 227) and will be US \$ 4.1 billion at the end of 2011 (El Universo, March 22/ 2011, page 5).

YEAR	POWER DEMAND (MW)				GROWTH RATES (%)			
	SCENARIOS			Past Growth	SCENARIOS			Past Rates
	Low	Medium	High		Low	Medium	High	
1998				1950				0,0
1999				1917				-1,7
2000				1955				2,0
2001				2005				2,6
2002				2183				8,9
2003				2273				4,1
2004				2436				7,2
2005				2441				0,2
2006				2663				9,1
2007				2744				3,0
2008				2799				2,0
2009	2883	2909	2933		3,0	3,9	4,8	
2010	3036	3076	3121		5,3	5,7	6,4	
2011	3234	3304	3376		6,5	7,4	8,2	
2012	3354	3455	3558		3,7	4,6	5,4	
2013	3477	3610	3746		3,7	4,5	5,3	
2014	3601	3768	3940		3,6	4,4	5,2	
2015	3839	4044	4263		6,6	7,3	8,0	
2016	4110	4354	4605		7,0	7,7	8,3	
2017	4371	4668	4953		6,3	7,0	7,6	
2018	4626	4960	5302		5,8	6,5	7,0	
2019	4849	5232	5625		4,8	5,5	6,1	
2020	5037	5473	5919		3,9	4,6	5,2	
Rate: 1998-2008				3,7%				
Rate.:2008 - 2020	5,1%	5,8%	6,5%					

Table 2. Power demand and growth rates. Percentage is real for the period 1998 – 2008 and simulated under all three scenarios for the period 2009 – 2020.
Source: CONELEC Electric Master Plan 2011.

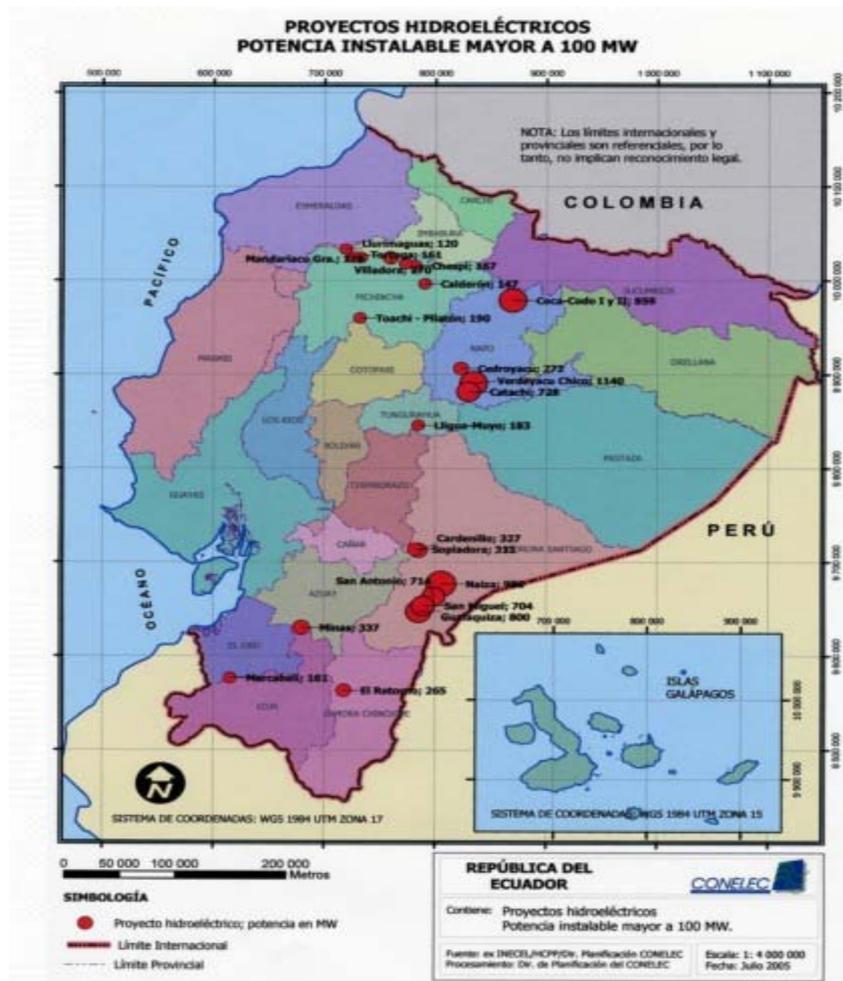


Fig.2 Map shows locations of hydroelectric projects over 100 MW. Total power including those of less than 100 MW could reach up to near 25000 MW.
Source: Calahorrano M., 2007 La Situación del sector Eléctrico y las Energías Renovables

Sector	1980 (%)	2006 (%)
Transport	36	55
Construction	11	1
Commercial	5	5
Residential	28	19
Industry	17	20
Agriculture, fishing and mining	3	-

Table 3. Energy consumption by sectors for 1980 and 2006. Note the substantial increase in transport and the demand of FO2 fuels.

Source: OLADE and MEER 2008. Plan Nacional del Buen Vivir 2009 - 2013

FACTS AND PERSPECTIVES AT SANTA ELENA

Santa Elena, the twenty fourth province of Ecuador is located at the south western corner of the country, with a surface area of 3762 Km² and a population of 301168 residents (2010 census) is still a oil producer and one of the main recreational areas for ecuatorians and overseas tourist specially at the new year and carnival festivities where population may double. Both, Salinas and La Libertad are counties with less than 100 Km², but Santa Elena County is the largest of all three and most of its area is rural covered by a dry tropical forest, gently hills of the coastal cordillera and scattered seasonal snake shaped rivers alter the almost flat landscape. Climate is mostly controlled by the Humboldt current (Moreano, 1977), although, the ENSO event comes from time to time and makes considerable impacts on Santa Elena and the Ecuadorian coastal region (Moreano *et al.* 1986).

Although, most of the oil (504000 bpd. at June 2011) is produced at the eastern region of Ecuador (La Amazonía), Santa Elena is producing 1400 bpd. with an annual estimate of around half a million barrels of oil of 35° API. Exploitation started 100 years ago with the well Ancón 1, under a contract with Anglo Ecuadorian Oil Field, which lasted until December 1st. 1989. Pacifpetrol S.A. is exploiting the field now under a service contract; besides, the province accounts for two refineries with a capacity of 55000 bpd. (La Libertad and Cautivo), but at the end of the seventies, the Ecuadorian Government built a new one at Esmeraldas (110000 bpd) and at the moment is working on a project to install a new refinery (Pacific Refinery) at Los Aromos - Manabí, with a capacity of 300000 bpd, to meet actual and future country demands of gasoline and diesel and other fuels. Close to the La Libertad refinery, Petroecuador has an infrastructure to store 2 million barrels of crude oil, FO2 and FO4 fuels respectively. Ports facilities and mooring areas for crude and product tankers are located just off La Libertad.

A new facility to store 61000 MT of imported oil liquid gas (LG) is being built at Monteverde (coastal village in Santa Elena) under a joint agreement between

Petroecuador and Flopec, both are governmental business dealing with oil exploration, production and maritime transport respectively. From here, the LG will be distributed to the entire country through: pipes, trucks and ships. It is expected that the project will be finished within a year and will replace the actual system of storing LG on board a big ship and taking from it by smaller ones that delivery the LG in a facility near Guayaquil.

A plan to use Liquid Natural Gas (LNG) in thermoelectric plants is being prepared by the Ministry of Non Renewable Natural Resources. This will mean a joint agreement among the Ministry, Petroecuador and oil private companies to explore and exploit natural gas on Santa Elena onshore and offshore fields. If they do not get enough gas, it will be imported through a port installed may be at Monteverde. The migration of thermoelectric plants from FO₂ to LNG will represent an annual savings between US \$ 68 and US \$ 372 million depending on international prices.(Tapia, personal communication)

Oil exploration in the Gulf of Guayaquil started some decades ago, but only at the end of the XX century natural gas extracted from the Amistad Field was used by Machala Power thermoelectric plant (130MW) which is under the management of Petroecuador since early 2011. The Gulf gas reserves are not used as should be and this is an opportunity to Santa Elena to lead exploration and gas production.

A thermoelectric plant (Santa Elena I – 91MW) with 52 Hyundai generators is working since early 2011 in Santa Elena, while a new plant (Santa Elena II – 40 MW) with three Caterpillar generators is being built. Both burn FO₄, and are part of the national interconnected system and operated by Transelectric State Company as a business unit of CELEC. The 131MW will satisfy power demand of the province.

All technical, economic and environmental matters makes the migration of thermoelectric plants (700MW) from FO₂ to natural gas a very good option to save money and reduce CO₂ emissions, Santa Elena should be the leader in this process because of its strategic position and oil infrastructure; besides, Pacifpetrol is working in a project to use LNG in light motor vehicles. A medium size bus, a light truck and a taxi have been fitted with all the gear elements needed to make the change from gasoline to LNG. They all are working fine but the company is dealing on two key issues: reduce cost of parts and built a net of gas stations throughout the province as a first step to promote the use of LNG in a joint project with the government.

With these facts in mind, Santa Elena has the chance to solve its energy dilemma and be coherent with national policies and the Plan para el Buen Vivir taken the following actions:

- a.- Support the exploration and production of LNG from onshore and offshore fields to be back in business as at the beginning of the last century which in turn will open opportunities in an environment scarce of jobs. The state company, Petroecuador, should be its main partner.
- b.- Take the leadership in the migration process from FO2 to LNG in light vehicles.
- c.- Promote the production of H₂ from natural gas in La Libertad refinery and its use in public transport buses and others options.
- d.- Promote energy savings and the use of other clean and renewable energy alternatives from the ocean.
- e.- Promote farming of Pinon and other products needed for biofuels.

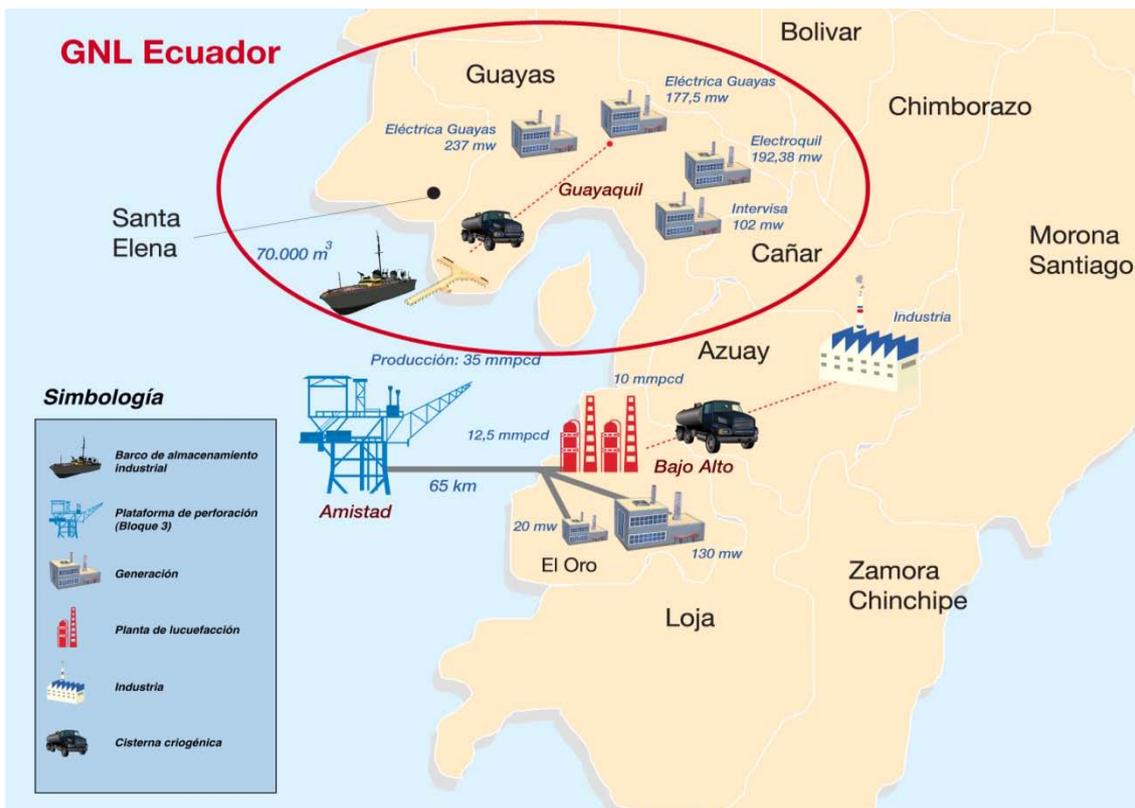


Fig. 3 The map shows the natural gas sources and its distribution from Santa Elena to thermoelectric plants that should migrate from FO2 to natural gas in a short time. The only plant burning natural gas from the Amistad Field is Machala Power at Bajo Alto. Industry of Azuay is also being supplied with natural gas.

THE UNIVERSITY ROLE ON THE SANTA ELENA ENERGY MATRIX

Scientific research not only provides new knowledge, but is an instrument to support university teaching in different fields or disciplines. At the same time it also supports the existence and expansion of human resources needed to development a technological platform where academia, government and private organizations can join together to share all available resources to create an environment where a National Innovative System (NIS) can be development aimed to deliver products services and ideas to satisfy human needs and contribute to keep planet earth healthy.

The Universidad Estatal Peninsula de Santa Elena (UPSE) was created by national law on July 22, 1998 with the mission: to form capable professionals compromised with society and the environment, on the basis of high academic standards and the adoption and generation of scientific and technological knowledge, respecting and promoting our cultural identity and with the vision: to lead the higher education and scientific research processes in the Santa Elena Province, being a referent within the coastal zone of Ecuador.

A specific research objective has been stated: Promote the sustainable development of the region through the application of a research system to promote science, technology and innovation, interacting with scientific, government, social and productive sectors of the Santa Elena province, working under the umbrella of two policies: Scientific results should promote the creation of jobs and improve economic and environmental conditions; develop and strength links with stakeholders through a cooperative work and transfer of knowledge and technology.

With the mission, vision and research objective in mind, UPSE could act properly in all available actions to solve Santa Elena energy dilemma, being coherent with the national policy 4.3 on nature rights and environment (Plan Nacional para el Buen Vivir 2009 – 2013) that states: To diversify the national energy matrix, promoting efficiency and a major participation of renewable and sustainable energies.

On action **a**. UPSE could participate through the Institute for Scientific Research and Technology Development (INCYT), the Research Center of the Engineering Faculty (Petroleum School) and through the Center for Development and Technology Transference (CTDT) on gas exploration and production associated to government strategic partners like the Ministry of Non Renewable Natural Resources, Ministry of Electricity and Renewable Energies, Petroecuador, Pacifpetrol and all three Counties.

On action **b**. Research and design of gas digital display in charge of INCYT, CTDT, the Research Center of the Engineering Faculty (Industrial and Computer Science Schools) in association with Petroecuador (gas distribution), Pacifpetrol (gas production and gas kit supplier) and La Libertad County (local law to promote migration toward natural gas).

On action **c**. UPSE will work in a multidisciplinary approach to design the new public transport system based in the use of H₂ as an energy source, The modern system will link urban and rural areas of all three counties along the coastline with feeders buses to connect inland towns.

On action **d**. INCYT in a joint agreement with the Center for Renewable Energy Alternatives (CERA) from ESPOL could make research on H₂ production and storing, photovoltaic energy application and renewable energy alternatives from the ocean.

On action **e**. the CIAP could lead the farming of pinon and other products and make Santa Elena the main supplier to the Galapagos biofuel plants.

All university actions could be done within the “Campus of Energy knowledge” to carry out the program: **Energy Alternatives for Santa Elena**, with 7 projects: Natural Gas and oil, Public Transport System, Hydrogen Production and Storage, Biofuel Production, Clean Energy Alternatives, Design of Hardware and Software for Energy Industry and Communication and Outreach. All of them will make Santa Elena, its university and their partners, the leader team in the energy issue in Ecuador and the continent.

DISCUSSION

It is said and with good reason that organizations succeed or fail because of the quality of their ideas and the speed with which the best of them can be implemented. A good place to look for ideas and ways to implement them are in research universities where the most important assets are teachers, students and the knowledge they have and share. Universities are places where an intense exchange of ideas takes place and where the best work is performed within a decentralized environment full of initiative, creativity and innovation and so, the idea of the. “Campus of Energy Knowledge” fits well with the university role and fully satisfies the mission and vision of UPSE; furthermore it will help the province to go back to its energy business but within a framework where companies will create jobs and will act with social and environmental responsibilities under the leadership of a research university linked strongly to the society and local stakeholders.

The proposed program will be the beach head to Santa Elena development under a Cluster Initiative based on firms or projects organized as collaborations between public and private sector actors which act within a geographic area but interacting in such a way that they all increase the added value through the value chain (Solvell *et al.* 2003) and the role of the research university is vital for the success of the initiative. The medium and small size firms created for the natural gas and pinon projects could be the core of the Energy Cluster of Santa Elena.

The proposed change from the oil business to the energy one is a challenge for the university and its local partners, but difficulties could be overcome through alliances with national and international universities with experience in the energy issue and with the Promeo Project under the management of the National Secretary For Higher Education, Science, Technology and Innovation to get the participation of overseas researchers in national projects. Both approaches should be applied to carry out the program and get the stated objective.

CONCLUSIONS

Santa Elena will be back in the oil business, but under the new scheme of energy business.

The proposed program will help the country to balance its energy matrix.

Firms and private and public sectors actors will work together within a cluster initiative which will make the energy business sustainable, competitive, and inclusive.

The cluster will generate jobs and hope for the Santa Elena people.

UPSE and its Campus of Energy Knowledge will be the focus point for the generation of ideas, projects and innovation.

As the energy business is environmental friendly, it does not interfere with the tourist, leisure and resort activities.

UNKNOWNLEDGEMENT

I express my gratitude to Jimmy Candell Soto, Chancellor of UPSE to give me the opportunity to lead INCYT, to Jochen Lehmann, Professor Emeritus at the University of Stralsund to introduce me into the hydrogen technology and open the door toward the renewable energies issue, to Hector Chiriboga, Director of

External Relations for his comments and suggestions and to the people who works for the Research Institute for its patience and tolerance.

Bibliography:

Baquerizo, S. (2011). *Estables en 500000*, El Universo 24-05-2011, pp 7

Calahorrano, M., (2007). *La Situación del Sector Eléctrico y las Energías Renovables*. Informe Técnico, Ministerio de Recursos Naturales. pp 55

CONELEC, (2011). *Plan Maestro del Sector Eléctrico*, Ministerio de Electricidad y Energía Renovable. pp 140.

ded, (2008). *Energía Renovable para Galapagos*, Estudio de Factibilidad pp. 132.

EHA, (2006). *Where will the energy for Hydrogen production come from? Status and alternatives*, Report pp 31

Moreano, H. (1977). *Ocean and atmosphere interaction on the ecuadorian coast*. Master of Science Thesis, University of Southampton, UK.

Moreano, H. Zabrano, E. Paredes, N. Trejos, R. (1986). *El Niño 1982-83 Su formación, su desarrollo y sus manifestaciones en aguas ecuatorianas*, Acta Oceanografica del Pacífico vol. 3, pp

Moreano, H. (2009). *Antarctic Research and the Ecuadorian Antarctic Institute, a Strategic Approach*, ASM Science Journal, vol.3(2), pp 203-205.

Solven O .K etels C. Lindqvist G. (2003). *The Cluster Initiative Greenbook*, the Competitiveness Institute, Gothenburg, Sweeden.

Senplades, (2009). *Plan Nacional de Desarrollo 2009 – 2013* pp 520

Press report, (2011). El Universo 22-11-2011 pp 5.

KOMPOSITIONSREGELN FÜR DEN AUFBAU EFFIZIENTER THERMISCHER ANLAGENSYSTEME

H.Müller

Hochschule Wismar (FH), Fakultät für Technik, Bereich Maschinenbau, Verfahrens- und Umwelttechnik; Phillip-Müller-Str.

D-23966 Wismar; herbert-müller@t-online.de

Schlüsselwörter: Anlagenplanung, Energieeffizienz, integrierte Energiesysteme, Kompositionsregeln, thermische Anlagensysteme

Zusammenfassung: Regeln sind – das gilt ganz generell – Empfehlungen, etwas, das getan werden soll, „gut“ zu tun. Mit den „Kompositionsregeln“ werden *die* Teile des ingenieurtechnischen Know-Hows, die für den Aufbau *energieeffizienter* thermische Anlagensysteme bestimmend sind und häufig nur als Erfahrungswissen vorliegen, als Handlungsempfehlung formuliert. Mit der unter [2] angegebenen Publikation werden die Menge der bisher erkannten Regeln systematisiert, durch Beispiele belegt und in übersichtlicher Form dem Lernenden wie dem praktisch tätigen Ingenieur zur Verfügung gestellt. Im Vortrag werden die Regeln genannt und einige anhand eines komplexen Beispiel (die Landwirtschaft betreffend) genauer erläutert.

Abstract: Rules are generally some recommendations for something that should be done well. With the composition rules some rules are formulated for the engineer, which are guiding the construction of energy efficient systems and which were present mainly as know how or experience. In the now published print (2) the so far known rules are systematically collected and proven by examples. Thus the rules are given in a clear form to the learner and to the operating engineer. In the lecture the rules will be cited and some rules will be described in an application for a complex example in the field of agriculture.

1. Einleitung

Auf dem 11. Symposium REGWA 2004 [1] hatte der Autor Gelegenheit, über Rationalisierungsprinzipien bei der Nutzung regenerativer Energien zu berichten, wobei erste Gedanken zu Kompositionsregeln zugehöriger integrierter Energiesysteme vorgestellt wurden. Seitdem wurde die Menge der Regeln vervollständigt, systematisiert und der Anwendungsbereich auf thermische Anlagensysteme ganz allgemein erweitert. Im Vortrag sollen die *allgemeinen Kompositionsregeln*, die vom konkreten Verfahrensgegenstand *unabhängig* sind, kurz vorgestellt und an einem komplexen Beispiel erläutert werden.

Eine umfassende und ausführliche Darstellung ist in [2] gegeben.

2. Vorstellung der allgemeinen Kompositionsregeln - Kurzübersicht

Vorab-Hinweis: Wegen des beabsichtigten großen Gültigkeitsbereichs lassen sich die allgemeinen Regeln nur verbal formulieren, was für die vorliegende Veröffentlichung den Umfang sprengen würde. Deshalb werden im Folgenden die Namen der Regeln genannt, und nur bei einigen wird exemplarisch die verbale Regelformulierung zugefügt. Im Übrigen wird auf [2] verwiesen.

Im Einzelnen:

a) *Regeln, die thermodynamisch geprägten Rationalisierungsanforderungen entsprechen*

Wiederverwertungsregel

Anerkennungsregel

Bei der Verfahrensauswahl (beim Konstituieren/Substituieren) sind aus energetischer Sicht *diejenigen* Verfahren zu bevorzugen, die den *Anergieanteil der Zielenergie* maximal aus

Fremd-Energie decken können und nicht durch Exergieumwandlung „selbst erzeugen“. Das gilt für die Fremdanergie sowohl als Energiequelle als auch Energiesenke (→ liegt die geforderte Kühltemperatur oberhalb der mit Mitteln der Umgebung erreichbaren Temperatur, sollte keine Kühlung mit Exergie verbrauchenden Kältemaschinen zugelassen werden).

Intervallteilungsregel

Ist der Zahlenwert einer Intensitätsgröße (z.B. spezifische Enthalpie, Temperatur) über ein größeres Intervall zu verändern und sollen die Potentialunterschiede (z.B. Temperaturdifferenzen) zum Prozesspartner klein bleiben, ist das Intervall in selbständige Teilintervalle zu zerlegen und es sind geeignete Verfahren für jedes Teilintervall auszuwählen.

Diese Forderung lässt sich auch umkehren durch Erweiterung gegebener Intervalle um Zusatzintervalle (inverse Form der Regel)

Exergiekonzentrierungsregel; Temperaturwechselungsregel

Beimischregel

Intensitätsgrößen bzw. treibende Potentiale lassen sich in ihrem Wert durch Realisieren einer Teilumlaufstruktur verschieben.

Splittingsregel; Partnerwahlregel

b) Regeln, die die Wahl der Arbeits- oder Hilfsstoffe betreffen

Zusatzstoffregel

Genauso, wie das Integrieren zusätzlicher Anlagenelemente in eine gegebene Anlage deren Wirkungsweise verändert, genauso kann auch das Einkoppeln eines *zusätzlichen Arbeitsstoffes* gewünschte veränderte Wirkungen ermöglichen.

Gleichstoffregel

c) Regeln, die die Strukturbildung der thermischen Anlagensysteme betreffen

Überlagerungsregel; Diversifizierungsregel; Stufenbildungsregel

Kompaktierungsregel

Bei der Überlagerung von Prinzipstrukturen können gleichartige Komponenten *gemeinsam* für die Überlagerungsstrukturen vorgesehen und bemessen werden, wodurch sich die Anzahl der Baueinheiten verringert und diese, weil nun größer auszuführen, häufig wirtschaftlicher arbeiten. Die Gesamtanlage wird kompakter.

Substitutions- und Kompensationsregel; Ortsänderungsregel

d) Regeln, die vordergründig das Zeitverhalten der Anlagensysteme betreffen

Funktionsumkehrregel; Flexibilitätsregel

Ausgleichsregel

Bestehen für ein System inputseitig zum vorgelagerten Partner und/oder outputseitig zum nachgelagerten Partner mengenmäßige Disproportionen (und sind die nicht durch „höhere Gewalt“ bedingt, also gewöhnlich zeitlicher Natur), so können die Disproportionen durch Integration und/oder Netzbildung und/oder Speicherung ausgeglichen werden.

e) Weitere Regeln, die sich keiner der bisherigen Gruppen zwanglos zuordnen lassen

Zeit-und-Ort-Regel; Ausgewogenheitsregel

Von-Selbst-Regel

Bestehen hinreichende Freiheiten, sollte die Systemstrukturierung so erfolgen, dass durch Nutzung interner oder externer (vor allem natürlicher) Wirkvorgänge oder Gegebenheiten das System von selbst funktioniert, d.h., die kostenverursachenden Betriebsaufwände (Roh-

stoff-, Energie-, Instandhaltungsaufwand) nicht nur minimiert, sondern möglichst vermieden werden können. Dabei ist insbesondere der Zuverlässigkeitsaspekt zu beachten.

Öffnungsregel

Wenn die stofflichen Eigenschaften der beteiligten Stoffe es zulassen und wenn keine Sicherheitsbedenken oder ökologischen Einwände bestehen, kann das Öffnen eines sonst geschlossenen Systems (Prozesses) zur natürlichen oder verfahrenstechnischen Umgebung zu wesentlichen (z.B. apparativen) Vereinfachungen und damit Kostenvorteilen führen, denn die Umgebung muss nicht gestaltet werden. Andererseits sollte umgekehrt aber auch immer das Schließen bisher offener Prozesse auf dann mögliche Effekte untersucht werden.

WEPOL-Regel

Prioritätsregel

Ist aus der Aufgabenstellung zu erkennen, dass es sich um eine komplexe Integrationsaufgabe handelt und sind Realisierungsbedingungen (Leistungen, Temperaturen, Drücke u.ä.) bekannt, so ist es sinnvoll, die konstituierenden Teilfunktionen zu bestimmen und daraus die *prioritäre*, also bestimmende Funktionseinheit zu ermitteln und diese zu konkretisieren und über diese und die gegebenen Parameter die "restliche" Anlage zu konfigurieren.

Bereits auf dem 11. REGWA-Symposium /1/ wurden Beispiele genannt, die folgende Regeln betrafen: Beimischregel, Zusatzstoffregel, Gleichstoffregel, Stufenbildungsregel, Öffnungsregel.

3. Komplexes Beispiel „Dezentral-autarkes landwirtschaftliches Energieversorgungssystem einschließlich Gefrierkälte“

Eine nachhaltige Entwicklung erfordert u.a. auch, das Veröden ländlicher Räume zu stoppen,

- was mit der Schaffung dezentral-autarker Strukturen in der Landwirtschaft möglich ist,
- eine geeignete dezentrale und trotzdem komplexe Energieversorgung erfordert und
- unter Nutzung regenerativer Energien bei gezieltem Einschluss biogener Energieträger gehandhabt werden sollte.

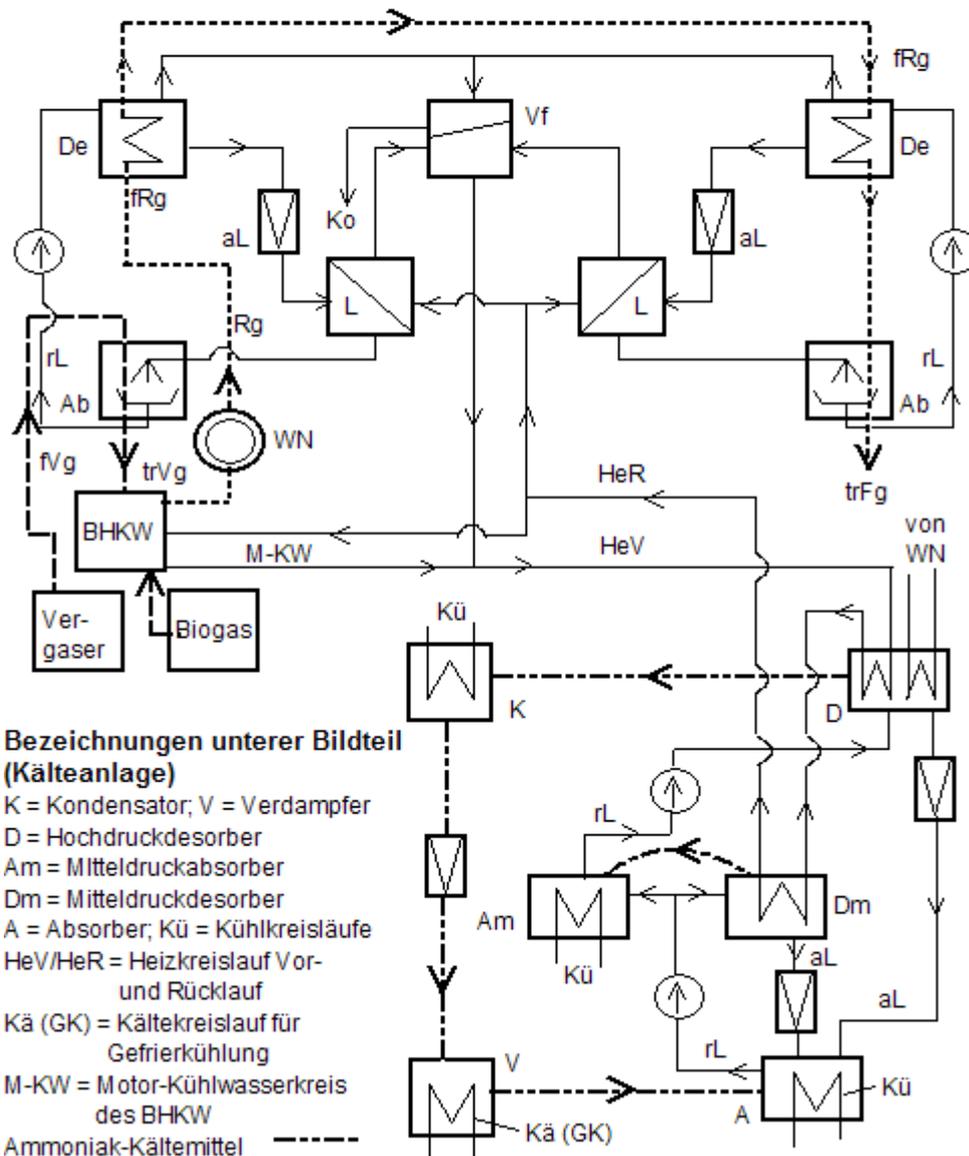
Situation an einem Beispiel: Es ist eine Kooperative geplant mit folgenden Merkmalen:

- In der Pflanzenproduktion: Neben Nahrungs- und Futtermittelpflanzen auch Produktion von Energiepflanzen.
- In der Tierproduktion: Rinder- und Schweineproduktion für Biofleischerzeugung mit beträchtlichem Gülleanfall für Biogaserzeugung.
- Weiterverarbeitung der Energiepflanzen durch Biomassevergasung.
- Eigene Schlachtung und Aufbereitung der Schlachtprodukte für eigene Vermarktung, was *Kühlkapazität im Tiefkühlbereich* (!) erfordert.
- Eigene Verarbeitung von Agrarprodukten mit Wärmeanforderungen über 100 °C.
- Stromerzeugung auf BHKW-Basis für Eigenbedarf und Netzabgabe.

Aufgabe ist also die Schaffung eines effizienten Energieversorgungssystems für die Kooperative. Lösungsansatz: Um möglichst auch elektrische Energie ins Netz abgeben zu können, muss eine maximale Wärmeausnutzung beim BHKW-Einsatz sowie eine Gefrierkühlung möglichst ohne Stromeinsatz realisiert werden. Das Durchdenken der Aufgabenstellung führt zu folgenden Überlegungen – hierbei vergl. Abb. 1.

Bezeichnungen oberer Bildteil (HT-Brennwertnutzung)

fVg = feuchtes Vergasungs-Brenngas ---
 trVg = trockenes Vergasungs-Brenngas ---
 Rg = Rauchgas
 fRg = feuchtes Rauchgas
 trFg = trockenes Fortgas
 Ko = Kondensat; De = Desorber; Vf = Verflüssiger; Ab = Absorber
 L = Lösungsmittel-WÜ; al = arme Lösung; rL = reiche Lösung;
 WN = Wärmenutzer für höher temperierte Wärme



Bezeichnungen unterer Bildteil (Kälteanlage)

K = Kondensator; V = Verdampfer
 D = Hochdruckdesorber
 Am = Mitteldruckabsorber
 Dm = Mitteldruckdesorber
 A = Absorber; Kü = Kühlkreisläufe
 HeV/HeR = Heizkreislauf Vor- und Rücklauf
 Kä (GK) = Kältekreislauf für Gefrierkühlung
 M-KW = Motor-Kühlwasserkreis des BHKW
 Ammoniak-Kältemittel - - - -

Abb. 1: Prinziplösung der kombinierten Energieversorgungsanlage auf der Basis von Biobrennstoffen (aus [2])

1. Gefrierkühlung ohne Stromeinsatz ist in sinngemäßer Anwendung der *Prioritätsregel* die schwierigste, also prioritäre Teilfunktion, für sie ist die Absorptionstechnik (eine Anwendung der *Hilfsstoffregel*!) unumgänglich.
2. Die anderen Funktionen erfordern Wärme höherer Temperatur. Seitens des BHKW steht aber hinreichend Motorkühlwasser mit tieferer Temperatur zur Verfügung und sollte daher für die Ge-

frierkühlung nutzbar gemacht werden. Das erfordert den Heizwärmeintervall der Absorptionskühlung zu vergrößern, was bei der Suche auf die *Intervallteilungsregel* in der inversen Form führt. 3. Es ist *immer* sinnvoll, bei komplexeren Aufgaben gemäß der *Öffnungsregel* eine Konzipierung der Anlage als offenes System zu prüfen.

In [2] wird man bei den Beispielen

- a) zur inversen Form der Intervallteilungsregel auf die Erfindung von FÖRSTER [3] und
- b) zur Öffnungsregel auf die Hochtemperaturbrennwertnutzung [1], [4] (anwendbar auf das feuchte Vergasungs-Brenngas und auf das feuchte Abgas der Verbrennung des Vergasungsgases + Biogases)

geführt. Bei der Erfindung von FÖRSTER ist der besondere Effekt die bessere Auskühlung des Heizmittels für den Desorber einer Absorptionskältemaschine durch zweistufigen Lösungskreislauf (*Stufenbildungsregel!*), so dass das BHKW-Motorkühlwasser im Bereich 70-90 °C ausnutzbar wird. Im gleichen Temperaturbereich liegt das Heizwasser der Hochtemperaturbrennwertnutzung vor. Es ist also aufgabengemäß richtig, diese auch in die Gefrierkühlung einzubinden, weil dann ein höherer Wärmebetrag aus dem Abgas für Verarbeitungsaufgaben mit mehr als 100 °C im Wärmenutzungssystem zur Verfügung steht.

Es ergibt sich für den thermischen Teil des Energieversorgungssystems eine Prinzipstruktur gemäß Abbildung 1 (unter Nutzung der *Kompaktierungsregel!*).

Ergänzende Anmerkungen zur Abbildung 1:

1. Im praktischen Einsatzfall wird man den Desorber D teilen müssen, um – wenn nötig - auch höher temperierte Wärme aus dem Wärmenutzungssystem WN mit einsetzen zu können (→ *Intervallteilungsregel!*).
2. Soll Gefrierkühlung auch mittels solarer Wärme verwirklicht werden, ist in den oberen Bildteil zusätzlich (temperaturgesteuert!) die Solarthermieanlage einzubinden, wobei dann auch ein Heizwasserspeicher erforderlich sein dürfte (→ *Ausgleichsregel!*).
3. Arbeitet nicht nur der Absorber, sondern auch der Desorber bei Atmosphärendruck als offenes System, muss das Druckreduzierventil vor dem Lösungsmittel-Wärmeübertrager „L“ durch eine Umwälzpumpe ersetzt werden.

Quellenangaben

- [1] Müller, H.: Rationalisierungsprinzipien und Kompositionsregeln für den Aufbau integrierter Energiesysteme zur Nutzung regenerativer Energien; Stralsund, FH, 11. Symposium REGWA 2004, Tagungsmaterial S. 138 bis 147
- [2] Müller, H.: Verfahrens- und energietechnische Kompositionsregeln; Weinheim: WILEY-VCH, 2011, 250 S.; ISBN: 978-3-527-32778-2
- [3] Förster, H.: Effizienzsprung für die absorptive Kälteerzeugung zwischen 0 und -30 °C. KI Kälte-Luft-Klimatechnik 45 (2009) 10, S. 24-27
- [4] Bittrich, P.; Bergmann, T.; Hebecker, D.: Erste Anwendung eines offenen Absorptionskreisprozesses zur Hochtemperaturbrennwertnutzung in einem Nahwärmenetz. VDI-Bericht 1746 (2003), pp. 397 ff.

OFFSHORE PLATFORM FINO 2 - THREE AND A HALF YEARS OF WIND MEASUREMENT

Dipl.-Geoök. S. Müller, Dipl.-Ing. J. Schwabe, Dipl.-Ing (FH) T. Kleinselbeck
WIND-consult GmbH, Reuterstrasse 9, 18211 Bargeshagen, Germany, company@wind-consult.de

Keywords: Offshore wind energy, wind measurement, wind characteristic, Baltic Sea

Summary

In August 2007 the meteorological measurements at the offshore platform FINO 2 started its test stage in the Baltic Sea. After the start of FINO 1 in the North Sea in 2003 the FINO 2 platform is the second of by now three offshore platforms within the scientific FINO project. In this paper a brief overview about three and a half years of meteorological measurements with special regard to the wind measurement is given.

1. Introduction

The FINO 2 platform is the second platform within the FINO project and is situated about 40 km north of the island of Rügen in the Baltic Sea in a sea area called 'Kriegers Flak'. The water depth at the platform is about 25 m.



Fig. 1: The positions of the three FINO platforms

Despite of the FINO 1 platform, FINO 2 is realized using a monopile foundation. The platform deck is about 10 m above mean sea level (MSL) and has a length of the edge of 12 m. On the platform a quadrangular lattice mast with a length of 90 m is installed. It has a side length of 4.5 m at the platform deck and 0.9 m at the top of the mast.

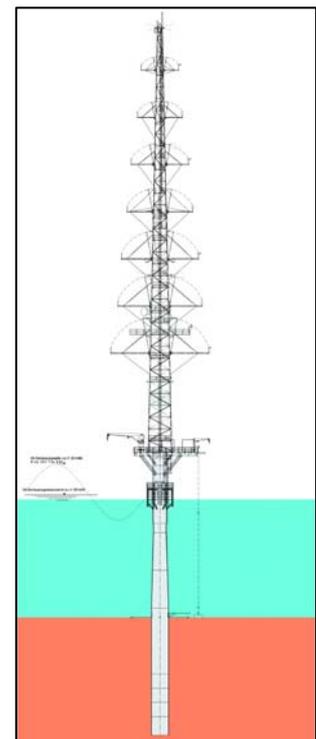


Fig. 2: Layout of FINO 2

The goal of the FINO project is to gain a more comprehensive understanding about the meteorological conditions especially with regard to wind energy related topics but also other environmental issues and maritime traffic within the German sea areas.

In this paper a summary of the first three and a half years of wind measurements at the platform FINO 2 is given. The exact period is from August 2007 until March 2011. It has to be noted that not all sensors are in service since August 2007. The installation was completed in April 2008.

2. Data acquisition and meteorological measurement

The data acquisition is realized using state-of-the-art instruments. On the southern side of the mast cup anemometers are mounted from 30 m a. MSL every 10 m to 90 m a. MSL. The top anemometer is mounted almost free only with a small lightning rod north-north-east of the sensor. Four wind vanes and three ultrasonic anemometers are installed on the northern side. The booms of the wind measuring instruments are twice of the respective length of the edge of the mast.

In addition to the wind measuring instruments other meteorological sensors for e.g. air temperature, humidity of air, air pressure and radiation sensors are mounted in different heights. The choice of the measuring instruments and their installation follows in many aspects the set-up of the FINO 1 platform in order to achieve comparable results. The data acquisition itself is carried out using a double-stage measuring system in order to reduce the risk of data losses.

The sampling rate is 10 Hz for the ultrasonic anemometers and the acceleration sensors resp. 1 Hz for all other sensors.

The data transfer is realized using satellite transmission.

3. Availability of the data

The availability of the sensors is different and in case of the ultrasonic anemometers not satisfying. For the most relevant sensors such as the cup anemometers and the wind vanes the availability exceeds 90 % of the total time.

It has to be noted that during the period from September 2008 till March 2009 the main data acquisition system had a breakdown. In that period the main meteorological data were recorded and processed with the second data acquisition system.

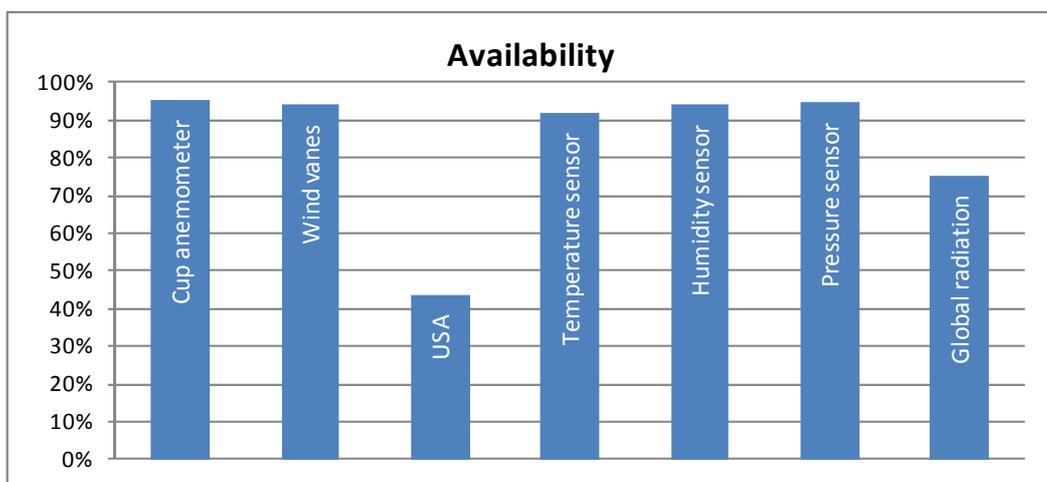


Fig. 3: Availability of the main meteorological sensors

3. Wind characteristics

The main focus of the meteorological measurement is to gain a high quality data base for future offshore wind projects in the western Baltic Sea.

3.1 Measured wind speed and direction

The mean measured wind speed within the period from August 2007 and March 2011 at the top anemometer in the height of 102.5 m a. MSL is 10.0 m/s. The Weibull parameters are $A= 11.4$ m/s and $k= 2.49$.

The main wind direction is west whereas remarkable high wind speeds are also recorded from east-north-east (see Fig. 4).

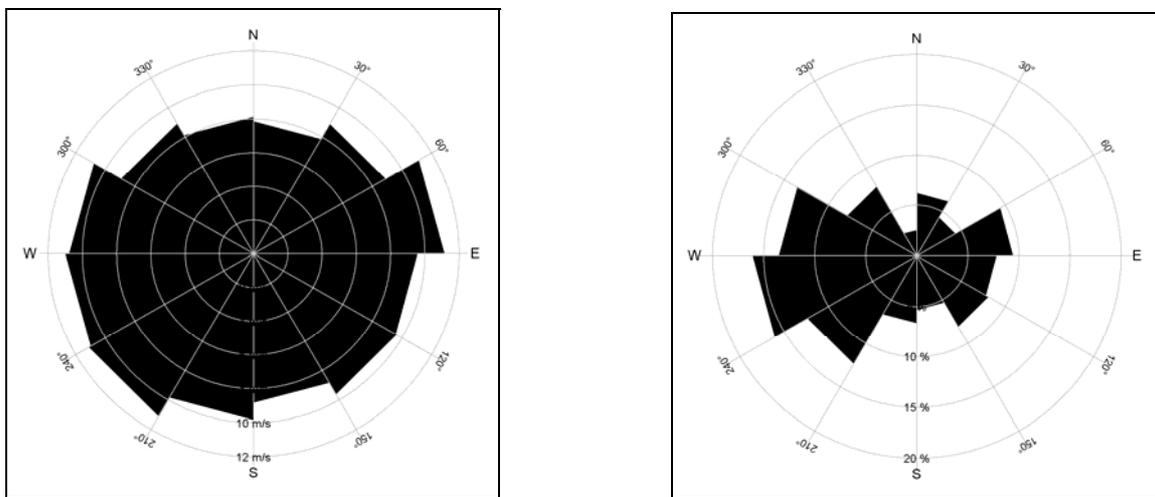


Fig. 4: Wind rose (left: Frequency; right: Wind speed)

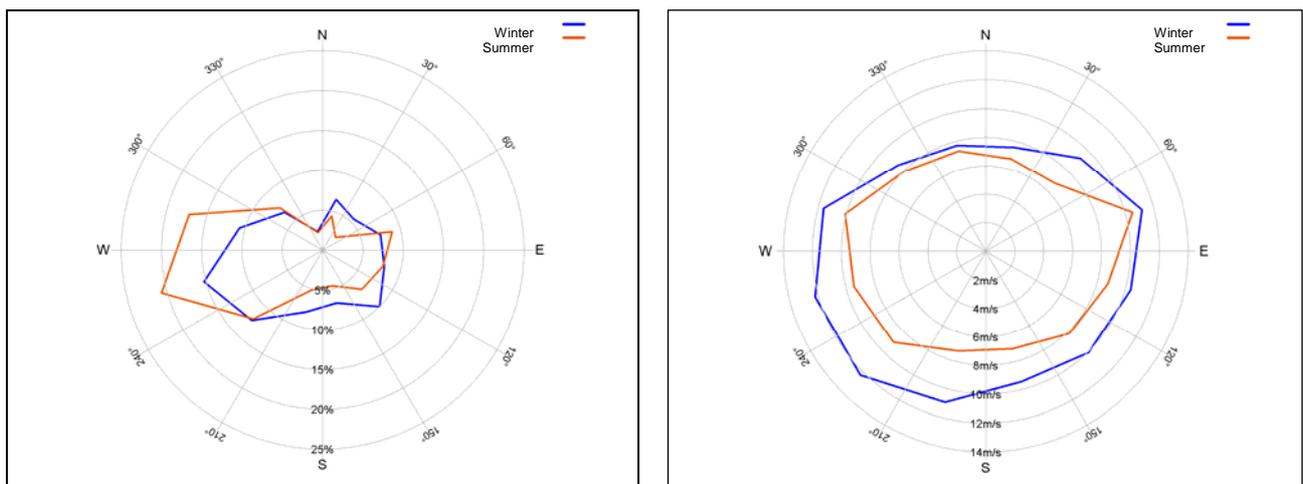


Fig. 5: Seasonal wind rose (left: Frequency; right: Wind speed)

There is also a seasonal variability of the wind rose with more westerly winds in summer and a more balanced rose in winter (see Fig. 5). Spring and autumn are in between these characteristics.

3.2 Long term mean wind characteristic

The long-term mean wind speed is one of the most important parameters with regard to the design and the financing of wind farms. In Fig. 6 the monthly mean values as well as the cumulative mean values are displayed. It is also evident that there are big seasonal differences in the wind speed with high wind speed during the winter months and lower wind speeds during the summer months

In order to get a ‘real’ long-term mean wind speed the measured data were extrapolated using a 30 year period of reanalysis data [2]. This results in a value of 9.9 m/s resp. 990 W/m².

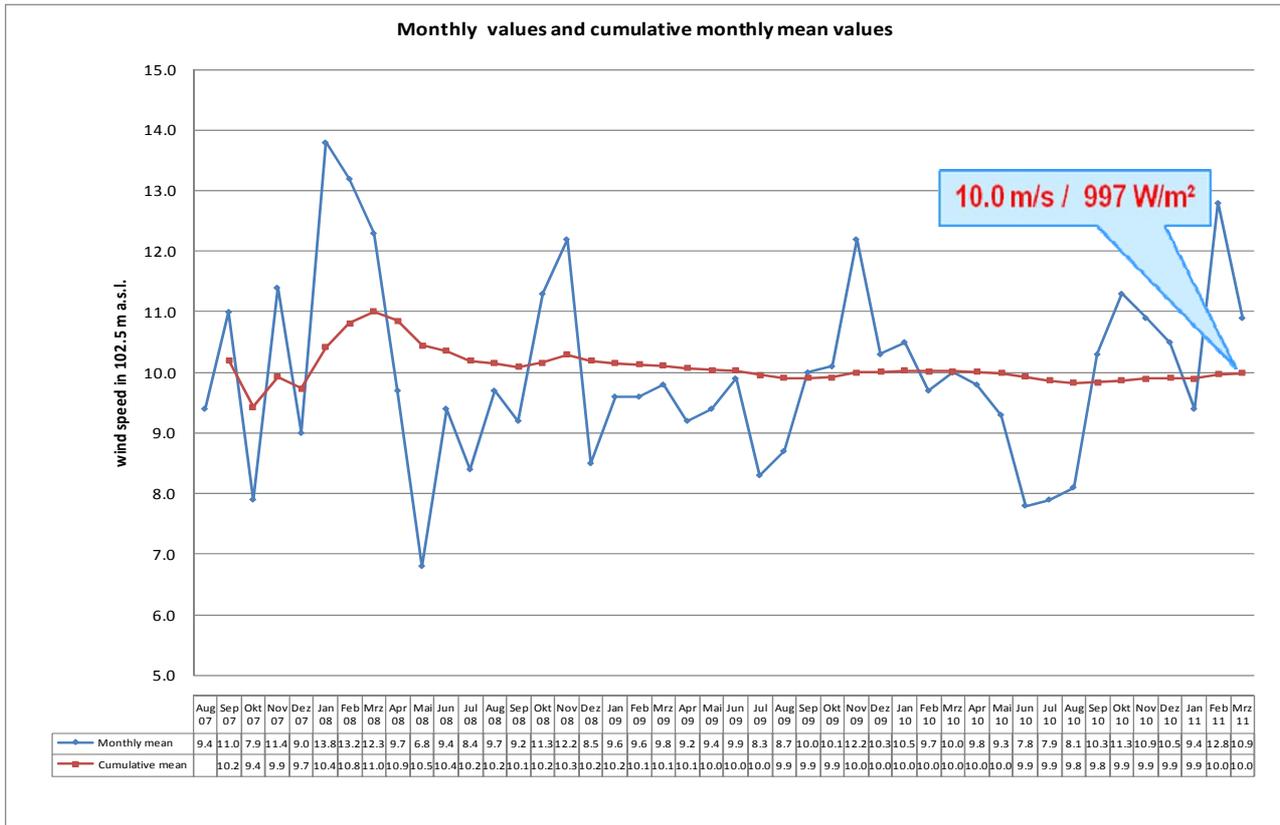


Fig. 6: Monthly values and cumulative monthly values of the wind speed at 102.5 m a.MSL

3.3 Turbulence intensity

The mean measured turbulence intensity at the mast top is 5.4 % considering all values above 1 m/s. Compared to onshore sites this is an extremely low value (see Fig. 7). Due to the fact that the turbulence intensity at offshore sites is mainly dependent on the atmospheric stability there is a seasonal variation. The lowest turbulence intensity (4.6 %) is measured in spring because of the relatively cold water surface and therefore stable atmospheric conditions. The highest turbulence values (6.1 %) can be seen in winter because of the non-stable conditions due to the advective flow of cold air masses.

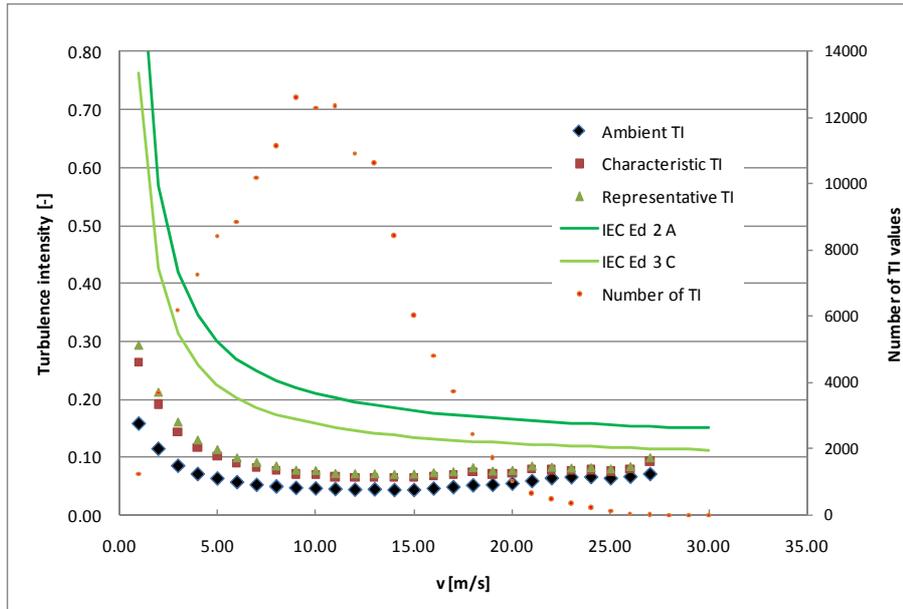


Fig. 7: Measured turbulence intensity of the wind speed at 102.5 m a.MSL and the limits if the IEC 61400-1

An seasonal overview is given in Fig. 8.

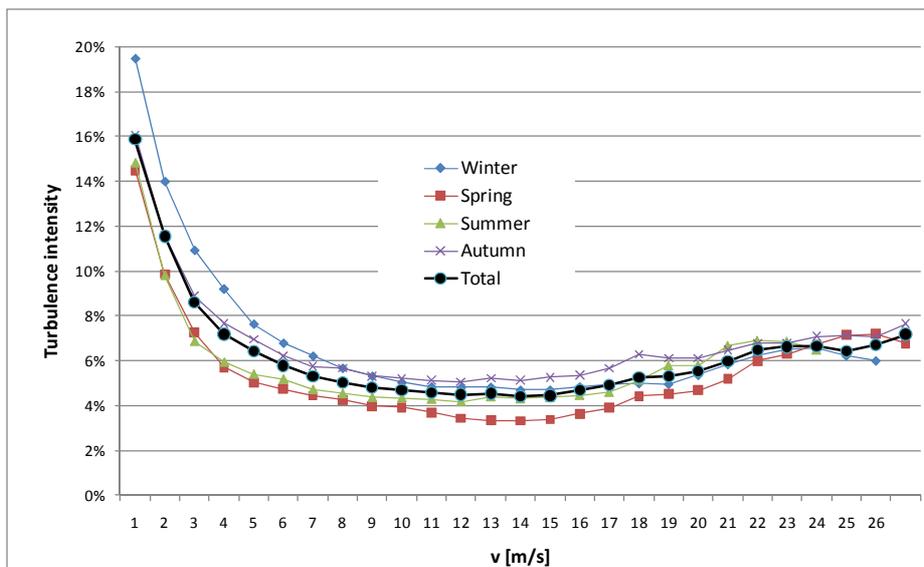


Fig. 8: Seasonal turbulence intensities

3.4 The vertical wind profile

The vertical wind profile, i.e. the increase of the wind speed with the height is influenced similarly to the turbulence by the topography and the atmospheric stability conditions.

The measured normalised vertical wind profile is given in Fig. 9. It can be seen that the wind gradient is highly dependable on the air mass / water temperature interaction with high values in spring time due to stable atmospheric conditions and low values during autumn due to unstable conditions.

The base for this evaluation are wind speed values only from the sector 240° to 300° due to shading effects of the mast structure. In addition to that the vertical wind profile including the whole 360° sector is displayed also in Fig. 9 in order to point out the influence of the mast.

The wind shear exponent within the above mentioned wind direction sectors is 0.12.

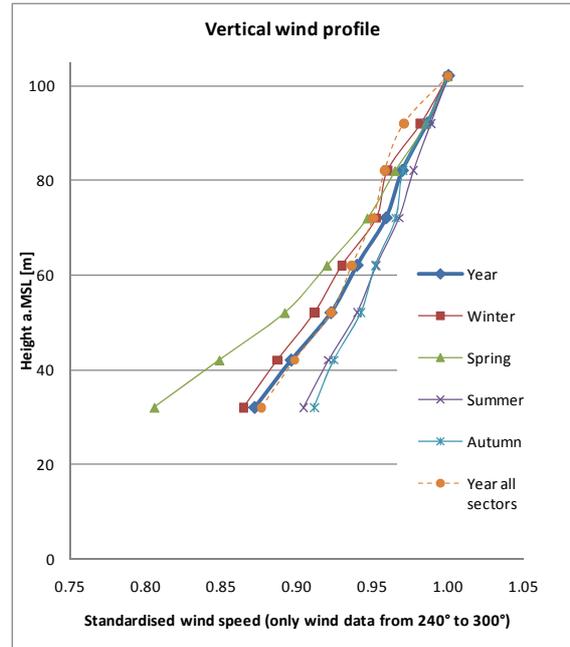


Fig. 9: Seasonal and total vertical wind profile

3.5 Influence of the mast structure

The mast at the platform FINO 2 is a rather huge construction and it was not possible to meet the requirements regarding the boom lengths given in /1/. Therefore only the top anemometer measures the wind speed without being influenced by the mast structure, apart from the lightning protection rod north-north-east of the anemometer.

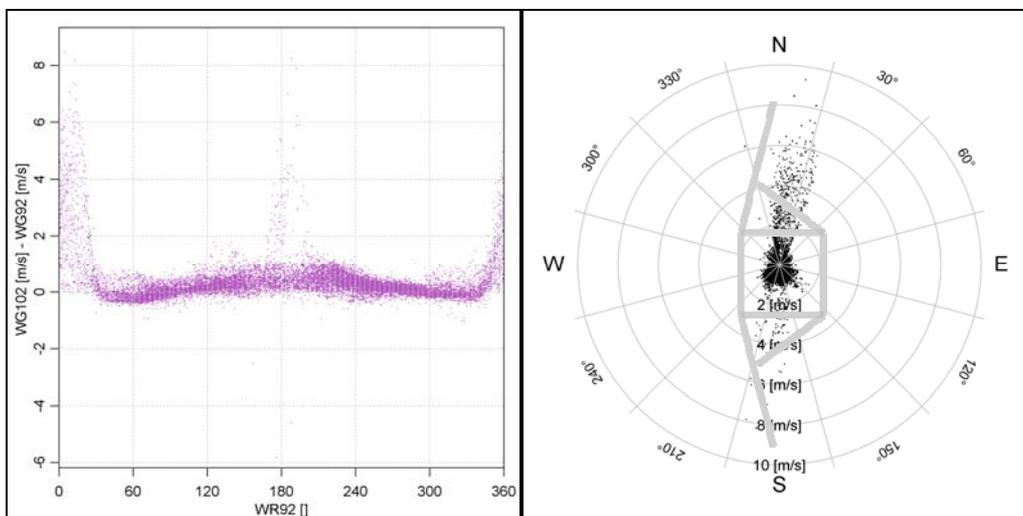


Fig. 10: Influence of the mast on the wind speed measurement

The difference of the wind speed of the top anemometer and the anemometer at 92 m a.MSL is shown in Fig. 10. Especially when the wind direction is North there is a strong deficit due to the wake of the mast. But also in the luv of the mast the wind speed measurement is disturbed.

The determination of the mast effects could be quantified using remote sensing techniques such as LIDAR.

4. Extreme values

The highest measured 10 min average wind speed during the considered period at the mast top was 29.5 m/s, the strongest 1 s gust was 39.1 m/s. These values were recorded during storms on February 7th 2011 resp. November 18th 2009.

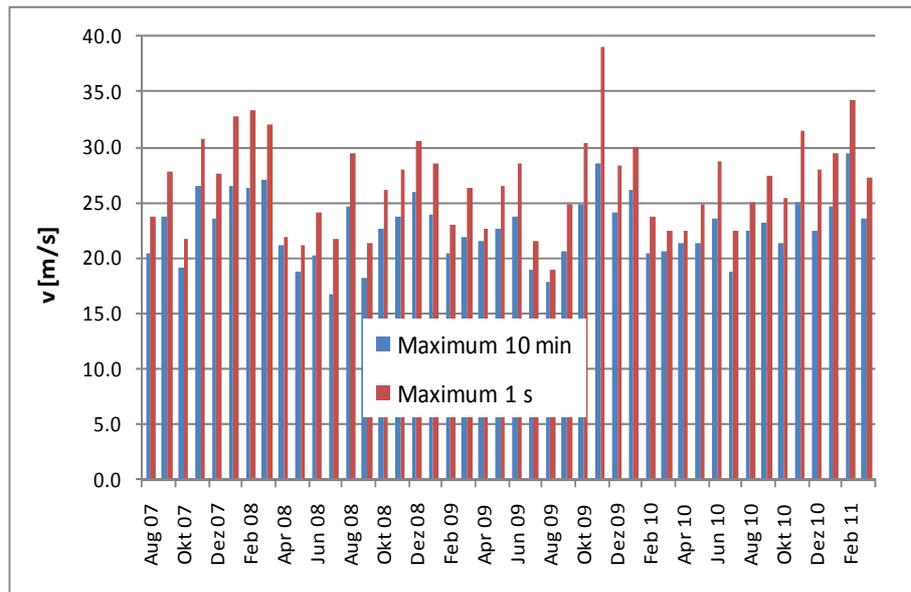


Fig. 11: Extreme values of the wind speed at the mast top

5. Comparison to wind data of FINO 1

In order to increase the knowledge of the wind characteristic of the *Balic Sea* a comparison to the FINO 1 platform which is situated in the *North Sea* was carried out. Both platforms have a similar measurement layout, a similar mast layout and the same type of cup anemometers. In addition both are high quality wind measurements and are sited within areas intended to be used for wind energy. The distance between the measurements is about 440 km.

Only monthly values with an availability of at least 99 % were used for this comparison. This means that the concurrent data base comprises 22 months. For these months the average mean wind speed at FINO 1 is 9.5 m/s whereas at FINO 2 there are 9.7 m/s. This surprising results needs for more and comprehensive evaluation of the data.

6. Outlook

The FINO 2 measurements offer the first high quality data base of directly measured meteorological data in heights up to 100 m a.MSL in the western Baltic Sea which are open to the public. Within the next years the wind farm Baltic 2 will be installed. Thus the data of FINO 2 can be used for the design and the energy yield calculations as well as for measurements in connection with the wind turbines to be erected.

7. References

- [1] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION (IEC): *Wind Turbines-Part 12-1: Power performance measurement of electricity producing wind turbines*. IEC 61400-121:2005
- [2] NASA Goddard Space Flight Center : GLOBAL MODELING AND ASSIMILATION OFFICE : <http://gmao.gsfc.nasa.gov/research/merra/>
- [3] KLEINSELBECK, T.; MÜLLER, S.; SCHWABE, J.; WÜSTENBERG, D. : *Meteorologische Messungen auf der Forschungs- und Messplattform FINO II am Offshore Standort Kriegers Flak / Ostsee*. WIND-consult: 2009

Aspekte solarer Klimatisierung in Ecuador

Abstract

Thermosolar cooling could be a way to connect the increasing demand of energy and the requirements of saving the environment. New technologies of thermosolar cooling allow to think about construction of cheap thermosolar collectors by PMMA or polycarbonate material. The most important question is the behaviour of these materials through many years. For the Ecuador and other countries should be construct complete autarkical thermosolar cooling systems.

Einleitung

Spätestens mit dem Beginn des 21. Jahrhunderts sieht sich die Weltgemeinschaft mit der Herausforderung konfrontiert, dass eine Weltbevölkerung, die aktuell bereits mehr als 7 Milliarden Menschen umfasst, Zugang zu sozialen und technischen Errungenschaften verlangt, die im Selbstverständnis der westlichen Industriestaaten bislang als exklusives Privileg galten. Insbesondere betrifft dies eine bezahlbare, sichere und komfortable Energieversorgung. Der Bau von Großkraftwerken und die Erschließung neuer Lagerstätten von konventionellen Primärenergieträgern hat jedoch oftmals gravierende ökologische Konsequenzen. Selten werden hierbei die globalen Zusammenhänge so deutlich wahrgenommen, als wenn weitere Eingriffe in das ökologische System Amazoniens drohen, denn dessen Bedeutung für die Sauerstoffproduktion ist hinlänglich bekannt. Insofern ist die Unterstützung der Regierungen und Institutionen der betreffenden Länder beim Aufbau einer regenerativen Energieversorgung nicht nur im eigenen Interesse aller, sondern könnte auch Modellcharakter besitzen.

Situation in Ecuador

Ein Großteil der Konsumtion der im Land erzeugten Elektroenergie entfällt auf den Bedarf für die Erzeugung von Klimakälte mit Kompressionskältemaschinen. Die Tendenz ist steigend. In Verbindung mit der Substitution staatlich subventionierter Energieträger für Heizzwecke (Flüssiggas, Elektroenergie) ist der Einsatz solarer Wärmeerzeuger für den Betrieb von Sorptionskältemaschinen äußerst interessant. Auch der Testbetrieb eines neuen Versuchsstandes mit einer Adsorptionskältemaschine der Firma Invensor an der FH Stralsund hat gezeigt, dass praktisch schon relativ geringe Antriebstemperaturen für eine zufrieden stellende Kälteleistung ausreichend sind, sodass der Einsatz importierter Wärmeerzeuger (Vakuumröhren etc.) nicht zwingend erforderlich ist. Der Bau der Wärmeerzeuger (und aller möglichen Komponenten) im Land ist deshalb anzustreben, weil die Schaffung von Arbeitsplätzen die Akzeptanz der regenerativen Energietechnik bei der Bevölkerung unmittelbar erhöht.



Bild 1 Adsorptions-Kältemaschine
der Firma Invenso

Kollektorbau

Es gibt bereits seit einigen Jahren Firmen im Land, die sich mit dem Bau von konventionellen Flachkollektoren beschäftigen. Problematisch ist hierbei, dass für die Beschichtung des teuren Rohstoffes Kupfer überwiegend Schwarzlacke eingesetzt werden, die zwar einen hohen Absorptionskoeffizienten besitzen, jedoch auch einen hohen Emissionskoeffizienten. Das bedeutet in den relevanten Temperaturbereichen relativ hohe Verluste durch Wärmestrahlung. Das Preis-Leistungs-Verhältnis ist deshalb nicht optimal. Abhilfe könnte durch den Import von selektiv beschichtetem Absorbermaterial geschaffen werden, das jedoch aufgrund seiner aufwändigen Herstellung einen entscheidenden Kostenfaktor beim Kollektorbau darstellt. Somit wäre kein großer Nutzen im Vergleich zum direkten Import der Kollektoren zu erwarten.

An der Fachhochschule Stralsund kam es deshalb zu Überlegungen, ob ggf. Kunststoffhalbzeuge für den o.a. Anwendungsfall (Frostfreiheit, druckloses System etc.) einsetzbar sind. Denkbar sind hier insbesondere Stegplatten aus Polyacryl oder Polycarbonat. Diese Idee ist nicht grundsätzlich neu, jedoch wurde früher der Einsatz von Festabsorbern innerhalb der Stegplatten vorgesehen. Dies ist jedoch wiederum relativ aufwändig bzw. teuer. Wegen der direkten Absorption im Fluid wäre deshalb der Einsatz intransparenter Flüssigkeiten überlegenswert, z.B. Kaffee oder Kaliumpermanganat-Lösung. Es wurden trotz der schlechten klimatischen Bedingungen hierzu einige Versuche im Sommer 2011 unternommen. Dabei wurde mit einer rückseitig isolierten, mit Kaffee/ Luft befüllten Dreifach-Stegplatte aus Plexiglas® eine Stagnationstemperatur von 91°C erreicht. Es gilt unser besonderer Dank den Firmen Bayer und Evonik, die uns mit Materialproben schnell und unkompliziert geholfen haben.



Bild 2: 10-W-Versuchskollektor (Polycarbonat)



Bild 3: 700-W-Versuchskollektor (PMMA)

Grundsätzlich ist festzustellen, dass die optisch-thermischen Eigenschaften den Kollektorbau aus Kunststoff- Halbzeugen sinnvoll erscheinen lassen, wenn ein Herstellungspreis von 100 \$ /m² nicht wesentlich überschritten würde. Dies leitet sich aus den erwartet schlechteren Wirkungsgraden zu selektiven Absorberbeschichtungen her. Die mit sehr einfachen Mitteln vorgenommenen Bestimmungen bzw. Abschätzungen des Wirkungsgrades lassen im relevanten Temperaturbereich (60-70°C) ca. die Hälfte der Effizienz eines selektiven Flachkollektors erwarten. Jedoch ist die Frage nach der Dauerstandfestigkeit der Kunststoffe in Verbindung mit dem warmem Fluid nur im Dauerversuch zu beantworten (Hydrolysebeständigkeit). Die Versuche haben gezeigt, dass Fehler beim Aufbau, die u.U. zu starker Überhitzung führen, vermieden werden müssen, ebenso starke Temperaturschwankungen, etwa beim Befüllen.

Weitere Aspekte

Ein wesentlicher Aspekt beim Betrieb einer Sorptions-Kältemaschine ist die Rückkühlung. Einerseits ist sie für die Effizienz der Maschine von Bedeutung, andererseits ist sie i.d.R. ein wesentlicher Verbraucher elektrischer Hilfsenergie. Im Sinne einer größtmöglichen Substitution von Elektroenergie sollte für den Einsatz in Ecuador auf den Einsatz von Nass- oder Trocken-Rückkühlwerken verzichtet werden. Als Alternative könnte z.B. über die Nutzung des natürlichen Kaminzuges in Verbindung mit einem Rückkühlspeicher nachgedacht werden. Nahe des Pazifik treten nachts relativ definiert starke Windströmungen auf. Die experimentelle Untersuchung und der Bau solcher Rückkühleinrichtungen können unter Federführung einer Universität in Ecuador erfolgen.

Weiterhin wäre der komplett autarke Betrieb einer Adsorptionskältemaschine ein großer Schritt hinsichtlich des Nutzwertes und der Akzeptanz. Grundsätzlich sollte, vorausgesetzt die Rückkühlung ist alternativ gelöst, die Möglichkeit bestehen, die elektrischen Verbraucher fotovoltaisch zu versorgen (Bei 10 kW Kälteleistung fallen ca. 250 W an, vorwiegend für Pumpen). Der Nutzer einer solchen Maschine würde, während der öfter auftretenden Netzausfälle, nicht auf den Komfort einer funktionierenden Klimatisierung verzichten müssen. Wäre das PV-Akku-System großzügig dimensioniert, könnten auch Licht, PC und andere Verbraucher weiter betrieben werden. Es wäre wünschenswert, wenn hierzu eine Kooperation zwischen einem Hersteller in Deutschland und einem ecuadorianischen Partner zustande käme.

THE CONCEPTS OF USING THE HYDROGEN AND THE OXYGEN IN THE VEHICLES PROPULSION SYSTEMS

T. Osipowicz *)

**) Faculty of Mechanical Engineering and Mechatronics
Department of Automotive Engineering
West Pomeranian University of Technology, Szczecin, Poland, tosipowicz@zut.edu.pl*

Keywords: fuel cells, alternative fuels, hydrogen combustion engine

Abstract: The paper describes how could be use the hydrogen and oxygen in internal combustion engines. The main problems of automotive industry are the environmental pollution and increasing oil deposits. It is described the methods of using hydrogen and oxygen as co – combustion with the fuel – air mixture. It is noticed that the hydrogen could be used as a similar fuel to internal combustion engines and the hydrogen fuel cells will be use as a vehicle propulsion in the future.

Introduction

The main source of energy using to power the vehicles are the fuels coming from the petroleum – petrol and diesel fuel. During the combustion process of these fuels exhale to atmosphere fumes, which contains toxicity substances like carbon monoxide, nitrogen monoxides, carbon dioxide, sulphur monoxides, solid particles and carbonhydrogens. These substances influence not good on our environment. The secondly are the sources of the fuels coming from the petroleum restricted, so that it will be replaced in the future by the substitutes.

The most popular alternative fuels are propane – butane gas and biodiesel. At the present conduct the researches and probes of using the hydrogen as the fuel in the combustion engines and using fuel hydrogen cells as the propulsion the vehicles.

The field of wind energetic has developed in Poland recently. This is the technology of acquiring the electric energy by using the wind turbines. When the windpower plant is functioning, proceeds the water electrolysis process. The products of this reaction are the hydrogen and the oxygen. The hydrogen is used in many branches of industry both in combustion process (combustion engines) and during generating electrical energy (hydrogen cells), but oxygen is released to atmosphere in the majority. There is a possibility of using the raised oxygen to power combustion engines and hydrogen cells.

The combustion engine is powered by fuel and air, which mix each other forming combustible mixture. This fuel – air mixture enables correct its work in right ratios. It can be streamlined combustion process through enrich the delivered air to the combustion chamber with clean oxygen. This solution can be used not only in the automotive industry but in every branches of industry where are thermal machines.

The fuel cells are used in the energetic, space science and in automotive industry. The technological development produced that the safety store hydrogen problem had been solved. It is estimate that in the recent future the tendency of developmental the motorized vehicles will aim at using only the hydrogen cells propulsions. The hydrogen fuel cell are powered with hydrogen and oxygen which during chemical reaction generate electrical energy and water.

The paper contains the theoretical consideration of using clean oxygen in various branches of industry during combustion process as the method of enrich the intaking air to the combustion

engine and in the hydrogen cells. The literature based and own think over drew the conclusions that there is a possibility to improve combustion process in the combustion engine through delivering clean oxygen to the combustion chamber. The picture below presents the conception of using the hydrogen and the clean oxygen to drive the vehicles.

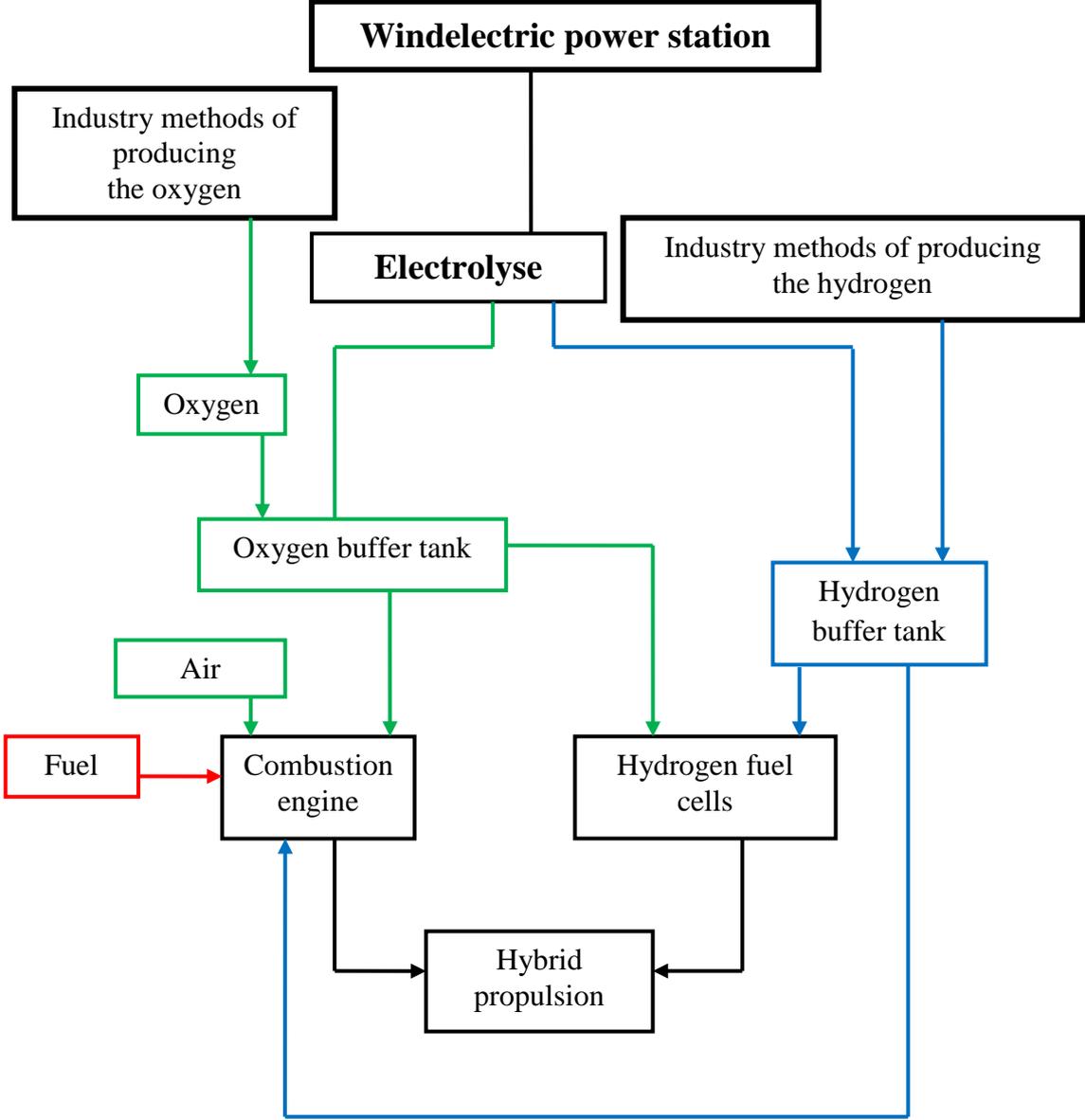


Figure 1: The diagram presents the conception of using the hydrogen and the clean oxygen to drive the vehicles

1. The hydrogen properties as the fuel in the combustion engines

The main parameters describing the hydrogen as the fuel are ignition temperature, the range of combustibility, the range of explosionability, selfignition temperature, the energy of ignition and the combustion velocity[1].

The ignition temperature is always lower than boiling temperature. For gas fuels like hydrogen, methane, propane the ignition temperature is lower than room temperature. The ignition temperatures for popular fuels are: hydrogen – 253 °C, methane – 188 °C, propane – 104 °C, petrol – 43 °C [6].

The hydrogen ranges of the combustibility and explosionability (15 – 95% V/V) are wide, but the range of combustibility rises with the temperature. Other fuels comparing with hydrogen have lower ranges of combustibility.

Table 1: The range of combustibility separate fuels [4]

Fuel	The range of combustibility
Hydrogen	4 – 75% V/V
Methane	5,3 – 15% V/V
Propane	2,2 – 9,6% V/V
Methaneol	6 – 36,5% V/V
Petrol	1 – 7,6% V/V
Diesel	0,6 – 5,5% V/V

Every fuel has own selfignition temperature. In the below chart presents the values of selfignition temperatures for separate fuels.

Table 2: The selfignition temperatures separates fuels [4]

Fuel	Selfignition temperature
Hydrogen	585 °C
Methane	540 °C
Propane	490 °C
Methaneol	385 °C
Petrol	230 – 480 °C
Diesel	270 °C

The ignition energy is next fuel chemical and physical property. It is defined as quantity of the external energy, which delivering to fuel – air mixture to occurs the ignition. The hydrogen ignition energy is very low its value is 0,02 mJ. Even the invisible spark or static electricity of human body (in dry conditions) have enough energy to cause the hydrogen ignition.

The next fuel property is the combustion velocity. It is defined as a speed with than the flame moves through the gases mixture. The hydrogen combustion velocity are 2,65 – 3,25 m/s [3].

2. The methods of raising the hydrogen

The fundamental industry methods of obtaining the hydrogen are:

- methane steam reforming,
- partly oxidize of refinery remains,
- the hydrogen recycled from refinery gases,
- water electrolysis,
- the carbon gases.

In the future on the industry range will be the possibilities of raising the hydrogen from the sun energy, wind, hydro electricity power station and biomasses.

3. The methods of storing the hydrogen

There is no problem of storing the hydrogen in the industry, because it is produced and delivered to systems when it is need in the place. In the automotive industry the hydrogen should be tank up to the vehicle such a quantity so that the vehicle could drive about 500 km.

The hydrogen storing is the problem considerably larger than storing liquid fuel like petrol or diesel. The vehicle should be equip in the tank, which fit 5 – 13 kg of hydrogen.

There are considered two possibilities of hydrogen powering the vehicle: compressed hydrogen to 250 atm pressure in the temperature 20°C or liquid. When the hydrogen density in gas and liquid state is known, it is the possibility to calculate the tank capacity in the vehicle. In the presented case the hydrogen compressed tank should contain under 250 atm pressure about 250 – 659 dm³ and the liquid tank about 71 – 184 dm³. It concerns the cars and delivery vans [5].

4. The hydrogen as a fuel in the internal combustion engines

The hydrogen as a fuel could be use in the vehicles with the Otto and Diesel engines. The combustion engines powered by hydrogen should work on the ultra lean mixture with the possibility to evolve to the rich mixture through flowing fuel adjustment with monotonous air flow. The minimum hydrogen ignition energy could be use there, where the electric spark is very weak, what in the specific conditions is the favourable feature, because it prevents the selfignition and backing the flame. The hydrogen particle has the smallest density from whole gases, so that so suddenly difundate. The untight of hydrogenengine causes fast leaks of hydrogen and dyfusion for huge distances, the flame is moving up and the combustion is very short [4].

Huge hydrogen selfignition temperature (585 °C) causes that it is the most adequate fuel to Otto engines, but the ignition energy of hydrogen – air mixture is smaller than energy needed to burn fuel – air mixture. Small ignition energy means, that the predisposition towards selfignition. On the selfignition influence as well overheated engine elements like: electrodes, spark plugs, valves etc. The selfignition speeds up the beginning of combustion process, causes fast pressure growing in the cylinder and grows the temperature in the combustion chamber. On the scientific basis it was stated, that the selfignition in hydrogenengine reduce the power about 30% in compare with the petrol engine.

The second problem using the hydrogen as a fuel is a huge NO_x emission. Using ultra leak mixtures happens in low temperatures, so that engine emission was near zero. These effect could be achieve only during hydrogen combustion with a small loads. In case big loads very small ignition energy hydrogen – air mixture causes many unfavourables occurrences, which influence the growing combustion temperature, what increase NO_x in the fumes.

5. Hydrogen fuel cells as the vehicle propulsion

Hydrogen fuel cells are the electrochemical devices, which convert chemical energy direct in the electrical energy. The by – products are thermal energy and water. The fuel cells could be use to produce the energy in huge power stations, automotive industry and in the small devices like laptops. Some systems could achieve efficiency about 80%. Fuel cells use the hydrogen or the fuel hydrogen rich and the oxygen with the aim produce electricity in electrochemical process.

Using the fuel cells powered by clean hydrogen in automotive industry have many positive features like: producing not much over – protective atmosphere gases and not producing pollutions form smog and health problems [2].

6. Enriching with clean oxygen and hydrogen the intaking air to combustion chamber

The below picture presents the conception of enriching with the clean hydrogen the air intaking to combustion chamber.

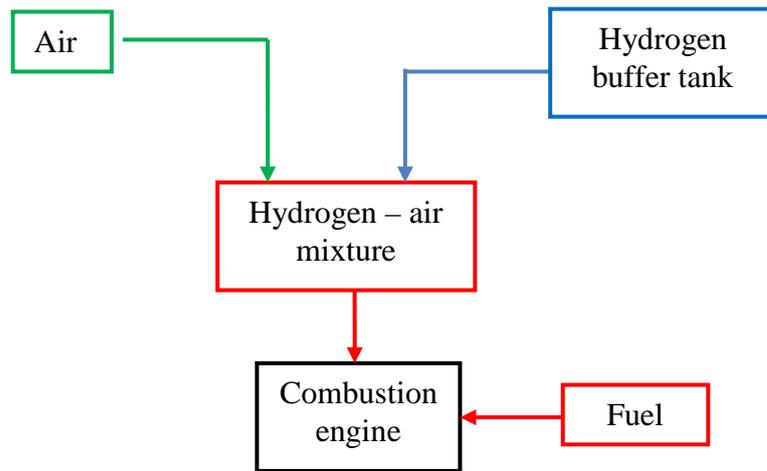


Figure 2: The conception of enriching with the clean hydrogen the air intaking to combustion chamber

The hydrogen characterizes with huge diffusion, what influences good mixing, turbulence and homogeneous of the mixture, so that is a very good addition to fuel – air mixture. The researches demonstrated, that inserting to the cylinder with lean fuel – air mixture a little quantity of hydrogen broad the range of combustibility, reducing carbon monoxide and carbonhydrogens in fumes and increases nitrogen monoxides.

The below picture presents the conception of enriching with the clean oxygen the air intaking to combustion chamber.

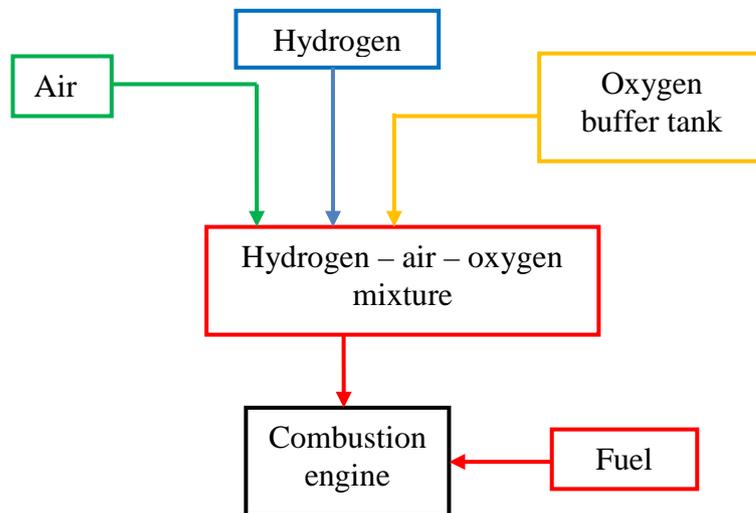


Figure 3: The conception of enriching with the clean oxygen the air intaking to combustion chamber

Enriching the hydrogen – air mixture with clean oxygen could cause reduce carbon monoxide, carbonhydrogens and solid particles in fumes. Because of huge combustion temperature increases nitrogen monoxides emission. It is necessary to do more researches to accurately analyses the combustion processes with enriching clean oxygen the air intaking systems.

CONCLUSION

The article contains several conceptions of using hydrogen as a fuel in automotive industry. It could be state on the ground analysis the literature and current researches that the hydrogen fuels are the future because of no limitation and small toxicity emission to atmosphere. There are some development directions these fuels. The first supposes using the hydrogen as the fuel in the internal combustion engines. Most automotive concerns produce models which engines are powered by only clean hydrogen. Another conception supposes using hydrogen fuel cells as a vehicles propulsion. Fuel cells are the alternative for internal combustion engines in the future. Third conception supposes using the hydrogen and clean oxygen as a addition to intaking air to the engine. Hydrogen thanks to physical – chemical properties could improve combustion process of fuel – air mixture and contribute to reducing toxicity substances to atmosphere. The conception of enriching the intaking air with hydrogen and oxygen to combustion chamber require additionally researches thanks to which it will be possible to make analysis effects in engine combustion chamber.

LITERATURE:

1. Krepec T., Tebelis T., Kwok C.: Fuel control systems for hydrogen – feuled automotive combustion engines – a prognosis. *Int. J. of Hydrogen Energy*. 1948, 9, 109.
2. O’Hayre R., Cha Suk – Won, Colella W.: *Fuel Cell Fundamentals*. New York, Wiley 2006.
3. Rutkowski M.: Polskie silniki i pojazdy wodorowe. *Przem. Chem.* 2005, 84, 873.
4. Surygała J.: *Wodór jako paliwo*. WN – T. Warszawa 2008.
5. Takeichi N., Senoh H.: Hybrid hydrogen storage wessel. *Int. J. of Hydrogen Energy*. 2003, 28, 1121.
6. Wajand J. A., Wajand J. T.: *Tłokowe silniki spalinowe średnio i szybkoobrotowe*. Wydawnictwa Naukowo – Techniczne Warszawa 2005.

The paper is sponsored by the deans research grant no. 517 – 06 – 022 – 3378/17

WEMAG

Die Energieversorgung der Zukunft aus Sicht eines Netzbetreibers

Anteilseignerstruktur der WEMAG AG

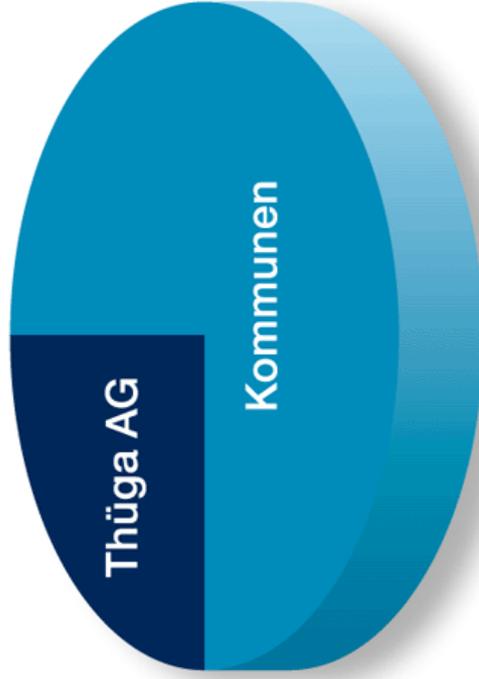
WEMAG

Vor dem Verkauf



- 19,71 % Kommunen
- 80,29 % Vattenfall Europe AG

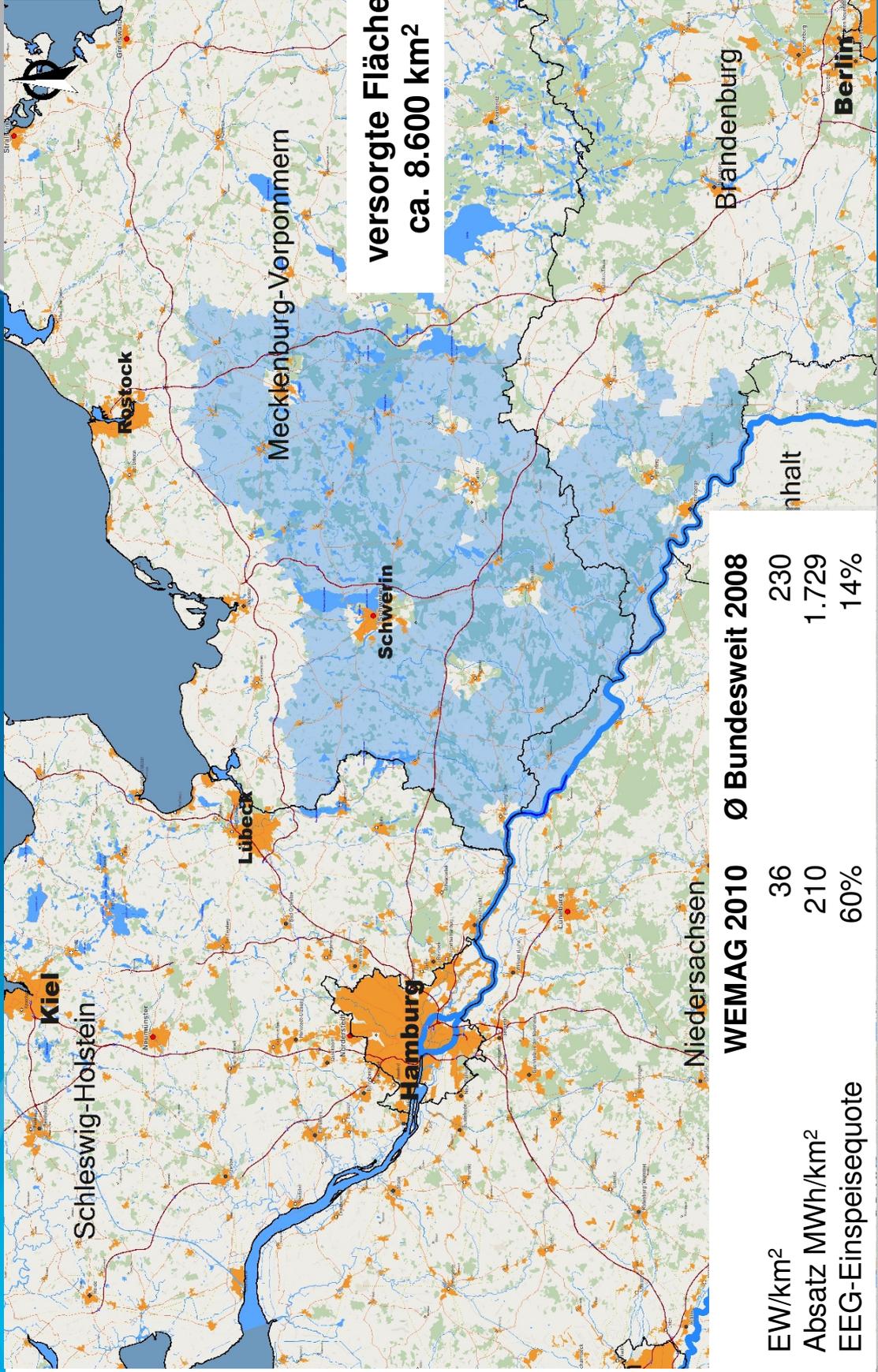
Seit 3. Januar 2010



- 74,9 % Kommunen
- 25,1 % Thüga AG

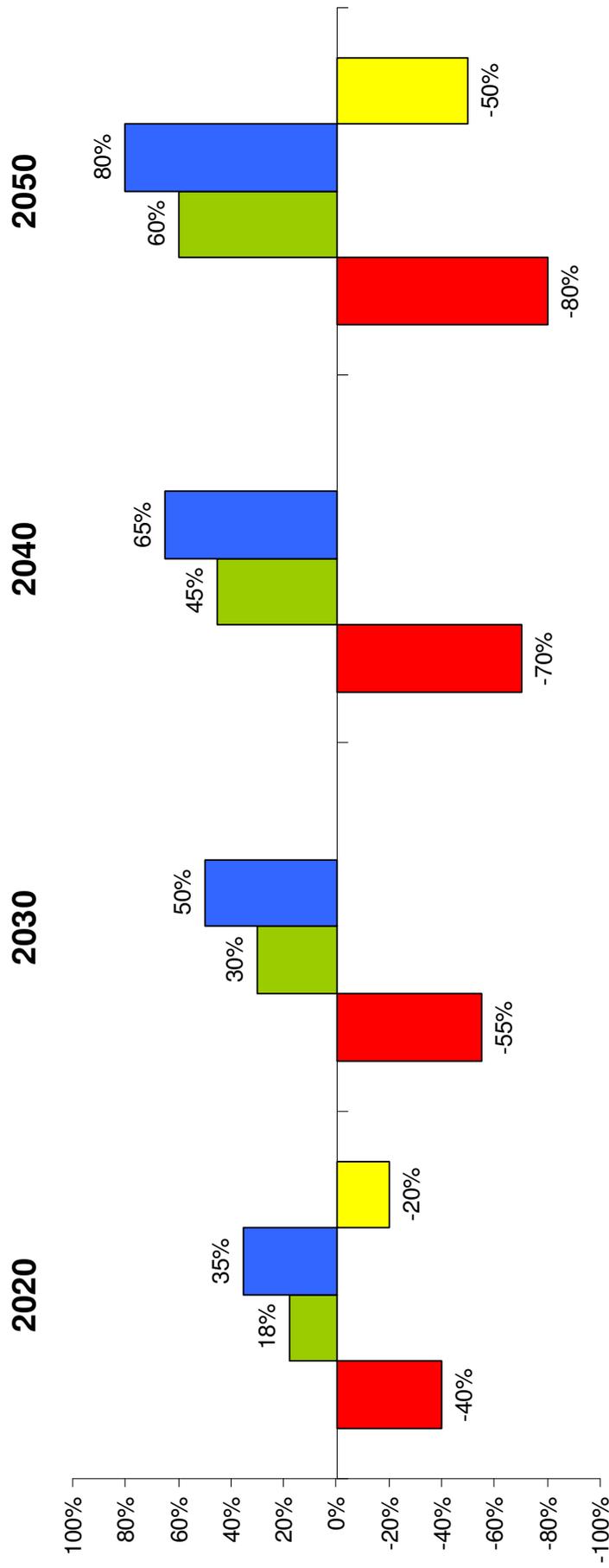
Netzgebietes der WEMAG - extrem strukturschwach

WEMAG



Energiekonzept der Bundesregierung

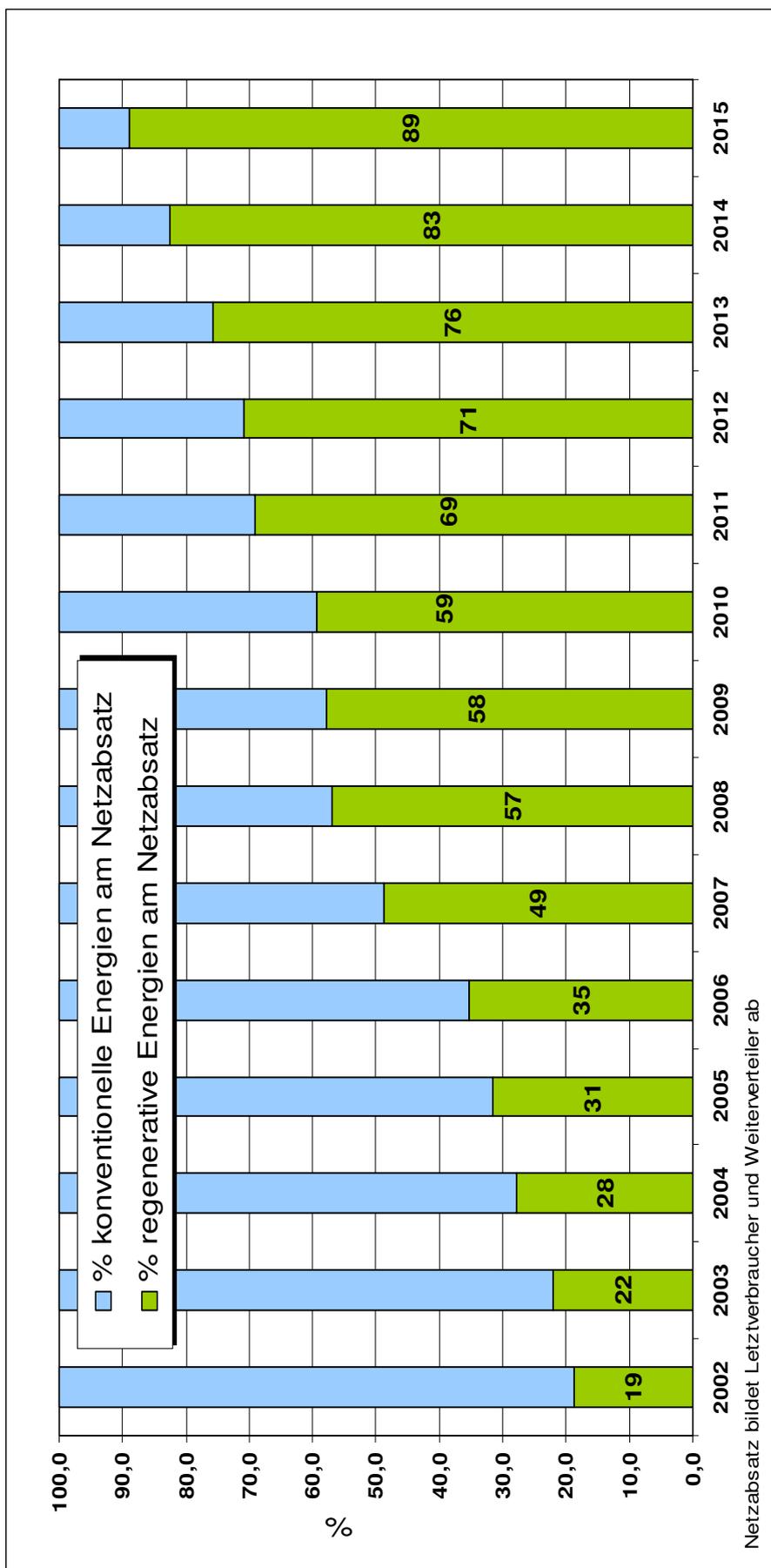
WEMAG



- Treibhausgasemissionen (ggü. 1990)
- Anteil EE am Bruttoendenergieverbrauch
- Anteil Stromerzeugung aus EE am Bruttostromverbrauch
- Primärenergieverbrauch (ggü. 2008)

Die Reduzierung des Primärenergieverbrauches bedarf einer Steigerung der Energieproduktivität um \varnothing 2,1 % jährlich bezogen auf den Endenergieverbrauch.

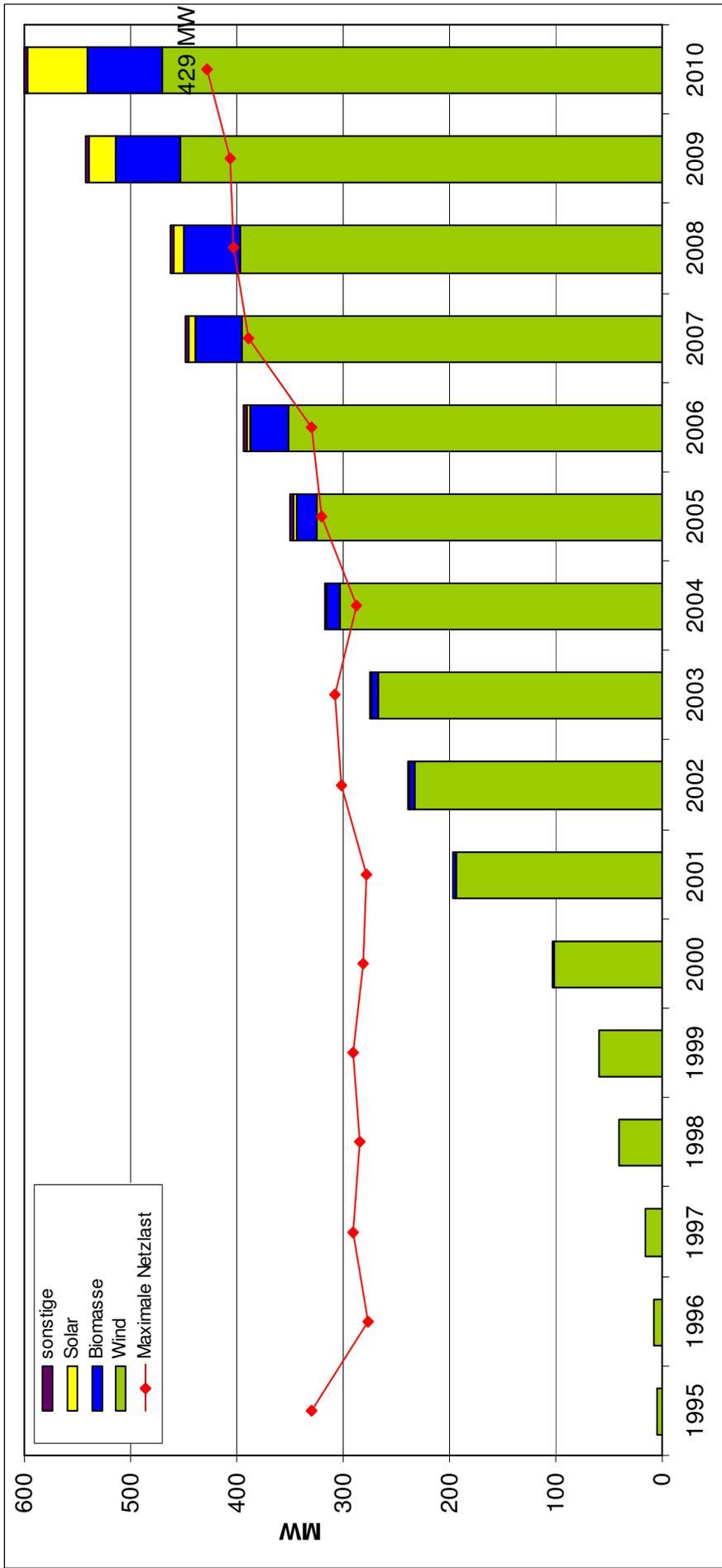
Anteil regenerativer Energien am Netzabsatz



Im Netzgebiet der WEMAG könnten schon 2016 alle Kunden mit regenerativer Energie aus „M-V Eigenproduktion“ versorgt werden, wenn der Verbrauch und die Erzeugung zeitgleich stattfinden würden oder die Energie gespeichert werden könnte.

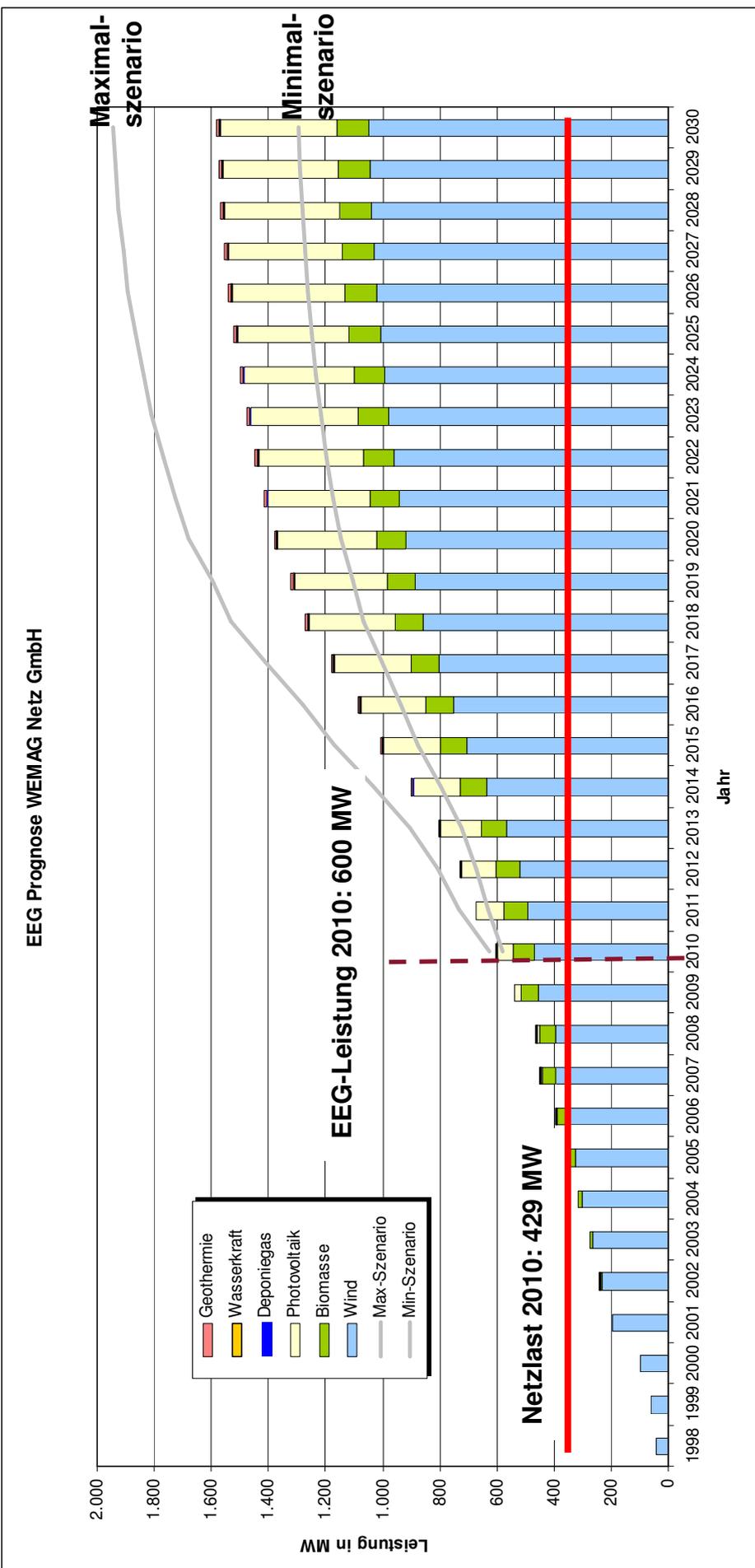


Ist-Zustand der Anschlussleistung EEG




Die installierte Anschlussleistung der EEG-Anlagen lag Ende 2010 bei 600 MW.
Dies übersteigt die maximale Netzlast um 170 MW.

EEG-Prognose bis 2030

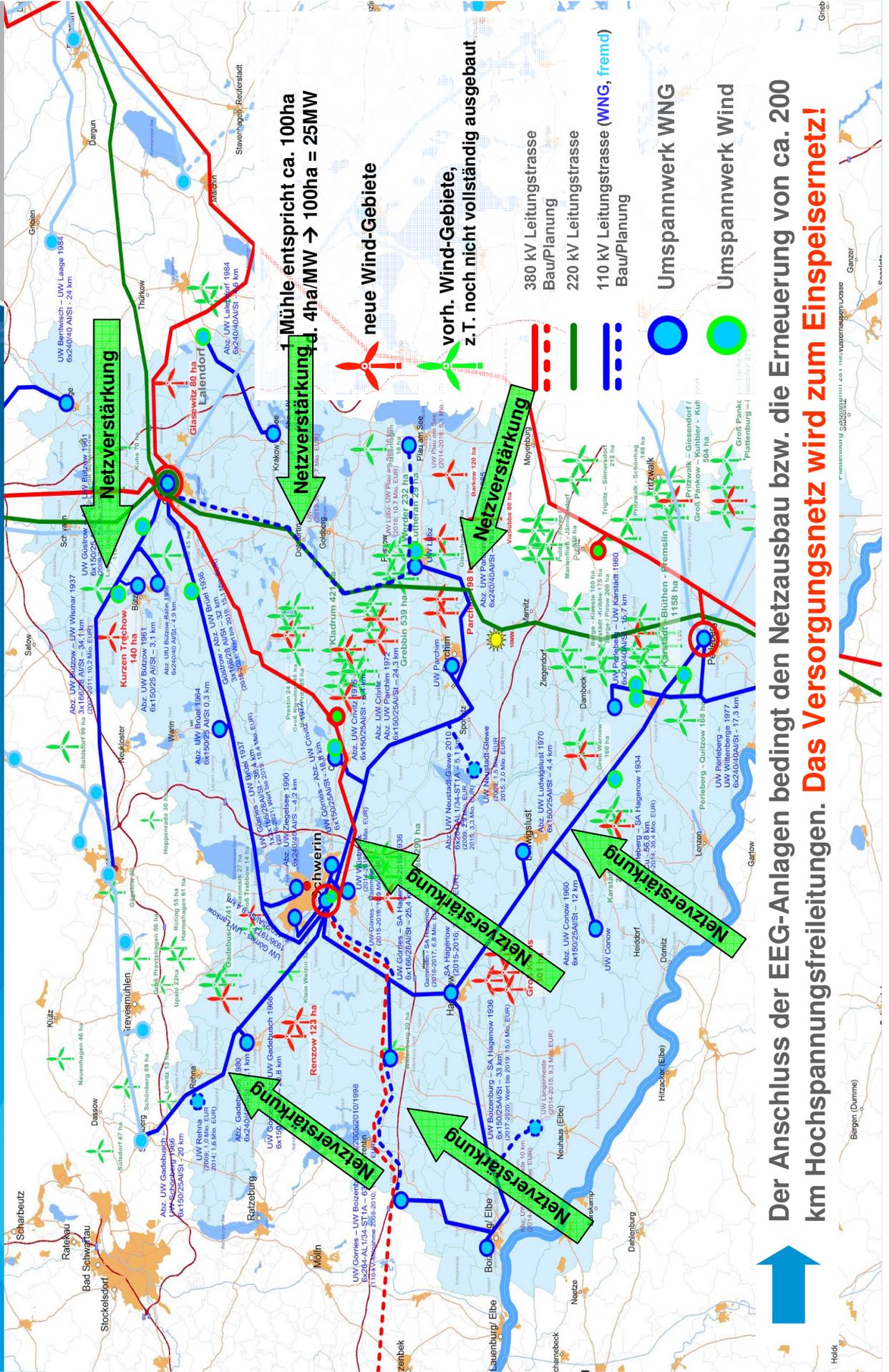


Die Entwicklung der EEG-Anlagen ergibt bereits bis 2020 im Minimal-szenario eine Verdopplung und im Maximal-szenario eine Verdreifachung der installierten EEG-Leistung. Derzeit liegen Anträge über weitere 600 MW für den Anschluss von EEG-Anlagen vor.



Netzerweiterungen durch EEG-Integration sind auf allen Netzebenen notwendig

WEMAG



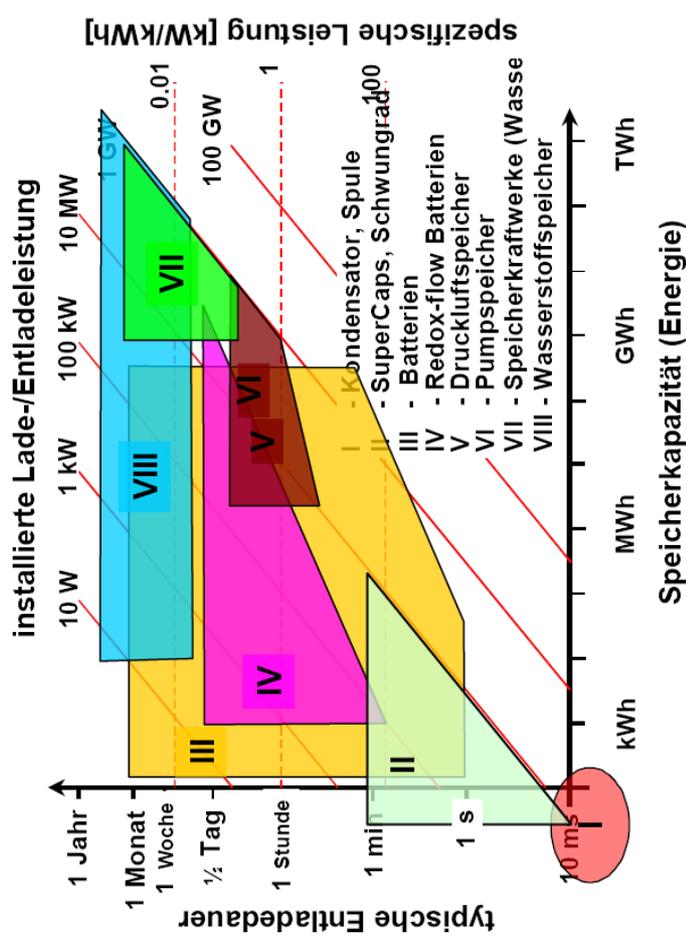
Der Anschluss der EEG-Anlagen bedingt den Netzausbau bzw. die Erneuerung von ca. 200 km Hochspannungsfreileitungen. **Das Versorgungsnetz wird zum Einspeisernetz!**

Klärung von Speicherfragen:

- Welche Speichertechnologie?
- Standorte zentral oder dezentral?
- Welche Speichergrößen sind notwendig?
- Langfrist- oder Kurzfristspeicher?
- ...

Antworten:

- Gutachten zur Beeinflussung der Netzverluste
- Speicherstudie mit Uni Rostock
- Machbarkeitsstudien zu konkreten Speicherprojekten



Bei einer derzeit im WEMAG-Netz installierten EEG-Leistung von 600 MW ergibt sich eine angestrebte Speicherkapazität von 90 MW.

Eine Ringwallspeicheranlage könnte folgende technische Eckdaten haben:

- Mittlere Fallhöhe 80 m
- Arbeitsvolumen 10 Mio. m³
- Speicherkapazität (brutto) 2.200 MWh
Volllaststunden 24h
- Engpassleistung 90 MW
- Durchmesser Unterbecken 580 m

- **Machbarkeitsstudie, Standorte**
- **Prüfen der Wirtschaftlichkeit (Fördermittel)**

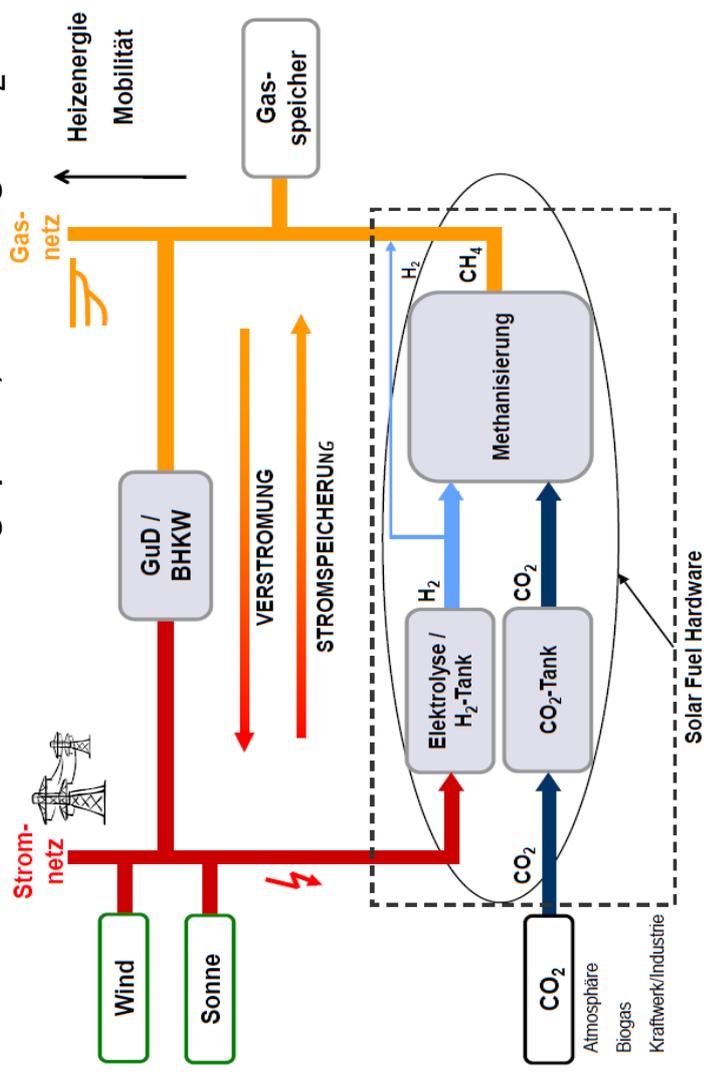


Speicherung der Energie

- Mögliche Demonstrationsanlage
- Errichtung von 4-5 Windanlagen
- Methanherzeugung über Elektrolyse 4 MW und CO₂-Anreicherung
- 1 MW Biogasanlage notwendig (900 kW vorhanden, 250 kW geplant) Nutzung CO₂
- Zusammenarbeit mit
 - Solarfuel
 - Naturwind
 - WPD
 - Repower

→ Abschluss Kooperationsvereinbarung

→ Prüfung der Wirtschaftlichkeit

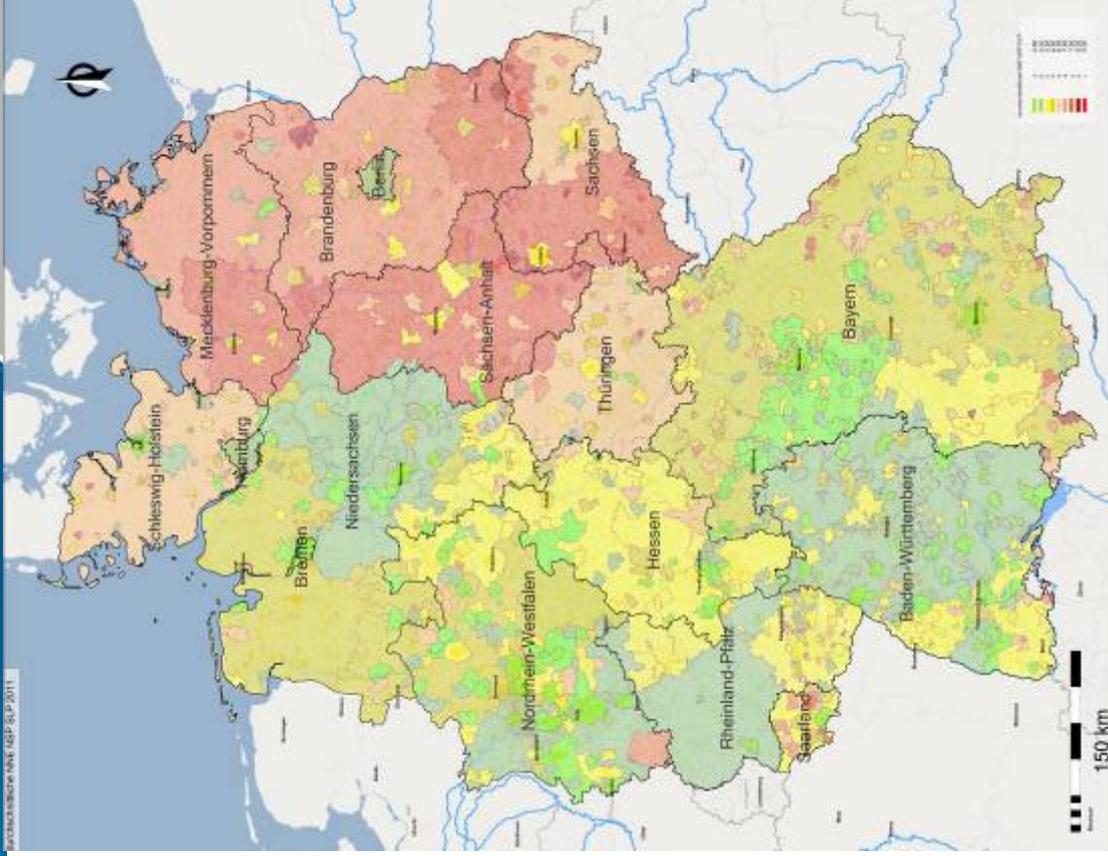


Quelle: SolarFuel/ZSW

Netzentgelte in Deutschland 2011

WEMAG

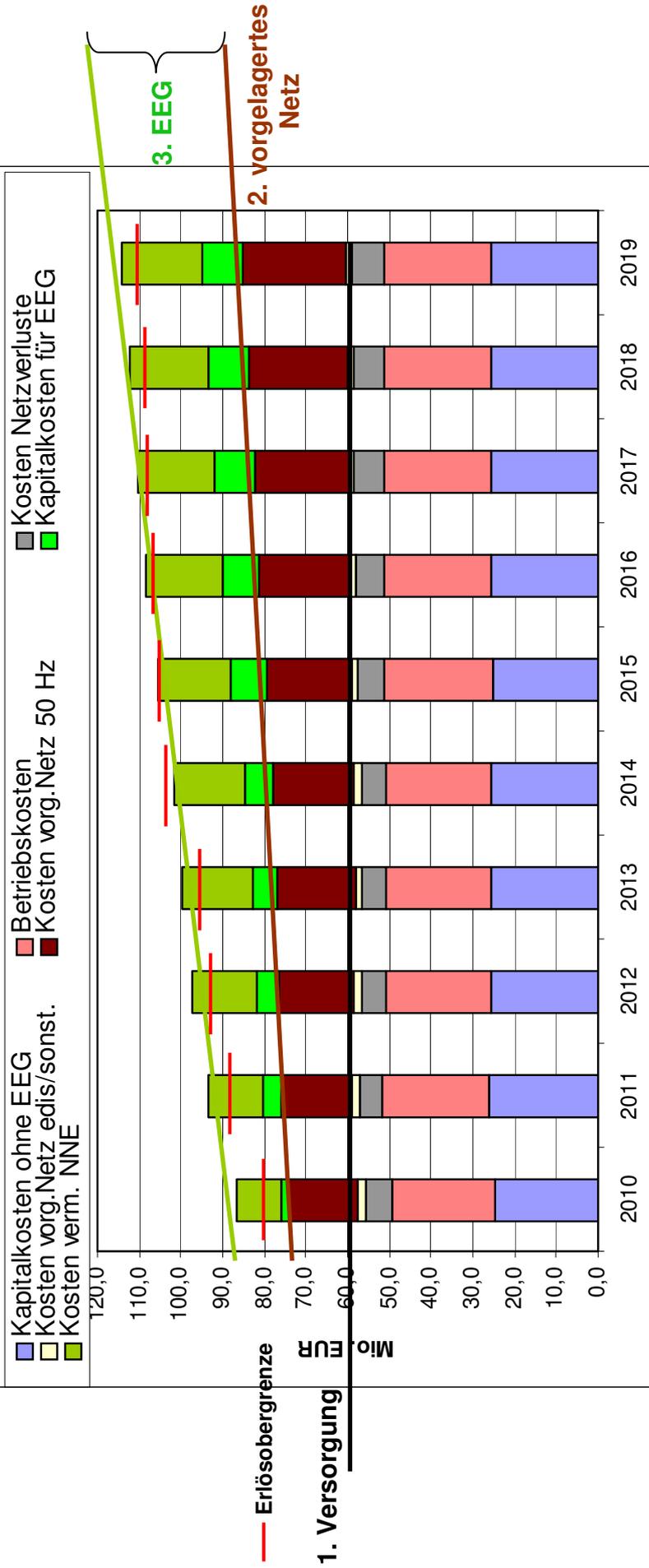
Schon heute müssen wir feststellen, dass es erhebliche regionale Unterschiede bei den Netzentgelten gibt.



Kostenentwicklung und Erlösbegrenze

Netzkosten und EOG der WEMAG Netz GmbH durch EEG-

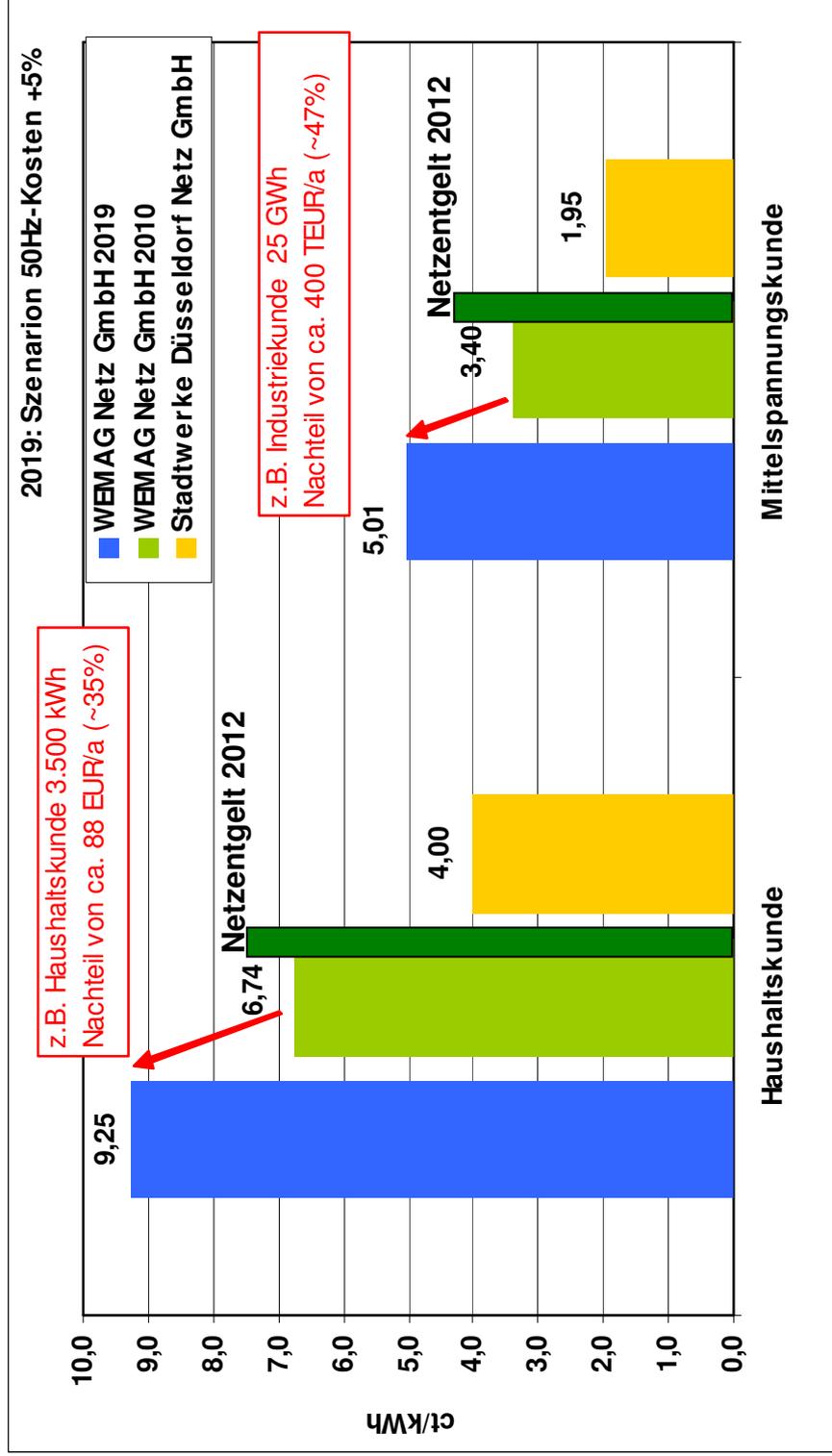
Ausbau (Stand 2010 mit **Kostenanstieg 50Hz v. 5%p.a.**)



1. Kapital- und Betriebskosten für Versorgungsaufgabe nahezu konstant
2. Konstanter Anstieg der Kosten des vorgelagerten Netzes
3. Zuwachs der EEG-Belastungen – aus Kapitalkosten und vermiedenen Netzentgelten



Wirkung auf die Netzentgelte - Abschätzung aus dem Jahr 2009



➔ Benachteiligung der Regionen mit hohem EEG-Aufkommen.
Netzentgeltsteigerungen sind keine Vision mehr.

- Die Verteilnetze erhalten durch die dezentralen Einspeisungen eine völlig neue Funktion (Entsorgungs- statt Versorgungsnetz). Schon 2016 könnte rein rechnerisch eine 100%ige Selbstversorgung mit erneuerbarer Energie erfolgen.
- Die Einbindung von EEG-Analgen erfordert einen erhöhten Bedarf an Investitionen in die Netzanlagen und in neue innovative Technik, z.B. Speicher. Es gibt derzeit keine Anreize für Verteilnetzbetreiber, neue Dinge zu erproben.
- Unter den derzeitigen regulatorischen Rahmenbedingung können Netzbetreiber mit anwachsendem Anlagevermögen die gesetzlich genannte Rendite nicht erreichen (Zeitverzug).
- Die Netzkunden im Netzgebiet der WEMAG werden durch die vermiedenen Netzentgelte und den zusätzlich notwendigen Netzausbau deutlich mehr belastet als Kunden in Netzgebieten ohne EEG-Anlagen.
- Bis zum Jahr 2020 ist eine erhebliche Steigerung der Netzkosten zu erwarten. Die Belastungen werden den Wirtschaftsstandort M-V schädigen, wenn die gesetzlichen Rahmenbedingungen nicht geändert werden.

- Die Refinanzierung der Investitionen muss gesichert werden durch
 - Wegfall des Zeitverzuges für die Kostenanerkennung der Investitionen
 - Anwendung von Investitionsbudgets für Verteilnetzbetreiber für Hochspannungsprojekte und innovative bzw. Forschungsthemen
 - Anwendung des Erweiterungsfaktors für Mittelspannung und Niederspannungsnetze ohne Verwendung von Schwellwerten
- Zur Beseitigung der regionalen Belastung, muss ein deutschlandweiter Ausgleich der Mehrkosten für vermiedene Netzentgelte (Wegfall EEG § 35, Abs. 2) und den durch EEG Anlagen verursachten Netzausbau geschaffen werden.
- Die Grenze von 30KW für PV-Anlagen (§ 5, Abs. 1 EEG) sollte herabgesetzt werden, um unwirtschaftlichen Netzausbau in der Niederspannung zu vermeiden.
- Zur Bündelung der EEG-Einspeisungen sind nach Möglichkeit Sammel-Umspannwerke an der Hochspannungsebene zu errichten. Errichtung von EEG-Netzen.

Beitrag der WEMAG zum Umbau der Energiewirtschaft

WEMAG

Energieeffizienz

- Energieberatung der Energie-Sparzentrale GmbH
- Contracting-Lösungen

Ökoenergie

- wemio-Ökostrom
- wemio-Waldgas
- Geothermie

Ökokraftwerke

- eigene EEG-Anlagen
- Gründung Norddeutsche Energiegemeinschaft eG



Herzlichen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!

Thomas Pätzold, Technischer Vorstand WEMAG AG, Obotritenring 40, 19053 Schwerin

FERNWÄRME - KLIMASCHUTZMAßNAHME Nr. 1

Dipl.-Ing. (FH) W. Ritter¹ und Prof. Dr. mont. M. Nelles²

1. VDI-Landesverband Mecklenburg-Vorpommern, Arbeitskreis Energie- und Umwelttechnik, Justus-von-Liebig-Weg 6, D-18059 Rostock,

2. Universität Rostock, Agrar- und Umweltwissenschaftliche Fakultät, Lehrstuhl für Abfall- und Stoffstromwirtschaft, Justus-von-Liebig-Weg 6, D-18059 Rostock

Schlüsselwörter: CO₂-Vermeidungskosten, Energieeffizienz, Energieeinsparung, Fernwärme, Kraft-Wärme-Kopplung, Klimaschutz, nachhaltige Energieversorgung, Wirkungsgrad

Zusammenfassung: Eine der wichtigsten globalen Zukunftsaufgaben ist die Sicherstellung einer nachhaltigen, d.h. ökonomisch, ökologisch und sozial tragfähigen Energieversorgung. Es ist unstrittig, dass dies nur durch einen schnellen Ausbau der Nutzung der Erneuerbaren Energien und eine möglichst effiziente Nutzung der fossilen Energieträger gelingen kann. Fernwärme/Kraft-Wärme-Kopplung gehört hier zu Recht zu den wirkungsvollsten Methoden. Nicht nur die über 30-%ige Primärenergieeinsparung sondern auch das erhebliche CO₂-Senkungspotenzial bei relativ geringen spezifischen CO₂ –Vermeidungskosten sind gute Argumente für den Ausbau von Fernwärme/Kraft-Wärme-Kopplung. Die erforderliche Verringerung der CO₂-Emissionen bis 2020 bzw. 2050 erfordert zwangsläufig den konsequenten Ausbau der erneuerbaren Energien aber auch die Einbeziehung der KWK in den Regelenergiemarkt Strom ist seit langem überfällig.

Abstract: One of the most important global future tasks is to ensure a sustainable, economical, ecological and socially acceptable energy supply. It is controversial, that this can only be achieved by a fast development of the utilization of renewable energy and an as efficient as possible utilization of fossil fuels. Thereby is one of the most effective methods the district heating/ power-heat cogeneration. Not only primary energy reductions of over 30 percent, but also a considerable potential of CO₂-decreases with relative low specific costs avoidance of CO₂ are good arguments for the development of district heating/ power-heat cogeneration. The essential reduction of CO₂-emissions until 2020, respectively until 2050, demands necessarily a consequent development of renewable energy, but also the inclusion of power-heat cogeneration regular energy market is long overdue.

1. Einführung

Die mit dem Klimawandel verbundenen Konsequenzen erfordern eine Energieversorgung, die sich wesentlich stärker an den Vorgaben der Nachhaltigkeit orientiert. Das bedeutet wir brauchen eine ökonomisch, ökologisch und sozial tragfähige Energieversorgung. Über die inzwischen allgemein bekannten 3 „E“ sind die wesentlichen Maßnahmen schnell identifiziert:

- Erneuerbare Energie
- Energieeffizienz
- Energieeinsparung

Verglichen mit der erfolgreichen Entwicklung der erneuerbaren Energien müssen die Anstrengungen bei den Themen Energieeffizienz und Energieeinsparung deutlich verstärkt werden. Eine der wirksamsten Methoden die Energieeffizienz zu steigern ist die Kraft-Wärme-Kopplung. Trotzdem bestehen noch erhebliche Hemmnisse und verglichen mit anderen Ländern noch große Potenziale, die es möglichst schnell und umfassend zu realisieren gilt.

2. Das Fernwärme/KWK-Prinzip

Das KWK-Prinzip ist die Nutzung der Brennstoffe zur Sicherung einer möglichst hohen Stromerzeugung bei gleichzeitiger Umwandlung in Nutzwärme (Bild 1).

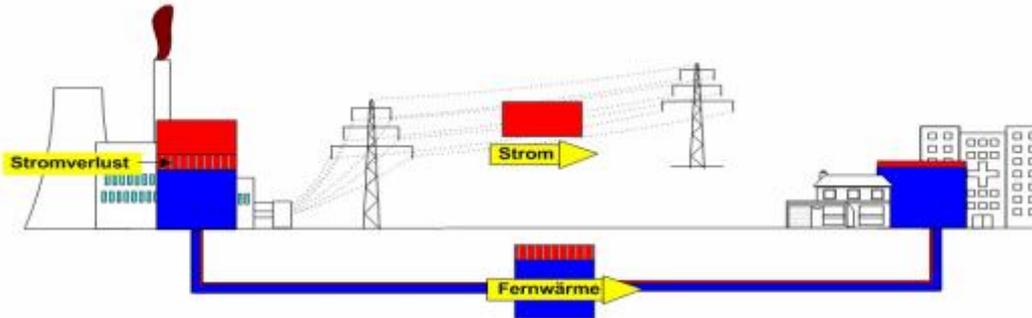


Bild 1: KWK-Prinzip [1]

Dabei kann mit modernen KWK-Verfahren über 60 % des Brennstoffes in Exergie (Strom) umgewandelt werden (Bild 2).

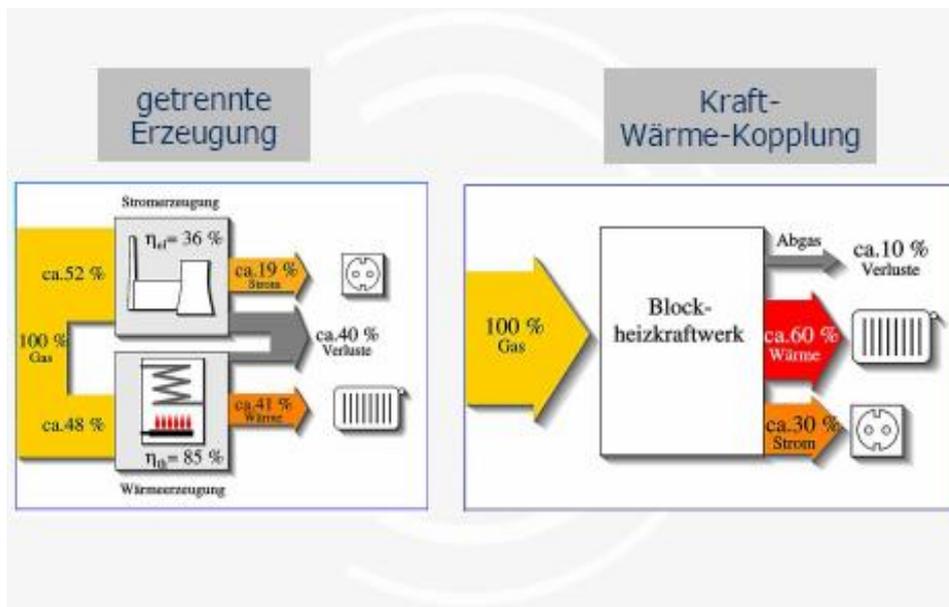


Bild 2: Vorteile der kombinierten Erzeugung von Strom und Wärme [2]

3. KWK-Effizienzpotenzial

Neben der Primärenergieeinsparung in der Regel von $>30\%$ werden mit dieser Technologie große Mengen des klimaschädlichen Kohlendioxides vermieden. Das gelingt immer dort im erheblichen Maße, wo der Erzeugungsmix von Kohlekraftwerken durch Erdgas oder Biogas verdrängt wird (Bild 3).

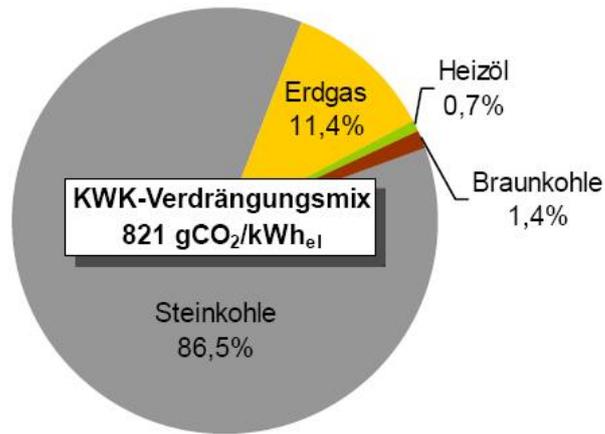


Bild 3: KWK-Verdrängungsmix [3]

Die Wirtschaftlichkeit und das ökologische Gesamtergebnis werden im hohen Maße vom elektrischen Wirkungsgrad und damit von der Stromkennzahl (SKZ) bestimmt (Bild 4). Dabei ist festzustellen, dass bereits KWK-Anlagen ab ca. 1 MW elektrische Wirkungsgrade von großen Kondensationskraftwerken erreichen (Bild 5).

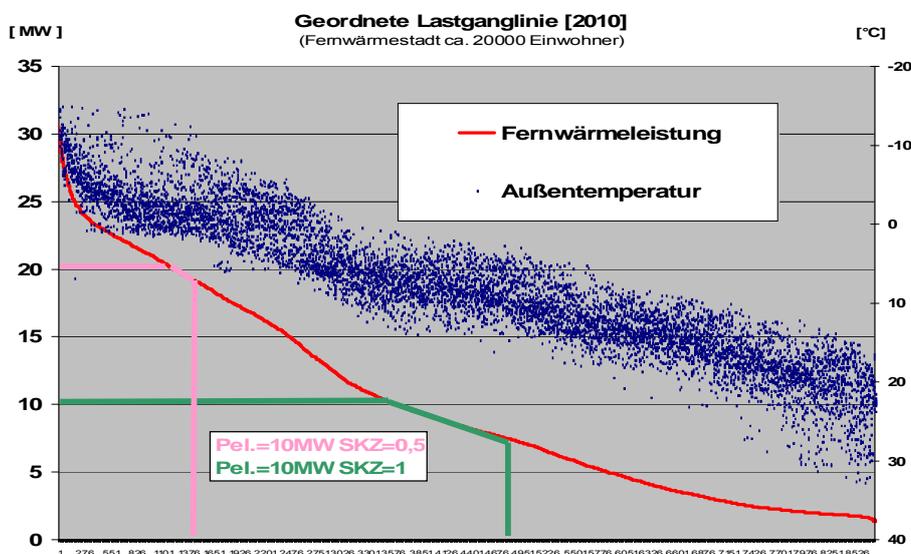


Bild 4: Geordnete Lastganglinie [4]

Wirkungsgrade von BHKW mit unterschiedlichen Leistungen

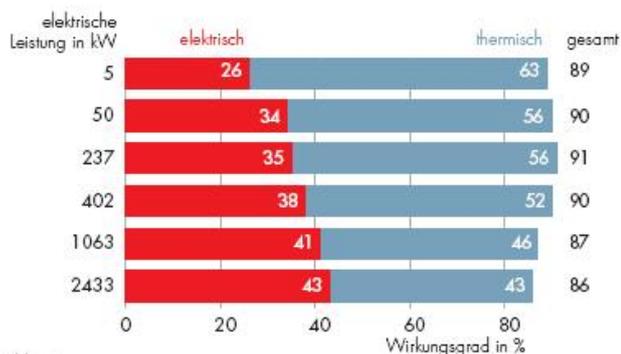


Bild 5: BHKW Wirkungsgrade [5]

Von besonderer Bedeutung ist die Integration von Maßnahmen zur Effizienzsteigerung in bestehende KWK-Technologien bzw.-konzepte. Diese komplexen Zusammenhänge kann man durch das konkrete Abstellen der Maßnahme auf die CO₂ Vermeidungskosten bewerten. Nach einer AGFW-Studie „CO₂-Minderungskosten im Vergleich“ [9] kommt die KWK selbst bei ungünstigen Bedingungen auf ca. 100€/t CO₂. Solarthermie (>200 €/t) und Photovoltaik (>480€/t) sind deutlich teurer. Auch Wärmedämmung (>260€/t) verursacht höhere Kosten. Biomasse in KWK erzielt in der Regel sehr günstige Vermeidungskosten. (<100€/t) Es ist zwingend erforderlich die CO₂ Bilanz am konkreten Projekt zu bewerten.

4. KWK im Strommarkt

Der Strommarkt wird immer mehr durch das Erfordernis der Bereitstellung von Regelenergie gekennzeichnet. In der Vergangenheit wurden auch größere KWK-Leistungen nicht dafür eingesetzt. Lastanganalysen des Tages und des Jahresganges bestätigen eine Korrelation zwischen Strom und Wärme (Bild 6).

Die Möglichkeit, das Speichervermögen des Wärmenetzes oder direkte Speicher zu nutzen, schafft weitere Einsatzfelder. Durch die Sicherung von Erträgen aus diesen Märkten kann die Wirtschaftlichkeit von KWK weiter verbessern. Virtuelle Kraftwerke werden in der Zukunft einen Beitrag zur Systemstabilität der Stromnetze leisten.

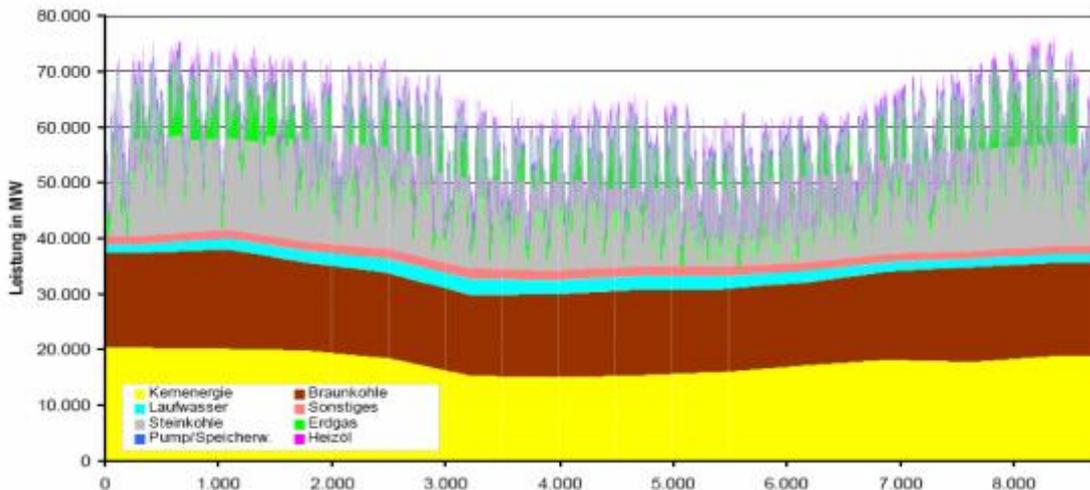
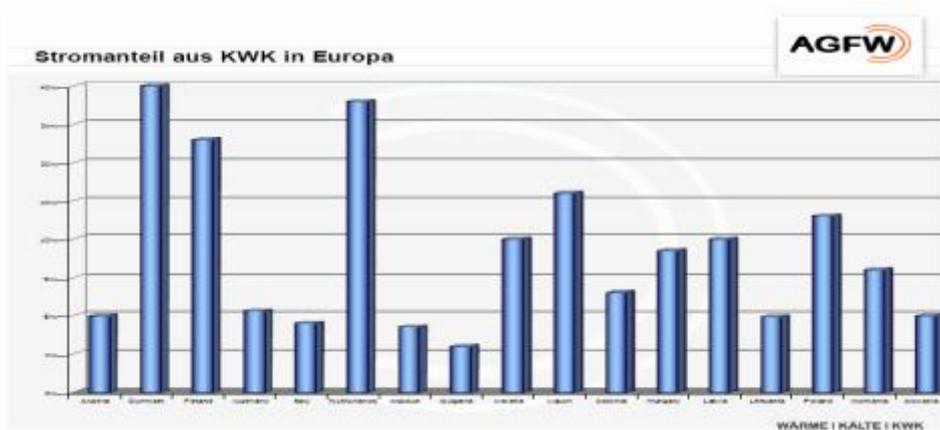


Bild 6: Jahreslastgang Strom [6]

5. Das KWK-Konzept – Stand der Umsetzung und Handlungsbedarf

Der Vergleich in Europa kommt zu dem Ergebnis, dass es große Unterschiede bei der Nutzung der KWK-Technologie gibt (Bild 7). Dabei zählt Deutschland zu den Ländern, die die KWK nur im bescheidenen Umfang nutzen.

Das Bundeskabinett hat im August 2007 das „Integrierte Energie- und Klimaprogramm“ beschlossen. Auf Nr. 1 des Programms steht die Verdopplung des KWK-Anteils an der



Stromproduktion von 12 % auf 25 % bis 2020. Es sind erhebliche Anstrengungen erforderlich, um dieses Ziel zu erreichen.

Bild 7: Stromanteil aus KWK [7]

Noch immer behindern historisch gewachsene und gut gepflegte Vorurteile die KWK. Bei Umsetzung kommunaler Energiekonzepte müssen die Städte und Gemeinden unterstützt werden. Die stärkere Integration der Kraft-Wärmekopplung in die Anwendung erneuerbarer Energien ist ein wichtiges Forschungsfeld. Eine KWK-Potentialanalyse auf der Grundlage der künftigen Entwicklung schafft die Voraussetzung, für einen integrierten Ansatz mit den erneuerbaren Energien.

Literatur

- [1] Konsequenzen aus dem zweiten Hauptsatz der Thermodynamik für die Versorgung mit Strom und Wärme Prof. Dipl.-Ing. Volker Sperlich, Universität Duisburg-Essen, August 2006
- [2] Die Rolle der Kraft-Wärme-Kopplung zur Erreichung der Klimaschutzziele 11. Juni 2008, Berlin RA Adolf Topp, Magr.rer. publ. Stellvertretender Geschäftsführer AGFW e.V.
- [3] Rückwirkungen der KWK-Erzeugung auf den Kraftwerkspark - Arbeits- und Leistungsbetrachtung Dipl. Wi.-Ing. Serafin von Roon, Dipl.-Ing. Michael Beer Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., München
- [4] Dipl.-Ing. (FH) Werner Ritter VDI-Landesverband Mecklenburg-Vorpommern, Leiter des Arbeitskreises Energie- und Umwelttechnik
- [5] ARBEITSGEMEINSCHAFT FÜR SPARSAMEN UND UMWELTFREUNDLICHEN ENERGIEVERBRAUCH ASUE-Broschüre *BHKW-Grundlagen*
- [6] Rückwirkungen der KWK-Erzeugung auf den Kraftwerkspark - Arbeits- und Leistungsbetrachtung Dipl. Wi.-Ing. Serafin von Roon, Dipl.-Ing. Michael Beer Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., München
- [7] Die Rolle der Kraft-Wärme-Kopplung zur Erreichung der Klimaschutzziele 11. Juni 2008, Berlin RA Adolf Topp, Magr.rer. publ. Stellvertretender Geschäftsführer AGFW e.V.
- [8] Energieland 2020 Gesamtstrategie für Mecklenburg-Vorpommern S.36/37 Abb.7 EUB Grafik
- [9] Zukunftskonzept KWK und Fernwärme EOR-Forum 2011, Möglichkeiten auf dem Weg nach 2020 Kaiserslautern 31 Mai 2011 Dipl.-Ing. Werner Lutsch Geschäftsführer AGFW e.V.

„Plus Energieschule Rostock“

Prof. Dr. Thomas Römhild, Prof. Martin Wollensak

Hochschule Wismar/ Institut für Gebäude Energie und Lichtplanung Alter Holzhafen 19, Wismar

Schlüsselwörter: Wärmeschutz, Fassadensysteme, Verglasung + Fenster, Atrium, Tageslichtplanung, Optimierte Beleuchtung, Lüftung + WRG, ORC- Technik, Regelungstechnik, Betriebsführung

Zusammenfassung: Im Rostocker Stadtteil Reutershagen sollen Schüler statt an drei verschiedenen Schulstandorten zukünftig in einem energetisch sanierten, zentralen und erweiterten Schulgebäude lernen. Die Schule soll den Plus-Energie-Standard erreichen, sie wird also mehr Energie produzieren als das Gebäude über das Jahr hinweg verbraucht. Bisher bestand die Schule aus einem Hauptgebäude mit zwei Nebengebäuden. Künftig bleibt nur das Hauptgebäude bestehen, dessen Gebäudehülle wird energetisch saniert und eine Lüftungsanlage integriert. Ergänzend werden zwei abgerückte Neubauten errichtet. Der Bereich zwischen den Gebäuden wird mit einer transparenten Abdeckung versehen und als unbeheizte Zwischenklimazone genutzt. Das Energiekonzept basiert auf der Reduzierung der Bedarfe, die Versorgung mit Wärme erfolgt durch Fernwärme, die Versorgung mit Strom erfolgt aus dem Netz. Die Substituierung erfolgt durch Photovoltaik, einer ORC-Anlage sowie durch Nutzung der Windenergie. Die innovative Gestaltung der neuen Außenhülle unter Einbeziehung der bestehenden Außenbauteile, sowie die Verwendung effizienter Gebäudetechnik führt zu einer maximalen Absenkung des Energiebedarfs bei gleichzeitiger Erweiterung der Nutzungsmöglichkeiten.

In Rostock Reutershagen should students learn in the future instead of in three different school sites in one school building; central energetically renovated and extended. The school is expected to reach the Plus Energy Standard, so there will be produced more energy than the building needs throughout the year. So far, the school consisted of a main building and two outbuildings. In future remains only the main building, the building shell is energetically renovated. The building incorporates a ventilation system. In addition two new buildings will be erected separated. The area between the buildings is provided with a transparent cover and used as an unheated intermediate climatic zone. The energy concept is based on the reduction of requirements; The supply of heat is effected by distance heating, the supply with electricity comes from the grid. The substitution is made by photovoltaic, an ORC system and by using wind energy. The innovative design of the new outer shell, including the existing external components, and the use of efficient building technologies leads to a maximum reduction of energy demand while expanding the possibilities of use.

Gebäudesteckbrief

Projektstatus	 Geplant
Standort	Mathias-Thesen-Straße 17, 18069 Rostock-Reutershagen, Mecklenburg-Vorpommern
Baujahr	1960/61
Saniert	2011
Bauherr	Hansestadt Rostock
Bruttogrundfläche	9.136 m ²
Beheizte Nettogrundfläche	6.805 m ²
Bruttorauminhalt	28.473 m ³
Arbeitsplätze	644
A/V vor Sanierung	0,40 m ² /m ³
A/V nach Sanierung	0,21 m ² /m ³



Projektbeschreibung¹

Das Gymnasium Reutershagen und die angelagerte Grundschule sind Ganztagschulen und sowohl als Europaschulen wie auch als Förderstätten für besonders hochbegabte Schüler anerkannt. Das Schulkonzept wird durch vielfältige Aktivitäten außerhalb des Unterrichts ergänzt, die von

¹ Quelle: <http://www.enob.info/de/sanierung/projekt/details/sanierung-und-erweiterung-zur-plus-energie-schule/> am 11.10.2011

musischen, künstlerischen und sportlichen Veranstaltungen bis hin zur Schülerzeitung und dem Europaclub reichen. Daraus resultieren hohe Ansprüche an eine flexible Raumnutzung. Im Rahmen der energetischen Sanierung wird daher auch ein neues räumliches Konzept entwickelt.

Bisher ist das Gymnasium in zwei typengleichen Schulgebäuden in der Mathias-Thesen-Straße 17 und Bonhoefferstraße 16 untergebracht, deren Bauzeit etwa bei 1960/61 anzusetzen ist. Künftig sollen alle bisherigen Schüler und zusätzlich eine im Aufbau befindliche Grundschule im sanierten Gebäude in der Mathias-Thesen-Straße untergebracht werden.

Direkt an der neuen Umgehungsstraße gelegen, zeichnet sich der Standort durch eine verkehrsgünstige Lage mit sehr guter Einsehbarkeit aus.

Sanierungskonzept

Die typengleichen Schulen bestehen jeweils aus drei Gebäudeteilen, die mit eingeschossigen Verbindungsbauten um einen Pausenhof angeordnet sind. Das dreigeschossige Hauptgebäude ist in Massivbauweise aus Ziegelmauerwerk mit Einhängedecken aus Stahlbeton errichtet. Hier befinden sich die nach Süden orientierten Klassen- und Fachräume. Auf der nördlichen Seite verbinden die Flure das Hauptgebäude mit der eingeschossigen Turnhalle und einem zweigeschossigen Hortgebäude. Diese Form der Erschließung als Einbund bedingt einen hohen Verkehrsflächenanteil und eine - im Vergleich zum Raumvolumen - sehr große Außenfläche (A/V-Verhältnis). Das führt im Winter und den Übergangsjahreszeiten zu hohen Transmissionswärmeverlusten sowie im Sommer zu einer starken Aufheizung der Gebäude. Verstärkend kommt hinzu, dass Fenster, Fassade und Dach des Gebäudes noch unverändert aus der Entstehungszeit stammen. Eine Verbesserung der Dämmeigenschaften der kompletten Gebäudehülle verbunden mit einer kompakteren Bauweise des sanierten bzw. erweiterten neuen Schulgebäudes sind somit wichtige Teile des Sanierungskonzeptes.

Am Standort in der Mathias-Thesen-Straße entsteht ein neues, zentrales Schulgebäude, wobei die Struktur des Hauptgebäudes größtenteils erhalten bleibt. Die beiden alten Nebengebäude sollen abgerissen werden. Eine neue Turnhalle wird später noch folgen. Um alle Schüler unterzubringen sowie größere Klassenräume und dringend benötigte Mehrzweckräume zu schaffen, wird das Hauptgebäude um abgerückte Ergänzungsbauten im Norden und Westen erweitert. Zwischen den Gebäuden entsteht durch eine Holzkonstruktion mit transparenter Eindeckung aus Glas und ETFE-Folienkissen eine unbeheizte Zwischenklimazone. Dieser Pufferbereich gliedert das nun entstandene, größere Gebäude in Klimazonen und übernimmt gleichzeitig die Funktionen einer zweibündigen Erschließung mit Aufenthalts-, Kommunikations- und Bewegungsflächen.

Alle Außenwände des Bestandsgebäudes, außer den Wänden zur Zwischenzone, erhalten eine vollständige Wärmedämmung mit Holzverkleidung. Für die Fenster der Süd- und Ostseite werden Kastenfenster entwickelt. Die bestehende Satteldachkonstruktion wird zum Flachdach zurückgebaut und entsprechend abgedichtet und gedämmt. Die Bodenplatte wird mit PS-Hartschaum und Vakuum-Dämm-Paneelen gedämmt. Die an die Pufferzone anschließenden neuen Bauteile bestehen aus einer Scheibenkonstruktion aus Kalksandsteinmauerwerk und Stahlbetondecken, die Dachkonstruktion und Innenwände werden in Leichtbauweise ausgeführt. Hier kommen Holz-Alu-Fenster zum Einsatz.

Energiekonzept

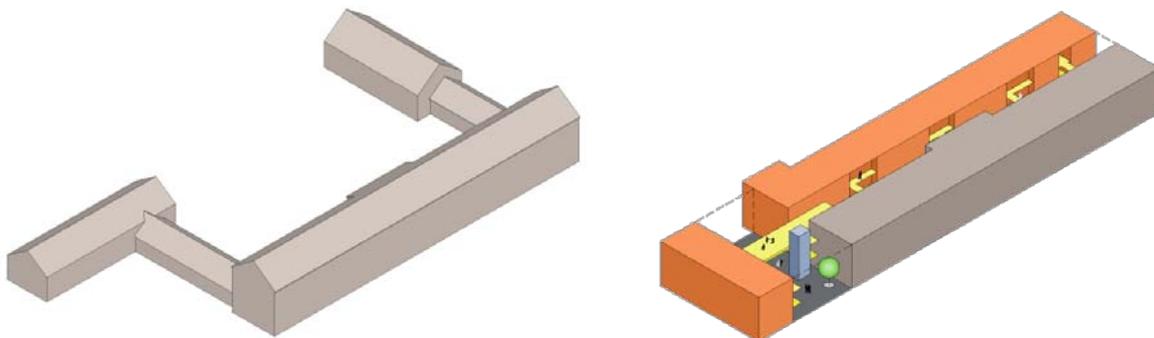
Im bisherigen Gebäude versorgt eine veraltete Heizungsanlage mit Anschluss an das lokale Fernwärmenetz die Nutzer mit Wärme und Warmwasser. Für den notwendigen Luftaustausch müssen die Fenster geöffnet werden. Dabei entstehen in der Heizperiode hohe

Lüftungswärmeverluste. Während der Sommermonate begünstigen die großen Öffnungen nach Süden in der Längsseite die Überhitzung des Hauptgebäudes. Dabei verfügen die dortigen Klassenzimmer über keinen ausreichenden Sonnen- und Blendschutz. All diese Mängel führen in der Summe zu einem belasteten Innenraumklima für die Schüler und beeinträchtigen die Konzentrationsfähigkeit erheblich. Eine Lärmbelastung durch die nahe Umgehungsstraße kommt noch hinzu.

Zentraler Baustein des Sanierungskonzepts ist daher der Einbau moderner Gebäudetechnik. Die Schule wird den Plus-Energie-Standard erreichen und damit in der Jahresbilanz mehr Energie erzeugen als im Betrieb für Heizung, Warmwasser und Beleuchtung benötigt wird.

Wegen des günstigen Primärenergiefaktors für Fernwärme in Rostock versorgt diese mittels Übergabesystemen auf Niedertemperaturniveau die Hausheizungen. Die vorhandene Heizungsanlage im bestehenden Gebäude wird neu auf den nach der Sanierung deutlich geringeren Energiebedarf hin ausgelegt. Für den Neubau werden derzeit verschiedene Heizungsvarianten geprüft, u. a. auch ein System zur thermischen Bauteilaktivierung.

Die Lüftung erfolgt über eine Zuluftanlage zur dezentralen Versorgung jedes einzelnen Klassenzimmers sowie eine zentrale Abluftführung in die Zwischenklimazone. Die Wärme der Abluft wird über Rotationswärmetauscher außerdem zur Vorwärmung der Zuluft genutzt. Zur Temperierung der Zwischenklimazone trägt durch deren transparente Abdeckung auch die passive Solarenergie bei. Dies führt auch zu einer Erhöhung der Zulufttemperatur für die dezentralen Lüftungsgeräte und so verringern sich die Transmissions- bzw. die Lüftungswärmeverluste des Gebäudes.



Für eine optimierte Tageslichtversorgung werden die Fenster der Klassenzimmer an der Südfassade mit Sonnenschutz und Lichtlenksystemen ausgestattet. Teilweise sind zusätzlich Oberlichter zur Zwischenklimazone eingeplant, um eine zweiseitige natürliche Belichtung zu ermöglichen. Das Atrium erhält bewegliche Lichtschaulen und Reflektoren.

Die Wärme aus dem Fernwärmenetz wird genutzt, um mittels eines, auf geringe Temperaturdifferenzen spezialisierten Kraftwerk Aggregats (Organic Rankine Cycle – ORC-Kraftwerk) Strom zu produzieren. Zur Stromproduktion sind außerdem noch drei Windenergieanlagen sowie eine Photovoltaik-Anlage auf dem Dach und an der Südseite geplant.

Der berechnete Bedarf an Wärme liegt bei 327 MWh/a und der Strombedarf wurde mit 59 MWh/a ermittelt. Ein mindestens gleich großer Betrag an Primärenergie wird über die Windenergie- und

Photovoltaikanlagen sowie das ORC-Aggregat erzeugt. Energieüberschüsse werden in das Netz der Elektroversorger eingespeist.

Baukosten und Wirtschaftlichkeit

Das Plus-Energie-Konzept ermöglicht eine Reduzierung des Primärenergieverbrauches um mehr als 1.000 MWh/a. Durch die weitgehende Erhaltung der vorhandenen Bausubstanz werden Ressourcen geschont und die Zusammenlegung der Schulen eröffnet Möglichkeiten einer optimierten Raumnutzung durch Synergieeffekte.

Pädagogikkonzept

Die Zwischenklimazone ist als variabel belegbare Aufenthalts- und Kommunikationszone geplant und bietet sich für Ausstellungen und Aktionen an. Dazu zählen räumliche Experimente, sportliche Aktivitäten, Kunstausstellungen oder musikalische Aufführungen. Der Bereich wird ausschließlich über passive Solareinträge und Abwärme beheizt. Damit bietet er gerade für die Kinder der Grundschule die Möglichkeit, zwischen den beheizten Klassenräumen und dem Außenbereich eine weitere Klimazone bewusst zu erfahren. Durch Anlegung eines Biotops oder durch Tierhaltung in diesem Bereich kann der Einfluss der Temperatur auf Mensch und Natur anschaulich vermittelt werden.

Energiekennzahlen

Energiekennzahlen nach EnEV (in kWh/m²a) vor Sanierung nach Sanierung

Heizwärmebedarf 49,90

Primärenergie gesamt 36,20

Gemessene Energiekennwerte (in kWh/m²a) vor Sanierung nach Sanierung

Endenergie Wärme 97,20

Primärenergie Wärme 25,30

Primärenergie gesamt 39,40

Endenergiebedarf gesamt (inkl. Geräte) 102,40

Endenergiebedarf für Beleuchtung 5,70

Endenergiebedarf für Lüftung 2,50

Nutzenergiebedarf für Klima 7,50

Nutzenergiebedarf für Heizung 39,90

Werte "vor Sanierung" wurden berechnet aus Verbrauchsdaten 2003-2005

Kosten für die Sanierung

Sanierungskosten in €/m²

Insgesamt 7.790.000

Förderung Bund 3.819.520

Förderung Land 1.469.047

Eigenmittel inkl. Sonderbedarfszuweisung 2.501.433

Hierbei handelt es sich um eine/n Kostenschätzung^g

Umweltaspekte der Förderung von Schiefergas

Stefan Saatmann, B.Sc

*Deutsch-Russisches Institut für Energiepolitik und Energiewirtschaft e.V./ Wirtschaftswissenschaftliche Fakultät der
Universität Leipzig, Grimmaische Str. 12, 04109 Leipzig, stefan@saatmann.de*

Keywords: Unkonventionelles Gas, Schiefergas, Europäischer Gasmarkt

Abstract: Schiefergas ist produziertes Erdgas aus Ton- oder Schwarzschiefer, der als Gesteinsformation eine geringe Durchlässigkeit aufweist. [1] Es ist vor kurzem im Rahmen der "Gas-Revolution" erneut aktuell geworden und daher derzeit eines der stark diskutierten Themen im Energiesektor. [2] Ausgangspunkt dieser Entwicklung ist die Exploration und Produktion von Erdgas aus Schiefer-Schichten in den USA, wo im Moment 40% des Erdgases in dieser Weise produziert werden. Der Einsatz dieser Technik wird derzeit in Europa vorangebracht, da hier ebenso von beachtlichen Reserven ausgegangen wird. [3] In diesem kurzen Essay werden die Technologie der Förderung von Schiefergas und deren Auswirkungen auf die Umwelt näher beleuchtet.

Abstract: Shale gas or tight gas is natural gas produced from low permeability shale formations. It is recently marked as "game changer" or part of the "gas revolution" and therefore one of the hot topics in the energy sector right now. Starting exploration and production of natural gas from shale in the U.S., is about 40 % at the moment and this development is currently coming over to Europe as there are reserves to be assumed. This brief research paper is dedicated to analyze the impact shale gas production might have on the Environment. All descriptions can only give a superficially introduction as all of these content can be researched in more detail.

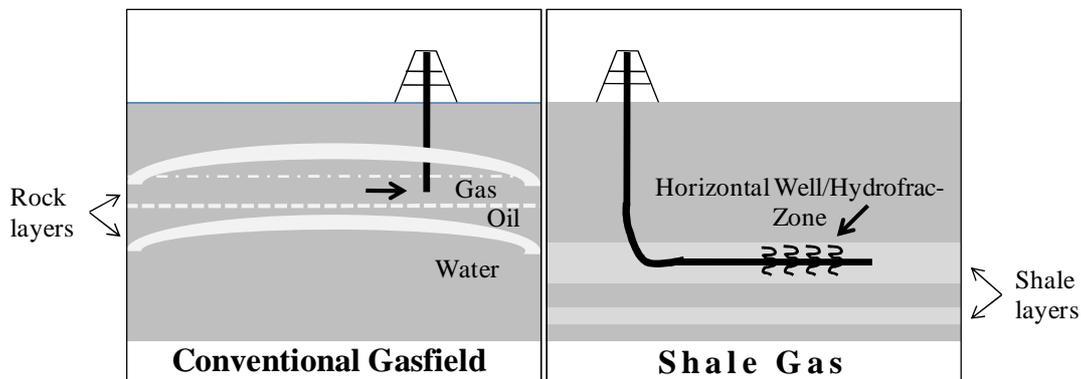
1. Einleitung

Der Gasmarkt hat sich in den zurückliegenden Jahren stark verändert. Durch einen globalen Angebotsüberschuss ausgelöst durch Schiefergasproduktion in den USA und das stärkere Zusammenwachsen des Weltmarktes aufgrund von verbesserter Transporttechnologie in Form von Flüssiggas (Liquefied Natural Gas – LNG), kann derzeit ein negativer Gas-to-Oil Spread beobachtet werden. In diesem kurzen Essay geht es in diesem Zusammenhang um die Fördertechnologie der Schiefergas-Produktion und deren Auswirkungen auf die Umwelt. Alle Beschreibungen können nur eine Einführung sein, da alle Aspekte im Detail angewendet auf das jeweilige Projekt betrachtet werden müssen. Die gewählte Perspektive ist dabei die Europäische, da diese Entwicklung des unkonventionellen Gases derzeit durch Projekte von Energieunternehmen und der Wissenschaft untersucht und vorangetrieben wird.

2. Was ist Schiefergas?

Schiefergas ist Erdgas welches aus Schiefer-Gesteinsformationen gewonnen wird. Diese Schwarz- oder Tonschiefergesteinsschichten dienen als Reservoir und Quelle für Erdgas. Schiefer ist eine feinkörnige Sedimentgestein überwiegend von konsolidierten Ton oder Schlamm und Gas in den Taschen des Felsens. Schiefergesteine unterscheiden sich untereinander stark und sind durch die geringe Durchlässigkeit (Permeabilität) technisch anspruchsvoll zu erschließen. Schiefer ist weiterhin das am häufigsten vorkommende Sedimentgestein in der Oberfläche der Erde.[4] In Bezug auf seine chemische Zusammensetzung ist Schiefergas in der Regel ein trockenes Gas mit einem Methananteil von 90% oder mehr, aber einige Formationen ermöglichen nur die Produktion von nassen Erdgas (in der Regel enthält nasses Erdgas 85% oder weniger Methan). Durch die geringe Durchlässigkeit der Schiefergesteine wird das daraus produzierte Erdgas als unkonventionelles Gas klassifiziert.[5] Unkonventionelles Gas bedeutet Erdgas, das mit unkonventionellen (alternative) Methoden wie abgelenkten Horizontalbohrungen und Hydraulic Fracturing (hydraulischen Aufbrechen/ hydraulisches Aufreißen) produziert wird. [6]

Darstellung 1: *Schema der Horizontalbohrung*



Quelle: Eigene Abbildung

3. Die Förderung von Schiefergas

3.1 Horizontal wells

Moderne Schiefergas-Exploration ist ein technologisches Verfahren zur Gewinnung von Erdgas. Derzeit umfassen die Bohrung und den Abschluss von Schiefergas-Brunnen sowohl vertikale als auch horizontale Bohrungen. Die Technologien, die von den Betreibern genutzt werden, um Schiefergas- Brunnen zu bohren sind ähnlich wie die Bohrtechniken, die Industriestandards wurden für das Bohren von konventionellen Gasquellen. Der wesentliche Unterschied zwischen Schiefergas und einem konventionellen Erdgas ist die Reservoir Stimulation. [7] Schiefergasexploratoren sind

zunehmend auf horizontale Bohrungen angewiesen um die Reservoirs ausbeute und somit den ökonomischen Nutzen zu optimieren. Es gibt eine Vielzahl an Faktoren die die Entscheidung einer vertikalen oder horizontalen Bohrung beeinflussen. Während Vertikalbohrungen weniger Geld pro Bohrung gebrauchen (\$800.000), sind die Bohrungen oftmals weniger wirtschaftlich als Horizontalbohrungen (\$2.500.000), da bei letzterem Skaleneffekt durch größere Raumausbeute genutzt werden können. [8]

3.2 Hydraulic fracturing

Die zweite Technologie, die die vermehrte Förderung von Schiefergas erklärt ist das Hydraulic Fracturing. Hierbei werden die Schiefergesteinsschichten unter hohem Druck mit einem Wasser-Sand-Chemikalien-Mix stimuliert. Ziel ist es die Durchlässigkeit des Erdgases aus den Gesteinsformationen durch Aufbruch der Formation zu erhöhen. Hierbei dient der Sand als Hilfsmittel, indem er die aufgebrochenen Freiräume vor dem Wiederverschluss verstopft, während die Chemikalien die Lösung des Gases fördern.[9] Insgesamt ist die Konzentration von Zusatzstoffen in den meisten Fracturing Fluids mit 0,5% bis 2% relativ konsistent, wobei Wasser mit 98% bis zu 99,5% den überwiegenden Teil einnimmt. Der Bohrprozess- und das Hydraulic Fracturing eines horizontalen Bohrloches erfordern in der Regel 2 bis $4 \cdot 10^6$ Liter Wasser. Hierbei kann es aufgrund von Formationsunterschieden zu beträchtlichen Abweichungen kommen. Jede Felsformation hat dabei Ihre natürlichen Variabilität, was zu unterschiedlicher Bruchstärke und angewendeten Drücken führt. Der Prozess der Gestaltung hydraulischer Fakturierungen beinhaltet die Ermittlung des zu verwendenden Druck und der gewünschten Länge des Formationsbrüche. Hierbei spielt Erfahrungswissen der Unternehmen und die seismischen Kennung des Reservoirs eine entscheidende Rolle für die gelungene Durchführung eines Projektes.

4. Umweltauswirkungen der Förderung von Schiefergas

Die Messung von Umweltauswirkungen neuer Technologien wird heutzutage in den meisten Ländern standardisiert vorgenommen z. B. in den USA durch den *National Environmental Policy Act (1970)* oder in Deutschland durch das *Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung (1990)*. Dies ist ein interdisziplinärer Prozess, der während der Planungsphase des Projektes vollzogen werden muss. Die folgende Aufzählung gibt einen Überblick über mögliche Umweltbereiche und -auswirkungen von Schiefergasexplorationen [10]:

Umweltbereich	Umweltauswirkung
Grundwasser	Wasserverlust, Verunreinigung, Abwassertransport, Wasserrückfluss, Überflutung
Ökosysteme	Spezies, Wasserverlauf, Landnutzungsveränderungen
Luftqualität	Austreten von Methan, Abgase der Transportfahrzeuge, Treibhausgase, Emissionen der Bohrungen und Bohrlochbearbeitung
Geräusche	Einschränkung Lebensraum wilder Tiere, Bevölkerungsbelästigung
Seismische Auswirkungen	regionale Mikrobeben

Der Schutz von Wasser ist das primäre Ziel vieler Umweltbehörden. Wie der *“World Water and Food 2025: dealing with scarcity Outlook”*[11] hervorhebt wird der Wasserbedarf und –management durch weltweites Bevölkerungswachstum zunehmen. Aufgrund der Wichtigkeit von Wasser im Prozess der Schiefergasgewinnung wird nachfolgend auf zwei Problemfelder eingegangen.

4.1 Wasserentnahme

Wasser für das Hydraulic Fracturing kann als Oberflächenwasser oder Bohrung in einem Grundwasserreservoir entnommen werden. Ohne entsprechende Kontrollen der Menge, der Zeit und des Ortes der Oberflächenwasserentnahme kann es zu Einschränkungen von Aqua-Ökosystemen, Flüssen und Bächen kommen. [12]

4.2 Beeinträchtigung von Grundwasser

Grundwasser zählt zu der Nicht-sichtbaren Ressource in unserer modernen Industriegesellschaft. Es wird vorwiegend für Trink- und Nahrungsmittelzwecke genutzt. Die Tatsache, dass Grundwasser schwierig zu erreichen ist, führt zu dem Umstand, dass eine Reinigung sehr aufwändig und teuer ist. Daraus abgeleitet ergibt sich die Empfehlung Verunreinigungen wie z. B. Trübungen oder Lösung chemischer Stoffe im Grundwasser vorzubeugen. [13]

5. Fazit

Um das Fazit zu strukturieren, möchte ich an dieser Stelle drei Betrachtungsebenen anführen. Die Betrachtungsebene der Umweltaspekte über diese neue Technologie und Form der Gewinnung von Erdgas hebt den Wasserverbrauch und die Gefahr der Verunreinigung von Grundwasser in den Vordergrund. Sicherheitsbestimmung und Umwelthaftungsprüfungen sind angeraten und der Gesetzgeber muss sich dieser Thematik stellen. Wichtig wird es hierbei sein eine sachliche

Diskussionsgrundlage zu schaffen. Hierbei sind die involvierten Interessengruppen wie Unternehmen und Regierungen aufgerufen Informationskampagnen zu starten. Dies wird angesichts der technik-skeptischen Grundstimmung in weiten Teilen der europäischen Bevölkerung schwierig und durch Bohrunfälle wie z. B. im mexikanischen Golf erschwert. Die Betrachtungsebene der Gasindustrie führt uns zu dem Umstand, dass der Strukturwandel dort auch durch Schiefergasexploration ausgelöst wurde. Derzeit befindet sich der Markt in globaler Hinsicht in einem Angebotsüberschuss, welches insbesondere langfristige Vertragspartnerschaften unter Druck bringt. Hierbei wird es weiter wichtig sein, die Entwicklung in Europa zu beobachten. Denn eine weitere Angebotsausweitung durch vermehrtes Schiefergas auch in Europa könnte diese Transformationsmechanismen weiter beschleunigen. Europa befindet sich aber derzeit erst am Anfang technisches Know-how im Schiefergasbereich aufzubauen und Experten z. B. des GASH Projektes geben keine Prognose über die Entwicklung von Schiefergas in Europa ab. Die dritte Betrachtungsebene ist die energiepolitische Ebene. Hierbei ist ein zweigeteiltes Europa zu erkennen. Das Ziel der Erhöhung der Versorgungssicherheit durch vermehrte Nutzung eigener Ressourcen ist legitim, da Kaufkraftbelastungen und Konflikte gemindert werden. Dies führt insbesondere in den osteuropäischen Staaten zu einer Unterstützung der Unternehmen und Ihrer Projekte in Bezug auf die Erschließung von Schiefergasressourcen.

References

- [1] Definition taken from the U.S. Energy information Administration, in the internet:
http://tonto.eia.doe.gov/dnav/ng/TblDefs/ng_prod_shalegas_tbldef2.asp
- [2] G. Küffner, Unkonventionell ist nur die Technik, Artikel in der FAZ vom 02.08.2011
- [3] S. Titz, Schiefergas – Die wiederentdeckte Reserve, article in the NZZ, 06.01.2010
- [4] Oil Gas Glossary, 2010-05-04, in the Internet: <http://oilgassglossary.com/shale.html>
- [5] O.A. The Rise of Unconventional Gas, 17.09.2007, p. 4; in the internet:
http://www.enerdynamics.com/documents/Insider91807_000.pdf
- [6] BGR: Energierohstoffe 2009, in the internet:
http://www.bgr.bund.de/cln_145/nn_322848/DE/Themen/Energie/Downloads/Energierohstoffe__2009__Teil1,templateId=raw.property=publicationFile.pdf/Energierohstoffe_2009_Teil1.pdf
- [7] Halliburton Energy Services. 2008. U.S. Shale Gas: An Unconventional Resource. Unconventional Challenges. 2008.
- [8] cf. Marshall Miller & Associates, Inc. Marcellus Shale. Presented to: Fireside Pumpers in Bradford, PA.
- [9] cf. Veatch, R.W., Jr., Z. A. Moschovidis, and C. R. Fast. An Overview of Hydraulic Fracturing. Recent Advances in Hydraulic Fracturing, Edited by J.L. Gidley, S.A. Holditch, D.E. Nierode, and R.W. Veatch Jr. Society of Petroleum Engineers, Henry L.Doherty Series Monograph. v 12.
- [10] http://www.dec.ny.gov/docs/materials_minerals_pdf/ogdsgeischap6.pdf
- [11] See World Water and Food 2025: <http://www.ifpri.org/sites/default/files/publications/water2025.pdf>
- [12] cf. http://www.dec.ny.gov/docs/materials_minerals_pdf/ogdsgeischap6.pdf
- [13] cf. <http://www.groundwater.org/kc/whatis.html>
- [14] <http://www.gas-shales.org/>, last access: 09.05.2010
- [15] <http://www.geoen.de/>, last access: 09.05.2010

Biogascontainer - dezentrale Biogaserzeugung für Regionen mit gering ausgebauter Energieinfrastruktur

Schlegel, Mathias¹; Orth, Maik²; Kanswohl, Norbert¹; Rössel, Dietmar³; Pérez Pineda, Eliecer⁴; Schnabel, Daniel¹

¹ Universität Rostock, Deutschland

² Innovations- und Bildungszentrum Hohen Luckow e.V., Deutschland

³ Colegio de Postgraduados, Mexico

⁴ Universidad Granma, Cuba

1 Hintergrund

Energie ist in allen Volkswirtschaften ein knapper und teurer werdendes Gut. Die Nutzung erneuerbarer Energien ist eine der Strategien, die dem entgegengestellt wird. Dabei kann die Biogaserzeugung und –nutzung unter Umständen eine besondere Rolle spielen. Das trifft insbesondere auf Regionen zu, in denen größere menschliche Siedlungen fehlen. Die Einwohnerdichte ist gering und da es zu teuer ist, eine aufwändige Infrastruktur aufzubauen, fehlen oft die versorgenden Energienetze¹. Wenn an solchen Orten Energie durch Biomasse erzeugt werden soll, erhöht sich die Chance auf eine ausreichende Rentabilität nur bei Berücksichtigung eines dezentralen und energieautarken Konzeptes².

Durch das dezentrale Konzept besteht die Möglichkeit, den lokalen Energiebedarf durch Energie der örtlich vorhandenen Biomasse zu decken. Dezentralität ist an genannten Regionen und Umständen aus zwei Gründen wichtig: Wegen der fehlenden Infrastruktur sind im ländlichen Raum energetische Insellösungen notwendig. Der andere Grund ist die geringe Energiedichte der Biomasse im Vergleich mit der von fossilen Energieträgern. Für die Biomassetransporte - Biomasse muss zur Vergärung zum Fermenter hin- und der Gärrest wieder von dort wegtransportiert werden - müssen Kraftstoffe verwendet werden. Damit nicht mehr Energie für den Transport verbraucht wird, als Energie in der transportierten Biomasse steckt, sind die Transportwege kurz, die Einzugsbereiche klein zu wählen. Für die Vergärung der Biomasse aus so einem Einzugsbereich sind kleinmaßstäbige Technologien gefragt. Technologien dieser kleinen Größenordnung sind relativ zu ihrer Leistung - in diesem Fall die tägliche Biogasausbeute bzw. deren monetärer Marktwert –teurer bezüglich ihrer Investitionssumme als größere Anlagen. Die Reinvestitionszeit ist u.U. zu lang. Wenn aber der Anlagenstandort einer Biogasanlage variabel, also die Biogasanlage mobil wäre und die Standorte - in Abhängigkeit vom zeitlich verfügbaren, lokalen Biomasseaufkommen - wechselten, könnte die erreichbare Biomassemenge vergrößert werden. Es wäre möglich, aus mehreren kleinen Einzugsbereichen nacheinander die Biomasse zu nutzen. Der Gesamteinzugsbereich wäre größer, die Technologie könnte einen größeren Maßstab aufweisen, was zu einer verkürzten Reinvestitionszeit führt.

¹ UN Millennium Project, 2005: 154

² Obernberger, I./Hammerschmid, A., 1999: 1

Außerdem würde ein entsprechend größerer Energiebedarf (einer naheliegenden Stadt) gedeckt werden können.

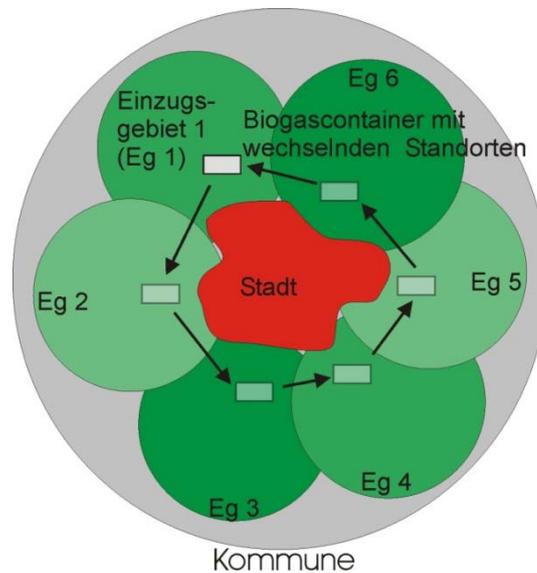


Bild 1: Schema einer Kommune, von umliegenden Biomasseeinzugsgebieten sowie einem Biogascontainer mit wechselnden Standorten

Eine solche Biogasanlage (Bild 1) würde zunächst die Biomasse des Einzugsgebietes 1 (EG 1) für die Biogaserzeugung nutzen, nach deren Erschöpfung wird sie in das EG 2 umgesetzt usw.

Energieautarkie ist deswegen wichtig, weil durch die bereits angesprochene fehlende Infrastruktur keine Energie für den Betrieb der Biogasanlage angeliefert wird. Das gilt besonders abseits von Siedlungen. Bei Einhaltung des Dezentralitätskonzepts ist eine Biogasanlage unbedingt energieunabhängig zu konzipieren. Für diese Verhältnisse fehlen jedoch markterprobte exportfähige dezentrale Technologien.

2 Ziel

Vor dem Hintergrund des geschilderten Zusammenhangs wird ein Projekt vom deutschen Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie bis zum Herbst 2011 gefördert und bereits seit über einem Jahr bearbeitet. Für dieses Projekt besteht das Ziel, eine Biogasanlage zu entwickeln, die modular und energieautark konzipiert sowie optional mobil sein soll. Alle diese Eigenschaften sollen in der Bauform eines Containers kombiniert werden. Für Entwicklungs- und Schwellenländer soll das erzeugte Biogas nicht primär in Blockheizkraftwerken verbrannt und verstromt werden, sondern in Gasflaschen als Brenn- oder Kraftstoff zur Verfügung stehen. Das Containerkonzept orientiert sich an Einzugsräumen wie Kommunen, größeren Landwirtschaftseinrichtungen oder kleineren Industrieanlagen. Für dieses Vorhaben wird vorhandenes Know-how zur Biogastechnik und zur Auslegung von energetischen Inseln z.B. mittels Photovoltaik, Solarthermie und Windkraft unter

besonderer Berücksichtigung der klimatischen Bedingungen in den Zielregionen - wie beispielsweise Mexiko, Kuba und Argentinien - an die Containergrößenvorgabe angepasst. Die Auswahl dieser Länder ist dadurch zu begründen, dass es bestehende wissenschaftliche Beziehungen gibt und ein solcher Containereinsatz hier potentiell möglich ist.

3 Bearbeitungsstand des Projektes

3.1 Biologischer Ablauf des Biogasprozesses

Im Bild 2 sind die biologischen Grundlagen der Fermentation abgebildet. Für den Biogascontainer ist geplant, die beiden ersten Phasen (Hydrolyse, Acidogenese) in einem sogenannten Hydrolysebehälter räumlich getrennt von den beiden letzten Phasen (Aceto- und Methanogenese in einem Fermenter) stattfinden zu lassen. Der Grund liegt darin, dass die jeweiligen unterschiedlichen Lebensbedingungen der Bakterien besser eingestellt werden können. Die für die Hydrolyse und Acidogenese der Substrate verantwortlichen Bakterien sind beispielsweise fakultativ anaerob³, d.h. sie tolerieren den vorhandenen Sauerstoff, die für die Aceto- und Methanogenese verantwortlichen sind streng anaerob.

³ Besgen, S.; Kempkens, K., 2004

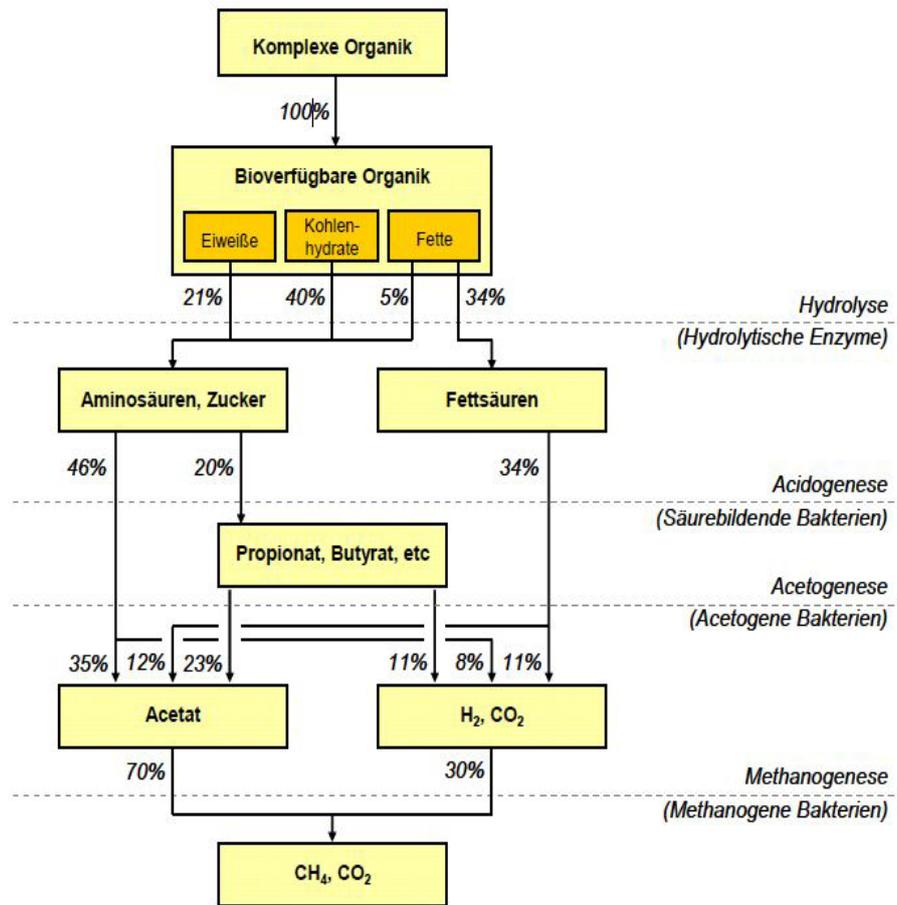


Bild 2: Schematische Darstellung des biologischen Ablaufes der Fermentation⁴

3.2 Planung des Aufbaus der Biogasanlage

⁴ Gerber, M., 2009

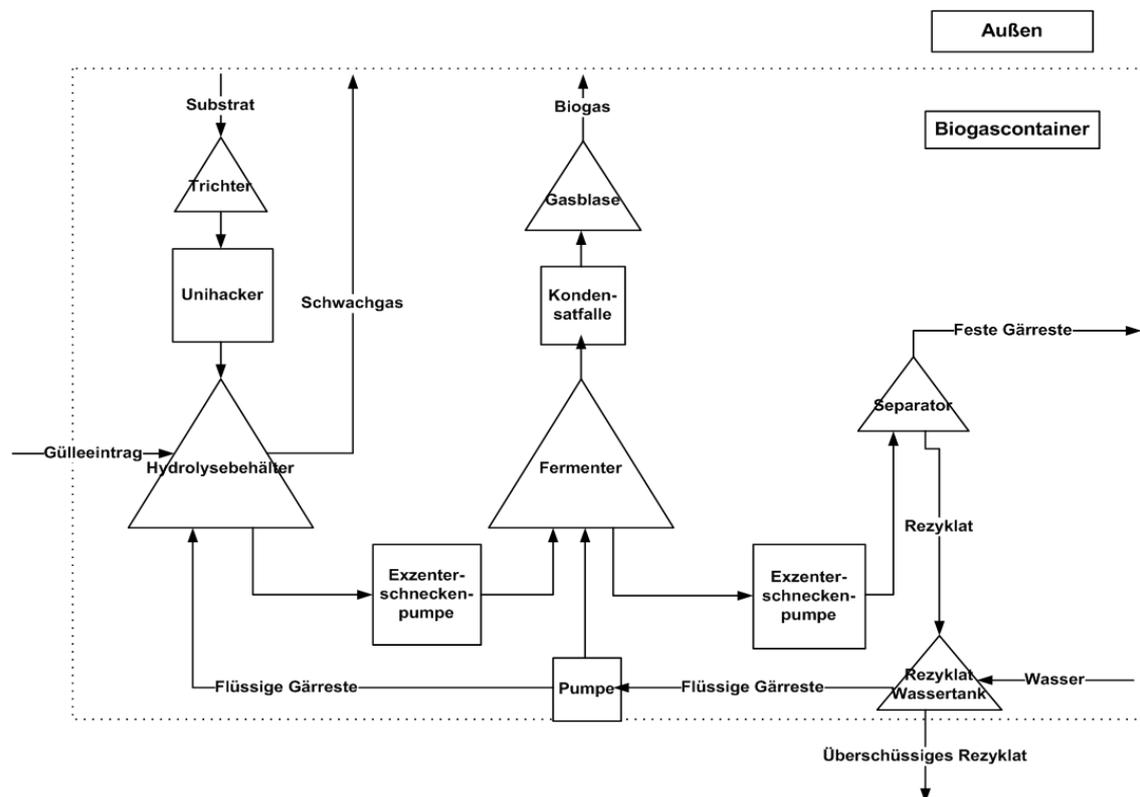


Bild 3: Schematische Darstellung der Stoffflüsse⁵

Im Bild 3 ist dargestellt, dass links oben das Substrat zunächst in einen Einfülltrichter, und dann über ein Zerkleinerungsgerät dem Hydrolysebehälter (HB) zugeführt wird. Dort wird dem Prozess Gülle oder alternativ ein flüssiger Teil des Gärrestes beigemischt. Nach einer bestimmten Verweilzeit im HB wird der hydrolysierte Substratmix zum Fermenter gefördert, wo die eigentliche Biogasbildung stattfindet. Schließlich wird der vergorene Rest aus dem Fermenter heraus und zu einem Separator hin befördert. Dort erfolgt eine Abtrennung zwischen dem festen und flüssigen Rest.

3.3 Dimensionierung der Behälter und Stoffströme

Da die Biogasanlage wegen der Gewährleistung seiner Transportierbarkeit in einen 40-Fuß-Standardcontainer eingebaut werden soll, ist die Dimensionierung der einzelnen innenliegenden Behälter dem zur Verfügung stehenden Containervolumen von 67,7 m³ anzupassen. Dafür wurden mehrere Anlagenvarianten erarbeitet, die sich in ihrer Substratzusammensetzung unterscheiden. Für eine Referenzanlage in Deutschland - hier soll die Anlage optimiert werden - wird die Fermentation von Maissilage (Bild 4) entweder mit Gülle oder mit Rezyklat (Rezyklat) - das ist der

⁵ Projektbericht ROSMA, 2011

abgetrennte flüssige Teil des Gärrestes – betrachtet. Mit der Gülle bzw. dem Rezyklat kann der nötige Trockensubstanzgehalt im Fermenter eingestellt werden.

Auslegung Behälter und Stoffströme für Beschickung mit Maissilage

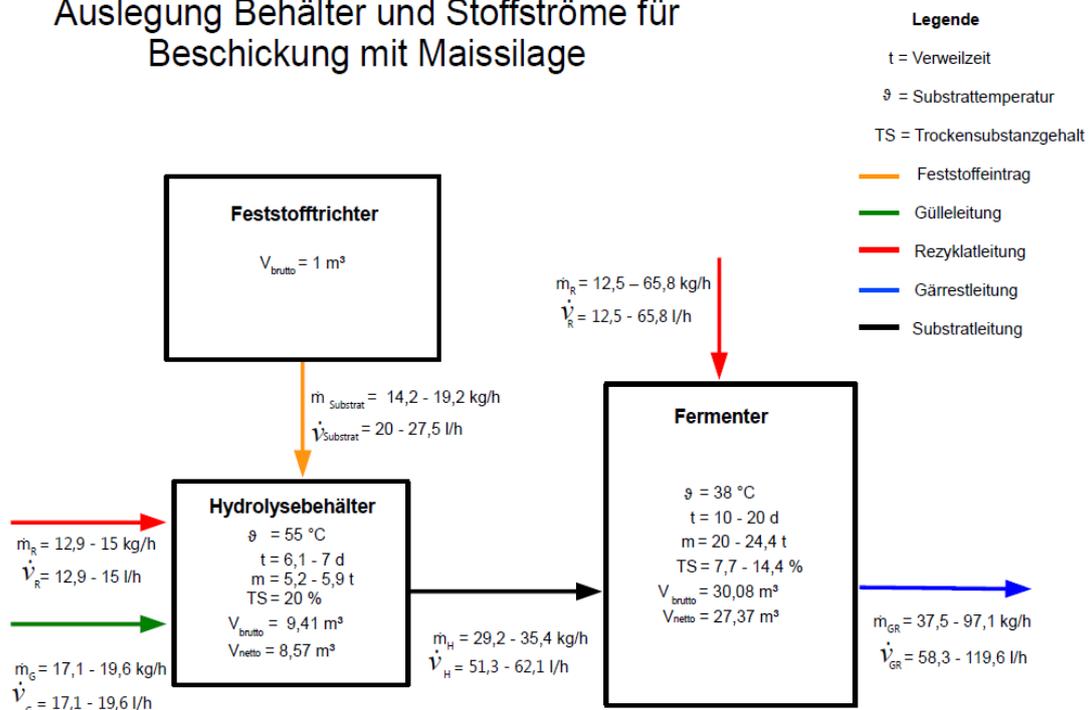


Bild 5: Schematische Darstellung der Behälter und der Stoffströme bei einer Beschickung mit Maissilage⁶

Weiterhin wurden zwei Varianten erstellt, in denen Stroh anstatt Maissilage eingesetzt wird. Stroh soll modellhaft anstelle der in den Zielregionen typischen pflanzlichen landwirtschaftlichen Reststoffe (Maniok-, Kakaoernterest, Bagasse usw.) genutzt werden. Eine der beiden Varianten wird wiederum mit Gülle geplant, die andere mit Rezyklat. Die Variante mit Rezyklat wird ausgewiesen, da in den entsprechenden Zielregionen u.U. davon ausgegangen werden muss, dass keine Gülle zur Verfügung steht. Im Bild 6 ist die Beschickung mit Stroh berücksichtigt.

⁶ IBZ Projektunterlagen, 2011

Auslegung Behälter und Stoffströme für Beschickung mit Stroh

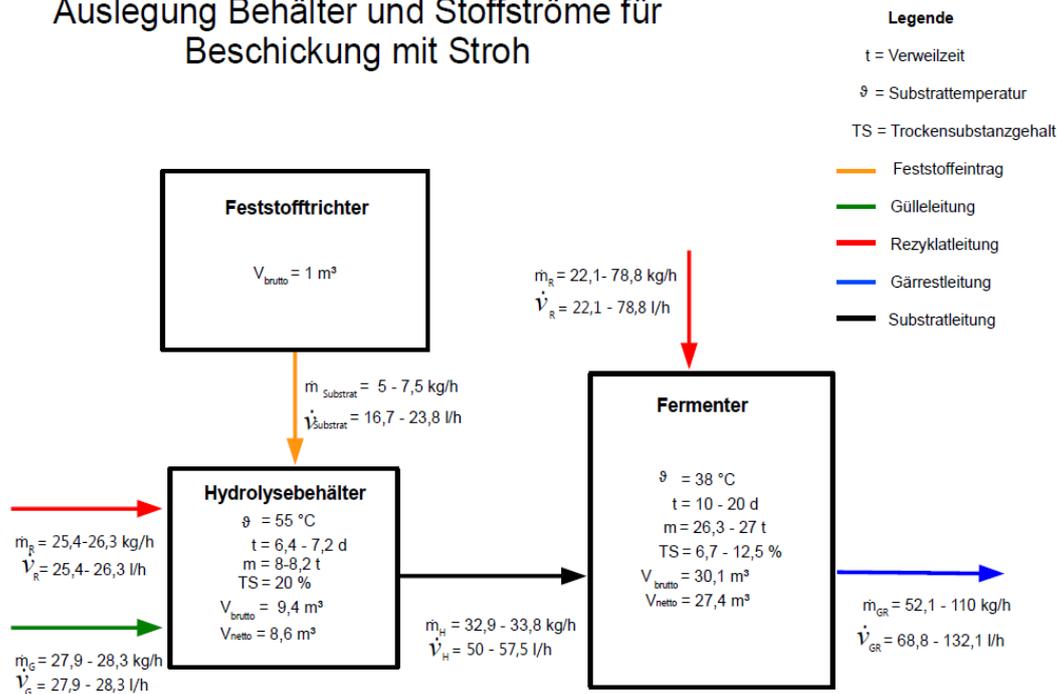


Bild 6: Schematische Darstellung der Behälter und der Stoffströme bei einer Beschickung mit Stroh⁷

Aus diesen Daten sind die Energiebedarfe der Pumpen, Steuerungen usw. abgeleitet.

3.4 Berechnete Biogausbeuten und Energieerträge

Neben der Planung für die Auslegung des Containers ist es wichtig, die theoretischen Biogausbeuten zu berechnen, weil über deren monetäre Bewertung die Reinvestition berechnet werden kann. Diese steht zum Schluss einem potentiellen Kunden als Information zur Verfügung, mit der er seine Investition planen und Kaufentscheidung treffen kann.

Für die Beschickung mit dem Grundsubstrat Maissilage wurden vier Varianten erstellt (Tab. 1), wobei diese sich dadurch unterschieden, ob Gülle oder an deren Stelle Rezyklat genutzt wird. Die beiden Mais/Gülle- bzw. die beiden Mais/Rezyklatvarianten unterscheiden sich außerdem nach ihrer Verweilzeit, die entweder 20 Tage oder 10 Tage beträgt. Damit verschiebt sich die mögliche Raumbelastung, was man an den Werten in der Tabelle ablesen kann.

⁷

IBZ Projektunterlagen, 2011

Tabelle 1: Behältermaße, Stoffströme und theoretische Energieerträge bei der Fermentation von Maissilage mit Gülle oder Rezyklat⁸

	Fermentation von Maissilage mit			
	Gülle		Rezyklat	
	bei Verweilzeit (d) von			
	20	10	20	10
Stoffströme				
Gülle [m ³ /d]	0,41	0,47	-	-
Maissilage [m ³ /d]	0,48	0,55	0,56	0,66
Rezyklat in Hydrolysebehälter [m ³ /d]	-	-	0,31	0,36
Rezyklat in Fermenter [m ³ /d]	0,32	1,58	0,30	1,54
Hydrolysat [m ³ /d]	1,23	1,4	1,25	1,49
Gärrestmenge [m ³ /d]	1,41	2,85	1,4	2,87
Biogasertrag [m³/d]	75,58	86,26	78,49	93,33
aus Maissilage [m ³ /d]	67,75	77,34	78,49	93,33
aus Gülle [m ³ /d]	7,82	8,93	-	-
Bruttoenergieertrag [kWh/d]	395,34	451,25	408,13	485,3
aus Maissilage [kWh/d]	352,32	402,15	408,13	485,3
aus Gülle [kWh/d]	43,02	49,1	-	-
Jahresertrag [kWh/a]	144298,58	164707,71	148967,11	177134,54
aus Maissilage [kWh/a]	128597,86	146786,33	148967,11	177134,54
aus Gülle [kWh/a]	15700,72	17921,38	-	-
Gesamtfeuerungsleistung [kW]	16,47	20,68	17,01	20,22
Fermenter				
Volumen netto [m ³]	27,37	27,37	27,37	27,37
Volumen brutto [m ³]	30,08	30,08	30,08	30,08
Masse netto [t]	21,34	24,36	19,86	23,62
TS [%]	14,41	7,7	14,33	7,68
Raumbelastung [kg oTS/m ³ · d]	5,15	5,87	3,48	5,68
Hydrolysebehälter				
Volumen netto [m ³]	8,57	8,57	8,57	8,57
Volumen brutto [m ³]	9,41	9,41	9,41	9,41
Masse [t]	5,87	5,87	5,21	5,21
TS [%]	20,15	20,15	20,04	20,04
Verweilzeit im Hydrolysebehälter [d]	6,98	6,12	6,85	5,76
Raumbelastung [kg oTS/m ³ · d]	16,44	18,77	11,13	18,15
Feststoffrichter				

⁸ IBZ Projektunterlagen, 2011

Volumen brutto [m ³]	1	1	1	1
----------------------------------	---	---	---	---

Genauso wie bei der Beschickung mit Mais als Hauptsubstrat wurden für Stroh die gleichen vier Zusammensetzungsvarianten erstellt (Tabelle 2).

Tabelle 2: Behältermaße, Stoffströme und theoretische Energieerträge bei der Fermentation von Stroh mit Gülle oder Rezyklat⁹

	Fermentation von Stroh mit			
	Gülle		Rezyklat	
	bei Verweilzeit (d) von			
	20	10	20	10
Stoffströme				
Gülle [m ³ /d]	0,67	0,68	-	-
Stroh [m ³ /d]	0,40	0,4	0,56	0,57
Rezyklat in Hydrolysebehälter [m ³ /d]	-	-	0,61	0,63
Rezyklat in Fermenter [m ³ /d]	0,53	1,89	0,53	1,88
Hydrolysat [m ³ /d]	1,2	1,21	1,35	1,38
Gärrestmenge [m ³ /d]	1,65	3,03	1,78	3,17
Biogasertrag [m³/d]	49,02	49,75	50,73	51,81
aus Stroh [m ³ /d]	36,19	36,73	50,73	51,81
aus Gülle [m ³ /d]	12,83	13,02	-	-
Bruttoenergieertrag [kWh/d]	255,14	258,93	258,71	364,23
aus Stroh [kWh/d]	184,57	187,31	258,71	264,23
aus Gülle [kWh/d]	70,58	71,62	-	-
Jahresertrag [kWh/a]	93127,38	94509,66	94427,86	96442,28
aus Stroh [kWh/a]	67367,37	68367,3	94427,86	96442,28
aus Gülle [kWh/a]	25760,01	26142,36	-	-
Gesamtfeuerungsleistung [kW]	10,63	10,79	10,78	11,01
Fermenter				
Volumen netto [m ³]	27,37	27,37	27,37	27,37
Volumen brutto [m ³]	30,08	30,08	30,08	30,08
Masse [t]	26,59	26,98	26,25	26,81
TS [%]	12,45	6,73	12,45	6,73
Raumbelastung [kg oTS/m ³ · d]	5,25	5,32	5,01	5,12
Hydrolysebehälter				
Volumen netto [m ³]	8,57	8,57	8,57	8,57

⁹ IBZ Projektunterlagen, 2011

Volumen brutto [m ³]	9,41	9,41	9,41	9,41
Masse [t]	8,16	8,16	7,98	7,98
TS [%]	20,09	20,09	19,7	19,7
Verweilzeit [d]	7,16	7,06	6,36	6,23
Raumbelastung [kg oTS/m ³ · d]	16,76	17,01	16	16,34
Feststoffrichter				
Volumen brutto [m ³]	1	1	1	1

Die Beschickung mit Maissilage führt im Vergleich zur Strohbeschickung zu höheren Erträgen. Außerdem wird deutlich, dass Varianten ohne Gülleeinsatz höhere Leistungen erbringen. Dies ist auf den geringen Trockensubstanzgehalt des Rezyklats zurückzuführen, der einen höheren Feststoffeintrag ermöglicht.

3.5 Containerkonzeption

Bild 7 zeigt eine 3D-Ansicht vom Container. Die Containeraußenflächen sind nicht gezeichnet. Der Fermenterraum ist zur Ansicht nach oben offen gezeichnet, ein liegendes Rührwerk ist dadurch zu sehen. Das Rührwerk durchrührt nicht nur den Fermenter, sondern auch den weiter rechts liegenden, geschlossen gezeichneten Hydrolysebehälter. Um den Fermenterraum so groß wie möglich zu gestalten, wird das Biogas in einer neben dem Container liegenden Gasblase aufgefangen. Der Container ist für die Eigenenergieversorgung außen mit Solarpanels und/oder mit einer Kleinwindkraftanlage versehen.

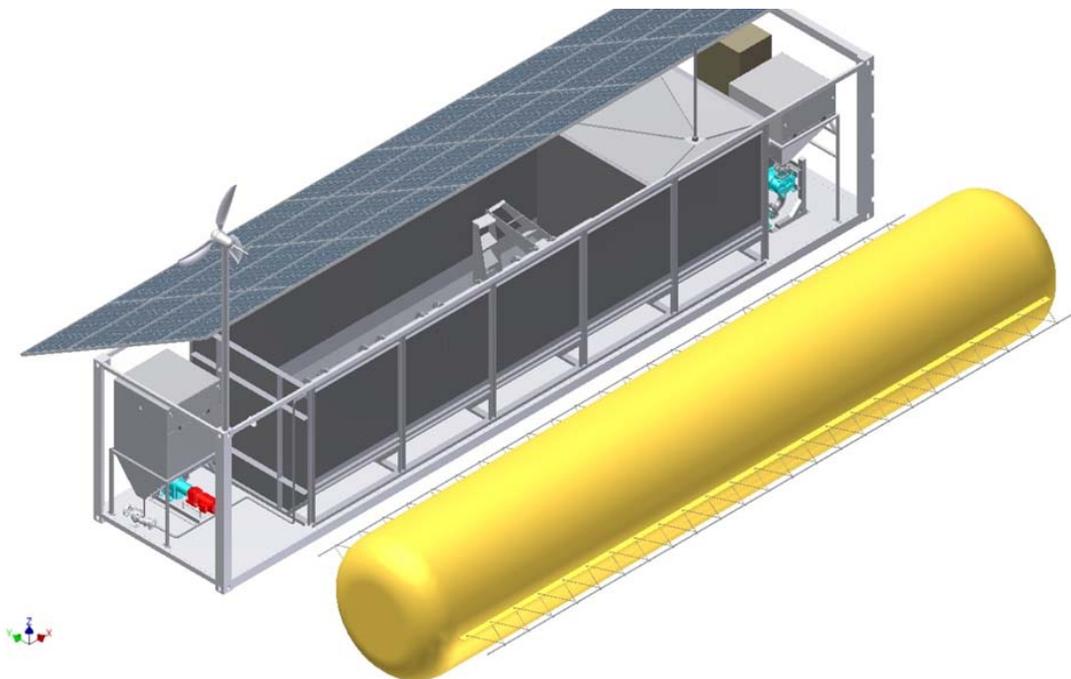


Bild 7: Dreidimensionale Ansicht des Biogascontainers (mit aufgeschnittenem Fermenter) und der außen liegenden Biogasblase¹⁰

3.6 Technisches Konzept zur Deckung des Eigenenergiebedarfes

Für den Einsatz der Anlage in südlicheren Ländern als Deutschland soll die Basis zur Deckung des Energiebedarfes der Biogasanlage die Nutzung der Sonnenenergie (Photovoltaik (PV), Solarthermie) sein, aber auch - in bestimmten Fällen - Windenergie. Bedeutsam für den Ertrag aus PV-Anlagen sind u.a. die globale Sonneneinstrahlung, die mittlere Umgebungstemperatur und die Ausrichtung der PV-Module. Spitzenleistungen von PV-Anlagen werden bei einer Zelltemperatur von 25 °C bei 1000 Watt pro Quadratmeter gemessen. Hinsichtlich des Klimas und der geografischen Lage haben die ausgewählten Zielregionen gegenüber Deutschland einen Vorteil, da sowohl die Einstrahlungsdauer als auch -intensität größer sind. Für unterschiedliche Standorte in Kuba, Argentinien, Mexiko und Deutschland wurden mögliche Energieerträge bestimmt. Für die erste Auslegung wurde ein Ort in Deutschland ausgewählt (Hohen Luckow). Ein Grund ist die gegenüber den Zielregionen relativ ungünstige Sonneneinstrahlung - die Verhältnisse dort sind also auf jeden Fall günstiger - zum anderen liegen für den Standort Daten zur Einstrahlung vor.

3.6.1 Ausgewählte Klimadaten der Zielregionen und Deutschland

Für das energieautarke Betreiben des Containers ist einerseits sein Eigenenergiebedarf und andererseits die verfügbare Sonnen- und Windenergie festzustellen. Für den Energiebedarf sind weiter oben Behältergrößen und Stoffströme bereits dargestellt und die technischen Komponenten der Anlage dimensioniert. Der darauf basierende Strombedarf liegt zwischen 28-43 kWh_{el} je Tag. Repräsentativ für die Schwellenländer wurde für Kuba ein mittlerer Wärmebedarf von 29,3 kWh_{th} je Tag ermittelt. Der Wärmebedarf für deutsche Klimaverhältnisse liegt aufgrund der jahreszeitlichen Temperaturschwankungen zwischen 36-92 kWh_{th} je Tag.

Für die Feststellung der verfügbaren Sonneneinstrahlung wurden die Klimadaten für die Zielregionen Mexiko, Argentinien und Kuba sowie Deutschland als Referenzland ausgewertet (Tabelle 3).

¹⁰ Projektbericht ROSOMA, 2011

Tabelle 3: Mittlere Temperaturverläufe in den Zielregionen und Deutschland¹¹

	Kuba [°C]	Deutschland [°C]	Argentinien [°C]	Mexiko [°C]
Jan.	30	3	30	17,9
Feb.	30	4,1	28	20,4
März	31	7,9	26	23,7
April	31	7,9	23	27,7
Mai	32	12,7	19	31,4
Juni	33	17,7	16	33,7
Juli	34	20,9	15	31,7
Aug.	34	22,3	17	31,3
Sep.	33	18,6	19	29,2
Okt.	32	13,8	22	26,5
Nov.	32	7,7	25	22
Dez.	31	4,1	28	18,3

In Argentinien herrscht eine durchschnittliche Jahrestemperatur von 15,1°C. In Mexiko liegt das Jahresmittel bei 21,47°C. Kuba hat auf Grund der geografischen Lage den höchsten Durchschnittswert mit 25,2 °C.

In der grafischen Ausführung über die Sonnenscheindauer (Bild 8) ist zu sehen, dass Argentinien auf Grund verschiedener meteorologisch begründbarer Faktoren überdurchschnittliche Werte aufweist. In Mexiko und Kuba herrschen ganzjährig hohe Sonnenscheinstunden pro Tag (5-7 h/d). Deutschland hingegen ist in den Wintermonaten mit sehr geringen Raten vertreten. Der Jahresdurchschnitt liegt im Mittel bei 4,3 h.

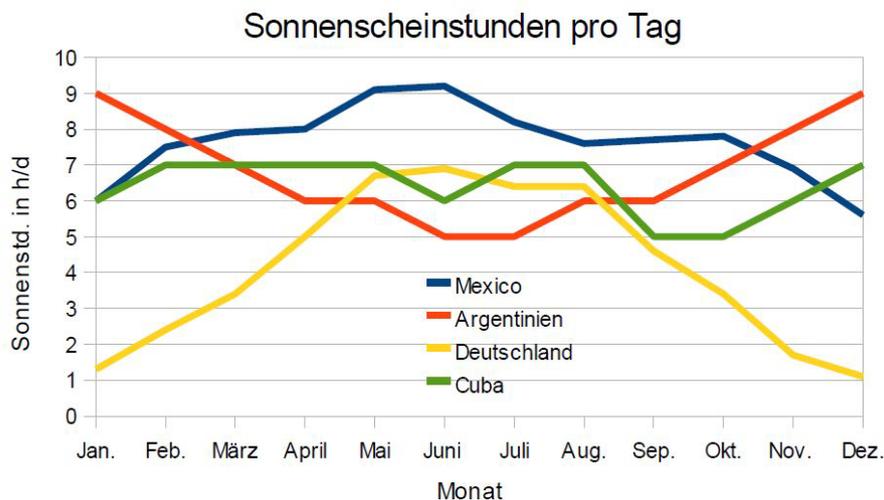


Bild 8: Sonnenscheindauer je Tag in Abhängigkeit vom jahreszeitlichen Verlauf¹²

¹¹ Projektbericht IBZ, 2011

¹² Projektbericht IBZ, 2011

Für die Ermittlung der verfügbaren Windenergie wurden auf Grundlage theoretischer Betrachtungen zur Windverteilung, eigener Messungen der Windgeschwindigkeiten in Hohen Luckow (Deutschland) sowie vorliegender Kennlinien ausgewählter kleiner Windenergieanlagen (Rotordurchmesser 115 (AIRX) bzw. 180 cm (Airdolphin)) mögliche Energieerträge ermittelt (Bild 9 und Bild 10).

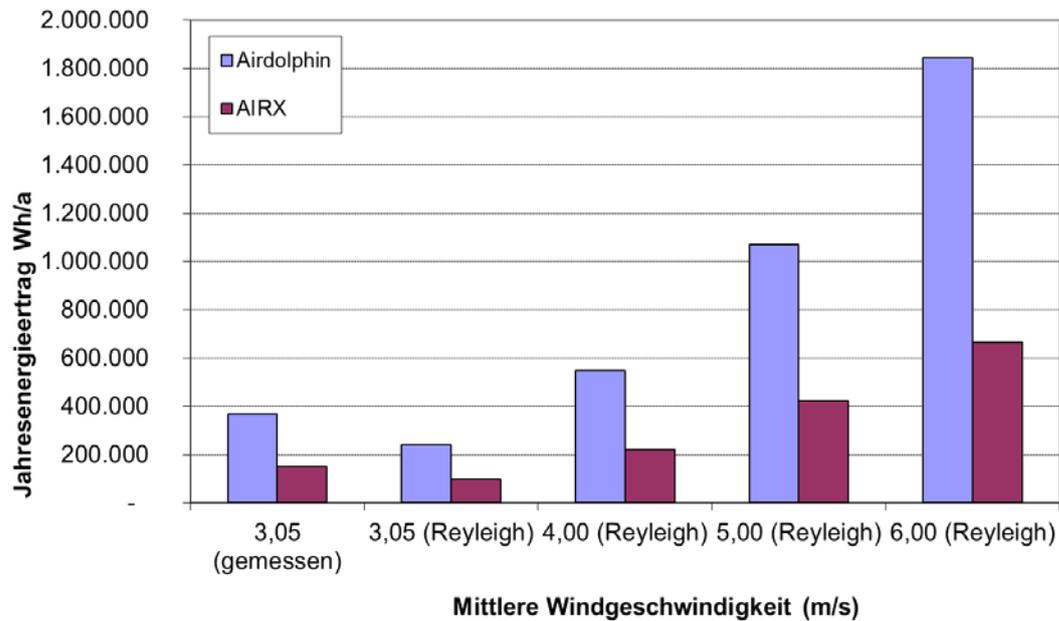


Bild 9: Jahresenergieertrag für ausgewählte kleine Windenergieanlagen und unterschiedlichen mittlere Windgeschwindigkeiten¹³

¹³ Projektbericht IBZ, 2011

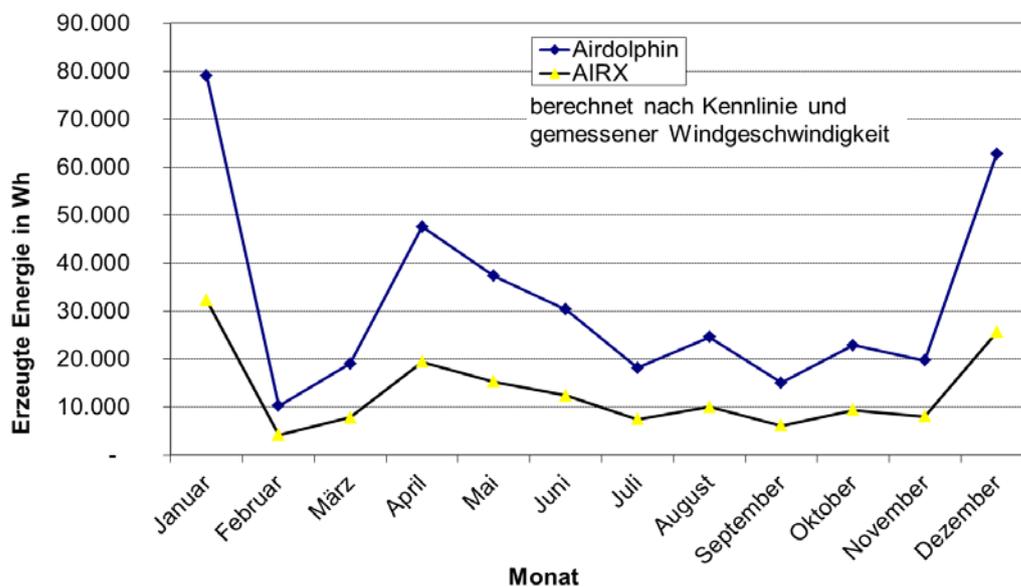


Bild 10: Monatlicher Energieertrag für ausgewählte kleine Windenergieanlagen für gemessene Windgeschwindigkeiten am Standort Hohen Luckow¹⁴

Die für den Einsatz im Biogascontainer vorzugsweise betrachtete Windkraftanlage der Fa. Dethloff & Lange GmbH produziert bei einer installierten elektrischen Leistung von etwa 3 kW einen Energieertrag von ca. 11.600 kWh/a, der zur Deckung des Strombedarfes des Biogascontainers genutzt werden kann.

3.6.2 Deckung des Wärmebedarfes

Mikroorganismen benötigen für die optimale Umsetzung des organischen Materials eine möglichst stabile Gärtemperatur. Der Verfahrensablauf des geplanten Biogascontainers erfolgt wie weiter oben bereits erwähnt zweistufig, d.h. der Biogasprozess läuft in zwei nacheinander geschalteten Behältern (Hydrolysebehälter und Fermenter) ab. Im Hydrolysebehälter muss eine Prozesstemperatur bei etwa 55 °C vorliegen. Im Fermenter haben mesophile Bakterien ein Temperaturoptimum von etwa 38 °C. In Abhängigkeit von den Stoffströmen, der Temperatur des Prozesses und der Umgebung, der Behältergeometrie und der Behälterdämmung ergibt sich daraus der oben bereits genannte Wärmebedarf (Kap. 3.6.2). Die Deckung des Wärmebedarfes kann auf unterschiedliche Weise entsprechend der klimatischen Bedingungen mit Hilfe von Solarthermie, der abfallenden Wärme eines BHKW oder eines Gasbrenners realisiert werden.

¹⁴ Projektbericht IBZ, 2011

3.6.3 Mögliche Kombinationen der Energiebereitstellungssysteme

Zur Bereitstellung der Prozessenergie sind unterschiedliche Kombinationen ausgewiesen, die entsprechend der Standortgegebenheiten gewählt werden können. Für Deutschland ist die Vorzugskombination der Einsatz eines BHKW (Bild 11), da die Installation zusätzlicher Energiebereitstellungssysteme höhere Investitionskosten nach sich ziehen und die Reinvestitionszeit verlängern würde. Zur Deckung der Prozessenergie kann entweder der eigens erzeugte Strom genutzt bzw. der aus dem örtlichen Stromnetz verwendet werden.

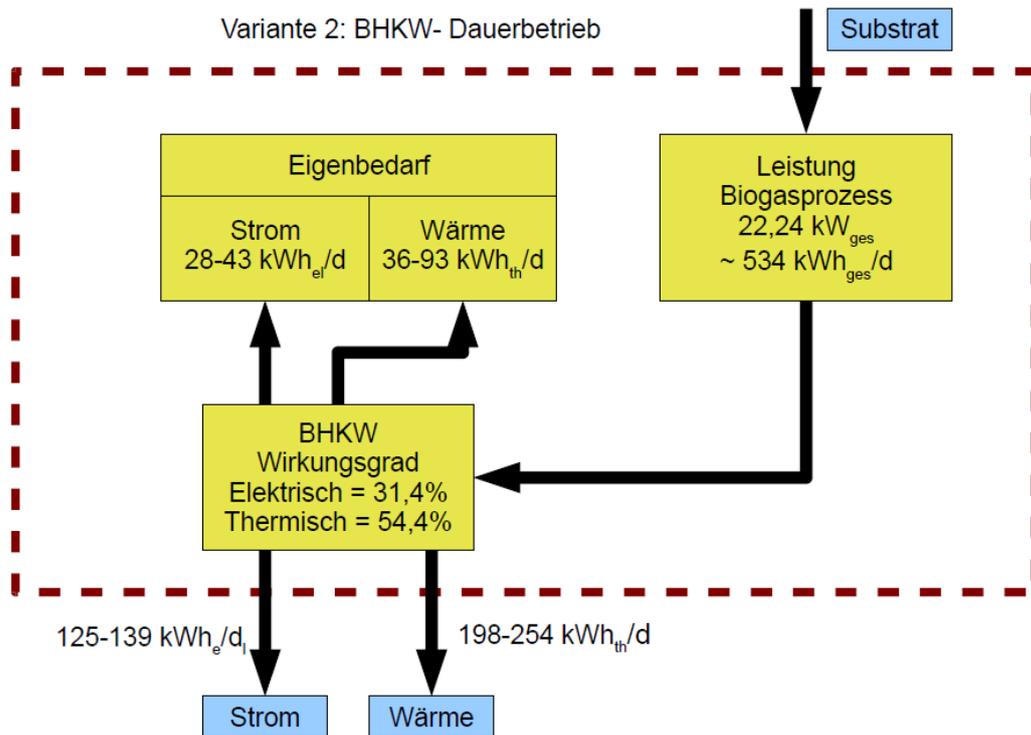
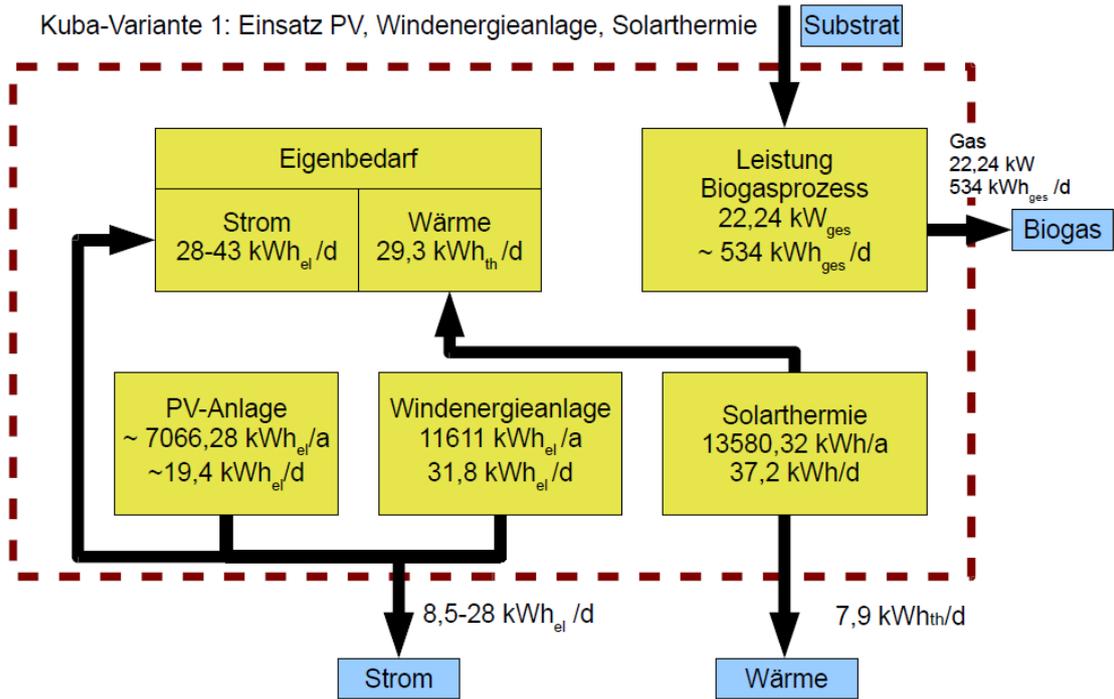


Bild 11: Vorzugskombination der Energiebereitstellungssysteme in Deutschland¹⁵

In den Entwicklungs- und Schwellenländern sind zwei unterschiedliche Kombinationen vorgesehen. Hier kann der elektrische Energiebedarf mithilfe einer PV- und Windkraftanlage gedeckt werden. Die Wärmebereitstellung erfolgt mit einer Solarthermieanlage (Bild 12) bzw. mit optional aufgrund des hohen technischen Aufwandes einer Solaranlage mit einem Gasbrenner (Bild 13), der einen Teil des erzeugten Biogases in Wärme umwandelt.

¹⁵ IBZ Projektunterlagen, 2011



Bei voller Dachausnutzung Überschuss an Strom und Wärme (PV und Solarthermie könnten kleiner ausgelegt, Bedarf Verdichter, Heizungspumpen sowie Verluste Solarthermie)

Bild 12: Erste Vorzugskombination der Energiebereitstellungssysteme für Kuba¹⁶

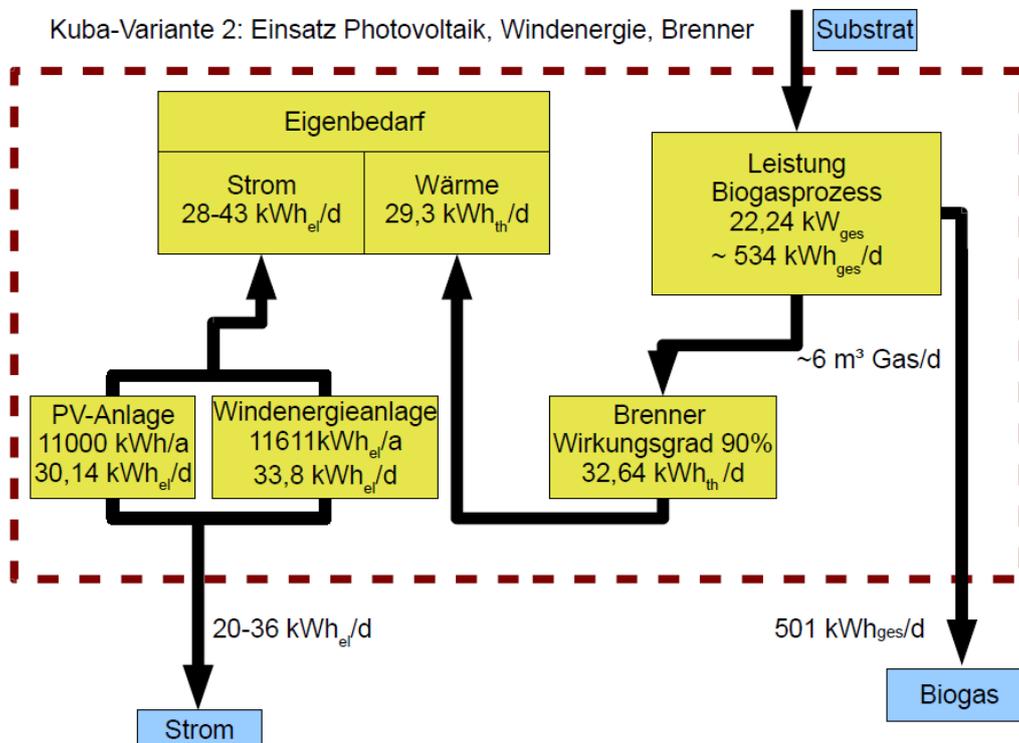


Bild 13: Zweite Vorzugskombination der Energiebereitstellungssysteme für Kuba¹⁷

¹⁶ IBZ Projektunterlagen, 2011

¹⁷ IBZ Projektunterlagen, 2011

4 Fazit

Das Forschungsprojekt wird im Oktober 2011 abgeschlossen. Im Anschluss besteht das Ziel, eine Pilotanlage zunächst an einem Standort in Mecklenburg-Vorpommern zu installieren, da sie lokal besser zu kontrollieren und zu steuern sowie darüber hinaus zu optimieren ist. Der Biogascontainer soll erprobt und weiteren begleitenden Untersuchungen unterzogen werden, sodass die während der Projektlaufzeit kalkulierten Werte durch den praktischen Einsatz belegt werden können. Weiterhin soll die Optimierung des Anlagenbetriebes z.B. durch das Senken des Eigenenergiebedarfes und das Verbessern der Gasausbeute gestaltet werden. Weiteres vorrangiges Ziel besteht in der Reduzierung der Investitionskosten erstens durch Senkung der Materialkosten, aber auch durch Senkung der Arbeitskosten, denn für letzteres gilt allgemein, dass durch eine Serienproduktion diese gesenkt werden können. Außerdem soll die Auswahl der Betriebstechnik überarbeitet werden.

5 Literatur

UN Millennium Project (2005): Investing in Development: A Practical Plan to Achieve the Millennium Development Goals. UNDP [Hrsg.], New York

Obernberger, I.; Hammerschmidt, A (1999): Dezentrale Biomasse Kraft-Wärme-Kopplungstechnologien. „erneuerbare energie“, Arbeitsgemeinschaft ERNEUERBARE ENERGIE – AEE

Besgens, Simone; Kempkens, Karl (2004): Energie- und Stoffumsetzung in Biogasanlagen– Ergebnisse messtechnischer Untersuchungen an landwirtschaftlichen Biogasanlagen im Rheinland. Abschlussbericht Projekt Biogas Rheinland, Landesamt für Ernährungswirtschaft und Jagd, Aktenzeichen: A.4-21.30.01.01

Gerber, Mandy (2009): Ganzheitliche stoffliche und energetische Modellierung des Biogasbildungsprozesses. Dissertation. Ruhr-Universität Bochum, Fakultät für Maschinenbau

Projektbericht IBZ, Projektbericht ROSOMA: Berichte der Projektpartner (2011)

IBZ Projektunterlagen: Interne Unterlagen des IBZ Hohen Luckow e.V. (Oktober 2011)

Energiespeichersysteme zum Ausgleich eines fluktuierenden Energieangebots in Stromversorgungssystemen mit hohen Anteilen regenerativer Energien

Philip Schmit¹, Andreas Dengel², Olaf Götting², Bodo Groß¹

¹ IZES gGmbH / Altenkesseler Straße 17, D-66115 Saarbrücken

² Steag New Energies GmbH / St. Johanner Straße 101-105, D-66115 Saarbrücken

1. Einleitung

Im Zuge der momentan in Deutschland kontrovers geführten Diskussionen hinsichtlich der erheblichen Zunahme an fluktuierenden Erzeugungskapazitäten, insbesondere Wind und Photovoltaik, und der scheinbar daraus resultierenden Notwendigkeit eines Netzausbaus wird die Suche nach alternativen Stromspeichern intensiver. Diese Entwicklung wird auch durch die „Förderinitiative Energiespeicher“ des Bundes belegt. Dazu soll ein Überblick der derzeit diskutierten Optionen, insbesondere zum Thema „Methanisierung von Überschusswindstrom“, gegeben werden. Zusätzlich werden die jeweiligen chemischen Grundlagen, die thermodynamischen Größen sowie die Wirkungsgradketten im Sinne von „Strom zu Produkt“ dar- und gegenüber gestellt.

In Deutschland bestehen nach Ansicht des Leiters des Kompetenzbereichs „Umwelt und Ressourcen“ des Rheinisch-Westfälischen Instituts für Wirtschaftsforschung (RWI) derzeit *„so große Defizite in Bezug auf Leitungsbau, Speicherkapazitäten und bei der Vernetzung mit den europäischen Nachbarn, dass es vorerst nicht ratsam erscheint, mit dem Ausbau regenerativer Stromerzeugungskapazitäten fortzufahren“*¹.

Durch den nahezu zeitgleich zu diesem Interview beschlossene endgültige Ausstieg aus der Atomenergie sowie den ehrgeizigen Zielen der Bundesregierung zur Senkung der CO₂-Emissionen ist der Ausbau regenerativer Energieerzeugungskapazitäten unbedingt notwendig. Die Konsequenz aus diesen kontroversen Standpunkten kann deshalb nur die Intensivierung der Entwicklungsbemühungen für ökologisch und ökonomisch sinnvolle Ausgleichsmaßnahmen zur Erhaltung der Energieversorgungssicherheit sein. Maßgeblich für die Notwendigkeit der Entwicklung solcher Maßnahmen sind die bei weitem nicht ausreichenden derzeitigen Potentiale an kontinuierlich zur Verfügung stehender Energie aus erneuerbaren Quellen. Eine auf ausschließlich regenerativen Energieträgern beruhende Energieversorgung, die langfristig unumgänglich sein wird, wird daher weitgehend von der möglichst kompletten Ausschöpfung der Potentiale an Wind- und Sonnenenergie abhängen. Diese unterliegen jedoch hohen tages- und jahreszeitlichen Fluktuationen sowie räumlichen Abhängigkeiten, wodurch die Versorgungssicherheit ohne aufwändige zusätzliche Regelungsmechanismen bisher nicht gewährleistet werden kann.

2. Lösungsansätze zur Sicherung der Stromversorgung

Aufgrund des deutlich höheren Windaufkommens im Norden Deutschlands, vor allem in den Küstengebieten und auf dem Meer, gestaltet sich dort die Windenergieproduktion wesentlich attraktiver als im Süden des Landes. Wegen der höheren Bevölkerungsdichte im Süden sowie der historisch eher südlich gewachsenen großen Energieverbraucher (Chemie-, Automobil- oder Stahlindustrie) wird dort spezifisch und absolut deutlich mehr Energie verbraucht als im Norden. Für die Energieversorger stellt sich damit nicht nur die Frage nach der bedarfsgerechten Bereit-

¹ Manuel Frondel, im Interview mit „Welt am Sonntag“, 26.06.2011

stellung von elektrischer Energie, sondern auch nach deren Verteilung. In ausreichend dimensionierten Netzen kann der elektrische Strom verlustarm über weite Strecken transportiert werden. Die derzeit verfügbaren Übertragungswege sind bezogen auf ihre Übertragungsleistung nicht ausreichend, um große Mengen elektrische Energie, beispielsweise aus großen Off-Shore Windparks zu weit entfernten Orten zu transportieren, an denen entsprechende Nachfrage besteht. Im Extremfall müssen „Überschüsse“, beispielsweise aus der Windenergie, künstlich abgeregelt, bzw. „vernichtet“ werden, um eine Überlastung der Netze und damit deren Schädigung zu verhindern. Aus diesem Grund müssen für den massiven Ausbau fluktuierender Erzeugungskapazitäten sowohl die Übertragungskapazitäten der Stromnetze im Rahmen eines Netzausbaus gesteigert als auch die Regelungsmechanismen der Netze, bzw. die Einspeisung in die Netze angepasst werden.

Deutlich schwieriger als die Kompensation örtlicher Diskrepanzen zwischen Energiebereitstellung und -verbrauch gestaltet sich der zeitliche Ausgleich von Erzeugungs- und Lastsituation. Zum Ausgleich kurzfristiger Schwankungen im Bereich von Bruchteilen von Sekunden bis zu mehreren Stunden steht heute schon eine Reihe von Ausgleichsmechanismen zur Verfügung. Verbraucherseitig soll dieser Ausgleich über ein sogenanntes Lastmanagement erfolgen.

„Lastmanagement ermöglicht es, durch zeitliche Verlagerung oder das Abschalten unkritischer Stromwendungen, Lastspitzen in Situationen zu minimieren, in denen die Last die Einspeisung aus erneuerbaren Energien deutlich übersteigt, und den Verbrauch auf Situationen zu verlagern, in denen die Einspeisung aus erneuerbaren Energien die Last übersteigt. Dies ist insbesondere in Stromerzeugungssystemen mit einem hohen Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien sinnvoll.“²

Durch die Einrichtung sogenannter Smart Grids kann ein Großteil des Energiebedarfs privater Verbraucher zum Lastmanagement genutzt werden. Im Vordergrund stehen hier die private Wärmeversorgung über Wärmepumpen, und mittel- bis langfristig die Nutzung der Elektromobilität. Deren Betrieb bzw. das Laden der Batterien in PKW ist ohne entscheidenden Komfortverlust zeitlich verschiebbar. Andere häusliche Anwendungen wie Spülmaschinen, Waschmaschinen usw. spielen aufgrund geringerer Leistungsaufnahmen und ihrer begrenzten zeitlichen Verschiebbarkeit durch deren Eingriffe in die täglichen Abläufe der Menschen eine eher untergeordnete Rolle. Zusätzlich könnte durch die Verschiebung extrem energieaufwändiger industrieller Produktionsprozesse, wie beispielsweise die elektrolytische Gewinnung von Chlor oder Aluminium, aktiv zum Lastmanagement beigetragen werden.

3. Energiespeicher

Muss das elektrische Netz Verschiebungen in Erzeugungs- oder Lastsituationen kompensieren, die durch die räumliche Verteilung des Stroms oder durch Lastmanagement nicht bewältigt werden können, werden Speichertechnologien unausweichlich. In diesem Fall müssen seitens der Energieversorger zwar erhöhte Energieverluste in Kauf genommen werden, jedoch können die eingesetzten Speichertechnologien vielfältige Aufgaben übernehmen:

- Abhängig von der Netzsituation sind Speicher im Stande positive oder negative Regelleistung zur Verfügung zu stellen um so die Netzstabilität zu sichern.
- Durch entsprechenden Einsatz können Energiespeicher auch parallel und entsprechend dem Energiebedarf flexibel eingesetzt werden, indem die Ladezyklen planmäßig in Zeiten mit geringem Lastbedarf verschoben werden, während die Entladung der Speicher zu Spitzenlastzeiten zusätzliche elektrische Energie liefert.

² Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen, Studie des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2010

- Durch den Ausbau erneuerbarer Energieträger wird auch die Bedeutung der Vergleichmäßigung der fluktuierenden Erzeugung zunehmen, um den Regelbedarf anderer Energieerzeuger zu senken. Solche Langzeitenergiespeicher müssen im Stande sein, große Überschüsse in reversibel verlaufenden Ladezyklen einzuspeichern und je nach Bedarf wieder abzugeben.

Die meisten heute diskutierten Speichersysteme eignen sich aufgrund ihrer Charakteristik, in erster Linie ihrer speicherbaren Energiemenge, vornehmlich als Kurzzeitenergiespeicher zur Bereitstellung von Regelenergie oder äquivalent zum Lastmanagement. In den zukünftigen dominant von regenerativen Energien versorgten elektrischen Netzen müssen Energiespeicher auch auf ihre Fähigkeit untersucht werden, kurz- und langfristige Differenzen zwischen wetterabhängiger Einspeise- und Lastsituation auszugleichen. Der Ausgleich, gerade von lange andauernden, saisonalen Diskrepanzen zwischen Energieangebot und -nachfrage, erfolgte bisher durch die Ausschöpfung vorhandener Regelkapazitäten konventioneller Kraftwerke. Wegen der nachhaltigen Verdrängung dieser Kapazitäten durch erneuerbare Energieträger wird sich dieses Bild jedoch zukünftig grundlegend wandeln. Die hohen Ausbauraten, gerade der fluktuierenden auf erneuerbaren Quellen basierenden Energieerzeugungskapazitäten, erfordern die Entwicklung sowie den raschen Ausbau von Energiespeichern. Das Fraunhofer IWES schätzt den Speicherbedarf auf 20 – 40 TWh_{el}, der VDE auf mehrere hundert GWh_{el}.

3.1. Ultrakurzzeitspeicher

Energiespeicher wie Superkondensatoren, supraleitende Spulen oder Schwungräder sind auf sehr geringe Energiemengen begrenzt, sie werden meist zur Primärregelung der Stromnetze im Bereich von Bruchteilen einer Sekunde genutzt. Zur Bewältigung von fluktuierend auftretenden Wind- oder Solarenergieangeboten spielen sie jedoch keine Rolle.

3.2. Batteriespeicher

Die kurzzeitige Speicherung elektrischer Energie kann diese auch mittels umkehrbarer elektrochemischer Reaktionen in Batterien erfolgen. Unterschiedliche Batteriesysteme unterscheiden sich vornehmlich durch die eingesetzten Reaktionspartner voneinander, die die spezifischen Eigenschaften einer Batterie vorgeben. Das größte Potential wird heute in Lithiumionen Batterien gesehen, die sich aufgrund ihrer hohen Wirkungsgrade von bis zu 95%, relativ hoher Zyklenzahl bei jedoch geringer Speicherkapazität im Moment vor allem für kleine, dezentrale oder mobile Anwendungen eignen. In der allgemeinen Stromversorgung spielen Batteriespeicher keine nennenswerte Rolle. Noch verursachen relativ geringe Speicherkapazitäten und Leistungsabgaben, hohe Investitionen.

3.3. Pumpspeicherkraftwerke

Pumpspeicherkraftwerke speichern elektrische Energie in Form von potentieller Energie. Sie sind technisch ausgereift und werden heute unter wirtschaftlichen Bedingungen betrieben. Derzeit basiert praktisch die gesamte Speicherkapazität in Deutschland auf dieser Technologie. Das Speichervolumen aller Pumpspeicher in Deutschland beträgt derzeit rund 40 GWh bei einer maximalen Turbinenleistung von 6,6 GW und einem Gesamtwirkungsgrad von etwa 74 %. Pumpspeicher sind demnach optimal zur täglichen Ein- und Ausspeicherung von Energie geeignet. Ein ökologisch nachhaltiger Ausbau der Pumpspeicherkapazitäten kann in Deutschland wegen fehlender topographischer Potentiale nur noch in geringem Maße erfolgen. Die Erschließung zusätzlicher Pumpspeicherkapazitäten in Skandinavien erfordert zur Minimierung von Übertragungsverlusten ein extrem leistungsfähiges Netz mit Kapazitäten von bis zu 100 GW.

3.4. Druckluftspeicher

Eine Alternative zu Pumpspeichern sind derzeit unter anderen Druckluftspeicher. Diese nutzen die Kompressibilität von Gasen um Luft auf ein höheres Energieniveau zu heben. Überschüssiger Strom wird zur Verdichtung des Gases genutzt, um es beispielsweise in Salzkavernen oder ähnlich dichten geologischen Formationen zu speichern. Während der Ausspeicherung wird die komprimierte Luft in Turbinen entspannt und in elektrischen Strom zurückgewandelt. Druckluftspeicher gleichen Pumpspeicherkraftwerken in ihren technischen Eigenschaften (Wirkungsgrad, Speicherkapazität, Leistungsbereich, Anfahrzeit) stark. Als nachteilig erweist sich jedoch die relativ geringe Energiedichte der komprimierten Luft, die sich letztlich über die damit verbundenen beträchtlichen Baugrößen der Komponenten auch im Preis derartiger Kraftwerke niederschlägt. Weiterhin stellt sich die Frage nach einer ausreichenden Verfügbarkeit benötigter Salzkavernen, die unter anderem in Nutzungskonkurrenz zur Erdgasspeicherung mit deutlich höherem Speicherpotential stehen.

3.5. Chemische Langzeitenergiespeicher

Zum Ausgleich von langfristigen Einspeiseausfällen werden auch Technologien zur langfristigen Energiespeicherung benötigt. Diese müssen in der Lage sein, Deutschland über mehrere Tage oder wenige Wochen hinweg unabhängig von der Einspeisesituation regenerativer Energien mit Strom zu versorgen. Die Errichtung von Speichern der von VDE bzw. Fraunhofer IWES berechneten Größenordnung erfordert auch die Steigerung der Energiedichte von Speichersystemen, wie etwa durch die Nutzung chemischer Energieträger wie Wasserstoff oder Methan. Die direkte Nutzung von Wasserstoff erfordert jedoch eine eigene Wasserstoffinfrastruktur, da die heute in der Gaswirtschaft verwendeten Stähle nicht für die Verwendung von Wasserstoff konzipiert sind. Alternativ dazu können Wasserstoff oder synthetisches Methan im deutschen Erdgasnetz gespeichert werden – mit einer Speicherkapazität von 617 TWh_{th} ist dieser Speicher ausreichend um Deutschland über mehrere Wochen hinweg mit Energie zu versorgen. Jedoch kann dessen Fassungsvermögen nur durch die Verwendung von Methan vollständig genutzt werden. Die Einspeisung von Wasserstoff ist auf 5 Vol% begrenzt. Die Bereitstellung chemischer Langzeitenergiespeicher setzt heute meist die Gewinnung von elementarem Wasserstoff voraus, da dieser neben seiner direkten Nutzung auch Ausgangsstoff für andere chemische Energieträger wie Methan aber auch flüssige Kraftstoffe wie Ethanol oder langkettige Kohlenwasserstoffe ist.

4. Technisches Verfahren „Power-To-Gas“

Zur Herstellung von Wasserstoff kann (überschüssiger) elektrischer Strom zur Zerlegung von Wasser verwendet werden. Durch Anlegen einer äußeren elektrischen Spannung in einem Wasserbad entsteht an den räumlich voneinander getrennten Elektroden jeweils elementarer Wasserstoff bzw. Sauerstoff. Die theoretisch mindestens anzulegende Spannung zur Zerlegung von Wasser beträgt 1,23 V. In der Praxis müssen jedoch aufgrund verschiedener Phänomene deutlich höhere Spannungen angelegt werden. Der erhöhte Spannungsabfall in der Elektrolysezelle resultiert aus der Bildung der Gasblasen an den Elektroden, die den Stromfluss an der Grenzfläche behindern. Hinzu kommen ohmsche Verluste durch die schlechte elektrische Leitfähigkeit von Wasser, die durch den Einsatz eines Elektrolyts zumindest teilweise gesenkt werden können. Gemessen am unteren Heizwert von Wasserstoff liegt der Wirkungsgrad der Elektrolyse, in erster Linie aufgrund der Spannungsverluste in der Elektrolysezelle, derzeit im Bereich von etwa 65 – 75 %.

Um die gesamte Speicherkapazität des Erdgasnetzes nutzen zu können, muss Wasserstoff in einem nachgeschalteten Prozess, beispielsweise in einer Reaktion mit CO₂, in Methan umgewandelt werden. Hierfür benötigtes CO₂ kann entweder direkt der Luft entnommen, aus Verbrennungs- oder anderen industriellen Prozessen abgetrennt oder durch die Verbindung mit Biogasanlagen gewonnen werden. Die direkte Aufkonzentrierung von CO₂ aus der Luft erfordert wegen der geringen Konzentration des CO₂ in der Luft enorme Mengen zusätzlicher Energie, ebenso wie die aufwändige Reinigung des CO₂ aus industriellen Prozessen von unerwünschten Fremdstoffen wie Schwefelverbindungen. Wird CO₂ beispielsweise aus Biogasaufbereitungsanlagen entnommen, liegt es in ausreichend hohen Konzentrationen und wenigen Verunreinigungen vor, so dass nur ein geringer weiterer Aufwand zur Aufbereitung des CO₂ nötig wird.

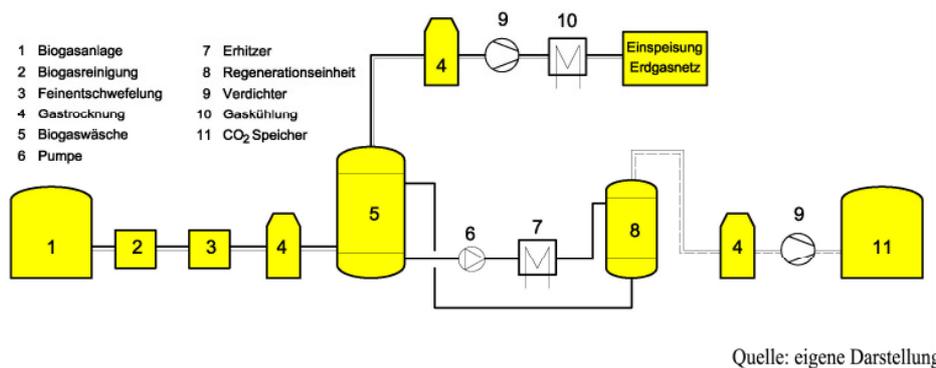


Abbildung 1: Fließbild einer Anlage zur Bereitstellung von CO₂ aus biogenen Quellen

Die Umwandlung von Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid zu Methan und Wasser (Sabatier-Reaktion) erfolgt in einem Methanisierungsreaktor. An die Reaktionsbedingungen stellen sich dabei kontroverse Anforderungen. Um eine möglichst hohe Umwandlungsrate der Ausgangsstoffe zu erreichen, werden im Reaktor relativ geringe Temperaturen im Bereich von etwa 300 °C benötigt. In diesem Bereich läuft die Reaktion jedoch auch unter Einfluss eines Katalysators so langsam ab, dass meist ein zusätzlicher Reaktor mit deutlich höheren Temperaturen vorgeschaltet wird, um einen hohen absoluten Umsatz der Edukte zu erreichen. Die Reaktion ist stark exotherm, im Prozessverlauf werden daher große Mengen Wärmeenergie frei, die abgeführt werden müssen um die Aufheizung des Reaktors zu verhindern. So werden etwa 20 % der eingesetzten Energie im Wasserstoff als Wärmeenergie frei, der Wirkungsgrad des Reaktors liegt somit bei maximal 80%. Auch bei mehrstufiger Ausführung des Reaktors werden die Ausgangsstoffe nicht vollständig umgesetzt, so dass das Produktgas eine Methankonzentration von etwa 90 % hat. Der Gesamtwirkungsgrad der Methanisierung liegt damit nur bei etwa 73 %. Zusätzliche Verluste im Prozess entstehen durch die Verdichtung des synthetischen Erdgases zur Einspeisung in das Übertragungsnetz und den fluktuierenden Betrieb von Power-To-Gas-Anlagen, durch den oftmals keine optimalen Bedingungen für die Elektrolyse und die Sabatier-Reaktion vorliegen. Aufgrund fehlender Stromerzeugungsreserven in hocheffizienten GuD Anlagen, mit Wirkungsgraden von bis zu 60%, ist derzeit davon auszugehen, dass die Rückverstromung bis auf weiteres noch in dezentralen BHKW Anlagen erfolgen muss. Diese weisen derzeit einen elektrischen Wirkungsgrad von 35-40% auf.

Für die Speicherung und Rückverstromung elektrischer Energie im Power-To-Gas-Prozess werden damit Wirkungsgrade unterhalb von 20% erreicht - noch ohne Berücksichtigung von Verlusten für Verdichtung des synthetischen Methans, Zwischenspeicherung von Wasserstoff und den fluktuierenden Betrieb von Elektrolyse und Sabatier-Reaktor.

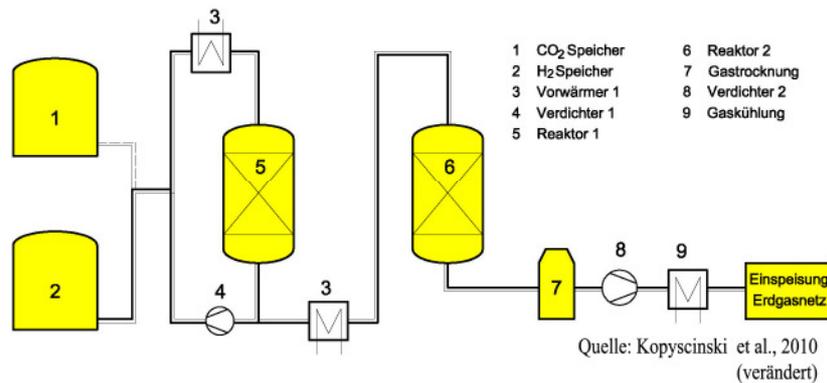


Abbildung 2: Anlage zur Synthese von Methan aus Wasserstoff und Kohlendioxid³

Noch erscheint ein Stromspeichersystem mit einem Gesamtwirkungsgrad von weniger als 20 % sowohl bei ökologischer als auch bei ökonomischer Betrachtung als Irrweg. Möglicherweise wird man durch den Rückbau der verbliebenen konventionellen Kraftwerke irgendwann gezwungen sein, unter dem Druck unbedingt sehr große Speicherkapazitäten zur Verfügung stellen zu müssen, nicht mehr alleine betriebswirtschaftliche Parameter in den Vordergrund zu stellen. In diesem Fall bringt die Bereitstellung von synthetischem Methan für die reine Erhaltung der Netzstabilität unschätzbare Vorteile gegenüber allen anderen bisher bekannten Speicherformen mit sich. Die nötige Technologie steht schon heute für alle Systemkomponenten im Power-To-Gas-Prozess zur Verfügung, auch wenn noch ein gewaltiger Entwicklungsaufwand zu leisten ist, um die einzelnen Teilsysteme für die Nutzung in den nötigen Dimensionen und Wirkungsgraden bereitzustellen.

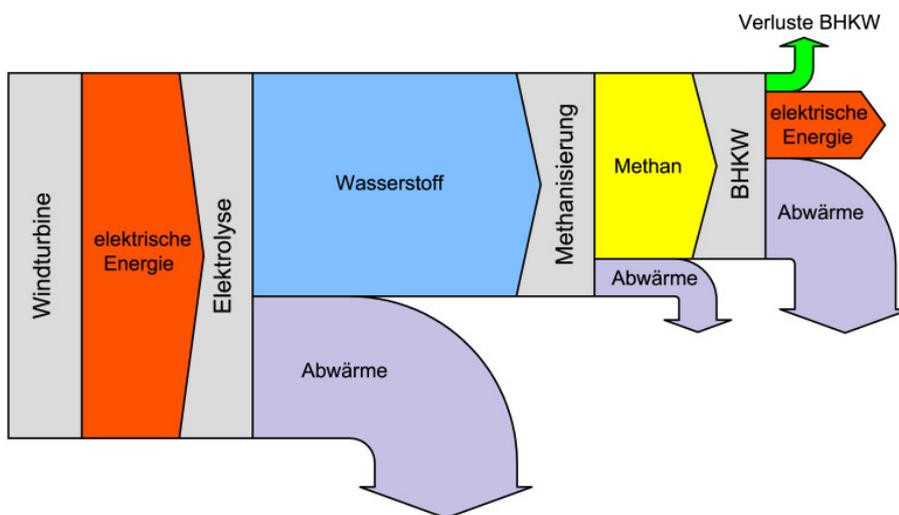


Abbildung 3: Sankeydiagramm des „Power-To-Gas“ Verfahrens

Danksagung

Philip Schmit bedankt sich an dieser Stelle bei Herrn Prof. Dr.-Ing. Horst Altgeld für die Betreuung seiner Bachelor Thesis zum Thema „Power-To-Gas“. Weiterer Dank gilt Herrn Olaf Götting, Herrn Dr.-Ing. Andreas Dengel und Herrn Dr. Bodo Groß, die mit Ihrer Unterstützung entscheidende Impulse in die Bachelor Thesis eingebracht haben.

³ Kopyscinski et al., 2010] Production of synthetic natural gas (SNG) from coal and dry biomass – A technology review from 1950 to 2009, General Energy Research Department, Paul Scherrer Institut, Villingen, Schweiz

Effizientes Heizen und Kühlen in Industrie und Gewerbe -Besondere Lösungen durch Großwärmepumpen-

Dipl.-Ing. (FH) André Schreier
Güstrower Wärmepumpen GmbH

Schlüsselwörter: SmartHeat, Wärmepumpen, Energiekostensenkung, Abwasserenergie, Prozesswärme, Effizienzsteigerung, Heizen, Kühlen

Obwohl deutsche Gebäude immer besseren Standards angehören, bleibt die Frage der effizienten Energieversorgung stehen. Im Wärmebereich werden zunehmend neue Technologien eingesetzt, die die knappen Ressourcen schonen. Hier spielt seit vielen Jahren die Wärmepumpe mit den verschiedenen nutzbaren Energiequellen eine große Rolle. Die bekanntesten Quellen sind hierbei Erde, Luft und Wasser. Sie bieten ausreichend Energie für die verschiedensten Anforderungen, sind allerdings in der Erschließung oftmals an Genehmigungen oder hohe Kosten gebunden. Immer interessanter werden dadurch Quellen wie Prozess- und Abwärme. Diese können im großen Maße für die verschiedenen Bedürfnisse in Industrie, Gewerbe oder im kommunalen Bereich genutzt werden und sollen im weiteren Verlauf betrachtet werden.

Abwasserwärmenutzung im Kanal

Eine kaum bekannte aber sehr gut nutzbare Wärmequelle bietet das häusliche und industrielle Abwasser. Nicht nur Schmutz transportiert das Abwasser über die Grundstücksgrenzen, sondern auch erhebliche Mengen im Haus entnommener Wärmeenergie. Trotz energie- und wassersparender Technik sind Komfortansprüche gestiegen und führen zu steigendem Verbrauch. Es handelt sich um ein großes Potenzial, welches sich in der Kanalisation befindet. Selbst im Winter besitzt Abwasser im Kanal vor direkter Einleitung in die Klärsysteme Temperaturen von ca. 8 bis 10°C. Sowohl Neuals auch Bestandsbauten können mit Energie aus Abwasser beheizt werden.

Ein aktuelles Beispiel hierfür ist das Sport- und Familienzentrum Kurt Ritter in Berlin. Hier werden sowohl der bestehende Gebäudeteil und die neu errichtete Sporthalle mit dem Familienzentrum über eine SmartHeat-Wärmepumpe beheizt.



Das Sport- und Familienzentrum Kurt Ritter in Berlin wird mit einer SmartHeat-Wärmepumpe beheizt.

Und genau diese SmartHeat-Wärmepumpe nutzt die Energie, die mit dem warmen Wasser bspw. aus Haushalten in den Abfluss geschickt wird. Optimal ausgelegt und geplant wurde diese neue Technik in die bestehende Heizungsanlage integriert. Der spezielle externe Wärmeübertrager befindet sich in einem Container am Rande des Sportplatzes. Er stellt die Verbindung zwischen der SmartHeat Wasser/Wasser-Wärmepumpe und der Abwasserenergie dar. Die 60 kW SmartHeat-Wärmepumpe der Titan-Serie versorgt alle Gebäudeteile. Sollte der Heizbedarf jedoch höher sein, sorgt die ursprüngliche Gasheizung für die restliche benötigte Energie. Der Betreiber geht von einer 60%igen Energieeinsparung aus.



60 kW Wasser/Wasser-Wärmepumpe von SmartHeat im Keller des Sport- und Familienzentrums

Abwasserwärmenutzung im Sammelbecken

Aber es gibt auch andere Möglichkeiten Abwasser für Wärmepumpen zu nutzen. Die durch das Güstrower Team realisierte Abwasserwärmenutzung für die Beheizung des Werkstatt- und Bürogebäudes der Stadtwerke Güstrow wird ausschließlich durch eine Sole-/Wasser-Wärmepumpe betrieben. Hier wird das sich direkt auf dem Gelände befindende Sammelbecken genutzt.



In diesem Behälter der zentralen Pumpstation, die das Wasser zum Klärwerk befördert, sind unter Berücksichtigung aller spezifischen Eigenschaften des Abwassers entsprechende PE-Wärmetauscherrohre installiert, über die mittels Solekreislauf der Wärmepumpe dem Wasser die Energie entzogen wird. Diese Wärmepumpen-Anlage der Güstrower Stadtwerke wird seit über 13 Jahren zur Zufriedenheit des Kunden betrieben und spart neben Kosten für eine aufwändige Quellenerschließung jetzt jährlich Heizkosten.

Einfache Nutzung von Abwasserwärme anhand von Solesystemen im Sammelbecken

Die Möglichkeit der effizienten Nutzung von Abwasser lässt sich schnell über die Betreiber der Entwässerungssysteme herausfinden. Wie in den genannten Beispielen verdeutlicht, ist Abwasser eine Wärmequelle, die im Vergleich zu Sonden- oder Brunnenanlagen mit vergleichbarer Entzugsleistung bzw. –energie ohne jegliche Einflüsse aus dem Grundwasser und ohne Beachtung besonderer hydro- oder geologischer Gesichtspunkte ökonomisch und ökologisch günstig erschließbar ist. Abwasserwärmepumpen ermöglichen somit, die Anforderungen des ErneuerbareEnergien-Wärmegesetzes (EEWärmeG) zu erfüllen und können aus diesem Grunde durch den Gesetzgeber gefördert werden.

Wärmenutzung aus Solarabsorbermatten

Allein für kommunale Schwimm- und Freibäder erweist sich die Investition in eine SmartHeat-Wärmepumpe als erheblicher Energiesparfaktor.

Die veraltete und marode Heizungsanlage des Freibades Emden machte es 2001 unumgänglich, für die kommende Badesaison ein neues Konzept zur Wärmeversorgung zu entwickeln. So kombiniert das Versorgungskonzept die Elemente Solarabsorber, Solarkollektoren, Wärmepumpe und Brennwertheiztechnik dergestalt, dass eine optimale Wirtschaftlichkeit bei minimaler Umweltbelastung gewährleistet ist. Der Einsatz von Erdgas wurde dank der hoch-effizienten Wärmepumpe aus Güstrow um 95 % pro Jahr reduziert, was der Umwelt einen jährlichen CO₂ Ausstoß von mehr als 57.000 kg erspart.



Das Freibad Emden wird mit einer Wärmepumpe, die als Quelle Solarmattenabsorber nutzt, beheizt.

Die Erwärmung des Beckenwassers wird vornehmlich durch eine 1900 m² große Solarabsorberanlage realisiert. Dabei wurden 500 m² auf dem Dach des Freibadgebäudes und 1400 m² auf dem Dach des benachbarten Supermarktes montiert. Sollten bei schlechtem Wetter die insgesamt 50 km langen Rohrleitungen des Absorbers nicht ausreichen, um das Beckenwasser auf mindestens 23°C zu erwärmen, wird das Wasser unter Einsatz einer Wärmepumpe auf das gewünschte Temperaturniveau angehoben. Diese Verlängerung der Badesaison ist nicht nur umweltfreundlich, sondern verschafft dem Betreiber auch mehr Einnahmen. Außerdem versorgt die neue Anlage neben dem Freibad auch den genannten angrenzenden Supermarkt mit Wärme. Damit wird erreicht, dass die Vorteile der solarthermischen Energiegewinnung auch außerhalb der Badesaison ganzjährig genutzt werden können.



Prämierte Titan-Wärmepumpe aus Güstrow beheizt das Meerwassererlebnisbad Juist.

Auch für das Erlebnisbad Juist produzierte die Güstrower Wärmepumpen GmbH eine Titan-Großwärmepumpe. Das besondere dieser Wasser/Wasser-Wärmepumpe ist ebenfalls die Nutzung von Solarabsorbern als Wärmequelle für die Wärmepumpe. Dazu installierte das Schwimmbad auf einer Dachfläche von über 800 m² eine Absorberanlage, durch die das Beckenwasser zirkuliert. In den Sommermonaten erwärmt die Sonne das Wasser auf bis zu 27 Grad. Reicht die Sonneneinstrahlung für die Erwärmung nicht aus, schaltet sich automatisch die Wärmepumpe dazu. Dank der außergewöhnlich hohen Eingangs-Temperaturen arbeitet die Wärmepumpe extrem effizient: Die erzeugte Wärme entspricht dem achtfachen der eingesetzten Antriebsenergie.

Durch den Einsatz modernster Wärmepumpentechnologie konnte im Meerwasser-Erlebnisbad Juist bisher ca. 35 % Energie eingespart werden - Grund genug für den BWP (Bundesverband Wärmepumpe e.V.), dieses Objekt dafür auszuzeichnen. Prämiert wurden 2010 Kommunen, die sich in besonderem Maße für das Thema Wärmepumpe einsetzen oder öffentliche Gebäude, die eine Vorbildfunktion für den Ausbau Erneuerbarer Energien im Wärmemarkt übernehmen.

An Hand dieser und anderer im Vortrag genannter Beispiele soll die vielfältige Anwendung von energiesparender Wärmepumpentechnik dargestellt werden. Die leistungsstarken Großwärmepumpen der Titan Serie aus Güstrow vereinen Spitzentechnologie und Energieeffizienz. Ausgereifte Serienprodukte und projektbezogen gefertigte Energiezentralen mit vielfältigen Ausstattungsoptionen bieten beste Voraussetzungen für ein breites Anwendungsfeld: Ob Beheizung und Kühlung von Büro- und Produktionsgebäuden, umweltfreundliche Wärmeversorgung von Wohnanlagen und Nahwärmenetzen oder effiziente Prozesswärmeerzeugung - mit der Großwärmepumpe Titan können Kosten gesenkt und ein Beitrag zu Klimaschutz und Nachhaltigkeit geleistet werden. Die Großwärmepumpe Titan kann nicht nur Erdwärme und Grundwasser als Wärmequelle nutzen, sondern eignet sich auch hervorragend zur Nutzung von alternativen Wärmequellen wie Solarthermie (aus Solarabsorbern und Energiezäunen), Abwasser, industriellem Prozesswasser, Abluft oder Abwärme. Beste Voraussetzungen für höchste Kundenzufriedenheit.

Zusammenfassung:

Die Wärmepumpe hat einen echten Erfolgsweg beschritten und ist in vielen Bereichen erste Wahl, wenn Wärmebedarf im Wohnungsbereich, in Gewerbe oder in der Industrie gedeckt werden soll. Auf diesem Erfolgsweg haben uns unsere Kunden immer wieder mit neuen Anwendungen und Anforderungen konfrontiert. In unserer Manufaktur werden kundenspezifische Kleinserien, Großwärmepumpen für Gewerbe und Industrie gebaut und jede umfangreich auf Qualität und Leistung getestet. Für diese neuen Lösungen kooperieren wir mit den führenden Komponentenherstellern weltweit und suchen die besten Lösungen für unsere Kunden. Kompromisslos, wenn es um Qualität und Effizienz geht. Unsere Leidenschaft für Innovationen gibt heute schon nachhaltige Antworten auf die Fragen der Heizung der Zukunft. Dieser Anspruch des Technologieführers ist Antrieb für das individuelle Angebot von Wärmepumpen aus Güstrow. SmartHeat's Produkte und Lösungen reduzieren die Kosten für Heizung und Kühlung in Industrie, Gewerbe und im Wohnungsbereich.

The heat pumps are on a course for success and are first choice in many fields if it is necessary to cover heat requirements in living areas, in the trade or in the industry. On this course for success of our company our customers have again and again faced us with new applications and requirements. We offer customer-specific small series, large-scale heat pumps for the trade and for the industry – manufactured at our facility and each one tested comprehensively with regard to quality and performance. In order to provide these new solutions we cooperate with the leading component manufacturers worldwide and are looking for best solutions for our customers. All-out if is regarding quality and efficiency. Our passion for innovations is yet giving sustainable answers on questions of heating in the future. This requirement of the technology leader is the impulse for the individual offer of heat pumps made in Güstrow. SmartHeat products and solutions reduce the cost for heating and cooling in the industry, trade and in living areas.

Assessment of relevant storage technologies in the South Baltic Area

PROJECT: WIND ENERGY IN THE BALTIC SEA REGION 2

PROGRAM: SOUTH BALTIC PROGRAM

MADE BY: TILMAN SCHUBERT (EDITOR), HYDROGEN TECHNOLOGY INITIATIVE

FOR: SOUTH BALTIC PROGRAM USERS

DATE: MARCH 2011

I. Relevant storage technologies in the South Baltic Area

Different views lead to various opinions about relevant storage technologies for a region. There cannot be given a completing answer right now which technologies will be leading in the future. The parameters which determine decisions are too many in number and too various in their configuration. First of all a decision about the size of a storage solution has to be made. Different needs cause individually sized storage solutions. Generally there can be drawn different thresholds. From a power based perspective it is the size of the unit that has to be supplied. Starting from a household up to a town all scales can be covered. From an economic perspective it is the different price levels that a storage solution competes with. On the lowest level are the marginal costs of production of electric energy by conventional sources. A level up storage solutions compete with the marginal costs of peak load energy. That kind of energy is used to regulate the grid and is up to ten times more expensive than base load energy. Above that price level the consumer price level appears. Consumer prices include a profit margin and all taxes (quantity and added value taxes). In general this price level is the top level and independent energy supply systems which include a storage solution can compete with that.

To work out the characteristics of the South Baltic Region two large scale storage solutions are picked out. Compressed Air Energy Storage (CAES) which employs caverns to store air as an energy carrier and Pumped Hydro Storage (PHS) using the Baltic Sea as the lower reservoir are the selected technologies.

In the following map potential spots are shown where both technologies can be applied. At this stage of analysis it was examined that in the South Baltic Region



The Pelton turbine symbolizes spots for PHS at steep coast stages. The Underground label symbolizes potential underground layers which are suitable for caverns. This map is not thought to give exact places for the proposed storage solution but to show the potential in the South Baltic Region. Higher interests like environmental protection, spatial planning and elector's decisions have to be respected in forehand.

II. Summary on the assessment of analysed energy storage solutions

Each of the analysed energy storage solutions is applicable in a certain context. Depending on the demand or need the utility or profitability justifies its employment. The remainder of this chapter gives a conclusive overview on the possible applications as determined by the project partners. In the end one finds a comparison matrix on relevant parameters.

To be placed first are two topics that not directly deal with storage technologies but with a holistic understanding of it.

1. Renewable Energy on the grid

The question how the electrical grid is loaded by the fluctuating feed-in of renewable energy is important to insure a high quality of electrical energy for the consumers. Outlining the structure of the grid and the problems and opportunities this chapter gives a comprehensive overview on the topic of fluctuating production of renewable energy. Showing the case of Sweden which is in a comfortable situation with hydro power to balance the grid the regulation necessities are explained conclusively.

2. Distributed Energy Storage

The distributed energy storage describes an opportunity to store renewable energy in a structure of decentralized units. In order to do this a three levelled approach is followed storing energy directly and indirectly from the production. This storage solution is particularly applicable when electro mobility gets more important. The electric batteries of the vehicles can work as an intermediate storage to balance the grid at the time that it is not used and connected to the grid.

3. Pumped Hydro Storage

The technology of Pumped Hydro Storage is well experienced and can be considered as almost risk free. The ecological impact is significant but can be dedicated to environmental protection if designed in an appropriate way. The project partner HTI analysed the opportunity to use the Baltic Sea as the lower water reservoir for the Pumped Hydro plant. By this only one artificial pool has to be set up. Areas of the Baltic Sea steep coast with a minimum height difference of 35m to the shore provide potentials for that storage solution.

This variant of energy storage is applicable to produce energy in peak load demand phases. Surplus wind energy can be stored as potential kinetic energy in the upper pool and be reconverted to electric energy at peak loads.

Several spots around the Baltic Sea Region can be used to install a Pumped Hydro Storage facility. But the ecological impact is significant and has to be clarified in advance. Alternatively a Pumped Hydro Storage can besides its storage function also work as a coast protection facility.

From an economic perspective are Pumped Hydro Storages very attractive because they can compete on the market on the level of peak load energy.

4. Hydrogen Storage

The actual analysis on hydrogen storage focuses a big scale alternative. Storing hydrogen in caverns carries a big potential. Though nowadays and in the next future the costs to apply this solution will exceed any price levels on the market it still shows the feasibility to store renewable energy in large scales. Currently the system suffers

from high costs for appropriate electrolyzers and the low effectiveness of the total system. It will be more appropriate to store hydrogen in pressure tanks which sizes the system to a much smaller scale than the cavern alternative.

5. CAES

Compressed air is a large scale storage solution utilizing the kinetic energy potential of compressed air. The system has been known for a long time but only a few CAES plants exist. The analysis in the actual report examines the possibility to store compressed air in salt caverns in the Baltic Sea Region to balance fluctuating wind energy production. According to the purpose of the storage different scales are applicable for that solution. Current studies on EU-level show that the application of advanced CAES in a large scale is economically reasonable.

6. Electric Batteries

Electric batteries are a traditional storage solution using the current flow between two differently charged electrodes via an electrolyte. Nonetheless does this technology carry a big potential and is a major topic of research and development in the field of energy storage solutions. Depending on the kind of battery a scaleable and economically reasonable solution is available. With a span from mW to MW electric batteries cover every storage range according to the requested application. Due to their sustainability and longevity electrical batteries are a fitting solution to balance the grid from the fluctuating feed-in from wind power.

7. Flywheel

The flywheel storage offers a scalable solution to store energy with a very quick availability. Therefore they are applicable to adjust fluctuations in the grid. Especially when the energy in the grid is provided by renewable and fluctuating resources like wind power grid control is necessary. Due to its robust and simple setup the flywheel storage is a cheap and effective alternative to store energy for a short term. Flywheels have been used for a long time and are very durable. A flywheel's rotor can be made of innovative materials like carbon to reach a higher speed and store more energy.

8. Supercapacitors (Supercaps)

Supercaps are another alternative for short term storages for electric energy using the static field between to condensate layers. Set up in stacks Supercaps are also scalable and flexible in use. According to the type of Supercap a high volumetric or gravimetric density is possible. With a longevity of more than 1 mio.recharge cycles Supercaps also are a robust and simple alternative to store energy. Just the fact that voltage decreases in the discharge process is a disadvantage because complex inverters are required.

9. Low Temperature Thermal Storage

Using a heat pump to produce thermal energy to heat up a building is a very ecological alternative to utilize stored energy. Modern heat pumps are very effective producing thermal energy in an input-output-relation of 1:4. The current systems today are usually scaled to heat single buildings. Driven by wind energy the system is fully renewable and can run independently from the grid.

III. Derivation of recommendations

In a next step recommendations are to be formulated to the European Parliament, European Commission, European Council, National Parliaments and Governments, business associations and enterprises, Scientific and education institutions. The insights from the national analyses support the concentration on big scale energy storage solutions like pumped hydro power and adiabatic air storage. Two core recommendations are:

- Recognizing that sustainable energy revolution is a worldwide and European reality leads to a conversion of “traditional“ energy production based on fossil fuel via dangerous and harmful to human and surrounding burning and nuclear reactions into safe and environmentally friendly energy development using wind, solar and hydro power for energy generation.
- Recognizing pumped hydro, compressed air and electric car network energy storage facilities as well as the Trans-European “Supergrid” as a right decision to balance electricity networks contributing the transfer of conventionally generated to renewably generated electricity. To invite electricity network companies and investors to take care on introduction of Smart grid technical and IT decisions into existing electricity nets as unavoidable mean for transfer conventional energy to higher energy culture level.

Demonstrationsprojekt EuWaK – Erdgas und Wasserstoff aus Kläranlagen

Dipl.-Ing. Patrick Schulte, Dipl.-Ing. Peter Jagemann, Prof. Dr.-Ing. Burkhard Teichgräber

Emschergenossenschaft/Lippeverband, Kronprinzenstr. 24, D-45128 Essen, schulte.patrick@eglv.de

Schlüsselwörter: Wasserstoff, Biomethan, Erdgas, Faulgas, Kläranlage, Energie, Brennstoffzelle, Infrastruktur

Zusammenfassung

Vor dem Hintergrund der Klimaproblematik und der Ressourcenverknappung ist Wasserstoff ein wichtiger Baustein einer künftigen nachhaltigen Mobilität. Die Weichenstellung für die Einführung von Wasserstoff muss bereits heute erfolgen, damit frühzeitig Erfahrungen mit der Technologie gesammelt werden können. Biomethan („Bioerdgas“) hat dabei eine bedeutende Funktion als Wegbereiter der Wasserstofftechnologie. Kläranlagen eignen sich sehr gut als Standort für Biomethan- und Wasserstofftankstellen und können sich dadurch vom reinen Entsorgungsbetrieb zum Produktionsbetrieb von hochwertigen Energieträgern entwickeln. In einem Pilotprojekt wurde auf der Kläranlage Bottrop eine großtechnische Anlage zur Herstellung von hochreinem Wasserstoff und Biomethan aus Klärschlamm und anderer Biomasse erstellt, mit energetischer Nutzung des Wasserstoffs in einem Gasmotor und Nutzung des Biomethans in einer Bioerdgas-Tankstelle. Der Optimierungs- und Forschungsbetrieb der EuWaK-Anlage endet im Juni 2012.

1. Einleitung

Emschergenossenschaft und Lippeverband sind als regionaler Träger der Wasserwirtschaft in den Flusseinzugsgebieten von Emscher und Lippe unter anderem für die Reinigung des Abwassers von ca. 4 Mio. Einwohnern und fast 3 Mio. Einwohnergleichwerten aus Industrie und Gewerbe zuständig. Damit sind sie der größte Kläranlagenbetreiber in Deutschland. Hierfür werden 60 Kläranlagen mit einer Ausbaugröße von 500 bis 2,4 Mio. Einwohnerwerten betrieben. In den vergangenen Jahren haben Emschergenossenschaft und Lippeverband vielfältige Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz und zur Steigerung der Eigenenergieerzeugung ergriffen. Dabei spielen neben ökonomischen Erwägungen auch Klimaschutzgründe und Innovationsanstrengungen eine wichtige Rolle. Ein zentrales Thema ist die optimierte Nutzung der bei der Abwasserbehandlung anfallenden Reststoffe zur Energieerzeugung.

Im Zuge der Abwasserreinigung fallen pro Jahr ca. 92.000 t Trockenmasse stabilisierter Klärschlamm an. Der größte Teil der anfallenden Klärschlämme wird anaerob stabilisiert. In den Faulbehältern wird dabei unter Luftabschluss ein Teil der organischen Substanz der Rohschlämme abgebaut und in Faulgas umgewandelt. Aufgrund seines hohen Energiegehalts ist Faulgas ein hochwertiger erneuerbarer Energieträger.

Die Nutzung des Faulgases findet heute üblicherweise in Blockheizkraftwerken (BHKW) statt. Hierbei lassen sich elektrische und thermische Energie erzeugen, die beide auf der Kläranlage gebraucht werden. Elektrizität wird für fast alle Aggregate der Kläranlage benötigt, Wärmeenergie hauptsächlich für die Beheizung der Faulbehälter und Betriebsgebäude. Ab einer Kläranlagen-Ausbaugröße von 10.000 Einwohnerwerten kann eine anaerobe Klärschlamm-Stabilisierung

(Klärschlammfäulung) mit Faulgasnutzung in BHKW heute als wirtschaftlich sinnvolle Verfahrenskombination angesehen werden.

Bei Emschergenossenschaft und Lippeverband sind 34 Kläranlagen mit BHKW-Anlagen ausgestattet. Die elektrische Leistung der Aggregate reicht von sehr kleinen Einzelmodulen mit 13 kW bis hin zu den großen Modulen auf dem Klärwerk Emschermündung mit einer Gesamtleistung von 5,5 MW. Der elektrische Wirkungsgrad dieser BHKW liegt in der Regel bei 30 - 35 %, neue Anlagen erreichen elektrische Wirkungsgrade von bis zu 40 %. Bei üblichen kommunalen Kläranlagen können so etwa 30 bis 50 % des Eigenbedarfs an elektrischer Energie und nahezu 100 % der benötigten Wärmeenergie erzeugt werden.

Die Erhöhung der Eigenversorgungsquote bei der elektrischen Energie ist heute eine der wesentlichen Betriebsaufgaben. Dabei sind sowohl die Reduzierung des Energieverbrauchs durch die kontinuierliche energetische Optimierung der Kläranlagen, wie auch die Steigerung der Eigenerzeugung als Ansatzpunkte zu nennen. Eine besonders zielführende Maßnahme zur Steigerung der Eigenenergieerzeugung stellt dabei die Co-Vergärung dar. Durch die Mitbehandlung von zusätzlichen organischen Substanzen im Faulbehälter - vorzugsweise organische Reststoffe aus der Lebensmittelproduktion oder andere Bioabfälle – kann die Faulgasproduktion erheblich gesteigert werden.

Wenn der interne Energiebedarf der Kläranlagen vollständig gedeckt ist, wird die Energie-Ausschleusung für Kläranlagenbetreiber interessant. Besonders vorteilhaft ist, dass die ausgeschleuste Energie „grüne“ Energie ist, für die die Nachfrage ständig steigt. Bei den Energiebetrachtungen ist immer auch der mobile Bereich der Energienutzung zu berücksichtigen [1]. Durch die Aufbereitung von Faulgas zu Biomethan („Bioerdgas“) und weiter zu „grünem“ Wasserstoff können über Gastankstellen an den Kläranlagen diese zukunftsfähigen, regenerativen Energieträger an Fahrzeuge abgegeben werden und auf diese Weise einen Beitrag zum Aufbau einer dezentralen Wasserstoffinfrastruktur leisten.

2. Aufbereitung von Faulgas zu Biomethan und Wasserstoff

Faulgas besteht vor allem aus Methan und Kohlendioxid, darüber hinaus kann es eine Reihe von NebenkompONENTEN enthalten (Tabelle 1). Die Faulgaszusammensetzung bzw. -qualität wird wesentlich von der Abwasserzusammensetzung im Zulauf zur Kläranlage beeinflusst. Viele Substanzen, die aus Industriebetrieben und Haushalten in das Abwasser gelangen, finden sich auch im Faulgas wieder.

Als häufigste NebenkompONENTEN im Faulgas sind Schwefel (v.a. als H_2S) und Siloxane zu nennen. Schwefelwasserstoff entsteht bei der mikrobiellen Umsetzung von schwefelhaltigen Verbindungen im Faulbehälter. Siloxane kommen in vielfältigen Produkten vor, gelangen über das Abwasser in die Kläranlage und werden mit dem Schlamm in den Faulbehälter eingetragen. Durch Verflüchtigung gelangen sie in das Faulgas.

Tabelle 1: Zusammensetzung von Faulgas [2]

Hauptkomponenten		Konzentration
Methan	[Vol.-%]	55 - 70
Wasserstoff	[Vol.-%]	0 - 1,5
Sauerstoff	[Vol.-%]	0 - 1,5
Stickstoff	[Vol.-%]	0 - 5
Kohlendioxid	[Vol.-%]	25 - 35
Nebenkomponten		
Summe Silizium (Siloxane)	[mg/Nm ³ CH ₄]	bis zu 150
Summe Fluor	[mg/Nm ³ CH ₄]	1 - 5
Summe Chlor	[mg/Nm ³ CH ₄]	1 - 5
Summe Schwefel	[mg/Nm ³ CH ₄]	20 - 2.500
Benzol	[mg/Nm ³ CH ₄]	0 - 5
Toluol	[mg/Nm ³ CH ₄]	0 - 10
Xylol	[mg/Nm ³ CH ₄]	0 - 10
Höhere Kohlenwasserstoffe	[mg/Nm ³ CH ₄]	0 - 100
Halogenierte Kohlenwasserstoffe	[mg/Nm ³ CH ₄]	0 - 100
Relative Feuchte	[%]	90 - 100

BTEX und längerkettige Kohlenwasserstoffe stammen hauptsächlich aus industriellen Einleitungen. Ihr Vorkommen ist vor allem bei Kläranlagen mit industriellem Einfluss zu erwarten, bei stark kommunal geprägten Anlagen ist ihre Bedeutung eher untergeordnet. Wegen ihres stark hydrophoben Charakters adsorbieren diese Substanzen an die Schlammpartikel und gelangen auf diesem Weg in den Faulbehälter. Dort gelangen sie durch Verflüchtigung ins Faulgas. Kläranlagen mit starkem industriellem Einfluss bzw. mit Unternehmen der erdölverarbeitenden Industrie im Einzugsgebiet können im Faulgas auch deutlich höhere Konzentrationen aufweisen als die in Tabelle 1 aufgeführten Konzentrationsbereiche.

Der verfahrenstechnische Aufwand für die Entfernung der einzelnen Komponenten ist sehr unterschiedlich (Tabelle 2) und wird durch die Anforderungen an die Reinheit des Faulgases bestimmt. Diese hängen vom Verwendungszweck ab: für die konventionelle Faulgasnutzung im Heizkessel oder Blockheizkraftwerk ist gewöhnlich nur eine Staub- und Flüssigkeitsabscheidung sowie ggf. eine Entschwefelung erforderlich. Bei hohen Siloxankonzentrationen müssen diese ebenfalls aus dem Faulgas entfernt werden, um Schäden durch Siliziumablagerungen im Blockheizkraftwerk zu vermeiden.

Tabelle 2: Inhaltsstoffe im Faulgas und Reinigungsverfahren [3]

	Staub- und Flüssigkeitsabscheidung	Taupunkt Kühlung	Tiefkühlung (-25°C)	Aktivkohle-adsorption	Biologische Entschwefelung	Druckwechsel-adsorption	Druckwasserwäsche	Membranverfahren	Konvertierung mit Wasserdampf
Staub	X								
H ₂ O	X	X	X					X	
O ₂						X			
N ₂						X			
CO ₂						X	X	X	
H ₂ S				X	X		X	X	
Halogene			X	X					
NH ₃		X	X	X					
Siloxane		X	X	X					
CO									X

Für die Aufbereitung zu Biomethan ist dagegen ein deutlich höherer technischer Aufwand nötig; neben der weitergehenden Entfernung von Nebenkomponenten wie Schwefelwasserstoff und Siloxanen muss auch Kohlendioxid entfernt werden. Dazu sind folgende Verfahren geeignet:

- **Druckwechseladsorption**: reversible Adsorption von CO₂ an Kohlenstoffmolekularsieben
- **Druckwasserwäsche**: reversible Absorption von CO₂ in Wasser unter Druck
- **Physikalische Absorption mit organischen Lösungsmitteln**: Absorption von CO₂ im Lösungsmittel unter Druck
- **Chemische Absorption mit organischen Lösungsmitteln**: nahezu drucklose Absorption von CO₂ im Lösungsmittel (z.B. Monoethanolamin oder Diethanolamin)
- **Membranverfahren**: Gastrennung mittels Membranen, bisher nur Pilotcharakter
- **Kryogene Verfahren**: Gastrennung durch Verflüssigung bei tiefen Temperaturen, zur Biogasaufbereitung bisher nur Pilotanlagen

Während BTEX und längerkettige Kohlenwasserstoffe bei der klassischen Faulgasnutzung im BHKW keine Betriebsstörungen oder Schäden verursachen, können sie bei der weitergehenden Aufbereitung zu Biomethan problematisch sein. Dies hat sich insbesondere bei der Aufbereitung mittels Druckwechseladsorption gezeigt. Die Substanzen adsorbieren an das Kohlenstoffmolekularsieb (Carbon Molecular Sieve, CMS) und verringern dadurch die Aufbereitungsleistung der Druckwechseladsorption. Im schlimmsten Fall kann das CMS nicht mehr ausreichend regeneriert werden und muss ausgetauscht werden.

Die weitergehende Veredelung auf Wasserstoffqualität erfordert die gleiche Verfahrenstechnik wie die bisher übliche Wasserstoffherstellung aus fossilem Erdgas (Dampfreformierung oder partielle Oxidation mit anschließender Nachreinigung). Auch eine Direktreformierung von gereinigtem Faulgas zu Wasserstoff - ohne vorherige CO₂-Ausschleusung auf Biomethanqualität - ist theoretisch möglich, bisher allerdings noch nicht großtechnisch umgesetzt.

3. Projekt EuWaK - Erdgas und Wasserstoff aus Kläranlagen

Die Aufbereitung von Faulgas zu Biomethan und Wasserstoff wird von der Emschergenossenschaft in einem Demonstrationsvorhaben auf der Kläranlage Bottrop getestet und weiterentwickelt. Das Projekt wurde mit Förderung des Landes Nordrhein-Westfalen und der Europäischen Union realisiert. Projektpartner der Emschergenossenschaft bei der Projektentwicklung und Projektrealisierung sind die Tuttahs & Meyer Ingenieurgesellschaft für Wasser-, Abwasser- und Abfallwirtschaft mbH (T&M), das Forschungsinstitut für Wasser- und Abfallwirtschaft an der RWTH Aachen (FiW), das Ingenieurbüro Redlich und Partner GmbH (IBR) und die Stadt Bottrop.

In dem Demonstrationsvorhaben wird Faulgas zu Biomethan und zu Wasserstoff aufbereitet. Dabei wird zum ersten Mal die komplette, dezentrale Wasserstoff-Infrastruktur vom nachhaltigen Primärenergieträger Klärschlamm bis zum Wasserstoff-Endverbraucher errichtet. Projektziel ist die Herstellung von hochreinem Wasserstoff aus Klärschlamm und Co-Substraten, der in Brennstoffzellen-Fahrzeugen als Kraftstoff genutzt werden kann. In einer Zwischenstufe wird Biomethan zur Betankung von Erdgas-Fahrzeugen erzeugt, um den Tankstellenstandort Kläranlage zu etablieren. Die wesentlichen Komponenten der Gesamtanlage sind in Bild 1 dargestellt.

Ein Teilstrom des Faulgases der Kläranlage Bottrop wird zunächst einer Faulgasreinigung (Aktivkohleverfahren) zugeführt. Anschließend wird aus dem gereinigten und getrockneten Faulgas mittels des Verfahrens der Druckwechseladsorption (pressure swing adsorption, PSA) ein Produktgas mit Erdgasqualität erzeugt, das hier als Biomethan bezeichnet wird.

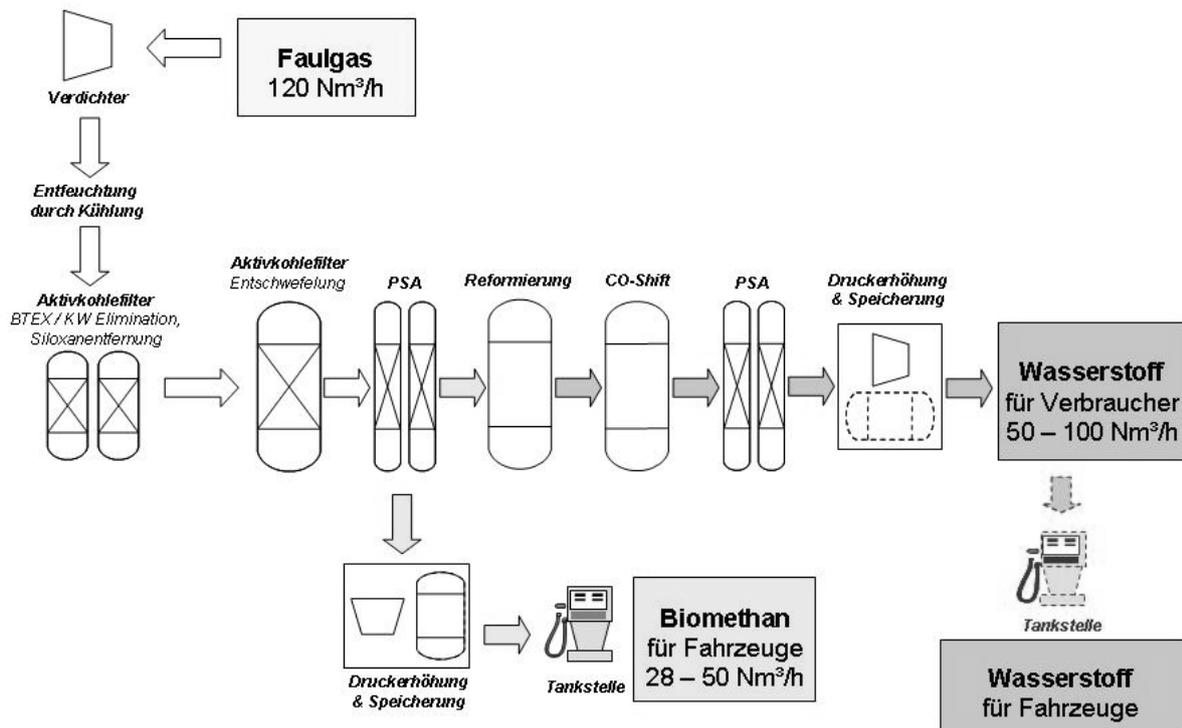


Bild 1: Verfahrensfließbild der EuWaK-Anlage

Ein Teilstrom des Biomethans wird ausgeschleust und an einer Gastankstelle an betriebseigene Erdgasfahrzeuge abgegeben. Im zweiten Schritt wird das übrige Biomethan in einem Dampfreformer mit anschließender Reformataufbereitung (Shift-Reaktion, PSA) zu hochreinem Wasserstoff aufbereitet. Als Verbraucher für den Wasserstoff wurde keine Brennstoffzelle, sondern ein Verbrennungsmotor gewählt. Der Wasserstoffmotor ist im Gegensatz zu Brennstoffzellen deutlich unempfindlicher gegenüber Wasserstoff-Qualitätsschwankungen und damit für ein Demonstrationsvorhaben besser geeignet, bei dem die Entwicklung der Brennstoffzellentechnologie nicht im Vordergrund steht. Zudem sind die Investitionskosten für Brennstoffzellen noch sehr hoch, und sie verfügen bei heutiger Technik über eine erheblich kürzere Nutzungsdauer als die Motoren.

Der Wasserstoffmotor steht in einer ca. 1 km von der Kläranlage entfernten Schule mit angeschlossenem Schwimmbad und dient dort der Strom- und Wärmeversorgung. Die Anbindung der Wasserstoffherzeugung dorthin erfolgt über eine Rohrleitung von der Kläranlage bis zur Schule. Eine übergeordnete Steuerungssoftware übernimmt Kommunikation und Datenaustausch zwischen der Gasaufbereitung und den Verbrauchern Erdgastankstelle und Wasserstoff-BHKW. Die Kennzahlen der einzelnen Anlagenkomponenten zeigt Bild 2. Die maximale Faulgasmenge, die in

der EuWaK-Anlage aufbereitet werden kann, entspricht ungefähr 10 % der gesamten anfallenden Faulgasmenge am Standort Bottrop.

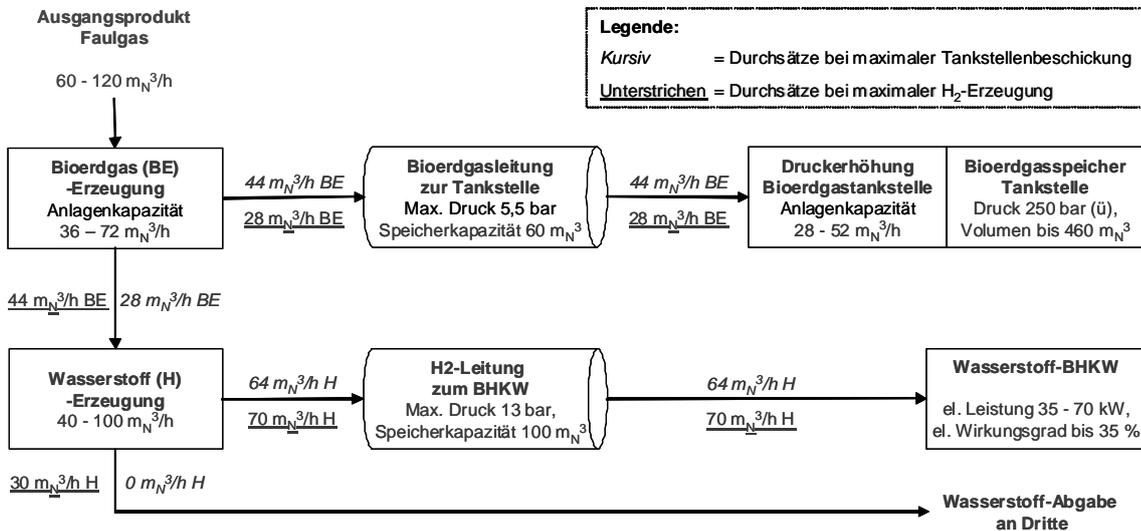


Bild 2: Kennzahlen der Anlagenkomponenten im EuWaK-Projekt

Nach einer zweijährigen Vorlaufphase für Planung, Genehmigungen, Ausschreibung und Vergabe wurde die gesamte Anlage im Laufe des Jahres 2007 gebaut. Die umfangreiche Inbetriebnahme, Probetrieb und erste Optimierungsphase erstreckten sich auf die Jahre 2008 und 2009. Aktuell wird der Normaldauerbetrieb der EuWaK-Anlage im Rahmen eines Forschungsprojekts wissenschaftlich begleitet und optimiert.

Darüber hinaus wurde 2009/2010 als weiterer Projektbaustein eine Wasserstofftankstelle errichtet. Hier werden Brennstoffzellen-Busse eines kommunalen Nahverkehrsunternehmens mit Wasserstoff versorgt. Die Wasserstofftankstelle soll zeitnah an die EuWaK-Anlage angebunden werden, sodass Wasserstofffahrzeuge künftig mit „grünem“ Wasserstoff aus Faulgas betankt werden können.

4. Betriebsergebnisse

Im Einfahrbetrieb mussten die Schnittstellen der einzelnen Komponenten aufeinander abgestimmt sowie Anpassungen bei den einzelnen Aggregaten vorgenommen werden. Durch die enge Verknüpfung der Anlagenkomponenten untereinander, aber auch mit einzelnen Bauteilen der Kläranlage (u. a. Faulbehälter, Faulgas-BHKW), die damit verbundenen Abhängigkeiten und zeitweise Ausfälle einzelner Komponenten kam es in der Inbetriebnahmephase und zu Beginn des Forschungs- und Optimierungsbetriebs in den Jahren 2009 und 2010 immer wieder zu Betriebsunterbrechungen. Im Jahr 2011 konnte die Betriebszeit der EuWaK-Anlage schließlich erheblich gesteigert werden.

4.1 Aufbereitung des Faulgases

Als besondere Herausforderung bei der Aufbereitung des Faulgases stellen sich die Nebenkomponenten heraus, vor allem BTEX und längerkettige Kohlenwasserstoffe. Aufgrund des hohen Anteils an industriellen Einleitern finden sich im Faulgas der Kläranlage Bottrop signifikante Mengen dieser Verbindungen. Zwar stand ein Aktivkohlefilter für die Entfernung der Nebenkomponenten bereit, jedoch traten zum Teil unerwartet hohe Konzentrationen auf, die die Kapazität des Filters überschritten. Während Kohlenwasserstoffe und BTEX bei der konventionellen Faulgasverwertung in Blockheizkraftwerken gewöhnlich keine Probleme verursachen, wirken sie sich bei der weitergehenden Faulgasaufbereitung störend aus. Daher musste ein zusätzlicher Filter installiert werden, der eine sehr gute Reinigungsleistung erzielt (Bild 3). Die Konzentrationen der Nebenkomponenten werden dabei online überwacht.

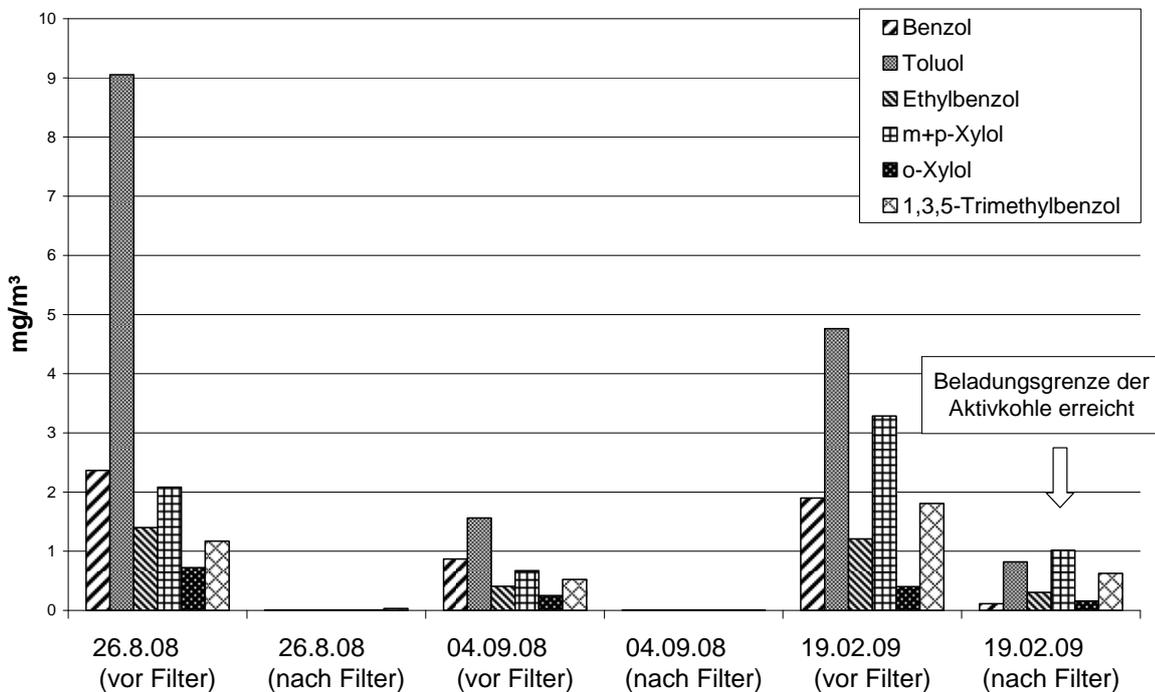


Bild 3: Reinigungsleistung des zusätzlichen Aktivkohlefilters zur Faulgasreinigung

4.2 Biomethan-Erzeugung und -Tankstelle

Die Biomethan-Erzeugung läuft sehr stabil und weitgehend störungsfrei. Das erzeugte Biomethan hat eine sehr gute Qualität und weist einen mittleren Methangehalt von über 98 % auf. Der Taupunkt des Biomethans liegt bei -65 °C und tiefer. Der Methanschlupf wird durch die Rückführung des Abgasstromes in den Faulgasspeicher minimiert.

Die an betriebseigene Erdgasfahrzeuge abgegebene Erdgasmenge konnte seit dem Jahr 2008 sukzessive gesteigert werden. Im Jahr 2010 entspricht dies einer Fahrleistung von ca. 110.000 km.

Aktuell beziehen ca. 23 betriebseigene Erdgasfahrzeuge Biomethan aus der EuWaK-Anlage. Das Biomethan konnte bisher ohne Probleme von den betankten Fahrzeugen verarbeitet werden. Die sehr gute Qualität des Gases machte sich dadurch bemerkbar, dass mit Biomethan eine deutlich höhere Reichweite als mit konventionellem Erdgas erreicht werden konnte.

4.3 Wasserstoffaufbereitung

Der Betrieb der Wasserstoffaufbereitung stellt im Vergleich zur Biomethan-Erzeugung den technisch komplexeren und störanfälligeren Verfahrensschritt dar. In den Jahren 2009 und 2010 mussten hier zahlreiche Störungen beseitigt werden. So traten Undichtigkeiten an den Ventilen der PSA auf, was häufige Abfahrvorgänge der Wasserstofferzeugung zur Folge hatte. Seit Austausch der Ventile sind die durch Gasleckagen hervorgerufenen Störungen ausgeblieben. Defekte an der Membran-Wasserpumpe zur Wasserversorgung des Reformers führten ebenfalls zu wiederholten Betriebsunterbrechungen.

4.4 Wasserstoff-Gasmotor

Beim Wasserstoffmotor musste die Motorsteuerung an die hohe Verbrennungsgeschwindigkeit des Wasserstoffs angepasst werden. Unter anderem wurden die Zündzeitpunkte optimiert sowie die Gasregelstrecke angepasst. Der Motor wurde als Prototyp eigens für das EuWaK-Projekt konstruiert und gebaut. Die notwendigen technischen Nachbesserungen und Anpassungen während des Probetriebs waren daher Teil der Forschungs- und Entwicklungsarbeit im Projekt.

4.5 Betriebszeiten und Wirkungsgrad Gesamtanlage

Aufgrund der o.g. Betriebsstörungen war die Verfügbarkeit der Gesamtanlage in den Jahren 2009 und 2010 mit ca. 3.000 bzw. 1.400 Betriebsstunden sehr gering. Durch das nachgerüstete Aktivkohlefiltersystem in Kombination mit der Online-Überwachung sowie weiterer Optimierungen während der Anfahrprozesse und im Betrieb konnte eine höhere Verfügbarkeit der Anlage im Jahr 2011 von bisher deutlich über 50 % erreicht werden. Eine weitere Steigerung der Anlagenverfügbarkeit wird erwartet.

Neben der Verfügbarkeit einzelner Anlagenkomponenten stellen deren Wirkungsgrade ein weiteres wesentliches Beurteilungskriterium dar. Hier wurden bisher energetische Wirkungsgrade bei der Biomethanerzeugung von bis zu 85 % und bei der Wasserstoffproduktion aus Biomethan von bis zu 55 % erreicht. Als Folge der zahlreichen störungsbedingten und energieintensiven An- und Abfahrvorgänge liegen die durchschnittlichen Wirkungsgrade der Biomethan- und Wasserstofferzeugung mit 55 % und 45 % allerdings deutlich unter den maximal erreichten. Hinsichtlich der Verbesserung der Wirkungsgrade stehen die Erhöhung der Betriebsstundenzahl

und die Minimierung der An- und Abfahrvorgänge im Vordergrund. Im Rahmen des weiteren Forschungsbetriebs wird der gesamte Aufbereitungsprozess energetisch analysiert, um Optimierungspotenziale aufzuzeigen.

5. Bewertung und Ausblick

Um einen stabilen und effizienten Betrieb der EuWaK-Anlage zu erreichen, werden im zurzeit laufenden Forschungsbetrieb Verbesserungspotenziale identifiziert und umgesetzt. Dabei stehen folgende Fragestellungen im Vordergrund:

- **Anlagenverfügbarkeit:** Wie kann ein störungsfreier Betrieb mit hoher Verfügbarkeit und minimalen An- und Abfahrzeiten erreicht werden?
- **Verbrauch und Erzeugung:** Wie können Primärgas- und Energieeinsatz zur Erzeugung der Produktgase optimal gesteuert werden, um eine bestmögliche Ausnutzung zu erreichen?
- **Faulgaszusammensetzung und Produktgasqualität:** Wie können aus dem mit schwankenden Qualitäten anfallenden Faulgas das Endprodukt Wasserstoff und das Nebenprodukt Biomethan mit annähernd gleich bleibend hohen Gasqualitäten hergestellt werden? Welche Gasqualitäten können mit der Aufbereitungsanlage maximal erreicht bzw. sichergestellt werden?
- **Effizienznachweis der Gesamtanlage und Wirtschaftlichkeitsbetrachtung:** Welche Produktgasausbeute wird mit der Gesamtanlage erreicht und wie groß ist der Gesamtwirkungsgrad? Welche Kosten lassen sich für Wasserstoff ermitteln, der in PEM-Brennstoffzellen verarbeitet werden kann? Wo liegt vor dem Hintergrund noch fehlender allgemeingültiger Qualitätsstandards für eine anzustrebende Wasserstoffqualität das wirtschaftliche Optimum dieser Verfahrenstechnik zwischen notwendigem Aufbereitungsaufwand und erreichbarer Qualität?
- **Erweiterungspotenzial und Übertragbarkeit von Erkenntnissen:** Sind die Erkenntnisse aus dem Anlagenbetrieb und der Systemintegration auf andere Kläranlagen und Wasserstoffproduktionsstandorte (zum Beispiel Biogasanlagen) übertragbar? Welche weiteren Anwendungsbereiche können mit den erreichten Produktgasqualitäten erschlossen werden?

Aktuell werden sämtliche Gas- und Abgasströme der EuWAK-Anlage im Rahmen eines umfangreichen Messprogramms detailliert analysiert. Die Ergebnisse dienen der weiteren Optimierung der Gesamtanlage und dem Nachweis der bereitgestellten Produktgasqualitäten, insbesondere der Wasserstoffqualität in Hinblick auf die Nutzung in Brennstoffzellen.

Als nächster Schritt soll die Anbindung der EuWaK-Anlage an die bereits bestehende Wasserstofftankstelle erfolgen. Das Ziel ist die Nutzung des „grünen“ Wasserstoffs in

Brennstoffzellenfahrzeugen des kommunalen Nahverkehrsunternehmens sowie die Partizipation an Brennstoffzellen-Flottenversuchen.

Das gewählte Konzept der zweistufigen Aufbereitung hat zum jetzigen Zeitpunkt seine Berechtigung, da die etablierte Brückentechnologie Erdgas bzw. Biomethan Berücksichtigung findet. Dies hat den Vorteil, dass Biomethan als Kraftstoff ausgeschleust und Kläranlagen als Tankstellenstandort in die aufzubauende Infrastruktur eingebunden werden. Nachteilig ist der hohe energetische Aufwand. Langfristig wird man daher Wasserstoff direkt durch Reformierung von Faulgas erzeugen.

Zukünftig wird die mobile Wasserstoffnutzung in den Vordergrund treten. Dafür wird ein großer Bedarf an regenerativ erzeugten Kraftstoffen entstehen. Einen Zero-Emission-Beitrag dazu kann Wasserstoff aus Faulgas leisten, der als Kraftstoff flächendeckend zur Verfügung gestellt werden kann.

6. Literatur

- [1] Dohmann, M., Schröder, M. (2011): Energie in der Abwasserentsorgung. KA – Korrespondenz Abwasser, Abfall 2011 (58), Nr. 6, S. 536- 541
- [2] Hiller, R. Urban, W. (2005): Erfahrungen mit der Aufbereitung von Bio-, Klär- und Deponiegas für den Einsatz in einer Schmelzkarbonat-Brennstoffzelle. Vortrag beim Workshop „Brennstoffzellen für Biogas“ am 28.04.2005 in Potsdam, Leibnitz-Institut für Agrartechnik Potsdam-Bornim e.V.
- [3] DWA (2006): Einsatz von Brennstoffzellen auf Kläranlagen. Merkblatt M299, Ausgabe 06/2006

Innovative Wertschöpfungskette: Der kurze innovative Weg zum Bioerdgas-Markt – Wie Angebot und Nachfrage besser zusammenfinden

Vera Schürmann und Dr. Helmut Kern

*Arcanum Energy Management GmbH / Arcanum Energy Systems GmbH & Co. KG,
Hertingerstr. 45, 59423 Unna, bioerdgas@arcanum-energy.de*

Schlüsselwörter: Biogas Pool, Biogas, Biomethan, Bioerdgas, Bioerdgaszentrale, Bioerdgas Handel und BilanzierungPLUS⁺

Zusammenfassung:

Die Arcanum Energy entwickelte mit dem Biogas Pool für Stadtwerke ein zukunftssträchtiges Geschäftsmodell für Energieversorger. Der Biogas Pool ermöglicht Stadtwerken einen langfristig gesicherten Bezug von aufbereitetem Biogas (= Bioerdgas), ohne selbst in die Rohbiogasproduktion zu investieren. Denn die Investition in die Biogasanlage tätigen Landwirte, die sich auf diesem Weg als „Energiewirte“ ein dauerhaftes und sicheres Geschäftsfeld erschließen. Jede Biogasanlage wird durch den „Stadtwerke Pool“ mit einer Aufbereitungsanlage ergänzt. Die Stadtwerke beteiligen sich anteilig in Abhängigkeit der Abnahmemengen. Die Pool-Lösung wird bereits an drei verschiedenen Standorten in Norddeutschland im Rahmen des Biogas Pool 1 für Stadtwerke erfolgreich realisiert. Pool 2 mit drei Standorten und bis zum neun Stadtwerken Ende des Jahres in die Bioerdgasproduktion. Pool 3 befindet sich bereits im Aufbau. Als Vermarktungskonzept von Arcanum Energy bringt die BioerdgasZentrale neben dem Pool-Konzept Angebot und Nachfrage auf dem Bioerdgasmarkt zusammen – ohne zwischengeschaltete Händler, wie z.B. Großkonzerne. Biogaserzeuger und Abnehmer des aufbereiteten Gases, beispielsweise kommunale Stadtwerke, gehen direkte Verträge miteinander ein. Möglich wird dies durch eine Datenbank, in der bundesweit verfügbare Produktionskapazitäten und Nachfragemengen erfasst werden.

Abstract:

With the business concept “Biogas Pool für Stadtwerke“ the business company Arcanum Energy Systems GmbH & Co. KG contributes an innovative and unique input to the market development of the biogas feed in. The “Biogas Pool für Stadtwerke“ enables the municipal energy suppliers a long term secured acquisition of biogas, without self-investing into the raw biogas production. The investment for the biogas production is done by the farmers, who develop on this way a permanent and secure business field as “energy hosts“. Every Biogas plant will be supplemented with a concentration plant by the Biogas Pool. Communal public services participate proportionately according to their ordered quantities. Pool solutions are already realized successfully on three different places of location in Northern Germany. Furthermore, BiomethaneCenter (BioerdgasZentrale) by Arcanum Energy accomplishes supply and demand on bio methane market without involving intercalated chandlers e.g. conglomerates. Producers of biogas and gas consumers, e.g. communal public services are directly contracting by a nationwide network. The network determines nationwide availabilities and quantity demanded

1 Innovatives Geschäftskonzept: Biogas Pool für Stadtwerke

Mit dem innovativen Geschäftskonzept „Biogas Pool“ leistet das Unternehmen Arcanum Energy aus Unna einen wesentlichen Beitrag zur Marktentwicklung der Biogaseinspeisung. Die Rohgasaufbereitung und Einspeisung des sogenannten Bioerdgases (oder Biomethan) stößt vor allem an solchen Standorten auf Interesse, an denen eine direkte Verstromung des Rohbiogases in Blockheizkraftwerken (BHKW) aufgrund fehlender Wärmesenken weder unter ökologischen noch unter ökonomischen Gesichtspunkten sinnvoll wäre. Die Einspeisung und Nutzung des Erdgasnetzes hingegen erlaubt einen bundesweiten Einsatz von Bioerdgas an dafür optimierten

Standorten (= Wärmesenken). Solche Standorte zeichnen sich vor allem durch einen hohen, wenn möglich saisonal unabhängigen Wärmebedarf aus, so dass BHKW-Auslastungen von über 6.500 Stunden erreicht werden können. Durch die Nutzung der bereits vorhandenen Gasleitungen ist Bioerdgas die einzige speicherbare unter den erneuerbaren Energieformen (ausgenommen der Pumpspeicherkraftwerke). Somit ist ein bedarfsgerechter Einsatz anders als bei Wind und Sonne möglich.

Der Biogas Pool ermöglicht Stadtwerken einen langfristig gesicherten Bezug von Bioerdgas, ohne selbst in die Rohbiogas-Produktion zu investieren. Die Investition in die Biogasanlage tätigen Landwirte, die sich auf diesem Weg als „Energiewirte“ ein dauerhaftes und sicheres Geschäftsfeld erschließen. Die Technologie der Gaswirtschaft ist nicht Kernkompetenz der Landwirtschaft, von daher wird eine klare Schnittstelle zwischen Rohgasproduktion und Gasaufbereitung definiert. Die Landwirte sorgen für die langfristige Substratbereitstellung und betreiben die Biogasanlage zur Erzeugung von Rohbiogas.

1.1 Der Weg

Landwirte investieren in eine Biogasanlage und produzieren Rohbiogas. Stadtwerke investieren als Pool gemeinsam an verschiedenen Standorten in Deutschland. Der Stadtwerke-Pool errichtet an jedem Standort eine Gasaufbereitungsanlage für Rohbiogas zur Aufbereitung von Bioerdgas. Dieses wird zur Verwendung beim Kunden in das Erdgasnetz eingespeist. Die Landwirte verkaufen das Rohbiogas an den Stadtwerke-Pool auf Basis klar definierter und langjähriger Rohbiogas-Lieferverträge (in der Regel 20 Jahre gemäß EEG). Die einzelnen Stadtwerke können über den Pool individuelle Mengen bedarfsgerecht beziehen. Jeder Versorger erhöht so die Liefersicherheit gegenüber Verträgen mit einzelnen Erzeugern und einzelnen Anlagen. Durch die Kooperationslösung verringern sich die Investitionskosten, werden Synergieeffekte genutzt und Risiken reduziert. Diese Art der Investition in Erneuerbare Energien erhöht die eigene Wettbewerbsfähigkeit und verbessert das Image eines Versorgungsunternehmens, das Umwelt- und Klimaschutz im Sinne einer nachhaltigen und dezentralen Erzeugung ernst nimmt.



Abbildung 1: Schematische Darstellung des Geschäftskonzepts

2 Vermarktung von Bioerdgas – Das Potenzial

Der Markt für das „Multitalent“ Bioerdgas wächst rasant – Bioerdgas bietet vielfache Einsatzmöglichkeiten. Durch den Transport im Erdgasnetz ist es überall verfügbar, sodass eine optimale Verwendung gesichert ist. Dabei ist die Nutzung in Blockheizkraftwerken (BHKW) die wirkungsvollste Variante. Aber auch das Angebot von umweltfreundlichem „Ökogas“ erfährt eine zunehmende Nachfrage am Markt. Mit einer Beimischung von 10, 20 oder sogar 100% Bioerdgas zum Erdgas wird nicht nur das Nachhaltigkeitsbedürfnis vieler Kunden erfüllt, sondern auch die zu erwartenden Anforderungen vom Gesetzgeber für die Verwendung Erneuerbarer Energien im Wärmemarkt. Darüber hinaus bietet auch der Einsatz von Bioerdgas als Kraftstoff an der Erdgastankstelle zukünftig ein interessantes Absatzpotenzial.

2.2 Das Geschäftskonzept

Arcanum Energy bietet Energieversorgern neben dem Biogas Pool-Konzept noch einen weiteren innovativen Beschaffungsweg für Bioerdgas und bringt bundesweit Kaufinteressenten und Erzeuger miteinander in Verbindung. Dafür betreibt Arcanum Energy eine Bioerdgas-Datenbank, in der Angebots- und Nachfragemengen gebündelt werden. Die BioerdgasZentrale ist damit ein neues datenbankgestütztes Vermarktungs- und Abwicklungsinstrument für Bioerdgas in Deutschland, welche auch das gesamte Transport- und Bilanzkreismanagement unter Einhaltung der gültigen gaswirtschaftlichen Regelungen anbietet. Darüber hinaus wird der Absatz von Bioerdgas auf der einen Seite vereinfacht und verschafft auf der anderen Seite den Nachfragern eine sichere Versorgung ohne Lieferprobleme oder unkalkulierbare Preisschwankungen. Die Führung der Herkunftsnachweise für die EEG-konforme Dokumentation wird zudem sicher gestellt. Das Management von besonderen Biogas-Bilanzkreisen, die Abbildung des Flexibilitätsrahmens und die Mengensteuerung durch eine professionelle Portfoliobewirtschaftung sichern einen kostenoptimierten Transport im Erdgasnetz. Die BioerdgasZentrale bietet eine bedarfsgerechte Beschaffung unter Berücksichtigung der Verwendung des Käufers. Bei diesem Geschäftsmodell stehen Erzeuger und Kunde im direkten Vertragsverhältnis ohne die margenträchtige Zwischenschaltung eines Handelsunternehmens.

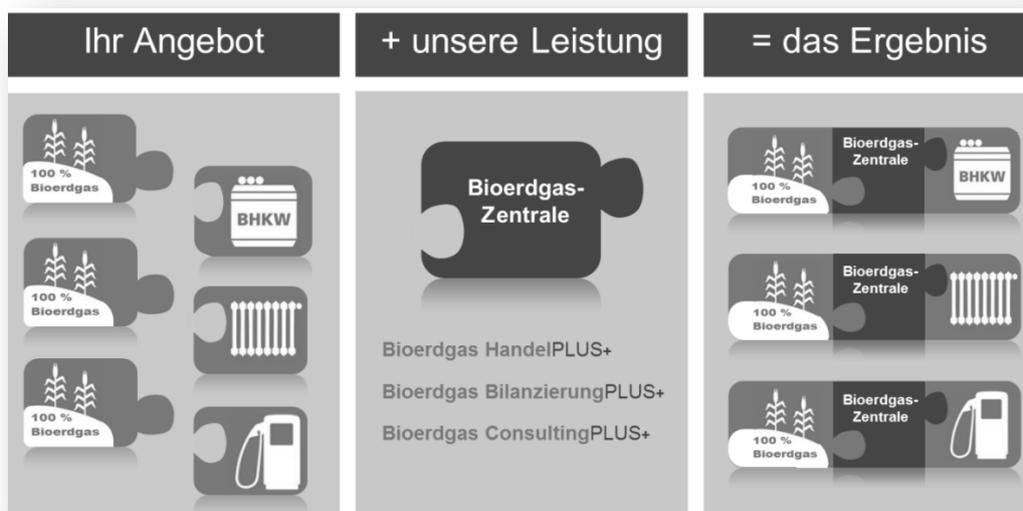


Abbildung 2: Datenbank – BioerdgasZentrale

2.3 Bisheriger Stand der Dienstleistungen

In der Regel produzieren Landwirte Biogas in kleinem Rahmen zur eigenen Wärmenutzung und speisen den erzeugten Strom ins örtliche Versorgungsnetz ein. Oder sie liefern Biogas bzw. Bioerdgas an große Energieversorger, die das Gas zur Energieproduktion in BHKW oder als Beimischprodukt zum Erdgas ihren Kunden zur Verfügung stellen. Zumeist handelt es sich bei diesen Zwischenhändlern jedoch um große Konzerne, die das Gas in vielen Fällen an kleinere Marktteilnehmer wie kommunale Stadtwerke weiterverkaufen. Entstanden ist damit kein Markt, auf dem die Beteiligten auf Augenhöhe mit einander umgehen, sondern ein Markt der Abhängigkeiten. Das umso mehr, als häufig nur die großen „Spieler“ das Know-how für das erforderliche Transport- und Bilanzkreismanagement besitzen. Diese Strukturen behinderten den Bioerdgas-Markt in Deutschland nachhaltig.

2.4 Vorteile gegenüber der herkömmlichen Vorgehensweise

Den Produzenten von Bioerdgas öffnet sich der Markt damit deutschlandweit. Sie gewinnen neue attraktive Absatzmöglichkeiten. Dabei sind sie nicht mehr auf die Zusammenarbeit mit Großkonzernen angewiesen, in der sie in der Regel der schwächere Partner sind. Sie bewegen sich auf Augenhöhe mit dem Abnehmer. Sie erhalten langfristige Abnahmegarantien und faire Preise. Bürokratischer Aufwand – insbesondere bei der Abwicklung des Transport- und Bilanzkreismanagements – wird den Erzeugern durch die BioerdgasZentrale abgenommen.

Auch die Abnehmerseite kann nun auf „große“ Zwischenhändler verzichten und in der Folge wirtschaftlicher arbeiten. Die Risiken sind selbst bei Lieferschwierigkeiten der jeweiligen Vertragsproduzenten für die Abnehmer minimal, weil kurzfristig über die Datenbank freie Produktionskapazitäten ersatzweise zur Verfügung gestellt werden können. Darüber hinaus ist auch auf der Abnehmerseite der bürokratische Aufwand entsprechend geringer.

3 Zusammenfassung

Durch die Gründung eines sog. „Biogas Pools“ investieren mehrere Stadtwerke gemeinsam in die Aufbereitung und Einspeisung von Biogas, wodurch Synergien entstehen, die eine effiziente und risikomindernde Nutzung von Biogas zulassen. Dieser Pooleffekt ermöglicht darüber hinaus den flexiblen und individuellen Bezug von Biogasmengen. Eine hohe Planungs- und Finanzierungssicherheit, u.a. auf Basis klar definierter und fairer Rohbiogas-Lieferverträge, wird dadurch gewährleistet. Eine sinnvolle Investition in erneuerbare Energien mit dem Fokus der Beschaffung von Biogas wird auf diese Weise intelligent und effizient realisiert.

Weiterhin verbindet Arcanum Energy mit der innovativen BioerdgasZentrale auf direktem Wege Produzenten und Abnehmer von Bioerdgas. Der komplexe deutsche Bioerdgas-Markt wird auf diese Weise transparenter und flexibler. Abhängigkeiten werden reduziert und faire Preise auf Augenhöhe ausgehandelt. Biogas Pool für Stadtwerke und die BioerdgasZentrale: gute Aussichten für einen wachsenden Bioerdgas-Markt.

STAND DER ENTWICKLUNG VON GROBELEKTROLYSEUREN

Tom Smolinka^{1*}, Jürgen Garche², Christopher Hebling¹, Oliver Ehret³

¹ Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, 79110 Freiburg

² FCBAT, 89075 Ulm, ³ NOW, 10623 Berlin

* tom.smolinka@ise.fraunhofer.de, Tel.: +49 761 4588 5212, Fax: +49 761 4588 9320

Einführung

Wasserstoff soll zukünftig nicht mehr nur als Ausgangsstoff für chemische Prozesse, sondern auch als Energiespeichermedium in dezentralen und zentralen Energiesystemen und als Sekundärenergieträger für unterschiedlichste stationäre, portable und mobile Anwendungen dienen. Gerade durch die verstärkte Erschließung erneuerbarer Energien gilt die H₂-Erzeugung mittels Wasserelektrolyse als Schlüsseltechnologie für zukünftige, auf Wasserstoff basierende Energiesysteme.

Derzeit werden jährlich ca. 600 Mrd. Nm³ Wasserstoff produziert und hauptsächlich in der chemischen Industrie verbraucht. Der überwiegende Teil des heute produzierten Wasserstoffs wird aus Dampfreformierung von Erdgas, partieller Oxidation von Mineralöl oder Kohlevergasung gewonnen. Bis zu 4 % der jährlichen Wasserstoffproduktion hingegen basiert auf Elektrolyseverfahren – hier dominiert vor allem die Chlor-Alkali-Elektrolyse. Weniger als 1 % des jährlich erzeugten Wasserstoffs kommt aus der direkten Wasserelektrolyse. Die Hauptanwendungen des elektrolytischen Wasserstoffs liegen vor allem dort, wo extrem preiswerter Strom verfügbar ist, bspw. für chemische Synthesen in der Nähe von großen Wasserkraftwerken oder auch zur Generatorkühlung in Kraftwerken.

Mehrere Elektrolyseverfahren wurden mit unterschiedlicher Intensität und Zielsetzung für vielfältige Anwendungen und Leistungsklassen in den letzten Jahrzehnten entwickelt. Seit der technischen Einführung der Wasserelektrolyse vor über 100 Jahren wurden jedoch bis heute nur wenige tausend Anlagen hergestellt, wovon gegenwärtig wenige hundert Elektrolyseure im Einsatz sind. Diese vergleichsweise geringen Aktivitäten lassen sich auf die deutlich höheren Gesteungskosten des elektrolytischen Wasserstoffs gegenüber dem „fossilen“ Wasserstoff zurückführen. Der geringe Bedarf an Wasserelektrolyseuren ist eine wesentliche Ursache dafür, dass sich der Stand der Technik bei großen Elektrolyseanlagen in den letzten 40 Jahren nur marginal geändert hat.

Arten der Wasserelektrolyse

Die Aufspaltung von Wasser mit Hilfe elektrischer Energie in seine Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff wird allgemein als Wasserelektrolyse bezeichnet. Es ist eine endotherme Reaktion gemäß Gleichung 1. Dies entspricht der entgegengesetzten Richtung der in einer Brennstoffzelle ablaufenden Reaktion, bei der Wasserstoff und Sauerstoff unter Gewinn von elektrischer Energie zu Wasser reagieren.



Gleichung 1

Die bekanntesten Verfahren sind die alkalische Elektrolyse (AEL) mit einem flüssigen basischen Elektrolyten, die saure Elektrolyse mit einem polymeren Festelektrolyten (PEMEL) und die Hochtemperaturelektrolyse mit einem Festoxid als Elektrolyt (HTEL). Die Reaktionen an der Kathode (Hydrogen Evolution Reaction - HER) und Anode (Oxygen Evolution Reaction - OER) variieren entsprechend der Elektrolysetechnologie und sind in Tabelle 1 zusammengefasst.

Tabelle 1: Halbzellenreaktionen, typische Temperaturbereiche und Ladungsträger der drei wesentlichen Arten der Wasserelektrolyse [smo09]

Technologie	Temperaturbereich	Kathodenreaktion (HER)	Ladungsträger	Anodenreaktion (OER)
AEL	50 - 80 °C	$2H_2O + 2e^- \Rightarrow H_2 + 2OH^-$	OH^-	$2OH^- \Rightarrow \frac{1}{2}O_2 + H_2O + 2e^-$
PEMEL	20 - 90 °C	$2H^+ + 2e^- \Rightarrow H_2$	H^+	$H_2O \Rightarrow \frac{1}{2}O_2 + 2H^+ + 2e^-$
HTEL (SOEL)	700 - 1000 °C	$H_2O + 2e^- \Rightarrow H_2 + O^{2-}$	O^{2-}	$O^{2-} \Rightarrow \frac{1}{2}O_2 + 2e^-$

Die Hochtemperaturelektrolyse befindet sich noch überwiegend im Stadium der Material- und Zellentwicklung. Da sie den geringsten elektrischen Energiebedarf für die Wasserspaltung aufweist, ist sie zukünftig für eine effiziente Wasserstoffherzeugung sehr interessant. Kommerzielle Produkte sind in den nächsten Jahren jedoch nicht zu erwarten, so dass hier nicht weiter auf die Technologie eingegangen werden soll.

Alkalische Elektrolyse

Die alkalische Elektrolyse (AEL) stellt eine erprobte Technologie dar, die seit mehr als 100 Jahren im industriellen und großmaßstäblichen Einsatz in speziellen Einsatzfeldern wie der Fetthydrierung und Generatorkühlung genutzt wird. Abbildung 1 a) zeigt alle wesentlichen Elemente einer alkalischen Elektrolysezelle.

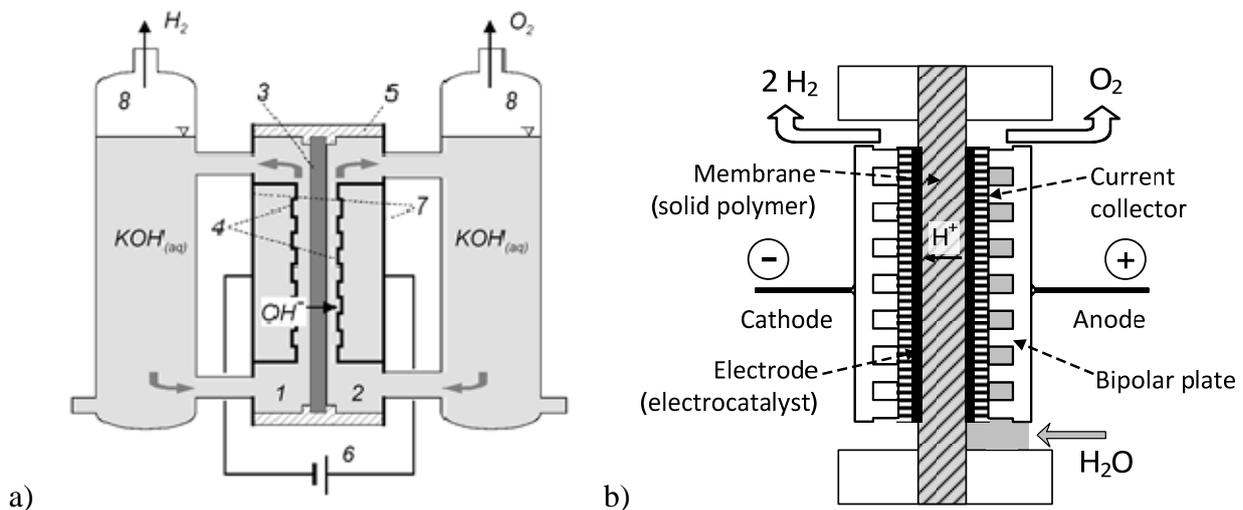


Abbildung 1: Prinzipieller Aufbau einer alkalischen (a) und einer PEM-Elektrolysezelle (b)

Der Kern der Zelle besteht aus Kathode (1), Anode (2) und das Diaphragma (3), welches eine Gasvermischung verhindert, jedoch durchlässig für OH^- -Ionen ist. Die Elektroden (4) sind als Vorbleche nahe an dem Diaphragma positioniert und elektrisch leitend mit den Endplatten (7) (Einzelzelle) bzw. den bipolaren Trennblechen (Zellstapel) verbunden. Zellrahmen (5) dichten die Halbzellen nach außen ab und dienen als Einbettung für das Diaphragma. Die Stromquelle (6) wird über die Endplatten kontaktiert. Beide Halbzellen sind mit dem alkalischen Elektrolyten (wässrige KOH-

Lauge mit einer typischen Konzentration von 20 - 40 %) geflutet bzw. werden von dieser Lauge durchströmt. Die Lauge wird in separaten Tanks (8) bevorratet, die gleichzeitig als Gas-Flüssig-Separator dienen. Alkalische Elektrolysezellen arbeiten in der Regel bei Temperaturen von 50 °C bis 80 °C und bei Drücken bis zu 30 bar mit einer Stromdichte von 200 - 400 mA/cm². Die einzelnen Zellen sind sehr kompakt gebaut, um einerseits das Volumen der Module klein zu halten und andererseits die Elektrodenabstände gering und so den Elektrolytwiderstand niedrig zu halten. Die Größe einer Zelle ist auf wenige Quadratmeter begrenzt (< 4 m²), da ansonsten die Gasabführung nicht mehr gewährleistet ist. Die Zellen werden teilweise monopolar (auch unipolar) heutzutage jedoch überwiegend bipolar zu einem Zellstapel (engl. stack) zusammengeschaltet. Die bis zu mehreren hundert Elektrolysezellen eines Stacks werden zwischen zwei Endplatten eingespannt und mit Gewindestangen zusammengepresst.

Alkalische Elektrolyseure benötigen eine beträchtliche Anzahl an peripheren Komponenten, wie Tröpfchenabscheider, Gaswaschanlage, Laugenkreisläufe mit ggf. Laugenpumpe, Wärmeübertrager, Laugenvorratsbehälter, Wasseraufbereitungsanlage, Speisewasserpumpe, Gastrocknung- und Wasserstoffreinigung, Druckregelventile, Rückkühler, Gleichrichter sowie Steuerungs- und Kontrollsystem.

Kommerziell erhältliche alkalische Elektrolysesysteme werden heute auf Modulebene in einem Leistungsbereich von 1 - 760 Nm³/h hergestellt. Dies entspricht einer elektrischen Leistungsaufnahme von ca. 5 kW bis ca. 3,4 MW pro Modul. Für größere Wasserstoffproduktionskapazitäten werden mehrere Elektrolysemodule parallel geschaltet. Obwohl die Technik als sehr robust und langlebig gilt, ist sie nicht für den Einsatz in energiewirtschaftlichen Anwendungen optimiert und arbeitet mit vergleichsweise geringen Leistungsdichten.

Elektrolyse mit saurem Festelektrolyten

Die PEM-Elektrolyse (PEMEL) wurde in den letzten Jahrzehnten verstärkt entwickelt, konnte sich aber bisher aufgrund der hohen Materialkosten nur in Nischenanwendungen mit geringen Leistungen etablieren. Der allgemeine Aufbau einer PEM-Elektrolysezelle ist in Abbildung 1 b) dargestellt. Die Zelle besteht aus einer Anode und einer Kathode, die durch eine saure Protonaustauschmembran (PEM, engl.: proton exchange membrane) voneinander getrennt sind. In den meisten Zellen wird die Elektrode direkt auf die Membran aufgebracht. Diese Anordnung bildet die wichtigste Komponente einer PEM-Elektrolysezelle, die MEA (engl.: membrane electrode assembly). Auf beiden Seiten der MEA befinden sich poröse Stromableiter, die einen gleichmäßigen Stromfluss zu den Elektroden ermöglichen und für die Produktgase sowie für Wasser durchlässig sind. Die bipolaren Platten rahmen die beiden Halbzellen ein und sind teilweise mit einem sogenannten Flowfield ausgestattet, um den Transport von flüssigem Wasser zur Zelle und das Entweichen der Produktgase zu gewährleisten. Im Vergleich mit der AEL werden in PEM-Elektrolysestacks hohe Stromdichten von 0,5 - 2,5 A/cm² bei gleicher Zellspannung bis ca. 2,2 V und damit gleichem Zellwirkungsgrad erzielt. Die Betriebstemperaturen der Zelle liegen zwischen Raumtemperatur und 90 °C bei Betriebsdrücken von 8 bis 207 bar [lac03]. Ein Zellstapel besteht aus bis zu 120 Zellen. Typische Zellgrößen haben geometrische Abmaße (aktive Fläche) von 50 bis 300 cm², in aktuellen Prototypen werden auch Zellflächen bis 1.000 cm² entwickelt. Damit sind PEM-Elektrolysestack hinsichtlich Zellenanzahl aber vor allem auch Zellfläche bedeutend kleiner im Vergleich zu alkalischen Elektrolysestacks. Die maximale Wasserstoffproduktionskapazität kommerzieller PEM-Elektrolysestacks geht bis ca. 10 Nm³/h. Auf Modulebene werden aktuell PEMEL-Systeme bis 30 Nm³/h angeboten, mit einer maximalen elektrischen Leistungsaufnahme bis ca. 150 kW pro Modul. Der Aufbau eines PEM-Elektrolyseurs ist vergleichbar mit dem eines alkalischen, allerdings benötigt er keine Laugenrückführung, -bevorratung und Gaswäsche zur Laugenentfernung aus dem Produktgas.

Insgesamt weist die PEMEL prinzipielle Vorteile (hohe Leistungsdichte und Dynamik, sehr gutes Teillast- und Überlastverhalten, einfacheres System ohne KOH-Kreislauf) gegenüber der alkalischen Elektrolyse auf, weshalb ihr Einsatz in Verbindung mit erneuerbaren Energien als vorteilhaft gesehen wird. Anlagen im relevanten MW-Leistungsbereich wurden bisher nicht gebaut, jedoch wird die Entwicklung der PEMEL hin zu größeren Leistungsklassen weltweit von verschiedenen Akteuren intensiv vorangetrieben.

Realisierte Großanlagen

Die elektrolytische Wasserspaltung wird derzeit insbesondere zur Erzeugung hochreinen Wasserstoffs in Spezial- und Nischenanwendungen eingesetzt. Aus heutiger Sicht ist in industriell entwickelten Regionen elektrolytisch erzeugter Wasserstoff nicht konkurrenzfähig zu konventionell erzeugtem Wasserstoff. Alleine die Strombezugskosten mit 4 ct/kWh entsprechen heute in etwa den Wasserstoffgestehungskosten auf Basis der Dampfreformierung von Erdgas [nit03]. Im letzten Jahrhundert wurden größere Elektrolyseanlagen vor allem dann realisiert, wenn preiswerte Elektrizität aus Wasserkraft in Regionen mit einem unterentwickelten Verbundnetz zur Verfügung stand. Diese Anlagen basierten ausschließlich auf der alkalischen Technologie. Der Wasserstoff wurde überwiegend zur Düngemittelherstellung verwendet. Tabelle 2 gibt einen Überblick über die wichtigsten Projekte. Die meisten dieser Anlagen sind heute nicht mehr im Betrieb.

Tabelle 2: Realisierte Großanlagen zur Wasserstoffherstellung mittels Wasserelektrolyse

Land	Kapazität	Leistung	Typ	Anzahl	Bauzeit
Simbabwe / Kwe-Kwe	21.000 Nm ³ /h	~ 95 MW	Lurgi	28	1972 - 74
Norwegen / Glomfjord	27.100 Nm ³ /h	~ 142 MW	Norsk Hydro	ca. 150	1949 (außer Betrieb 1980)
Norwegen / Rjukan	27.900 Nm ³ /h	~ 142 MW	Norsk Hydro	ca. 150	1929 (außer Betrieb 1971)
Ägypten / Assuan	32.400 Nm ³ /h	160 MW	BBC/DEM AG	132	1965 - 70
Peru / Cuzco	4.700 Nm ³ /h	22 MW	Lurgi	7	?
Canada / Trail	21.000 Nm ³ /h	?	Trail	?	?
Indien / Nangal	30.000 Nm ³ /h	~ 142 MW	De Nora	?	bis 1961

Aktuell werden im gewerblichen und industriellen Sektor Geräte bzw. Anlagen mit wesentlich kleineren Kapazitäten eingesetzt, siehe Tabelle 3. Vor allem in den Schwellenländern Asiens und Transmissionsländern Osteuropas existiert oft keine zuverlässige Vertriebs- und Infrastruktur für CGH₂ und LH₂, so dass auf eine „on-site“ Versorgung zurückgegriffen wird. Im Labor- und medizinischen Sektor kommen H₂-Generatoren zum Einsatz, wenn die Lagerung von Druckgasflaschen vermieden werden soll bzw. nur Kleinstmengen benötigt werden, so dass die Anlieferung unwirtschaftlich wird. Die folgende Tabelle 3 fasst typische Kapazitäten wichtiger Anwendungen zusammen. Eine interne Auswertung der Referenzlisten marktdominierender Elektrolysefirmen der letzten Jahre zeigt, dass mit einem Anteil von zwei Dritteln der Einsatz in Kraftwerken (Inertisierung, Kühlung) ein wesentlicher Absatzmarkt ist. Der Absatz von H₂-Generatoren für die Kleinstanwendung wird weltweit auf Hunderte bis wenige Tausend Stück geschätzt. Im militärischen Sektor und in der

Raumfahrt werden Wasserelektrolyseure als O₂-Generatoren (Atemluft) auf atomar betriebenen U-Booten, in Flugzeugen und Raumstationen eingesetzt. Der jährliche Absatz dürfte nur wenige Dutzend Geräte betragen. Ein bereits heute wachsender Bereich ist die Verwendung von Elektrolyseuren in Wasserstofftankstellen.

Tabelle 3: Einsatz von Elektrolyseuren mit typischen Produktionsraten auf Basis der Auswertung von Referenzlisten und nach [ge07]

Anwendung	Kapazität Anlage/Gerät
H ₂ -Generatoren für Schmuck-, Labor- und Medizintechnik	5 - 500 NI/h
Generatorkühlung in Kraftwerken	5 - 10 Nm ³ /h
Wasserstofftankstellen	5 - 60 Nm ³ /h
Speisewasser-Inertisierung (BWR Water Chemistry)	50 Nm ³ /h
Glasherstellung (Floatglasverfahren)	50 - 150 Nm ³ /h
Elektronikherstellung	100 - 400 Nm ³ /h
Metallurgie	200 - 750 Nm ³ /h
Lebensmittelindustrie (Fetthärtung von Pflanzenölen)	100 - 900 Nm ³ /h
Militär und Raumfahrt	< 15 Nm ³ /h

Anforderungen an Elektrolyseure für den energiewirtschaftlichen Einsatz

Durch das Ziel, Wasserelektrolyseure in energietechnischen Systemen mit erneuerbaren Energien zu koppeln, ergeben sich besondere Anforderungen an die Anlagen. Schnelles An- und Abschalten, effizientes und großes Teillastverhalten, die Möglichkeit zur kurzzeitigen Überlast bei Leistungsspitzen, geringer Energieverbrauch im Stand-by-Betrieb unter Druck, sowie schnelle Lastwechsel müssen wichtige Eigenschaften eines fortschrittlichen Elektrolyseurs für die zukünftige Netzintegration sein. Da sie als DC-Verbraucher auf verschiedenen Spannungsebenen im Netz agieren, können Elektrolyseure durch gezieltes An- und Abschalten oder durch Steuerung in Teil- bzw. Überlast einen wichtigen Beitrag zur Netzstabilisierung leisten (Demand Side Management, Regel- und Reserveleistung).

Literatur

[ge07]	GE Global Research (2007) Advanced Alkaline Electrolysis. In: FY 2007 Annual Progress Report in DOE Hydrogen Program, 79ff
[lac03]	LaConti, A. B., Swette, L. (2003) Special Application Using PEM-Technology. In Vielstich, W., Gasteiger, H. A. & Lamm, A. (Ed): Handbook of Fuel Cells – Fundamentals, Technology and Applications. Vol. 4, Chap. 55, 745–761. Chichester: John Wiley & Sons, Ltd., ISBN 0-471-49926-9.
[nit03]	Nitsch, J. (2003) Potenziale der Wasserstoffwirtschaft, in WBGU-Hauptgutachten 2003: Welt im Wandel: Energiewende zur Nachhaltigkeit. Berlin/ Heidelberg: Springer-Verlag, ISBN 3-540-40160-1.
[smo09]	Smolinka, T. (2009) Hydrogen from Water Electrolysis. In Garcke J., Dyer, C., Moseley, P., Ogumi, Z., Rand, D., Scrosati, B. (Ed): Encyclopedia of Electrochemical Power Sources. Amsterdam: Elsevier Ltd., 3, 394-413, ISBN-13: 978-0-444-52093-7.

Kontinuierliche Wasserstoffherzeugung aus Ameisensäure

Peter Sponholz, Dörthe Mellmann, Albert Boddien, Felix Gärtner, Henrik Junge und
Matthias Beller*

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

Zusammenfassung:

Eine der größten Herausforderungen in diesem Jahrhundert ist die nachhaltige Energieversorgung.^[1] Ziel ist es, auf fossile Brennstoffe schrittweise verzichten zu können und mit erneuerbaren Energien den globalen Energiebedarf zu decken. Damit es eine problemfreie Anwendung gibt, braucht es Speicher- und Puffersysteme. Ein Grund, Wasserstoff als Energieträger zu nutzen, ist u. a. dessen bessere Speicherfähigkeit. Ein mögliches Medium für die Wasserstoffspeicherung findet sich in Ameisensäure. Ameisensäure ist unter Normalbedingungen flüssig, nicht-toxisch und weist eine gravimetrische Wasserstoffdichte von 4,4 Gewichtsprozenten auf. Ziel ist es nun kontinuierlich Ameisensäure zu dehydrieren und den generierten Wasserstoff in nachgeschalteten Brennstoffzellen in elektrischen Strom umzuwandeln.

Abstract:

One of the biggest challenges in this century will be the sustainable supply of energy.^[1] A major goal is to meet the energy demand without using fossil fuels and to integrate renewable energy into the energy economy. For applications storage systems for hydrogen are needed. One possible storage system for hydrogen is formic acid which is liquid, non-toxic and has a gravimetric hydrogen content of 4.4 %. Our aim is to continuously dehydrogenize formic acid and to use the gas mixture (H₂, CO₂) in a connected fuel cell.

Kontinuierliche Wasserstoffherzeugung aus Ameisensäure:

Wie in den letzten Jahren von unserer Arbeitsgruppe vorgestellt, ist es möglich, unter moderaten Bedingungen (bei Raumtemperatur bis 100 °C) Wasserstoff aus Ameisensäure zu generieren (Gleichung 1).^[2]



Wir haben ein Katalysatorsystem gefunden, welches über lange Zeit stabil und aktiv ist.^[3] Nach intensiver Forschung stellen wir jetzt eine Anlage vor, welche kontinuierlich über 2 Liter brennstoffzellentauglichen Wasserstoff pro Minute entwickeln soll. Zentrale Einheit der Anlage stellt ein Edelstahl-Reaktor dar. Durch analytische und messtechnische Bauteile können Volumenstrom in und aus dem Reaktor, Wasserstoffanteil im Volumenstrom, Druck, Temperatur und Rührgeschwindigkeit im Reaktor gemessen werden (Abbildung 1).

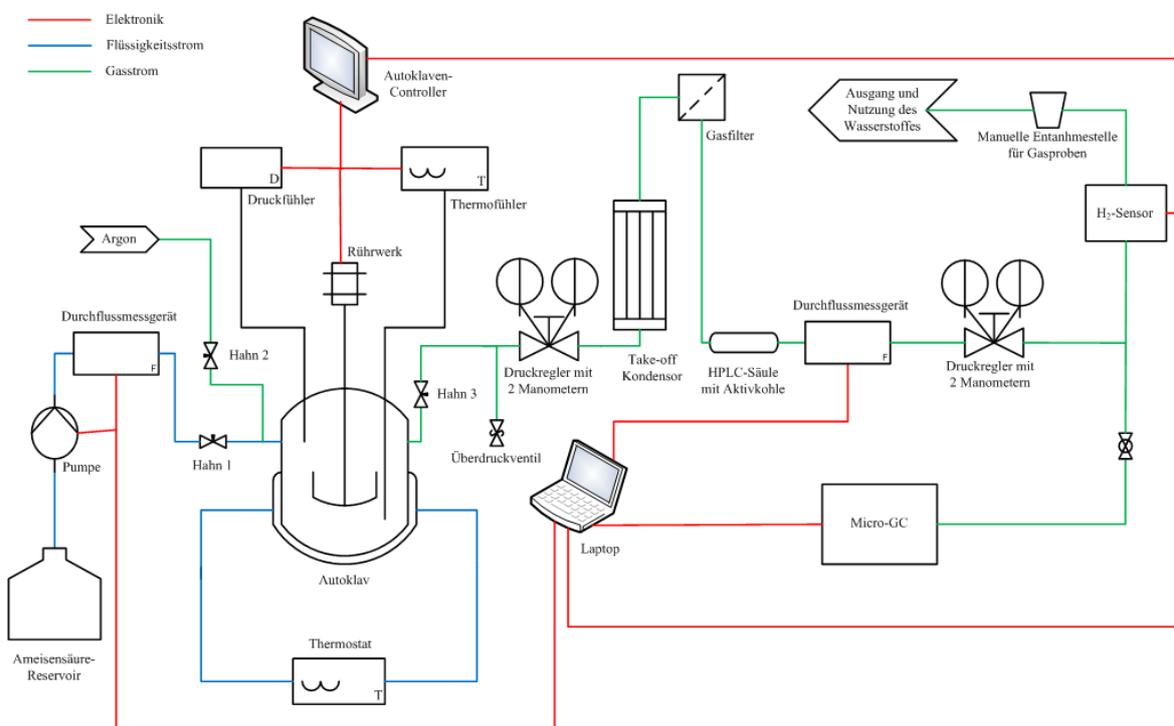


Abbildung 1 - Aufbau der Anlage zur kontinuierlichen Dehydrierung von Ameisensäure.

Wichtig ist die selektive Spaltung der Ameisensäure zu Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid. Das Entstehen von CO ist für den anschließenden Gebrauch in Brennstoffzellen negativ. In die Anlage eingebaute analytische Messgeräte (Micro-GC und H₂-Sensor) kontrollieren kontinuierlich entstehende Gase. Eine Anwendung mit Ameisensäure als Wasserstoffspeichermedium kann damit besser untersucht werden. Erste Versuche zeigen, dass ein kontinuierlicher Volumenstrom von 130 ml pro Minute erreicht werden können (Abbildung 2).

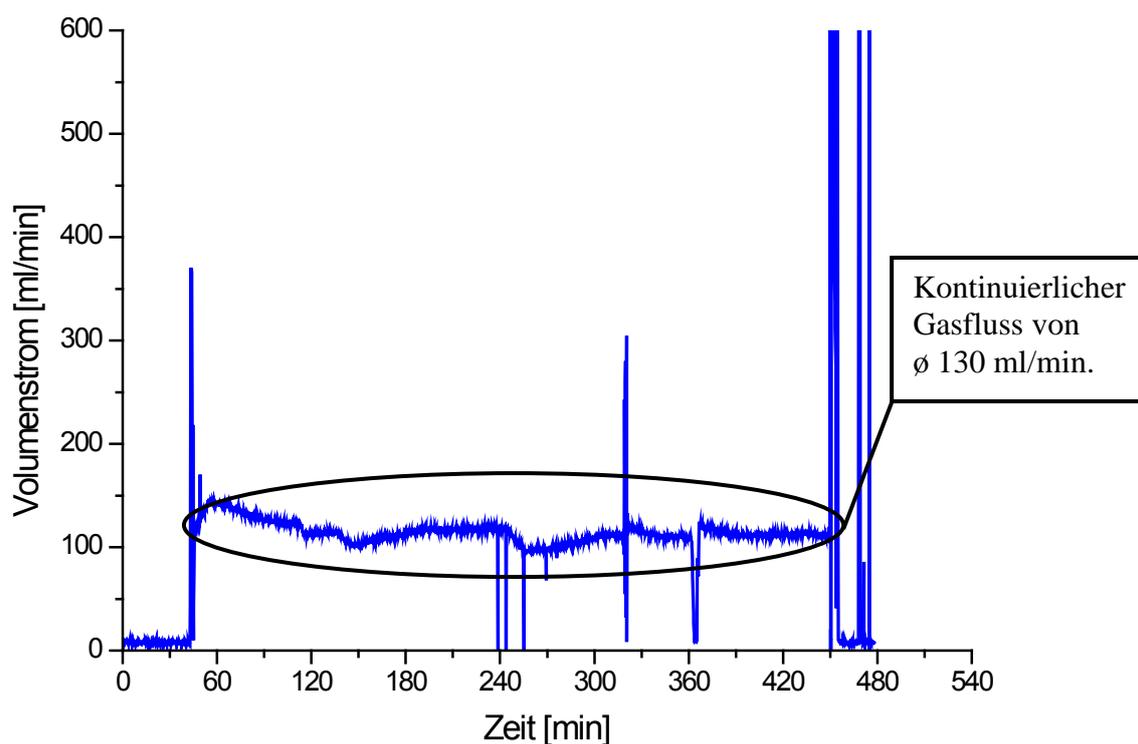


Abbildung 2 - Reaktion mit konstanter Ameisensäurezudosierung und konstantem Volumenstrom an Wasserstoff und Kohlendioxid. Reaktionsbedingungen: 111 mmol $\text{Ru}(\text{H})_2(\text{dppe})_2$, 20 ml Me_2NHex , 60 °C, 20 bar, 300 rpm, konst. Ameisensäurezudosierung von 100 $\mu\text{l}/\text{min}$.

Weiterentwicklung der Anlage und erste Prototypen sollen dann Ameisensäure als Wasserstoffspeichermedium weiter in den Fokus rücken.

Referenzen:

- [1] S. Satyapal, J. Petrovic, C. Read, G. Thomas, G. Ordaz, *Catalysis Today*, **2007**, 120, 246-256.
- [2] B. Loges, A. Boddien, F. Gärtner, H. Junge, M. Beller, *Topics in Catalysis*, **2010**, 53, 902-914.
- [3] A. Boddien, B. Loges, H. Junge, F. Gärtner, J. R. Noyes, M. Beller, *Advanced Synthesis & Catalysis*, **2009**, 351, 2517-2520.

NEUARTIGE LASERSTRUKTURIERUNG VON CIGSE-DÜNNSCICHT-SOLARZELLEN

B. Stegemann¹, C. Schultz¹, M. Schüle¹, M. Richter¹, H.-U. Pahl², H. Endert², J. Bonse³, B. Rau⁴,
R. Schlatmann⁴, V. Quaschnig¹, F. Fink¹

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

² Newport Spectra-Physics GmbH, Ruhlsdorfer Strasse 95, D-14532 Stahnsdorf, Germany

³ BAM Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung, Unter den Eichen 87, D-12205 Berlin, Germany

⁴ PVcomB - Competence Centre Thin-Film- and Nanotechnology for Photovoltaics Berlin, Schwarzschildstr. 3,
D-12489 Berlin, Germany

eMail: bert.stegemann@htw-berlin.de

Schlüsselwörter: Photovoltaik, Dünnschichtsolarzellen, Chalkopyrite, Laserstrukturierung

Zusammenfassung: Ein wesentlicher Vorteil der Dünnschichtphotovoltaik gegenüber der waferbasierten Photovoltaik liegt in der monolithischen Serienverschaltung. Bei der Herstellung von Chalkopyrit(CIGSe)-Dünnschicht-Solarmodulen erfolgen dafür typischerweise ein Laser-Strukturierungsschritt (P1) und zwei mechanische Strukturierungsschritte (P2, P3). In diesem Beitrag wird gezeigt, dass die Strukturierung von CIGSe-Solarmodulen vollständig mit kurzen Laserpulsen (<10 ns Pulsdauer) und einer einzigen Wellenlänge (532 nm) möglich ist. Der P1- und P3-Schnitt erfolgen durch direkte induzierte Ablation. Für den P2-Schnitt wird gezielt der hohe Wärmeeintrag der ns-Laserpulse genutzt, um die CIGSe-Absorberschicht lokal aufzuschmelzen und strukturell so zu verändern, dass eine elektrisch gut leitende Verbindung zwischen Front- und Rückkontakt entsteht.

Abstract: A major advantage of thin film photovoltaics over wafer-based photovoltaics is the monolithic series connection. Manufacturing of chalcopyrite (CIGSe) thin film solar modules involves typically one laser structuring step (P1) and two mechanical structuring steps (P2 and P3) for serial interconnection. In our approach, complete laser structuring is successfully demonstrated simply by application of short nanosecond laser pulses (<10 ns) with a single, visible wavelength of 532 nm. The P1 and the P3 trenches are scribed by induced direct ablation. For the P2 scribe, the thermal input of the ns laser pulses is used to transform the CIGSe absorber layer locally into a highly conductive compound to provide proper electrical interconnection between the front and back contact.

1. Einleitung

Der weitere Ausbau der Photovoltaik erfordert eine deutliche Verringerung der Herstellungskosten von Solarmodulen. Während in der Silizium-Wafer-basierten Photovoltaik eine Kostenreduktion durch technologische Innovationen und Massenproduktion angestrebt wird, ermöglichen Dünnschichtsolarzellen deutlich geringere Herstellungskosten durch einen geringeren Material- und Energieverbrauch während der Herstellung. Dünnschicht-Photovoltaikmodule bestehen typischerweise aus einer Abfolge dünner Schichten, die auf einem Trägermaterial, wie Glas oder Folie, abgeschieden werden, wobei der Schichtstapel aus einer aktiven Schicht, eingebettet in zwei elektrisch leitende Schichten, besteht.

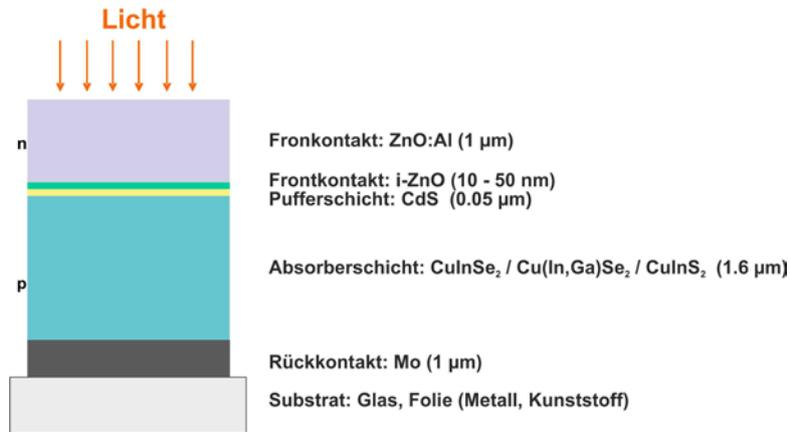


Abb. 1: Schematischer Aufbau einer Chalkopyrit-Solarzelle im Querschnitt.

Es existieren verschiedene Dünnschicht-Technologien, die sich hauptsächlich in der Art des Absorbermaterials unterscheiden. Dazu gehören die Chalkopyrite (d.h. Verbindungen der Stöchiometrie $\text{Cu}(\text{In}_x, \text{Ga}_{1-x})(\text{Se}_y, \text{S}_{1-y})_2$; der entsprechende Aufbau der Solarzelle ist in Abb. 1 dargestellt), aber auch amorphe und mikrokristalline Silizium-Solarzellen (z.B. a-Si:H/ μ c-Si:H-Tandem-Solarzellen), Kesterite (d.h., $\text{Cu}_2\text{ZnSn}(\text{Se}, \text{S})_4$) und CdTe.

Eine Strukturierung der Dünnschichtmodule in eine Serie von Zellen ist notwendig, um den Strom zu gering zu halten und die Spannung zu erhöhen. Diese Strukturierung beinhaltet die vollständige und selektive Ablation von sehr feinen Linien in den dünnen Schichten, so dass leitfähige Verbindungen zwischen Front- und Rückkontakt entstehen, während die dabei entstandenen einzelnen Solarzellen elektrisch voneinander isoliert sind. Wie in Abb. 2a gezeigt, sind drei Strukturierungsschritte, bezeichnet mit P1, P2 und P3 im Wechsel mit der Schichtabscheidung notwendig, um die Solarzellen zu trennen und die sogenannte monolithische Serienschaltung durchzuführen.

Typischerweise werden in der industriellen Fertigung von Dünnschicht-Si- und auch CdTe-Modulen diese drei Strukturierungsschritte mittels Nanosekunden-Laserpulsen unterschiedlicher Wellenlänge durchgeführt („Laser-Scribing“, Laser-Ritzen) [1]. Im Falle von CIGSe-Solarzellen wird industriell bisher nur der P1-Schritt mittels Laser durchgeführt, während P2 und P3 vor allem durch mechanisches Ritzen mit einer Wolframcarbid-Nadel erfolgen.

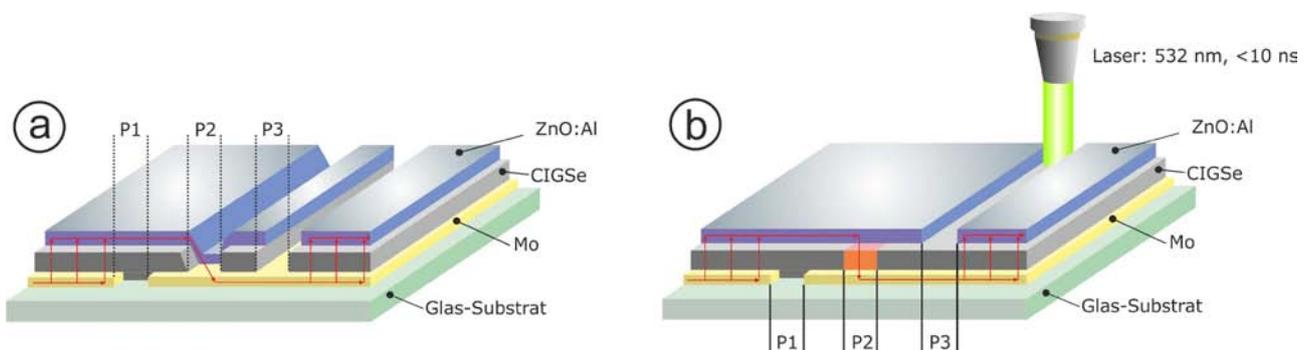


Abb. 2: Schematische Darstellungen (a) der konventionellen, monolithischen Verschaltung einer CIGSe-Solarzelle, (b) der alternativen Verschaltung unter Nutzung einer lokal laser-transformierten Absorberschicht. Die roten Linien kennzeichnen die jeweiligen Strompfade.

Laserstrahlung zeichnet sich durch ein hohes Maß an zeitlicher und räumlicher Kohärenz, eine geringe Divergenz und gute Fokussierbarkeit aus, wodurch sehr schmale Linien präzise geschnitten werden können. Daher verfolgen derzeit die CIGSe-Modulhersteller das Ziel, die mechanischen Werkzeuge durch kontaktlose Laserbearbeitung zu ersetzen, um eine höhere Präzision, weniger Flächenverluste, geringere Materialschädigungen und höhere Produktionsgeschwindigkeiten realisieren zu können. Da infolge des nichttransparenten metallischen Rückkontakts der CIGSe-Zellen (vgl. Abb. 1) der P2- und P3-Schritt von der Schichtseite aus durchgeführt werden muss, besteht die Herausforderung darin, die jeweiligen Schichten selektiv zu entfernen, ohne die darunter liegenden Schichten zu schädigen. Dies bedeutet, dass eine erfolgreiche P2-Laserstrukturierung keinen Einfluss auf die unterliegende Mo-Schicht (Rückkontakt) haben darf. Beim P3-Schritt müssen die transparente leitfähige Oxid(TCO)-Schicht und die CIGSe-Absorberschicht abgetragen werden, ohne dass thermisch veränderte Randzonen oder Kurzschlüsse in der Solarzelle entstehen. Erste erfolgreiche Ergebnisse konnten hierzu durch den Einsatz ultrakurzer Laserpuls im Pikosekunden-Bereich erzielt werden [2]. Aufgrund der eher geringen Schichtleitfähigkeit der CIGSe-Schicht wird es aber auch als ausreichend betrachtet, nur die TCO-Schicht abzutragen, um eine Serienverschaltung zu erhalten, was zugleich die Vorteile eines Schutzes des Rückkontakts und der Vermeidung einer korrosionsbedingten Degradation der Modulleistung mit sich bringt [3]. Ein weiterer innovativer Ansatz besteht darin, mit dem P2-Strukturierungsschritt die CIGSe-Schicht nicht abzutragen, sondern in eine gut leitende Materialphase umzuwandeln und damit leitfähige Strukturierungslinien zu erzeugen [4]. Basierend auf diesem alternativen, in Abb. 2b illustrierten Ansatz stellen wir in diesem Beitrag eine Möglichkeit der kompletten Laser-Strukturierung (d.h. P1, P2, P3) unter Verwendung eines handelsüblichen Lasers mit Pulsdauern im unteren Nanosekundenbereich (<10 ns) vor. Solche Nanosekunden-Laser sind Ultrakurzpuls-Laserquellen hinsichtlich Kosten und Zuverlässigkeit überlegen. Die thermische Natur der Materialwechselwirkung mit ns-Pulsen soll zudem gezielt genutzt werden, um das CIGSe-Material lokal in eine kupferreiche und selenarme und damit gute leitende Verbindung umzuwandeln. Da nur eine einzige Wellenlänge von 532 nm eingesetzt wird, besteht somit Aussicht auf eine deutliche Vereinfachung des Strukturierungssetups für CIGSe-Solarzellen.

2. Experiment

Für die Laser-Strukturierung stand ein Gen5 High-Speed-Laser-Scribing-System (Newport Spectra-Physics®) zur Verfügung. Dieses System ermöglicht den parallelen Einsatz von sechs Laserquellen und gewährleistet eine hochpräzise lineare Steuerung mit Bearbeitungsgeschwindigkeiten von bis zu 2 m/s [5]. Die CIGSe-Solarzellproben wurden am Helmholtz-Zentrum Berlin (HZB) und in den neuen Laboren des Kompetenzzentrums für Dünnschicht- und Nanotechnologie für Photovoltaik Berlin (PVcomB) hergestellt. Die zu untersuchenden Proben waren wie folgt aufgebaut: Kalknatronglas-Substrat (SLG) / 1000 nm Mo / 1600 nm koverdampfte CIGSe-Schicht / 50 nm CdS-Pufferschicht / 1000 nm TCO (i-ZnO/ZnO:Al), vgl. Abb. 1.

Zur Strukturierung wurde ein Laser vom Typ Explorer™ (Spectra-Physics®) verwendet, der im grünen Spektralbereich bei 532 nm und bei max. 2 W mittlerer Ausgangsleistung betrieben wurde. Die Laserpulsdauer betrug weniger als 10 ns und war abhängig von der Laser-Repetitionsrate (Maximum 150 kHz). Der Laser ist ein gütegeschalteter, diodengepumpter Nd:YVO₄-Festkörperlaser mit einer sehr hohen Puls-zu-Puls-Energiestabilität.

Zur Charakterisierung und Analyse der Ergebnisse der Laserstrukturierung wurden verschiedene Methoden eingesetzt: Dreidimensionale Bilder der Oberflächen-Topographie wurden durch Profilometrie (Stylus P6, KLA Tencor) und optische Mikroskopie (Axio Scope A1, Carl Zeiss)

gewonnen. Elektrische Eigenschaften wurden durch Vier-Spitzen-Leitfähigkeitsmessungen und anschließender Anwendung eines vereinfachten Transmission-Line-Modells (TLM) analysiert [6].

3. Topographie der P1-, P2- und P3-Strukturierung

Alle Strukturierungsschritte P1, P2 und P3 wurden mit Laserpulsen einer Dauer von <10 ns und einer Wellenlänge von 532 nm durchgeführt. Der Erfolg dieses recht einfachen Konzepts beruht auf der Bestimmung des Ablationsverhaltens für eine bestimmte Laserpulsenergie. Die Grundidee ist dabei, dass jede Schicht eine bestimmte Ablationsschwelle besitzt, die überschritten werden muss, um das Material zu entfernen. Der dem zugrundeliegende Materialparameter ist die minimale Energiedichte, die zum Einsetzen der Ablation notwendig ist, die sogenannte Ablationsschwellfluenz.

Das Ritzen durchgehender Linien erfordert die vollständige Entfernung des Materials entlang der Linie durch entsprechenden Überlapp der einzelnen Laserpulse. Der Überlapp ist eine Funktion der Pulsenergie, Repetitionsrate und Vorschubgeschwindigkeit. Er führt zu einer Akkumulation der Pulsenergie und damit sinkt die Ablationsschwellfluenz mit zunehmender Laserpulsanzahl pro Strahldurchmesser oder entsprechend mit abnehmender Vorschubgeschwindigkeit. Dieses Phänomen ist als Inkubation bekannt. Der Inkubationskoeffizient stellt einen charakteristischen Wert für das Schwellverhalten des Materials unter dem Einfluss solcher Multi-Puls-Einwirkung dar. Um den Inkubationskoeffizienten zu erhalten, wurden die Ablationsschwellfluenzen bei variierender Laserpulsanzahl pro Bestrahlungsstelle bestimmt [7]. Eine Veränderung der Laser-Repetitionsrate zieht in der Regel eine Änderung anderer Laser-Parameter, wie der Pulsenergie, nach sich. Daher wurde über die Vorschubgeschwindigkeit der Spotabstand variiert, um damit den Spotüberlapp bei bestimmter Wiederholrate und bestimmtem Strahlradius einzustellen.

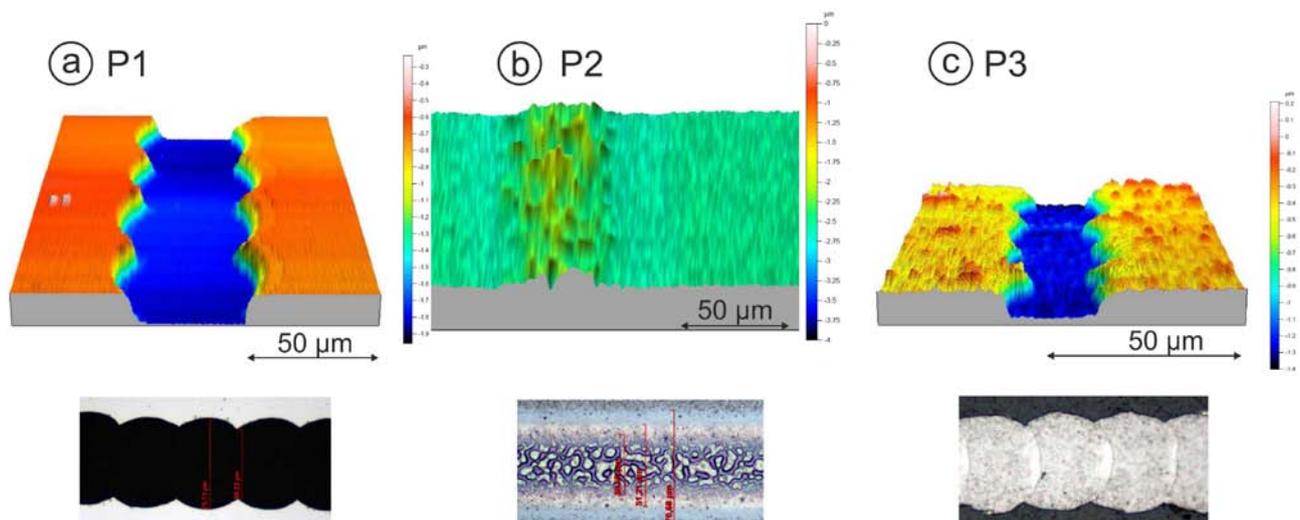


Abb. 3: Profilometrie (oben) und Lichtmikroskopie (unten): (a) glasseitige P1-Strukturierung (Mo), (b) schichtseitige P2-Strukturierung (lokale laserinduzierte CIGSe-Transformation), (c) schichtseitige P3-Strukturierung (TCO).

Nach diesem Verfahren wurden die optimalen Prozessparameter für das Ritzen der Linien aus der Ablationsschwellfluenz und dem Inkubationskoeffizienten abgeleitet, so wie es bereits zuvor für Si-Dünnschicht-Solarzellen gezeigt wurde [8]. Abb. 3 zeigt Profilometrie-Aufnahmen und optische Mikroskopiebilder für alle drei Strukturierungsschritte. Der P1-Schnitt (Mo-Schicht), siehe Abb. 3a,

wurde von der Glasseite mit einem eher kleinen Überlapp von etwa 25% abgetragen. Dazu wurde der Effekt der direkten induzierten Ablation von der Glasseite ausgenutzt, um eine höhere Ablationausbeute nutzen zu können und um einen geringeren effektiven Grabenquerschnitt mit steilen Kanten zu erhalten [7].

Abb. 3b zeigt das Ergebnis der P2-Strukturierung, d.h. der lokalen Transformation der CIGSe-Schicht, die in dem neuen Strukturierungskonzept die direkte elektrische Verbindung zwischen Vorder- und Rückseitenkontakt ersetzt. Die transformierten Linien sind in den Aufnahmen der Oberflächentopographie durch leichte Aufwerfungen mit Höhen bis 600 nm zu erkennen. Generell wurde festgestellt, dass die Höhe dieser Erhebungen von der Laserpulsenergie abhängig ist und im Bereich von 0 bis 3 μm liegt. Als allgemeiner Trend lässt sich feststellen, dass höhere Laserpulsenergien zu größeren Höhenunterschieden und zugleich zu höheren Leitfähigkeiten führen. Die serielle Verbindung wird durch den P3-Schnitt, d.h. die selektive Ablation der TCO-Schicht ohne Ablation der darunterliegenden CIGSe-Schicht, komplettiert (Abb. 3c).

4. Elektrische Eigenschaften

Die Untersuchung der elektrischen Eigenschaften der Schichten nach den jeweiligen Strukturierungsschritten P2 und P3 wurde vorgenommen, um die geforderte Funktionalität hinsichtlich einer Serienverschaltung im Modul zu demonstrieren. Abb. 4a zeigt den vertikal gemessenen Serienwiderstand über die transformierten Linien bei der P2-Strukturierung als Funktion der kumulierten, in die CIGSe-Absorberschicht eingebrachten Laserfluenz. Quantitativ entsprechen die angegebenen Widerstandswerte den aus der vereinfachten TLM-Methode ermittelten vertikalen Serienwiderständen der jeweiligen transformierten Schichten. In diesem Fall der CIGSe-Phasenumwandlung ist zudem die zuvor diskutierte Kenntnis der Ablationsschwelle und der Inkubation des Materials nicht relevant. Somit wurde die kumulierte Laserfluenz, d.h. die eingebrachte Gesamtenergiedichte, als Bezugsgröße betrachtet. Die Ergebnisse zeigen eine deutliche Abnahme des Widerstandes bis zu kumulierten Fluenzen von 10 J/cm^2 . Dieser Abfall korreliert mit der schrittweisen Umwandlung des Absorbermaterials und bringt die hochleitende CIGSe-Phase hervor. Die Phasenumwandlung ist bei einer kumulierten Fluenz von 10 J/cm^2 abgeschlossen und die maximale Leitfähigkeit, die in den gegenwärtigen Untersuchungen beobachtet wurde, ist erreicht [9].

Im Fall der P3-Strukturierung wurde der Isolationswiderstand über die laserablatierten P3-Gräben untersucht. Die Ergebnisse in Abb. 4b zeigen einen deutlichen Anstieg des gemessenen Isolationswiderstands mit zunehmender Laserfluenz, was auf eine zunehmende und letztendlich vollständige Entfernung der TCO-Schicht hindeutet. Letzteres wurde in Raman-spektroskopischen Untersuchungen bestätigt [9]. Man erhält also hohe Isolationswiderstände $> 2 \text{ k}\Omega$ und anhand der gewonnenen Daten zugleich ein definiertes Prozessfenster für eine erfolgreiche P3-Strukturierung.

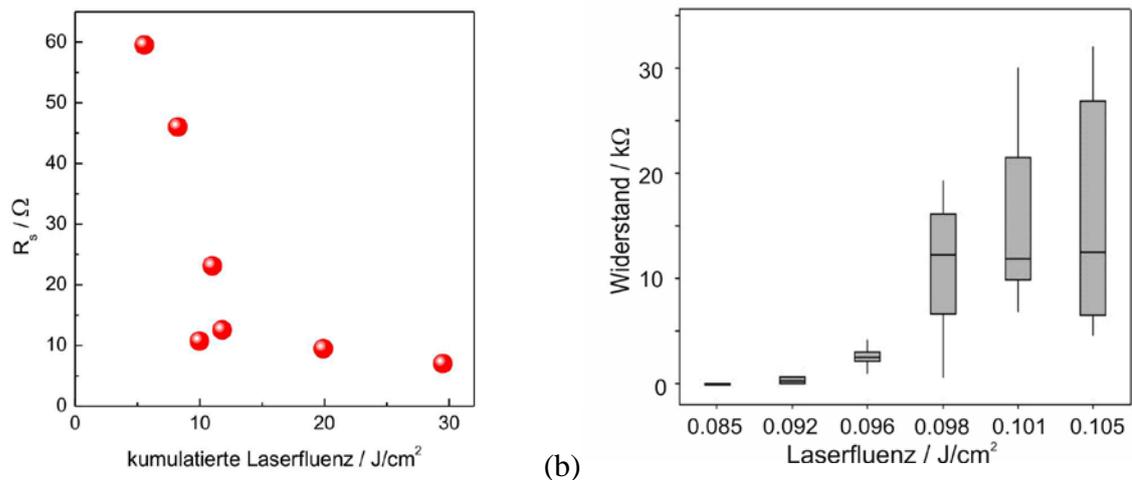


Abb. 4: (a) Serienwiderstand über lokal laser-transformierte CIGSe-P2-Linien als Funktion der kumulierten Laserfluenz. (b) Isolationswiderstand über laserablatierte P3-Gräben in der TCO-Schicht als Funktion der Laserfluenz.

5. Zusammenfassung

Es wurde ein einfaches Verfahren zur monolithischen Serienschaltung von CIGSe-Dünnschicht-Solarzellen auf einem Glassubstrat vorgestellt. Alle drei Strukturierungsschritte (P1, P2, P3) wurden unter Verwendung eines einzigen Lasers mit einer Wellenlänge von 532 nm und Laserpulsen mit einer Dauer von < 10 ns erfolgreich durchgeführt. Der P1-Schnitt wird vorzugsweise von der Glasseite durchgeführt, während P2 und P3 von der Schichtseite aus erfolgen. Die P2-Strukturierung wurde durch linienförmige, laserinduzierte Umwandlung der CIGSe-Absorberschicht realisiert, so dass eine leitfähige Phase entsteht, die den direkten elektrischen Kontakt der TCO- mit der Molybdänschichten bildet. Das ordnungsgemäße elektrische Verhalten wurde durch Widerstandsmessungen über die erhaltenen P2- und P3-Linien demonstriert.

Eine breite Anwendung des hier vorgestellten Verfahrens auf andere solare Dünnschicht-Materialien und unter Verwendung anderer Laserquellen mit unterschiedlichen Pulsdauern und Wellenlängen ist vorstellbar. Es ermöglicht eindeutig eine weitere Vereinfachung und eine höhere Flexibilität in der Fertigung von Dünnschicht-Solarzellen und trägt somit zur weiteren Senkung der Herstellungskosten bei.

Danksagung

Die Autoren danken Christian Kaufmann (PVcomB) für die Probenpräparation. Diese Arbeit wurde vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) und der Landesregierung von Berlin (SENWF) im Rahmen des Programms "Spitzenforschung und Innovation in Den Neuen Ländern" (Projekt 03IS2151C) unterstützt.

Referenzen

- [1] S. Haas, A. Gordijn, H. Stiebig, *Prog. Photovolt: Res. Appl.* 16 (2008) 195
- [2] H.P. Huber, M. Englmaier, C. Hellwig, G. Heise, M. Kemnitzer, T. Kuznicki, C. Menhard, R. Brenning, A. Heiss, H. Vogt, J. Palm, *Proc. 24th EU-PVSEC, Hamburg* (2009) 3066
- [3] P.O. Westin, P. Neretnieks, M. Edoff, *Proc. 21th EU-PVSEC, Dresden* (2006) 2470
- [4] P.O. Westin, U. Zimmermann, M. Edoff, *Solar Energy Materials and Solar Cells* 92 (2008) 1230
- [5] J. Bonse, R. Patel, S. Maneuf, R. Desailly, C. Devasia, D. Clark, *Proc. 23th EU-PVSEC, Valencia* (2008) 2325
- [6] J. Klaer, R. Klenk, A. Boden, A. Neisser, C. Kaufmann, R. Scheer, H.W. Schock, *Conf. Rec. 31st IEEE Photovoltaic Specialists Conference* (2005) 336
- [7] M. Richter, C. Schultz, J. Bonse, H.-U. Pahl, H. Endert, B. Rau, R. Schlatmann, V. Quaschnig, B. Stegemann, F. Fink, *Proc. 26th EU-PVSEC, Hamburg* (2011) 3DV.2.8
- [8] B. Stegemann, M. Richter, C. Schultz, H.-U. Pahl, H. Endert, J. Bonse, B. Rau, V. Quaschnig, F. Fink, *Photovoltaic Production 2* (2011) 46
- [9] C. Schultz, M. Schüle, M. Richter, H.-U. Pahl, H. Endert, J. Bonse, I. Dirnstorfer, B. Rau, R. Schlatmann, V. Quaschnig, F. Fink, B. Stegemann, *Proc. 26th EU-PVSEC, Hamburg* (2011) 3AV.1.35

Genehmigungsverfahren für Wasserstoff-Tankstellen - Vergleich der Erfahrungen in einem Projekt mit 10 Standorten¹ -

Klaus Stolzenburg^A und Simon Whitehouse^B

^AIngenieurbüro PLANET GbR, Donnerschweer Str. 89/91, 26123 Oldenburg, k.stolzenburg@planet-energie.de

^BPE Australasia, Perth, Australien, s.whitehouse@pe-international.com

Schlüsselwörter: Wasserstoff-Tankstellen, Genehmigung, Einflussfaktoren, Empfehlungen

Zusammenfassung: Der Artikel untersucht die Genehmigungsverfahren für die Wasserstoff-Tankstellen, die an den zehn Standorten des Projekts HyFLEET:CUTE in acht Ländern zum Einsatz kamen. Solche Verfahren dauern in der Regel lange im Vergleich zu konventionellen Tankstellen und sind mit einem hohen Arbeitsaufwand verbunden. Ziel der Analyse war es, Empfehlungen für zukünftige Herangehensweisen zu entwickeln. Ein wichtiges Ergebnis ist, dass die technische Komplexität der Anlagen keinen eindeutigen Einfluss auf die Anzahl der nötigen Genehmigungen sowie auf Dauer und Aufwand für die Verfahren hat. Auch korrelieren diese Faktoren kaum miteinander. Dagegen kann die Interaktion zwischen Herstellern bzw. Betreibern der Anlagen einerseits und den Genehmigungsbehörden bzw. der lokalen Öffentlichkeit andererseits eine wesentliche Rolle spielen.

Abstract: This paper reviews the processes undertaken to obtain regulatory authority approval of the infrastructures for hydrogen generation and refuelling in the HyFLEET:CUTE project with 10 sites in Europe, Australia and China. Findings include that there was no significant correlation between the technological complexity of the individual hydrogen infrastructure facilities and the effort required to achieve regulatory approval. Rather, the interplay between station operators and experienced technology suppliers on the one hand, and authorities on the other hand, was found to be important. Regulators without knowledge on hydrogen may need to be “educated” in order to be able to take decisions. Two cases show that members of the local community can also have an impact on the pace of the process. The paper draws conclusions and gives recommendations in order to make regulatory approval procedures of future hydrogen refuelling installations less difficult than currently.

1. Introduction

HyFLEET:CUTE was the world’s largest project for hydrogen bus and infrastructure demonstration with 10 sites in Europe, Australia and China, i.e. eight countries on three continents. Fleets comprised of three buses per site except for Berlin and Hamburg with up to fourteen and nine vehicles, respectively. The project ran successfully and safely from 2006 to the end of 2009 [1, 2]. Figure 1 shows the main elements of the infrastructure facilities for hydrogen refuelling in the project. In summary, hydrogen fuel was supplied by truck from external sources or generated on site. The hydrogen was compressed, stored, and dispensed on demand to the buses. Dispensing required a pressure differential between the on-site storage and the vehicle tanks. At some sites, filling was completed with a booster compressor. Table 1 provides further details of the individual sites and hydrogen supply pathways.

1.1 Levels of infrastructure complexity

In terms of technological complexity, the simplest case was an installation that consisted of just a station unit for storing and dispensing hydrogen. The fuel was delivered from external sources to these sites. Perth is an example of this arrangement.

¹ Der Artikel wurde in ähnlicher Form bereits im Tagungsband der World Hydrogen Technology Convention 2011 veröffentlicht.

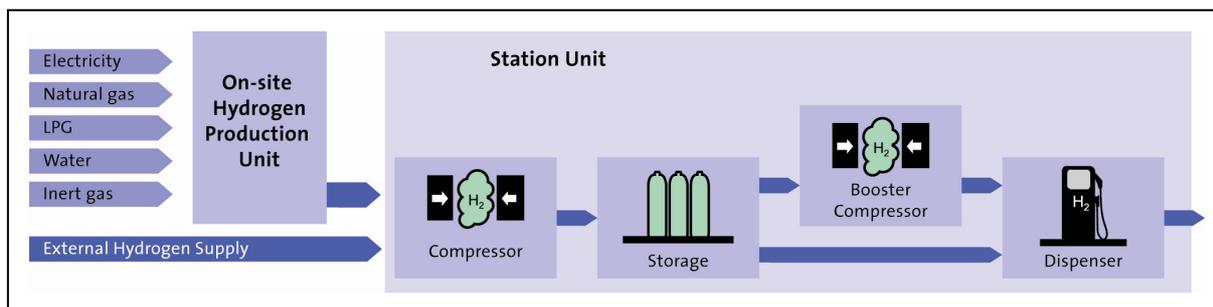


Figure 1: Generalised schematic of the hydrogen infrastructures in HyFLEET:CUTE.

Table 1: Outline of the hydrogen supply pathways of the HyFLEET:CUTE sites.

Berlin and Madrid were the only sites with a mix of on-site hydrogen generation and regular external supply.

Site	Regular external hydrogen supply	On-site electrolysis	On-site reforming	Backup external hydrogen supply	Comments
Amsterdam		✓			
Beijing	✓				
Barcelona		✓		✓	
Beijing	✓				Regular external supply during HyFLEET:CUTE; On-site reforming plus backup external supply added later
Berlin	✓		✓		Mix of liquid external supply and on-site generation by LPG reforming; Part of the hydrogen station was public and integrated into a conventional gasoline and other fuel station
Hamburg		✓		✓	
London	✓				Liquid supply and storage; Site not in bus depot
Luxembourg	✓				
Madrid	✓		✓		Mix of gaseous external supply and on-site methane reforming
Perth	✓			✓	Regular and backup supply from different external sources
Reykjavik		✓			Site not in bus depot; Public hydrogen station integrated into a conventional one

The next step in increased complexity involved generating hydrogen on site. The majority of facilities had this type of fuel supply. Adding to complexity even further, two sites – London and Berlin – employed systems which involved external delivery and storage of liquid hydrogen. Due to the very low temperatures involved, liquid hydrogen requires components that are more

sophisticated. In all cities except Reykjavik and London, the infrastructure facility was located in the depot where the hydrogen buses were serviced.

1.2 Licensing of buses and refuelling infrastructure

The bus manufacturers had to ensure that the buses were licensed to operate by the relevant national authorities in their home country. Some additional, but usually relatively minor, regulatory approval was then required to extend this licence into other countries, in particular outside the EU.

However, each of the hydrogen refuelling stations had to be licensed individually. This typically involved local or regional regulatory authorities that had no experience with hydrogen as a fuel. It was thus of interest to compare the approval processes, e.g. in terms of difficulty and effort, and to draw conclusions that might guide future approval processes which would ensure that hydrogen production and refuelling infrastructures are safe, while minimising the administrative burden on all stakeholders. The owner/operator of the hydrogen infrastructure usually had the responsibility to apply for approvals. This was either the bus operator or an energy company that sold the hydrogen to the bus operator.

Most of the facilities had already been used in preceding projects, in CUTE (Amsterdam, Barcelona, Hamburg, London, Luxembourg and Madrid), ECTOS (Reykjavik), STEP (Perth) and in the UNDP Fuel Cell Bus Project (Beijing). Only the Berlin plant was newly erected for HyFLEET:CUTE. The majority of approval processes took place between 2002 and 2004.

2. Literature Review

The permitting of hydrogen refuelling stations is usually considered in the context of identifying, assessing and mitigating risk, [3] and [4] being recent examples as well as the work by the HySafe network reported in [5]. The actual approval processes are less frequently reported on. The “Handbook for Hydrogen Refuelling Station Approval” by the HyApproval project [6] contains an experience-based section on the permitting process concerning roles of stakeholder groups and recommended steps.

Zero Regio (2004-2010) was a project involving two refuelling sites in Frankfurt-Hoechst (Germany; external hydrogen supply) and Mantova (Italy; on-site generation) with the hydrogen dispensing unit integrated into conventional public multi-fuel stations. A report establishes noteworthy differences regarding the permitting processes. It is a rare example of a comparative discussion in this respect [7]. This paper takes a similar approach for the HyFLEET:CUTE project. It identifies similarities and differences, as well as lessons learned.

3. Method

The investigation is based on information provided by the coordinators of the 10 sites. They completed a questionnaire and in some cases, personal interviews were carried out to deepen the understanding of the individual situation. The sites are treated “anonymously”, since the paper focuses on the comparison between them rather than looking into individual processes in full detail.

4. Findings

It is important to preface the results by noting that all stations operated safely throughout HyFLEET:CUTE and the projects preceding it. Some of the facilities are still in service today, i.e. for more than seven years up to the time of this paper.

4.1 General approach to the approval process

The objective of the approval processes was to present strong safety concepts that would be acceptable to the authorities, even though there were no existing and proven standards, or best practices for the particular type of installation. This was accomplished by:

- Applying well-established procedures for compressed natural gas (CNG) refuelling sites which are laid down in existing guidelines or regulations, or
- Using hydrogen codes and standards for industrial plants (such as EIGA² documents or German TRG), or
- Employing hydrogen-related standards from outside Europe (e.g. NFPA 50³ from the USA for hydrogen systems at customer sites), or
- Combining the above approaches,

and adapting the specifications from these documents in an appropriate manner. This process often involved time-consuming modifications and negotiations with authorities. Starting with regulations and guidelines related to CNG refuelling stations was the most frequent approach. One site also used the hydrogen-specific draft document ISO/PAS 15916⁴.

In general, existing local experiences with natural gas as a fuel (particularly by the authorities) were beneficial and could simplify the process. Importantly, the steps to be taken were relatively clear from the outset.

4.2 Safety-related analyses and devices

HAZOP studies were performed for all sites except for one where a different approach to safety matters was employed based on internal company standards of the station operator. A QRA was completed for most sites. A number of standard safety devices were installed at all or most sites, such as gas detectors, pressure relief devices, crash bars and emergency ventilation. Differences between the sites in this respect were partly caused by the fact that they vary significantly in terms of physical design. Another cause of variation between the sites was the impact of the internal organisational safety standards applied by turnkey hardware suppliers and some station operators. In a few instances, these went beyond what was required by authorities.

4.3 Licences required, effort for obtaining the licences and duration of the processes

The local approval processes varied from city to city regarding both the number and the kind of permits required (Table 2, columns 2 to 7). The number of essential licences ranged from 1 to 6. Entries with brackets for sites no. 1 and 2 in Table 2 stand for licences that were sought on a voluntary basis to try out the process of obtaining them. Site no. 2 wanted an environmental approval because of an objection lodged by a neighbour, even though there was no legal obligation to obtain such a clearance. All sites that obtained unlimited permits (column 8 of Table 2) are still operational today, either being in service or awaiting the arrival of new vehicles.

Column 9 of Table 2 shows that the effort for licensing the installations ranged between two and six person months, with a typical value of around four person months.

² See Nomenclature at the end of the paper.

³ NFPA 50A and 50B have since become part of NFPA 55.

⁴ ISO 15916 “Basic considerations for the safety of hydrogen systems” was a Publicly Available Specification (PAS) until 2004 and has subsequently been classified as a Technical Report (TR). However despite having reached a higher status, it is not a full International Standard yet.

Site	Building licence	Operating licence	Environmental licence	(Workplace) Safety related permit	Industrial licence	Other licences	Licences unlimited?	Working time for application process (person months)	Periods from first talks to obtaining permits (calendar months)
1	✓	(✓)					Yes	4	12
2	✓		(✓)			(1)		4	18
3	✓	✓					Yes	6	13
4	✓	✓					Yes	3,5	14
5	✓					1		5	20
6	✓	✓	✓				Yes	2	9
7	✓	✓	✓	✓				4	12 – 14
8	✓	✓	✓	✓		1		6	7
9	✓	✓	✓		✓	2		5	6
10	✓	✓	✓		✓	2		3	10

Table 2: Licences required/obtained, effort and duration of approval processes at the individual sites. The sequence of sites is according to the number of licences required. See text for details of entries in brackets.

The number of calendar months that the processes lasted shows a more pronounced difference with the period ranging from six to twenty months and half the sites requiring one year or more (last column of Table 2). For comparison, getting a conventional automotive fuel service station approved in Germany takes three to four calendar months on average.

5. Discussion

5.1 Regulatory and safety-relevant frameworks

The ten refuelling sites were located, in eight countries on three continents, each country with its individual regulatory environment and philosophy. However, the sites located in the European Union share a harmonised framework in the form of directives with requirements for e.g. pressure equipment, for places where explosive atmospheres may occur. The CE mark, for example, is the visual sign that a manufacturer has complied with all relevant rules for the equipment supplied. This also applies to Iceland.

The fact that the licensing of the Perth site was partly based on Western Australian regulations and partly on European and international standards implies that there is no fundamental difference between the frames of reference of Australia and Europe. A similar case can be argued for the site in China where the refuelling infrastructure was supplied by the same European company that also managed the Australian site. HAZOP studies and QRA's were performed for most sites.

All this reflects a common conceptual framework, at least to an extent that makes a significant evaluation across all sites feasible.

5.2 Licences required

The common minimum in terms of permits was the requirement to obtain a building licence and, at most sites, an operating licence (Table 2, columns 2 and 3). This is not a characteristic limited to hydrogen facilities, of course, but a standard procedure for installations where hazardous substances or pressurised gases are handled.

There are no “key learnings” specific to hydrogen with respect to the number or types of licences required. Furthermore, there is no evidence that the complexity of the facility had a significant impact on the number or kind of permits:

- Site no. 1, 9 and 10 in Table 2 had an on-site production unit. However, site no. 1 required just a building permit while the other two required six licences each, including a Natural Gas Licence, and a Hydrogen Storage and Transport Licence in the case of site no. 10.
- Sites no. 2 and no. 8 both relied on external hydrogen delivery but the number and type of permits required was quite different as well.
- Both sites with liquid storage on site are “average” in terms of the number of licences required and not on the “difficult” end, as might be expected.

5.3 Effort for obtaining the licences

Site no. 10 which had six licences to obtain invested less working time than site no. 1 with just two permits obtained. Site no. 6 with three permits required only two person months. In all these three cases, a facility with on-site hydrogen generation was operated. This illustrates that, again, there is no correlation between the complexity of the installation and the effort involved in terms of labour. Moreover, the number of licences is also not related to the effort involved. Site no. 6 involved the least effort.

5.4 Duration of the approval processes

The last column of Table 2 shows that the sites which required three or more permits (no. 6 to no. 10) typically obtained them more quickly than those that needed up to two. There is little correlation between this indicator and the amount of effort required. The permitting procedures at site no. 9 took the shortest time. However they required more than twice as much effort as at site no. 6.

5.5 Safety devices

The number and type of safety devices installed at individual sites provides no obvious pattern that would differentiate sites with and without on-site hydrogen generation, or sites with and without liquid hydrogen storage.

In summary, no technical features, such as the complexity of the installation or other variable could be identified as having a decisive impact on permitting procedures across locations.

5.6 Local community opposition

At the two sites (nos. 2 and 5 in Table 2) where the period from first talks to obtaining permits lasted much longer than a year, eighteen and twenty months respectively, active local opposition groups delayed the approval processes significantly. At one of them, resistance was dominated by hydrogen-specific factors. This and the consequences of authorities lacking experience with hydrogen were the only hydrogen-related aspects adversely affecting the approval processes that could be discovered.

5.7 Recommendations for working with approval authorities

Authorities often needed to be “educated” in order to be able to take decisions, therefore close cooperation with them from an early stage of the project planning was an advantage. This is recommended also for future projects.

An important commonality across the sites was that large energy or industrial gas companies were involved at all installations. These companies are well versed in the local and international rules and regulations, and have well established internal procedures and standards. Selecting experienced turnkey suppliers with established quality assurance and health and safety policies sometimes helped to increase the credibility of the undertaking in the eyes of the authorities.

5.8 Recommendations for working with local communities

The cases of the two sites with strong local opposition demonstrate how decisive this can be in obtaining regulatory approval. Talking with and educating the local community as early as possible therefore is of the same importance as contact with the approval authorities⁵. The report “People, Transport and Hydrogen Fuel – Guidelines for Local Community Engagement when Implementing Hydrogen Powered Transport” summarises these learnings from HyFLEET:CUTE and its predecessor projects [8].

5.9 Regulations, codes and standards: top-down

Proven and, at best, internationally harmonised codes of best practice and standards for the design and installation of hydrogen refuelling installations would help to speed up approval procedures and significantly reduce the effort for obtaining the relevant licences. This needs to be tackled in order to assure planning reliability in all parts of the EU as well as globally. It will facilitate standardisation of the technology which can lead to reductions in costs.

The situation has hardly changed since the hydrogen facilities used in HyFLEET:CUTE were approved. However, balloting on the draft international standard ISO/DIS 20100 “Gaseous hydrogen - Fuelling stations” has just closed. The current target publication date is 31 May 2012.

It is worth mentioning that approval processes in some countries not represented in the project remain obscure, in particular concerning hydrogen generation. A case has been reported to the authors where the process took two years and was then refused without reasons being given. Such uncertainty is acting as a major disincentive to investment, development and demonstration.

5.10 Bottom-up approach

In parallel to establishing internationally recognised standards, “bottom-up” work is necessary: The experiences from licensing and operating the HyFLEET:CUTE facilities and other hydrogen infrastructures are being made available to approval bodies at all levels. In particular, local authorities need to receive information and training that will allow them to fully understand the risk and safety record of hydrogen facilities. It is important to acquaint them with hydrogen energy matters even before the applications are submitted. This could be gradually accomplished by, for instance, publishing articles with examples of best practice in relevant journals in the local language.

⁵ Strictly, this is not hydrogen-specific either. However, since hydrogen is “new” and potentially perceived as a threat in the eyes of the community, it is important to stress this factor here.

Importantly, practical “case studies” now exist all around the world. This is very different from the situation at the beginning of projects such as CUTE, ECTOS, STEP and HyFLEET:CUTE. It is essential that these practical examples be used and referred to in order to minimise the chances of authorities without hydrogen-related experiences refusing approval, deferring decisions or imposing highly over-engineered safety features in order to act “on the safe side”.⁶

It would be useful for formal processes to be established by government for the skills and expertise that are found in large gas handling companies, to be transferred into the government and private organisations responsible for permitting decisions.

6. Conclusion

Analysis of the permitting processes has established that there is considerable variation between sites in the number of licences required, the effort for and the duration of approval processes. There appears to be negligible correlation between any factor, or, importantly, between any factor and the technological complexity of the installation.

Licensing hydrogen refuelling infrastructure was an elaborate activity in HyFLEET:CUTE, and this has hardly changed since. It is difficult though to identify decisive key issues, apart from:

- The continued absence of recognised codes of best practice and standards,
- The lack of expertise among (local and regional) licensing authorities, and
- The fact that concerns raised by members of the local community can impede approval processes significantly.

With respect to the second and third point, recommendations could be made based on the lessons learned from activities in the HyFLEET:CUTE project. Previous experience with natural gas on the side of the authorities was found to be beneficial.

There remains considerable scope for facilitating a smooth, speedy and safe process through standardisation. Such improvements would certainly ease the path for companies to invest in and develop hydrogen infrastructure.

7. Nomenclature

CNG	Compressed Natural Gas
EIGA	European Industrial Gases Association
HAZOP	HAZard and OPerability studies
ISO	International Organization for Standardization
QRA	Quantitative Risk Assessment
TRG	Technische Regeln für technische Gase (Recognised code of practice for industrial gases)
NFPA	National Fire Protection Association

8. Acknowledgements

The authors would like to thank the partners at the ten project sites for their support in compiling the information for this study. The HyFLEET:CUTE project was co-funded by the European Commission under its Sixth Framework Programme for Research and Technological Development (contract no. TREN/05/FP6EN/S07.52298/ 019991).

⁶ The HyFacts project (“Identification, Preparation and Dissemination of Hydrogen Safety Facts to Regulators and Public Safety Officials”, 2011-2013) is an ongoing activity to this end.

9. References

- [1] Final Public Report of the HyFLEET:CUTE project “Hydrogen Transports. Bus Technology & Fuel for TODAY and for a Sustainable Future”, 2009; available at: [http://www.global-hydrogen-bus-platform.com/InformationCentre/ Downloads](http://www.global-hydrogen-bus-platform.com/InformationCentre/Downloads).
- [2] K.Stolzenburg, M.Kentzler, “Lessons Learned from Hydrogen Infrastructure Operation in the HyFLEET:CUTE Project”, Proceedings of WHEC 2010, Parallel Sessions Book 6, pp259-263, Jülich, 2010.
- [3] Z.Li, X.Pan and J.Ma, “Quantitative risk assessment on 2010 Expo hydrogen station”, Int J Hydrogen Energy 36, 6 (2011), pp4079-4086.
- [4] J.LaChance, A.Tchouvelev, and J.Ohi, “Risk-informed process and tools for permitting hydrogen fueling stations”, Int J Hydrogen Energy 34, 14 (2009), pp5085-5861.
- [5] T.Jordan et al., “Achievements of the EC network of excellence HySafe”, Int J Hydrogen Energy 36, 3 (2011), pp 2656-2665.
- [6] www.hyapproval.org
- [7] “Licensing procedures and experience with obtaining approval from authorities at both sites”, 2006; [http://www.zeroregio.com/upload/ Veroffentlichungen/list-of-reports/D4.7.doc](http://www.zeroregio.com/upload/Veroffentlichungen/list-of-reports/D4.7.doc), accessed 1 July 2011.
- [8] S.Rouvroy et al., “People, Transport and Hydrogen Fuel – Guidelines for Local Community Engagement when Implementing Hydrogen Powered Transport”, 2008; available at: [http://www.global-hydrogen-bus-platform.com/ InformationCentre/WorkingwithCommunities](http://www.global-hydrogen-bus-platform.com/InformationCentre/WorkingwithCommunities).

Lösungen für die Energieeffizienzsteigerung im Gebäudebereich und Technologieentwicklung für flüssige Brennstoffe

Sebastian Stransky

Institut für Wärme und Oeltechnik e.V., Süderstraße 73A, 20097 Hamburg, stransky@iwo.de

Energie ist die Grundlage jeglicher wirtschaftlicher und gesellschaftlicher Entwicklung. Mit der industriellen Revolution des 19. Jahrhunderts begann eine rasante Steigerung des Bedarfes an Energie. Diese Steigerung hält, nachdem sich die industrielle Entwicklung über die Grenzen Europas und Nordamerikas hinaus auf andere Regionen der Welt erweitert hat, unvermindert an. Zur Deckung dieses Energiebedarfes müssen die Kriterien Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit, vor allem aber Nachhaltigkeit, Ressourcenschonung und Klimaschutz berücksichtigt werden.

Einen wesentlichen Anteil am Endenergiebedarf in Deutschland hat der Gebäudebereich mit ca. 40 Prozent. Davon wiederum gehen ca. 87 Prozent auf das Konto Raumwärme und Warmwasser. Die Erzeugung von Wärme wird dabei zu 90,2 Prozent über fossile Energieträger sichergestellt. Erneuerbare Energien wie Solarthermie beziehungsweise Geothermie/Umweltwärme oder Biomasse hatten in 2010 einen Anteil von 9,2 Prozent. Gemäß der europäischen und deutschen Energie- und Klimaschutzpolitik und den daraus resultierenden gesetzlichen Vorgaben ist in naher und fernerer Zukunft der Bedarf an fossilen Energieträgern stark zu reduzieren. Wesentlich hierfür ist eine deutliche Steigerung der Effizienz bei der Energienutzung sowie ein wachsender Anteil der erneuerbaren Energien.

Für den Gebäudebestand gibt es vier grundsätzliche Möglichkeiten, den fossilen oder nicht erneuerbaren Primärenergiebedarf zu senken und so die Emissionen zu verringern:

1. Reduzierung des Wärmebedarfs z. B. durch verbesserte Gebäudedämmung
2. Einsatz effizienterer Heizungstechnik incl. der Einbindung erneuerbarer Energien wie Solar- oder Umweltwärme
3. Steigerung der primärenergetischen Effizienz der Stromversorgung durch Kraft-Wärme-Kopplung oder Strom aus erneuerbaren Energien
4. Reduzierung des fossilen Energiebedarfs durch Nutzung reproduzierbarer Biomasse.



Bild 1: Reduzierung des Bedarfes an fossilen Energieträgern (© IWO e.V.)

Nur das Zusammenwirken aller Maßnahmen wird dazu beitragen, die energiepolitischen Ziele wirtschaftlich und sozial verträglich zu erreichen. Was sich in diesem Prozess der Energiebedarfs- und auch Energieverbrauchsreduzierung für das einzelne Gebäude und seinen Eigentümer als sinnvoll und wirtschaftlich erweist, wird individuell sehr unterschiedlich sein. Deshalb sollten alle Maßnahmen, die einen Beitrag zu den energie- und klimapolitischen Zielen darstellen können, umsetzbar sein und nicht durch politische Rahmenbedingungen behindert werden. Zwei mögliche Maßnahmen sollen hier näher beleuchtet werden.

„Effizienz kommt vor Bio“

Trotz der bisherigen Fortschritte in Sachen Heizöl mit Bioanteil hat aus Sicht der Mineralölwirtschaft die Effizienzsteigerung bei der Wärmeversorgung von Gebäuden gegenwärtig höhere Priorität. Es braucht im Wärmemarkt einen Mix aus hocheffizienten konventionellen und regenerativ betriebenen Heiztechniken. Mit erneuerbaren Energien allein sind die Energiewende und Klimaschutzziele nicht zu erreichen. Zudem stehen auch nachwachsende Rohstoffe nicht unbegrenzt zur Verfügung und dürfen deshalb genauso wenig wie fossile Brennstoffe in ineffizienten Heizungen verschwendet werden.

Effiziente Heiztechnik im Gebäudebereich mit Einbindung regenerativer Energien

Kurz- und mittelfristig signifikante Beiträge zu Klimaschutz und Einsparung herkömmlicher Energieträger gerade im Wärmemarkt sind am ehesten durch Effizienzsteigerung im Gebäudebereich und hier an erster Stelle durch moderne Heizungs- und Warmwassererzeugungstechnologien möglich. Gerade durch die Entwicklungen der letzten Jahre kann bei Nutzung des hochenergetischen Energieträgers Heizöl Umweltschutz- und Ressourcenschonung erreicht werden.

Dabei ist die Ölheizung im Haus heutzutage nicht mehr nur der alleinige Wärmelieferant, sondern sie wird zunehmend mit anderen Energieumwandlungstechnologien kombiniert. Die dabei derzeit verbreitetste Kombination ist die Öl-Brennwertheizung mit Solarthermie. Fast jede zweite Öl-Brennwertanlage wird bei Modernisierung mit Solarthermie-Anlage gemeinsam errichtet.

Bei der Brennwertheizung wird die im Abgas des Heizsystems vorhandene Kondensationswärme durch Unterschreitung des Taupunktes in der Abgastemperatur rückgewonnen und in das Heizsystem eingespeist. Damit allein lässt sich bereits eine Effizienzsteigerung von bis zu mehreren zehn Prozent gegenüber herkömmlichen Heizkesseln erreichen.

Solarenergie ist unbegrenzt und kostenlos vorhanden. Gerade im Individualbereich und hier speziell im Ein- und Zweifamilienhaus bietet sie hervorragende Möglichkeiten, den Hauptteil der Warmwasserversorgung zu übernehmen. Hauptsächlich in den Sommermonaten kann das gesamte Trink- und Brauchwasser eines Einfamilienhauses durch Umwandlung von Sonnenenergie in Wärme mittels Solarkollektoren erwärmt werden. Erst wenn die Temperaturen empfindlich sinken, schaltet sich die Öl-Brennwertheizung automatisch zu und liefert die fehlende Energie zur Warmwasserbereitung.

Bei entsprechender Größe der Kollektoranlage kann in der Übergangszeit auch noch das Heizungswasser solar erwärmt werden. Dies lässt sich hervorragend bei Gebäuden mit niedrigem Wärmebedarf und zum Beispiel Fußbodenheizung realisieren. Bei solchen Anlagen ist Herzstück des gesamten Systems ein Pufferspeicher, der das dafür benötigte Wasser speichert, was auch vor dem Hintergrund der Anforderungen der Energieeinsparverordnung optimal ist.

1 Kollektor: Im Kollektor wird die Sonnenenergie in Wärme umgewandelt. Die Wärme wird durch Rohre aus dem Kollektor geführt und über die Solarstation in den Speicher transportiert.

2 Solarstation/Solarpumpe: Die Solarpumpe in der Solarstation wird eingeschaltet, sobald die Temperatur im Solarkollektor höher ist als im unteren Teil des Speichers. Wenn das Wasser im Speicher durch Solarenergie erwärmt ist oder die Sonne nicht mehr scheint, schaltet sich die Pumpe automatisch wieder ab.

3 Speicher: Bei der Solaranlage zur Trinkwassererwärmung bevorrätet der Speicher das Warmwasser. Bei der solaren Kombianlage zur Trinkwassererwärmung und Raumheizungsunterstützung kann der Speicher zusätzlich zum Trinkwasser auch Wärme für die Heizung bereitstellen.

4 Öl-Brennwertgerät: Während der Heizperiode und in Zeiten, in denen die Solarwärme nicht ausreicht, versorgt die Ölheizung das Gebäude mit Wärme für Trink- und Heizwasser.

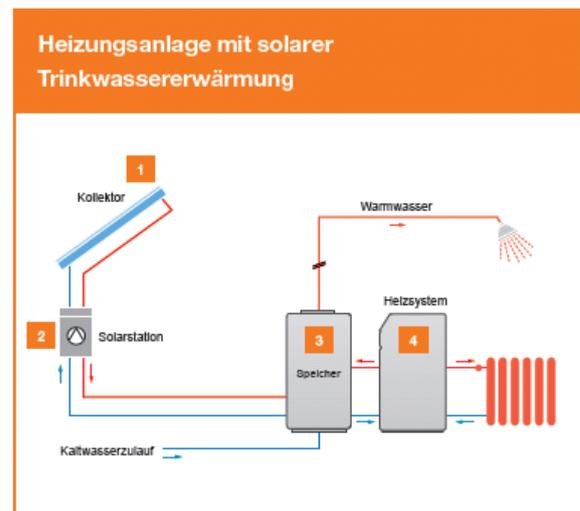
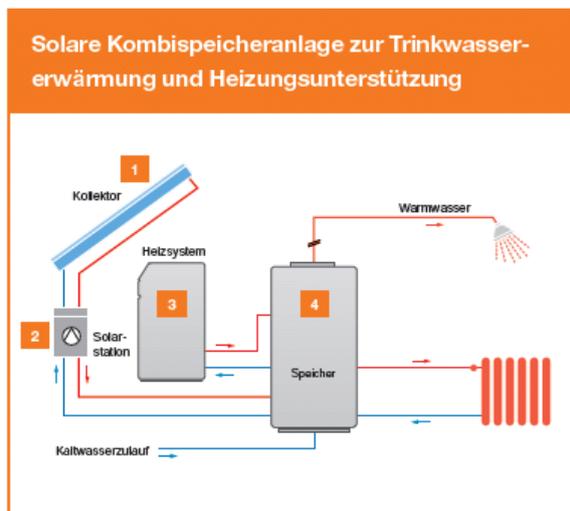


Bild 2: Heizungssystem mit solarer Wärmeerzeugung (© IWO e.V.)

Die Funktionsweise einer Solaranlage in Kombination mit einem Öl-Brennwertkessel ist ausgereift und absolut zuverlässig: Natürlich kann ein Gebäude nicht ausschließlich mit Sonnenenergie beheizt werden. Immerhin fallen rund 80 Prozent des jährlichen Energiebedarfs in der „dunklen Jahreszeit“ an. Insofern ist unter hiesigen klimatischen Verhältnissen die Kombination einer Solaranlage mit einem hocheffizienten Öl-Brennwertgerät eine notwendige und dabei eine sehr energiesparende und vorteilhafte Lösung.

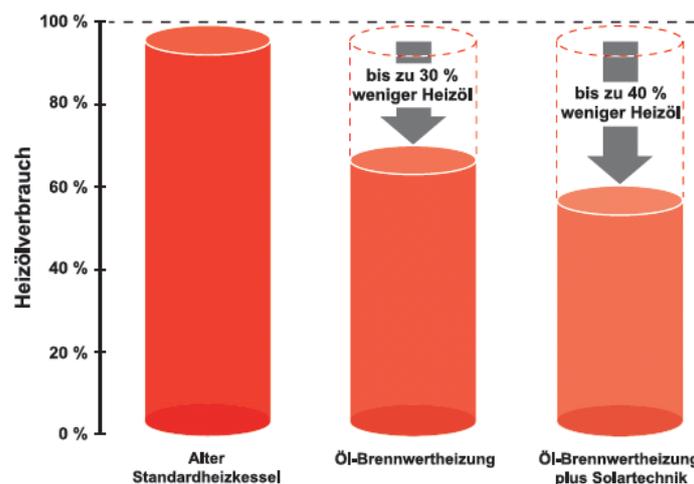


Bild 3: Vergleich des Heizölverbrauchs (© IWO e.V.)

Eine weitere Ausbaustufe, um das System Ölheizung mit erneuerbaren Energien zu koppeln, ist die sogenannte Hybridheizung. Auch hier ist, wie bei der Kombination Öl/Solar mit Heizungsun-

terstützung, der Pufferspeicher Herzstück des Systems. Als zusätzliche Energiequelle kann hier z.B. ein Holzkaminofen installiert werden, der bei Betrieb ebenfalls den Pufferspeicher versorgt.

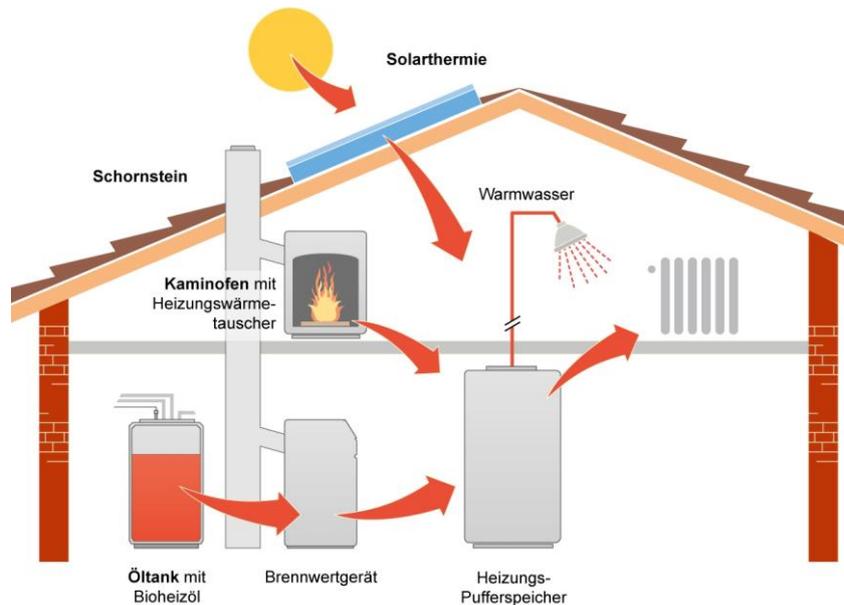


Bild 4: Prinzipschema einer Hybridheizung (© IWO e.V.)

Beispielhaft für ein Hybridheizsystem ist hier ein Einfamilienhaus aus dem Jahre 2002 vorgestellt. Das Haus hat eine Wohnfläche von 240 m² und wird von vier Personen bewohnt.

Die Hybridheizung ist mit einem bodenstehenden Öl-Brennwertgerät ausgestattet, welches einen Leistungsbereich von 10 bis 17 kW besitzt. Beschickt wird die Heizung mit schwefelarmem Heizöl, dem bis zu 20 Prozent Bioheizöl (FAME, s.u.) beigemischt werden können. Auf dem Dach befindet sich eine solarthermische Anlage mit 14m² Kollektorfläche, welche einen Solarertrag von ca. 3.800 kWh pro Jahr erbringt. Komplettiert werden die Wärmeerzeuger durch einen Kaminofen für Scheitholz oder Holzbriketts mit einer Nennleistung von 8 kW, von denen 4 kW über einen Wärmetauscher in das Heizsystem abgegeben werden können.



Bild 5: Einfamilienhaus mit Hybridheizung (© IWO e.V.)

Alle drei Wärmeerzeuger speisen einen 950 l großen Schichtenspeicher, aus dem heraus die Heizungs- und Warmwasserversorgung erfolgt.

Verglichen mit einer monovalenten Heizung bestehend aus einem Öl-Brennwertgerät ist bei diesem System eine Einsparung an fossiler Energie von nahezu 48 Prozent möglich.

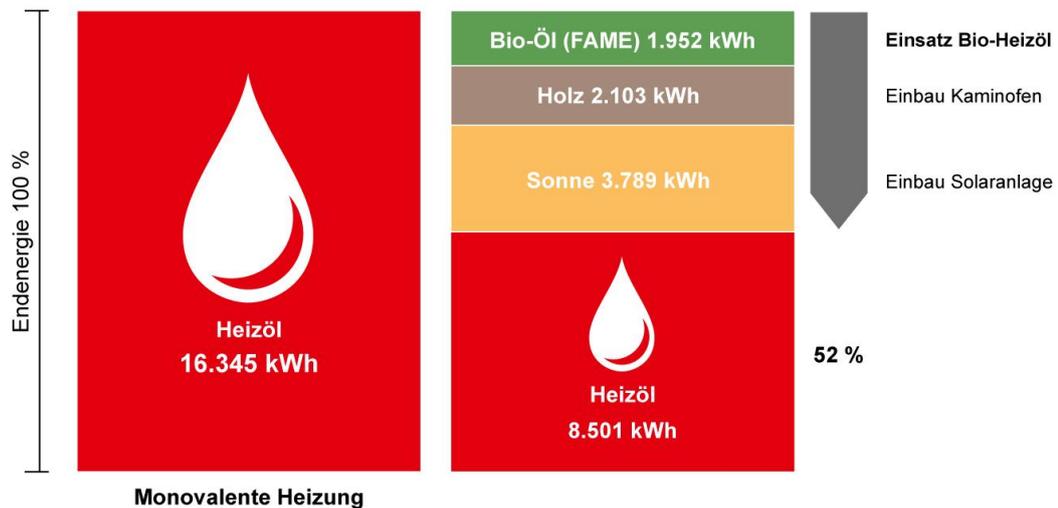


Bild 6: Vergleich monovalente Heizung mit Hybridheizung (© IWO e.V.)

Bioheizöl als flüssiger Energieträger

Der im Jahre 2010 vorhandene Anteil der regenerativen Energien an der Wärmeerzeugung von 9,8 Prozent soll im Wärmemarkt bis zum Jahr 2020 auf einen Anteil von 14 Prozent gesteigert werden. Dabei kann auch die Substitution fossiler Energieträger durch Hinzufügen von Brennstoffen, die aus nachwachsenden Rohstoffen gewonnen werden, zur Steigerung dieses Anteils beitragen. Bei der Verwendung von Heizöl zur Wärmeversorgung kann dies zum Beispiel durch die Zumischung von aus biogenen Komponenten gewonnenem flüssigem Brennstoff erfolgen. Seit einer Reihe von Jahren erproben Mineralölwirtschaft und Gerätehersteller die Anwendung von Mischungen aus fossilem Heizöl mit bestimmten Anteilen biogener Komponenten in umfangreichen Versuchen im Labor, auf Prüfständen und in zunehmendem Maße durch den Einsatz in der Praxis, um Erfahrungen für die Alltagstauglichkeit zu gewinnen und zu erforschen, bis zu welchem Anteil am Gemisch biogene Komponenten hinzugefügt werden können.

Produkt	Rohstoff	Raps, Palme, Sonnenblume, Soja, Sesam	Tierische Fette, gebrauchte Speiseöle	Gesamte Pflanze, Müll, Gülle
Pflanzenöl				
Verestertes Pflanzenöl FAME (Fatty Acid Methyl Ester)				
Hydriertes Pflanzenöl HVO (Hydrogenated Vegetable Oil)				
Synthetisches Öl aus Biomasse BtL (Biomass to Liquid)				

Bild 7: Mögliche Rohstoffe für flüssige Biobrennstoffe (© IWO e.V.)

Mit Erfolg: Mittlerweile wird Bioheizöl in einigen Regionen Deutschlands vom Mineralölhandel angeboten. Dabei handelt es sich um Heizöl EL schwefelarm (maximaler Schwefelgehalt 50 ppm) zwischen fünf und max. zehn Prozent Bioanteil (Biodiesel).

Biobrennstoffe der ersten Generation – Pflanzenöle pur und verestert

Ausgangsstoffe für Biokomponenten sind meistens Pflanzenöle. Sie sind der einfachste flüssige Brennstoff aus nachwachsenden Rohstoffen. Typische Pflanzenöle werden beispielsweise aus Rapssamen, Sonnenblumenkernen oder Sojabohnen gewonnen. Dabei werden die ölhaltigen Bestandteile der Pflanzen (vor allem das Fruchtfleisch oder die Samen) ausgepresst, ausgeschmolzen oder mit Lösungsmitteln extrahiert. Die so gewonnenen rohen Pflanzenöle werden in der Regel im Anschluss raffiniert. Der durchschnittliche Flächenertrag in deutschen Anbaugebieten liegt bei etwa 1.400 bis 1.600 Liter Pflanzenöl pro Hektar. Derzeit werden in Deutschland von der rund zwölf Millionen Hektar großen Gesamtackerfläche etwa 1,8 Millionen Hektar für den Energiepflanzenanbau genutzt.

Durch die chemische Umsetzung von Pflanzenölen oder tierischen Fetten mit Methanol gewinnt man sogenannte Fettsäuremethylester (Fatty Acid Methyl Ester – FAME). In Deutschland wird hauptsächlich Rapsöl zur Herstellung von FAME verwendet; man spricht dann auch von Rapsölmethylester (RME).

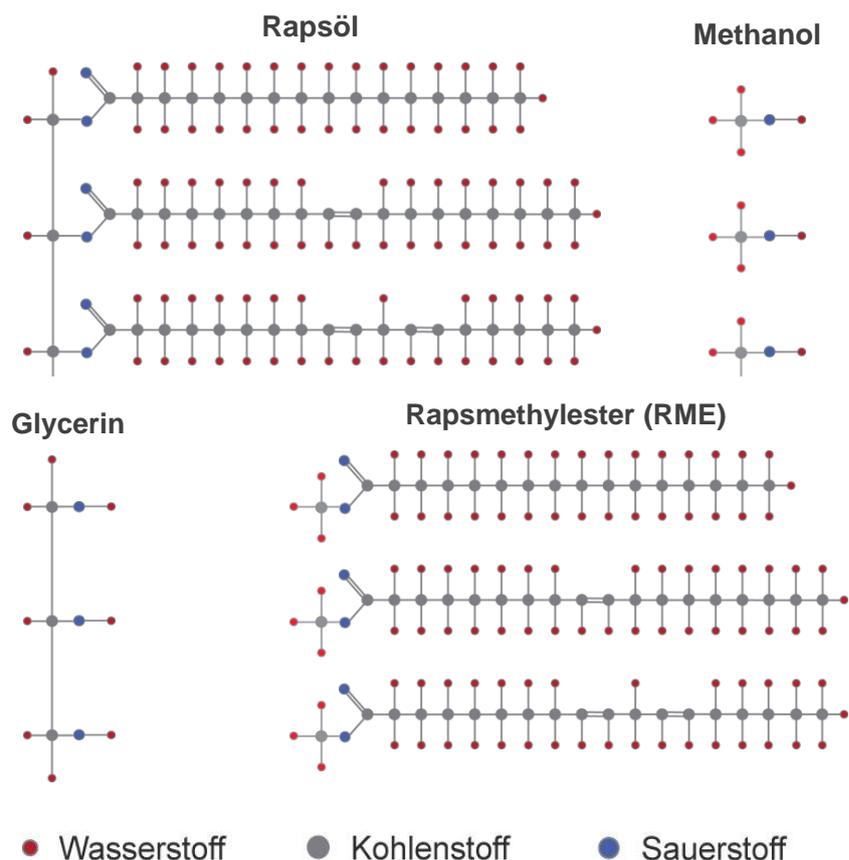


Bild 8: Herstellung von FAME (© IWO e.V.)

Das durch die chemische Reaktion entstandene FAME besitzt ähnliche Eigenschaften wie Heizöl oder Diesel. Es wird daher auch als Biodiesel bezeichnet. Die Herstellung vom FAME ist technisch aufwändiger als die von Pflanzenöl. Dementsprechend ist das Produkt auch teurer.

Hydrierte Pflanzenöle und BtL als weitere Optionen

Neben der Veresterung von Pflanzenölen zu FAME ist auch ein Verarbeiten der Pflanzenöle in Mineralö Raffinerien möglich. Hier werden die relativ großen Moleküle gekrackt (zerkleinert) und dann hydriert. Hierbei entstehen Kohlenwasserstoffe, die von denen aus Mineralöl hergestellten nicht zu unterscheiden sind.

Eine weitere Option sind Biobrennstoffe der zweiten Generation. Sie werden aus beliebiger Biomasse (zum Beispiel Stroh, Restholz oder spezielle Energiepflanzen) synthetisiert und werden auch als BTL (**B**iomass-**t**o-**L**iquid) bezeichnet. BTL hat den Vorteil, dass bei der Gewinnung die gesamte Pflanze und so ein höherer Energieinhalt genutzt werden kann.



Bild 9: Flüssige Brennstoffe im Test (© IWO e.V.)

Um sicherzustellen, dass die vorhandene Ölheizungstechnik auch mit Bioheizöl störungsfrei funktioniert, betreiben IWO und Gerätehersteller zahlreiche Ölheizungen im Praxistest mit unterschiedlichen Biobrennstoffmischungen. Hinzu kommen umfangreiche Laboruntersuchungen an Hochschulen und Forschungseinrichtungen. Derzeit konzentrieren sich diese Tests vor allem auf die Lagerungsstabilität von Bioheizöl mit unterschiedlichen Anteilen an biogenen Stoffen. Betrachtet werden dabei Aufbau und Betriebsweise von Tanksystemen, Lagerungsbedingungen wie Temperatur und Lichteinfluss, aber auch die Wirkung von inhaltsfremden Spurenelementen wie zum Beispiel Kupfer, welches unter anderem als Material für die Versorgungsleitungen bei Heizölanlagen Anwendung findet.

Vornorm für Bioheizöl

Eine Vornorm, die DIN SPEC 51603-6, für Bioheizöl ist verabschiedet. Sie legt die Qualitätskriterien eines Bioheizöls fest, indem sie Mindestanforderungen, Prüfverfahren und Grenzwerte sowie die Benennung eines alternativen Heizöls regelt. Nach der geplanten Überarbeitung, die im Normenentwurf DIN SPEC 51603-6 vom Mai 2010 dokumentiert ist, wird z. B. ein als Heizöl EL A Bio 10 bezeichnetes Produkt ein Heizöl sein, das von 5,9 bis < 10,9 Volumenprozent Biokomponenten enthält.

Eine Vornorm wird dann erstellt, wenn die praktischen Erfahrungen mit dem Produkt noch nicht von allen interessierten Kreisen als vollständig und ausreichend angesehen werden. Eine Vornorm erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit, sondern legt nur solche Eigenschaften fest, die in der bisherigen Diskussion für eine ausreichende Qualität als unbedingt notwendig erkannt wurden. Durch die Anwendung einer Vornorm sollen Erfahrungen gesammelt werden, die später als Grundlage zur Erstellung einer regulären Norm genutzt werden können.

Nach Angaben der Geräteindustrie ist Bioheizöl mit bis zu fünf Prozent Bioanteil, das der DIN SPEC 51603-6 entspricht, in neuen Ölheizgeräten und Tanks sowie in den bestehenden Ölheizungen einsetzbar. Diese müssen dafür zumeist technisch nicht umgerüstet werden. Einzelne Gerätehersteller haben darüber hinaus ihre neuen Öl-Brennwertgeräte und Tanks für den Einsatz von Bioheizöl nach DIN SPEC 51603-6 mit bis zu zehn Prozent Bioanteil freigegeben.

Für die Mineralölwirtschaft in Deutschland ist Nachhaltigkeit selbstverständlich, so dass flüssige Biokomponenten nur zu verwenden sind, wenn der hierfür erforderliche Pflanzenanbau und die Produktionsverfahren anerkannte ökologische und soziale Standards erfüllen.

Zusammenfassung

Die energiepolitischen Herausforderungen der nächsten Jahre werden Anstrengungen auf einer Vielzahl von Gebieten erfordern, um das Ziel einer langfristigen, sozial und wirtschaftlich sicheren und nachhaltigen Energieversorgung zu ermöglichen. Zwei Beispiele, die sowohl allein, aber vor allem gekoppelt einen wichtigen Beitrag im Bereich der Versorgung mit Wärmeenergie im Gebäudebereich liefern können, wurden hier vorgestellt.

Bioheizöl kann einen Beitrag zum Klimaschutz und zur Ressourcenschonung leisten. Dennoch ist auch bei seinem Einsatz die effiziente Nutzung eine zentrale Anforderung. Es macht keinen Sinn, diese natürliche Ressource in alten, ineffizienten Anlagen zu vergeuden, denn auch die Energie aus nachwachsenden Rohstoffen steht auf Grund der begrenzten Anbaufläche nicht uneingeschränkt zur Verfügung.

Die Weiterentwicklung auf dem Gebiet der Heizungstechnologie mit den heute zur Verfügung stehenden Kombinationsmöglichkeiten von fossiler Energie und regenerativer Energie ermöglicht erhebliche Effizienzsteigerungen bei der Wärmeversorgung im Gebäudebereich. So würde bereits durch den Ersatz heute noch betriebener älterer Heizsysteme durch Brennwertheizungen eine Ersparnis von bis zu 30 Prozent Brennstoffeinsatz möglich sein, mit kombinierter Solartechnik sogar bis zu 40 Prozent. Allein die Modernisierung bestehender Heizungssysteme birgt ein großes Potenzial. Sollen die politischen Ziele der Effizienzsteigerung und des Klimaschutzes erreicht werden, muss zunächst dieses Potenzial erschlossen werden. Durch technologieoffene Gestaltung rechtlicher Rahmenbedingungen und klarer Vorgaben für Energieeinspar- und Effizienzsteigerungsziele kann dieses Potenzial wirksam werden. Die geeignete Messgröße hierfür ist der Primärenergiebedarf.

„Elektromobilität als sinnvoller elektrischer Zwischenspeicher? Perspektiven.“

Guillem Tänzer

IZES gGmbH / Altenkesseler Straße 17, D-66115 Saarbrücken, taenzer@izes.de

Schlüsselwörter: Elektromobilität, Elektrofahrzeug, Energiesystem, Erneuerbare Energien, Lastschwankung, Lastausgleich, Regelenergie

Zusammenfassung

Elektromobilität gilt als hoffnungsvollste Zukunftstechnologie, um im individuellen Verkehr die verbrennungsmotorisch Dominanz aufgrund bevorstehender Ressourcenknappheit und Klimarelevanz abzulösen. Zusätzlich besteht das Potential, dass Elektromobile, sofern bei Nichtnutzung an das Energiesystem verknüpft, einen Beitrag für einen Lastausgleich liefern können, insbesondere vor dem Hintergrund der Ausbauziele Erneuerbarer Energien und der damit verbunden Einspeisefluktuations. Letztendlich sind die Potentiale hierfür beschränkt: Elektromobile bzw. deren Akkumulatoren können nur für kurzfristige Lastschwankungen (Minutenreserve, Stundenreserve) netzstabilisierend wirken, langfristige (saisonal) Ausgleichsoptionen sind hiermit nicht möglich. Weitere zu lösende Probleme sind der Ausbau einer geeigneten Infrastruktur mit leistungsstarken Anschlüssen um entsprechende Rückspeiseleistungen $> 10 \text{ kW}$ zu gewährleisten sowie eine Kundenakzeptanz zu erreichen, die einen Teil Ihrer Reichweite preisgeben in Verbindung mit negativen Auswirkungen der Akkumulatorlebensdauer. Der Beitrag der Elektromobilität für das Energiesystem wird sich daher in Grenzen halten, dennoch kann sie (vorerst) einen kleinen Beitrag für den Ausgleich von Lastschwankungen im Stromnetz liefern, der genutzt werden sollte.

Abstract

Electromobility seems a promising future technology in order to replace the combustion engine predominance in the individual traffic due to the upcoming shortage of resource and the climate relevance. In addition consists the potential of electric cars, insofar unused and attached to the energy grid, for contributions to the load balance, especially against the background of the developments goals of the renewable energies and its fluctuating supply. In the end these potentials are limited: electric cars, respectively the accumulators can only stabilize short-term load fluctuations (minute-related reserve, hours-related reserve) in the electric grid, long-term (seasonal) adjustment options are here not possible. Further problems to solve are the construction of an appropriate charge and feeding-back infrastructure with adequate power output $> 10 \text{ kW}$ as well as to attain an admissible consumer acceptance which divulge his cruising range in conjunction of negative consequence to the durability of the accumulator. Therefore the contribution of the electromobility to the energy system will be marginal but can deliver (for now) an input to the fluctuating load in the power grid, which should be exploited.

1. Einleitung

Elektromobilität, bereits während der Jahrhundertwende des zwanzigsten Jahrhunderts im straßengebundenen Verkehr kurzfristig eingesetzt und im schienengebundenen Verkehr nicht mehr wegzudenken, gilt (erneut) als die Zukunftstechnologie, um den öffentlichen Nahverkehr und insbesondere den

individuellen Personenverkehr abzubilden. Unter dem Begriff Elektromobilität versteht man im heutigen Sprachgebrauch insbesondere den Einsatz von E-Pkws, E-Roller und Pedelecs. Letztendlich gehören aber Oberleitungsbusse (Trolleys), Straßenbahnen, U-Bahnen, sowie überwiegend Personen- und Güterzüge auch unter diesen Begriff. Generell sollte eine Verbindung zum Energiesystem bestehen, Ausnahmen können (autarke) Hybridsysteme sein.

Der Charme der Elektromobilität besteht eindeutig darin, dass man, unabhängig vom Verkehrsträger, lediglich auf einen (sekundären) Energieträger angewiesen ist. Wird dieser Energieträger vollständig aus Erneuerbaren Energien hergestellt, sind alle Verkehrsträger wesentlich schadstoffärmer als die konventionellen und zumeist (bilanziell) klimaneutral. Dies ist im aktuellen Strommix mit einem Anteil von 16,8 % (noch) nicht der Fall. Leider birgt Strom einen entscheidenden Nachteil: Sofern es keine durchgängige Verbindung des Verkehrsträgers zum Energiesystem gibt, muss der Strom zwischengespeichert werden. Für mobile Anwendungen geeignete chemische Speicher sind teuer und verfügen (noch) über geringe Energiedichten im Vergleich zu den etablierten fossilen Energieträgern wie Benzin und Diesel. Weltweit beschäftigt sich die Forschung damit, Akkumulatoren mit höheren Energie- und Leistungsdichten zu entwickeln. Es wird eine Frage der Zeit sein, wann diese Technologie sich im großen Maßstab etablieren kann.

2. Elektromobilität und die Energiewirtschaft, Trends

Heutige Pkws, in Deutschland spricht man von einem Bestand von etwa 42 Mio. Fahrzeugen [1], basieren überwiegend auf verbrennungsmotorischen Antrieben. In der Regel werden diese Fahrzeuge, von Dienst- und Urlaubsfahrten abgesehen, für den Pendelverkehr zum Arbeitsplatz und für Freizeitfahrten genutzt. Grundsätzlich werden am Tag somit etwa maximal 80 km an Fahrstrecke zurückgelegt; während der gesamten Lebensdauer des Pkws (im Durchschnitt 12 Jahre) steht das Fahrzeug zu über 90 % seiner Nutzung.

Mit dem Nationalen Entwicklungsplan Elektromobilität, der Deutschland als Leitmarkt Elektromobilität vorsieht, plant die Bundesregierung bis zum Jahr 2020 mit 1 Mio. Elektrofahrzeuge im Fahrzeugbestand.

Parallel, auch vor dem Hintergrund der Katastrophe des Atomkraftwerks in Fukushima, erhöhen sich die Bestrebungen der Bundesregierung, das atomare Zeitalter in Deutschland zu beenden und den Ausbau der Erneuerbaren Energien voranzutreiben. Bis 2020 soll der Anteil [2] der Erneuerbaren Energien 35 % am gesamten Bruttostromverbrauch in Deutschland betragen, im Jahr 2010 betrug der Anteil 16,8 %. Oberstes Ziel ist daher, diesen ambitionierten Ausbau der Erneuerbaren Energien auch umzusetzen.

Als Konsequenz müssen folgende Maßnahmen getroffen werden: Die nationalen sowie die im Europäischen Verbund anliegenden Übertragungsnetze müssen zukünftig in der Lage sein (dezentrale) Einspeisungen insbesondere von Wind- und Solarstrom schnell und effizient zu den großen Verbrauchern (Ballungszentren) zu transportieren. Dies ist nur mit einem ambitionierten Netzausbau der Übertragungsnetze möglich. Anhand einer „Ausgleichs-Roadmap“, die auf den Anteil und Zubau der Erneuerbaren Energien basiert, müssen entsprechende „Backup“-Kapazitäten aufgebaut werden: Dies sind entsprechende Kraftwerksreserven (z.B. u.a. basierend auf Biomassekraftwerken) und Speicher (Kurz- und Langzeitspeicher) lokal, national und europaweit, um im Falle von Produktionsfluktuationen Last abzunehmen.

Insbesondere bei der Produktion von EE Strom z.B. aus Windkraft stellt sich die Frage, wie diese Energie, unter der Prämisse dass diese nicht direkt genutzt werden kann, gespeichert werden kann. Neben der chemischen Bindung über einen Sekundärenergieträger wie bspw. Wasserstoff oder, in einem weiteren Schritt, Methan¹ (als saisonaler Speicher) bietet sich die Möglichkeit an, vor dem Hintergrund der Pläne der Bundesregierung Elektrofahrzeuge im großen Maßstab in Deutschland einzuführen, Elektrofahrzeuge auch als virtuellen Großspeicher (Kurzzeitspeicher) zu nutzen. Voraussetzung ist daher, mit der entsprechenden Infrastruktur, dass jedes Elektrofahrzeug während seiner Nicht-Nutzung immer (idealerweise) mit dem Energiesystem verbunden ist und über eine bidirektionale Schnittstelle für Ladung und Entladung verfügt.

¹ Sabatier-Prozess bzw. Methanisierung: Verbindung von Wasserstoff mit Kohlenstoffmonoxid oder Kohlenstoffdioxid zu Methan

3. Potential von Elektrofahrzeugen als elektrischer Zwischenspeicher

Modelliert man im Jahr 2020 die angestrebten 1 Million Elektrofahrzeuge und geht man davon aus, dass jedes Elektrofahrzeug über einen Akkumulator mit 20 kWh Energie verfügt, hätte man, bei einer Verfügbarkeit von 90 % und einer maximalen Entlademöglichkeit des Akkumulators um 10 %, etwa 1,8 GWh an Regelenergie zur Verfügung. Dies bedeutet, dass eine Leistung von 3,312 GW für etwas über eine halbe Stunde dem Energiesystem zur Verfügung steht (bei einem einphasigen 230 Volt und 16 A Anschluss). Würde jeder mit einem E-Fzg. verknüpfte Ladepunkt über einen dreiphasigen 400 V sowie 16 A Anschluss (mit 11,04 kW Leistung) verfügen, könnte eine Gesamtleistung von 9,936 GW für etwa 10 Minuten in das Stromnetz eingespeist werden. Dies wäre insofern interessant um schnell auf Lastschwankungen zu reagieren.

Umgekehrt können und müssen die 1 Million Elektrofahrzeuge mit Strom, idealerweise aus Erneuerbarer Energien, geladen werden. Bei einer Jahresfahrleistung von 10.000 km pro E-Fzg. würde dies bedeuten, dass zusätzlich insgesamt 1,6 TWh Strom² für die E-Pkw Flotte im Jahr bereitgestellt werden muss. Stellt man sich (als Extremfall) noch vor, dass die Fahrzeuge alle gleichzeitig geladen werden (z.B. Abends) und alle Akkumulatoren komplett entladen wären, käme man zu einer ungewollten Lastspitze (bei 230 V und 16 A Anschlüssen) von zusätzlich maximal 3,68 GW für ca. 5 Stunden und zusätzlich maximal 11 GW (bei 400 V und 16 A Anschlüssen) für ca. 2 Stunden. Dies entspricht etwa 1.840 bzw. 5.500 Windkraftanlagen mit einer Leistung von 2 MW (ohne Übertragungsverluste).

Insbesondere die lokalen Verteilnetze könnten so, je nach Verteilung der Elektrofahrzeuge, an Ihre Grenzen stoßen. Unter der Prämisse einer ausgebauten Ladeinfrastruktur (am Arbeitsplatz sowie an öffentlichen Plätzen) würden sich die Lastspitzen glätten und vermehrt auf den Tageslastgang verteilen. Ein sinnvolles Lastmanagement ist dennoch unverzichtbar, insbesondere bei einem Zuwachs der Bestandszahlen der Elektrofahrzeuge jenseits der 1 Million nach 2020.

4. Schlussfolgerung

Um den Ausbau der Erneuerbaren Energien voranzutreiben, welches oberstes Ziel ist, bedarf es eines adäquaten Energiesystems, denn es handelt sich im klassischen Sinne um ein Logistikproblem. Wie kann man schnell und effizient lokalen EE Strom (bspw. Windstrom von Nord- und Ostsee oder Solarstrom in Bayern) in Ballungszentren transportieren, wo er gebraucht wird? Nur durch einen adäquaten Netzausbau. Parallel gilt es entsprechende Regelenergien bereitzustellen, d.h. schnell regelbare Kraftwerke (weitemöglich gespeist aus EE) und/oder optional Speicherkapazitäten um Minutenreserven, Stundenreserve, Tagesreserven und saisonale Reserven abzubilden, um im Falle von Fluktuationen das Energiesystem zu stabilisieren. Letztendlich gilt es einen energiesystemischen Paradigmenwechsel herbeizuführen: Regelung des Kraftwerks- und Speicherparks anhand der Einspeisung der Erneuerbaren Energien!

Der Stellenwert der Elektromobilität sollte vor diesem Hintergrund nicht überbewertet werden. Dennoch kann sie (vorerst) einen kleinen Beitrag für den Ausgleich von Lastschwankungen im Stromnetz liefern. Zu bewältigende Hemmnisse sind, neben dem Ausbau einer adäquaten Infrastruktur, auch die Nutzer bzw. Besitzer der Elektrofahrzeuge durch Anreize zu überzeugen, einen Teil Ihrer Elektrofahrzeugreichweite preiszugeben.

5. Quellenangaben / Referenzen

[1] KBA ; Internet: <http://www.kba.de> ; 29.04.2011

[2] BMU ; Internet: <http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/47121/5466/> ; 29.04.2011

² Annahme: 16 kWh pro 100 km

Kaltwasserspeicher im Chemnitzer Fernkältesystem – Betriebserfahrungen

Thorsten Urbaneck

Technische Universität Chemnitz, Fakultät für Maschinenbau, Professur Technische Thermodynamik
09107 Chemnitz, Tel.: 0371/531-32463, Fax: -832463, thorsten.urbaneck@mb.tu-chemnitz.de

Ulf Uhlig, Thomas Göschel

eins energie in sachsen, Hauptabteilung Netze, Netzbetrieb, Wasser/Wärme/Abwasser, Postfach 41 14 68
09030 Chemnitz, Tel.: 0371/525-4740 Fax: -4745, ulf.uhlig@eins-energie.de, thomas.goeschel@eins-energie.de

Schlüsselwörter: Fernkälte, Kältespeicher, Kaltwasser, Absorptionskältemaschinen, Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung, Betrieb, Monitoring

Zusammenfassung: Der Einsatz überschüssiger Wärme aus der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), industriellen Prozessen oder regenerativen Energiequellen zur Kälteerzeugung ist heute und zukünftig eine wichtige Strategie, mit der es möglich ist, Energieversorgungssysteme ganzheitlich zu optimieren. Eine weitgehende Etablierung der Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung (KWKK) wird jedoch durch diverse Randbedingungen (z. B. hohe Investitionskosten, hohe verbrauchsgebundene Kosten) behindert. Deswegen müssen neue Konzepte – hier der Einsatz von großen Kaltwasserspeichern zur Kurzzeitspeicherung – die vorherrschenden Randbedingungen kompensieren. Dieser Beitrag stellt die Betriebsergebnisse (Monitoring über vier Jahre) eines derartigen Pilotprojektes [1] vor. Anhand von Messwerten werden die Bedingungen (z. B. Systemtemperaturen), die Effekte (z. B. Verhalten der Kältemaschinen), die Ergebnisse (z. B. Jahresbilanz) und der Nutzen dieses Ansatzes analysiert. Weiterhin liefert der Beitrag wichtige Hinweise, die für eine erfolgreiche Umsetzung dieser Speicherlösung wichtig sind.

Dank: Das diesem Bericht zu Grunde liegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie unter dem Kennzeichen 0327357B/C gefördert. Besonderer Dank gilt auch dem Projektträger Jülich für die Unterstützung des Vorhabens. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

1 Einleitung

Diesem Beitrag liegt das Gemeinschaftsvorhaben der TU Chemnitz und der Stadtwerke Chemnitz (jetzt *eins energie in sachsen*) „Pilotprojekt zur Optimierung von großen Versorgungssystemen auf Basis der Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung mittels Kältespeicherung“ (2005-2009) [1] zugrunde. Dieses Pilotprojekt wurde durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) gefördert. Das Projektmanagement lag beim Projektträger Jülich (PTJ).

Innerhalb des Projektes wurde der erste große Kaltwasserspeicher (Abb. 1) in Deutschland errichtet [2] bis [6]. Der Abschlussbericht zum Vorhaben [7] liegt seit März 2010 vor und bildet die Grundlage dieses Beitrags. Das Monitoring (messtechnische Langzeitüberwachung) ermöglichte eine detaillierte Analyse und weitere Optimierung des Systems.

Abb. 2 zeigt den Aufbau der zentralen Kälteerzeugung, welche das Fernkältesystem der Chemnitzer Innenstadt versorgt. In der Innenstadt werden vorwiegend Kunden mit einem hohen Klimatisierungsanteil versorgt (z. B. Kaufhäuser, Bürogebäude, Kongresszentrum, Gastronomie, Oper). Der Kälteabsatz für die Klimatisierung beträgt ca. 85 %. Die restlichen 15 % werden für die technologische Kühlung benötigt (z. B. zentrale Hochleistungsrechner der TU Chemnitz).

Bei der Kälteversorgung von raumluftechnischen Anlagen (Fernkältekunden) ist zu beachten, dass aufgrund der Verteilung der Außenluftzustände (Abb. 3, Darstellung anhand von Lufttemperaturen über 12,5 °C) ein ausgeprägter Spitzenlastbereich entsteht, während technische Kälte das gesamte

Jahr aber mit niedrigeren Leistungen benötigt wird (Betrachtung der Verbraucherseite). D. h., steigen die Kühlgradstunden, nimmt auch der Kälteabsatz zur Klimatisierung zu (Abb. 4).



Abb. 1: Zentrale Kälteerzeugung der eins energie in sachsen in Chemnitz, Kaltwasserspeicher (in der Mitte), Speicherschnittstelle mit Unterleitstation und hydraulischer Verteilung (halbrechts), Gebäude mit Kältemaschinen und Rückkühltechnik (rechts)

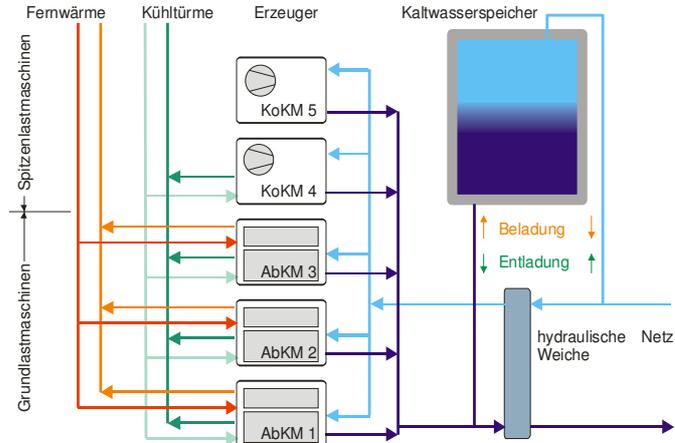


Abb. 2: Aufbau der zentralen Kälteerzeugung mit Kaltwasserspeicher und Fernkältenetz-Anschluss

Tab. 1: Kennwerte der zentralen Kälteerzeugung und des Fernkältesystems der eins energie in sachsen

KM	Typ	Nennkälteleistung [MW]
AbKM1	Absorption, LiBr-H ₂ O, einstufig, Fa. Carrier, 16JH065-28 ^{a b}	1,8
AbKM2	Absorption, LiBr-H ₂ O, einstufig, Fa. Carrier, 16JH065-28 ^{a b}	1,8
AbKM3	Absorption, LiBr-H ₂ O, einstufig, Fa. York, YIA HW-2B1-50-A ^{a b}	0,5
KoKM4	Turboverdichter, R134a, Fa. York, YK GB FB HF 5CTE ^b	3,0
KoKM5	Schraubenverdichter, R407c, Fa. York, YCAS 1215FB50YF Rückkühlung: Luft (Außenaufstellung)	1,2
^a Antrieb: Heißwasser 120 °C, Abwärme des Heizkraftwerkes, Nutzung des Fernwärmesystems, Beimischschaltung auf der Heißwasserseite, ^b Rückkühlsystem mit zehn offenen Verdunstungskühltürmen, 18.360 kW, 28/37 °C konstanter Volumenstrom auf der Kaltwasser- und Kühlwasserseite		
Speicher	Kaltwasserspeicher, 5/13 °C, 3500 m ³ , 33,2 MWh/Zyklus, oberirdischer Tank, wärmeisoliert, direkte Be- und Entladung, (oben und unten)	
	Beladen	4,0
	Entladen	5,0
Netz	Zweileitersystem, 5/13 °C, 4,4 km Trassenlänge	
	Auslegung	ca. 20,0
	17 Übergabestationen, gesamte Vertragsleistung	ca. 13,0

Dem gegenüber steht die installierte Kälteleistung, die man in einen Grund- und Spitzenlastbereich einteilen kann (Abb. 3). Die maximal erreichbare Kälteleistung der Absorptionskältemaschinen (Grundlastmaschinen) liegt mit 3,9 MW unter der gesamten Nennleistung von 4,1 MW (vgl. mit Tab. 1). Diese Leistungsdifferenz beruht auf den Betriebstemperaturen, die von den Normbedingungen beim Leistungstest abweichen.

Anhand der Verteilung der Netzlast und der Aufteilung der Erzeugerleistung kann man erkennen, dass nur im unteren Bereich der Grundlast eine hohe Maschinenauslastung möglich ist. Im Gegensatz dazu existiert im Spitzenlastbereich nur ein geringer Kälteabsatz. Um eine höhere Auslastung der Grundlastmaschinen (mit höheren Investitionskosten im Vergleich zu den Spitzenlastmaschinen) zu erreichen, bietet der Einsatz eines Kurzzeitspeichers viele Vorteile, die die oben dargestellte Situation verbessern. Im Vorfeld wurden deshalb folgende Ziele formuliert, deren Überprüfung nun mithilfe des Monitorings möglich ist:

- Erhöhung des Abwärmeeinsatzes durch eine höhere Auslastung der Absorptionskältemaschinen,

- Substitution von Elektroenergie (Leistung und Arbeit) durch die Deckung der Spitzenlasten mittels Speicharentladung,
- Erhöhung der Wärmeverhältnisse der Absorptionskältemaschinen,
- Minimierung des Verbrauchs an Elektroenergie und Wasser zur Rückkühlung (Hilfsprozesse),
- Verbesserung des Betriebs durch eine bessere Anpassung der Leistung bzw. des Volumensstroms (z. B. Vor- und Rücklauftemperaturen mit geringeren Schwankungen).

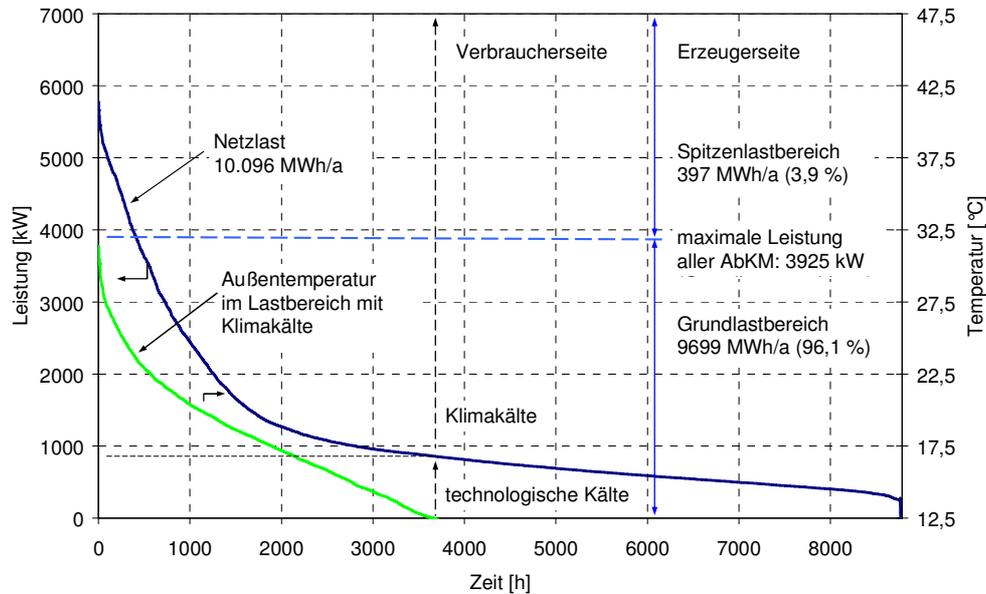


Abb. 3: Geordnete Werte der Netzlast und der Außentemperatur (Einschränkung des Bereichs), Stundenmittelwerte (01.01.2009 bis 31.12.2009), Darstellung der Verbraucher- und Erzeugerseite

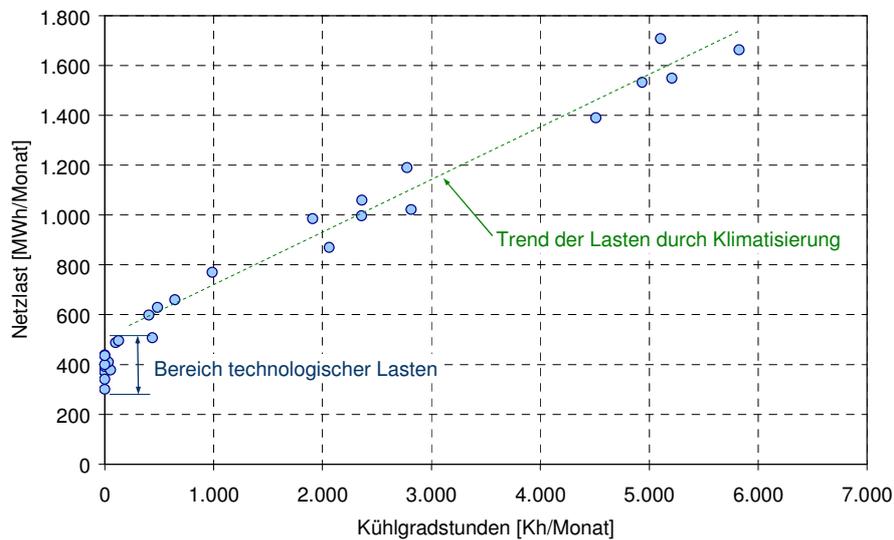


Abb. 4: Monatlicher Kälteabsatz in Abhängigkeit der Kühlgradstunden¹, Messwerte von September 2007 bis Dezember 2009

¹ Die Berechnung der Kühlgradstunden erfolgte mit einer Grenztemperatur von 12,5 °C. Dies ist zulässig, weil statistisch der Klimaanlagenbetrieb ab dieser Außentemperatur nachgewiesen werden kann. Dafür ist z. B. ein hoher Glasanteil in einigen Gebäuden verantwortlich.

2 Kaltwassersystem

Die energetischen Ziele erfordern eine gegenseitige Abstimmung aller Komponenten (Netz, Kältemaschinen, Speicher). Deswegen wird zunächst das Systemverhalten analysiert.

Neben einer stabilen Netz-Vorlauftemperatur (Sollwert im Sommer 5,0 °C) ist eine höchstmögliche Temperaturdifferenz im System (Temperaturspreizung, Auslegung hier 5/13 °C) von entscheidender Bedeutung. Nur bei Einhaltung der geplanten Spreizung kann der Energiestrom im System realisiert werden. Das Gleiche trifft für den Speicher zu. Dieser erreicht nur die geplante Kapazität und Leistung, wenn die Temperaturen bei der Be- und Entladung mit den Planungswerten (5/13 °C) übereinstimmen.

Die Leistungsanpassung erfolgt über einen Volumenstromausgleich, was mit einem derartigen Speicher gut realisierbar ist. Abb. 5 zeigt hierzu das reale Betriebsverhalten. Die Vorlauftemperatur seitens der zentralen Kälteerzeugung (Kältemaschinen und Netz) kann gut eingehalten werden². Der Speicher liefert ebenfalls Wasser ohne einen signifikanten Temperaturverlust mit einer Soll-Vorlauf-Temperatur von 5 °C im gesamten Leistungsbereich.

Die Netz-Rücklauftemperatur hängt hingegen stark vom Volumenstrom bzw. von der gesamten Kältelast ab³. Da ständig die Soll-Vorlauftemperatur im Netz eingehalten werden muss, sinkt die Spreizung bei niedrigen Lasten auf ca. 5 K. Eine weitere Optimierung in diesem Bereich scheint schwierig zu sein. Weiterhin ist ein Temperaturabfall beim Kältemaschinen-Rücklauf zu erkennen. Hier wirkt sich der (notwendige) Betrieb mit hydraulischer Weiche aus (Abb. 2). Der überschüssige Volumenstrom auf der Kältemaschinenseite sollte so gering wie möglich gehalten werden, um hohe Temperaturen bzw. hohe Wärmeverhältnisse zu erreichen.

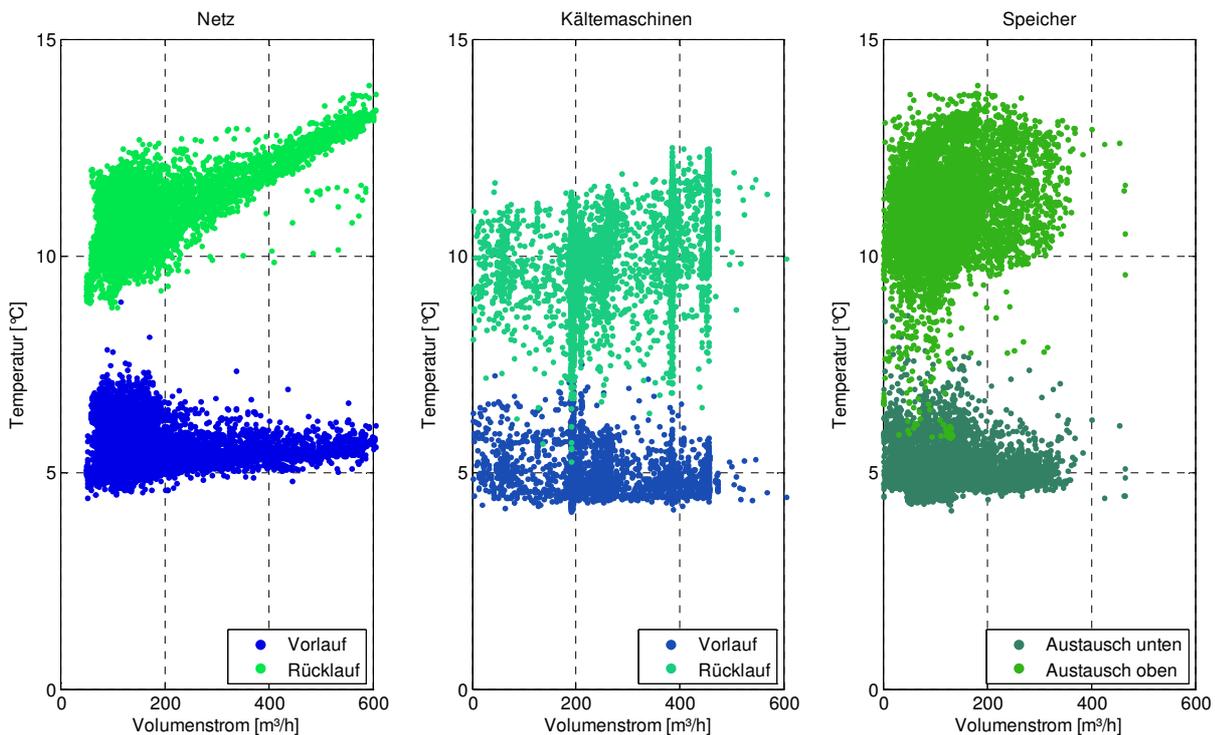


Abb. 5: Systemtemperaturen in Abhängigkeit des Volumenstroms, Stundenmittelwerte (01.01.2009 bis 31.12.2009)

² Es ist zu beachten, dass aus energetischen Gründen die Vorlauftemperatur im Winter auf ca. 6 °C angehoben wird (ausschließliche Versorgung der Abnehmer mit technischer Kälte, Vertragswert 7 °C, vgl. mit Abb. 4). Dadurch steigen die Rücklauftemperaturen im Bereich kleiner Netz-Volumenströme. Infolge dessen können z. B. höhere Wärmeverhältnisse erreicht werden.

³ Außerdem besitzen die nachgeschalteten Versorgungssysteme der Fernkältekunden einen großen Einfluss auf die Netz-Rücklauf-Temperatur und die Dynamik des Netz-Volumenstroms.

In Abb. 6 sind beispielhaft die Temperaturen auf der Kaltwasser- und Kühlwasserseite einer Absorptionskältemaschine in Abhängigkeit der Kälteleistung dargestellt. Beide Seiten werden jeweils mit einem konstanten Volumenstrom betrieben (Pumpen mit konstanter Drehzahl).

Die Maschine kann eine Soll-Vorlauf-Temperatur von 5 °C im Sommerbetrieb und von 6 °C im Winterbetrieb stabil liefern. Die Kälte- bzw. die Rückkühlleistung kommt bei den konstanten Volumenströmen über die Temperaturdifferenzen zustande. Über 800 kW (ca. 50 % der Kälteleistung) zeigt der lineare Verlauf eine gute Leistungsanpassung. Die Rückkühltemperaturen weisen etwas höhere Schwankungen aus, was man auf die Außenluftbedingungen und den Betrieb der zehn Kühltürme (Folgeschaltung) zurückführen kann.

Das zugrunde liegende Konzept sieht einen Betrieb mit möglichst hohen Kälteleistungen vor. Weil die Pumpen der Kältemaschinen-Kreisläufe mit konstanten Drehzahlen laufen, soll dadurch das Verhältnis zwischen Pumpstromaufwand und erzeugter Kälteleistung verbessert werden. Hier wirkt sich aber bei sinkenden Netzlasten die ebenfalls sinkende Kaltwasser-Rücklauf-Temperatur limitierend aus (vgl. mit Abb. 5). Die Regelung der Kälteleistung (Erzeugerseite) richtet sich deswegen nach der Soll-Vorlauf-Temperatur.

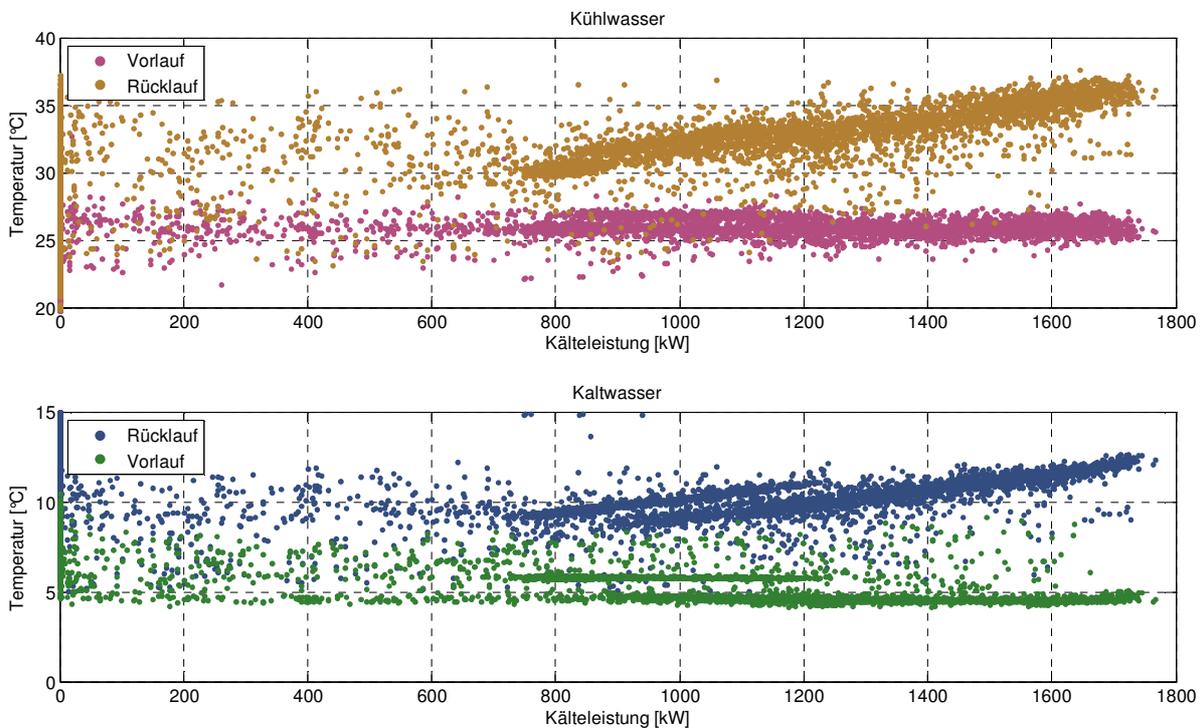


Abb. 6: AbKM1, Temperaturen in Abhängigkeit der Kälteleistung, Stundenmittelwerte (01.01.2009 bis 31.12.2009)

Mit Abb. 7 kann man die Rückwirkungen der Absorptionskältemaschinen auf die Fernwärme analysieren. Auf der Heißwasserseite ist maximal eine Auskühlung von 20 K möglich. Dies ist auf die Konstruktion des Wärmeübertragers (Austreiber) zurückzuführen⁴. Aus Sicht des Fernwärmeverstärkers sind die Rücklauftemperaturen zu hoch. Im Fernwärmesystem tritt aufgrund der hohen Vorlauf-Netz-Temperaturen von 140 °C dann eine maximale Auskühlung von 40 K auf⁵.

⁴ Bei der Herstellung der Maschinen (1993) besaßen derartige Anforderungen eine untergeordnete Bedeutung. Es ist anzunehmen, dass seitens der Hersteller der Materialaufwand optimiert wurde.

⁵ Zukünftig sollte eine höhere Auskühlung angestrebt werden, die man herstellerseitig über eine andere Auslegung des Austreibers erreichen kann. Das Problem besteht darin, dass bei einer höheren Auskühlung die Leistung der Kältemaschine nicht gleichermaßen steigt bzw. dass diese begrenzt ist.

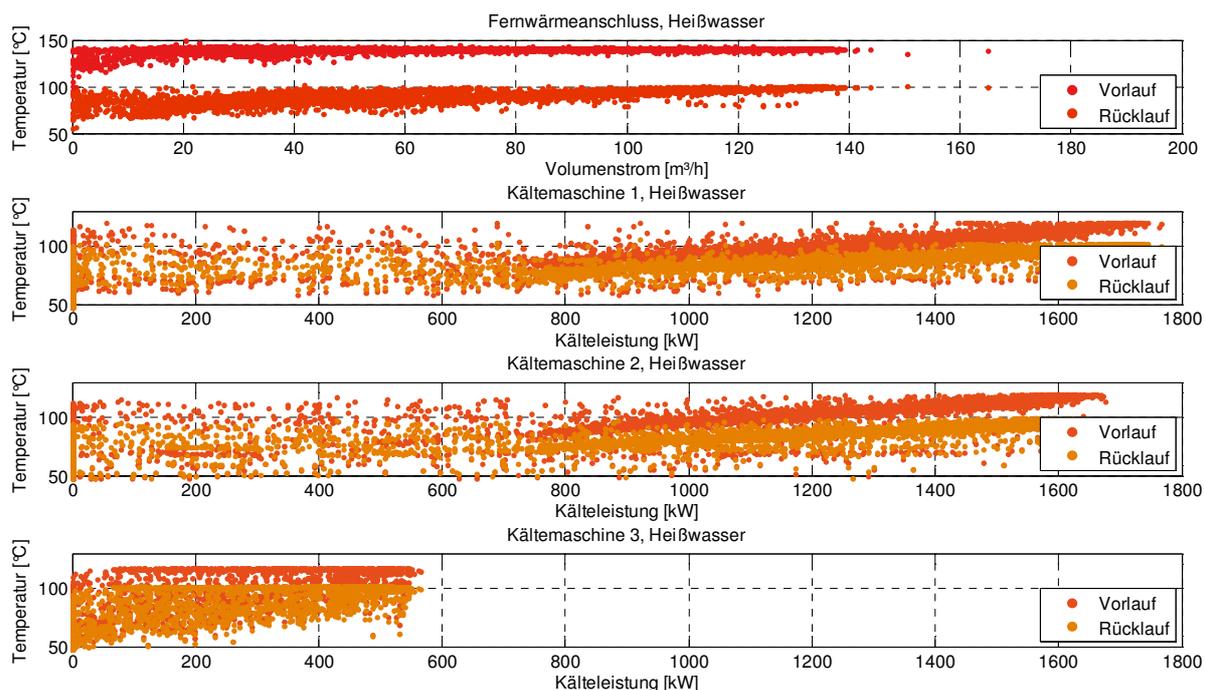


Abb. 7: Fernwärmeanschluss, Temperaturen in Abhängigkeit des Fernwärmeevolumenstroms und der Kälteleistung, Stundenmittelwerte (01.01.2009 bis 31.12.2009)

3 Absorptionskältemaschinen

Abb. 8 zeigt die Wärmeverhältnisse der drei Absorptionskältemaschinen. Die Maschinen AbKM1 und AbKM2 sind baugleich (Tab. 1). Dennoch kann man im Diagramm unterschiedliche Wertebereiche bzw. -verläufe erkennen. Die Werte der AbKM3 bilden ein andersartiges Betriebsverhalten ab, was auf einen anderen Hersteller zurückzuführen ist.

Im Folgenden werden nur die baugleichen AbKM1 und AbKM2 betrachtet. In Abb. 9 ist das Wärmeverhältnis von AbKM1 in Abhängigkeit verschiedener Größen dargestellt. Das Wärmeverhältnis sinkt grundsätzlich beim Anstieg der Rückkühltemperatur (Absorber, Kondensator) und beim Sinken der Kaltwassertemperatur (Verdampfer). Über höhere Heißwassertemperaturen (Austreiber) lässt sich die Kälteleistung der Maschine erhöhen (Regelung mit einer Einspritz- oder Beimischschaltung). Im Bereich einer mittleren Kälteleistung sind die Wärmeverhältnisse höher (ca. 0,70) im Vergleich zum Bereich mit hohen Leistungen (ca. 0,60). Die höheren Werte sind auf eine Verschiebung der maschineninternen Zustände (Kälte- und Lösungsmittel) sowie auf die Temperaturverhältnisse bei der Wärmeübertragung zurückzuführen⁶ [9]. Einen Einfluss der Betriebsart (Speicherbeladung, -entladung, reiner Netzbetrieb) ist nicht ablesbar⁷.

⁶ Bei sinkender Kälteleistung nimmt auch die mittlere logarithmische Temperaturdifferenz ab. Im Bereich mittlerer Leistungen steht ein relativ größerer Wärmeübertrager zur Verfügung.

⁷ Weiterhin kann man einen speziellen Effekt im Bereich hoher Leistungen nachweisen, der im Jahr 2008 noch deutlicher auftrat. Dieser wird über einen eng begrenzten Abfall im Bereich hoher Kälteleistungen sichtbar (Heißwassertemperaturen von 120/100 °C). Diese starke Reduktion des Wärmeverhältnisses lässt sich auf eine interne Schutzschaltung zurückführen (Cycle-Guard-Ventil). Eine maschineneigene Regelung übernimmt zur Vermeidung von Kristallisation die Zuführung von Wasser (Kältemittel) in die reiche Lösung. Diese wird durch zu hohe Füllstände im Verdampfer ausgelöst (z. B. bei einer hohen Austreiberleistung). Optimierungsmaßnahmen in den Jahren 2008 und 2009 konnten dieses Phänomen beheben. Trotz einer guten Wartung der Maschinen mussten die Temperaturfühler neu kalibriert (Vermeidung eines zu kalten Betriebs, Abweichung um wenige zehntel Grad) und die interne Regelung überholt werden. Bemerkenswert ist, dass ohne ein detailliertes Monitoring derartige Effekte mit üblicher Betriebsmesstechnik kaum erkennbar sind. Der Erfahrungsaustausch mit anderen Betreibern bestätigt die Annahme, dass es sich hierbei um keinen Einzelfall handelt.

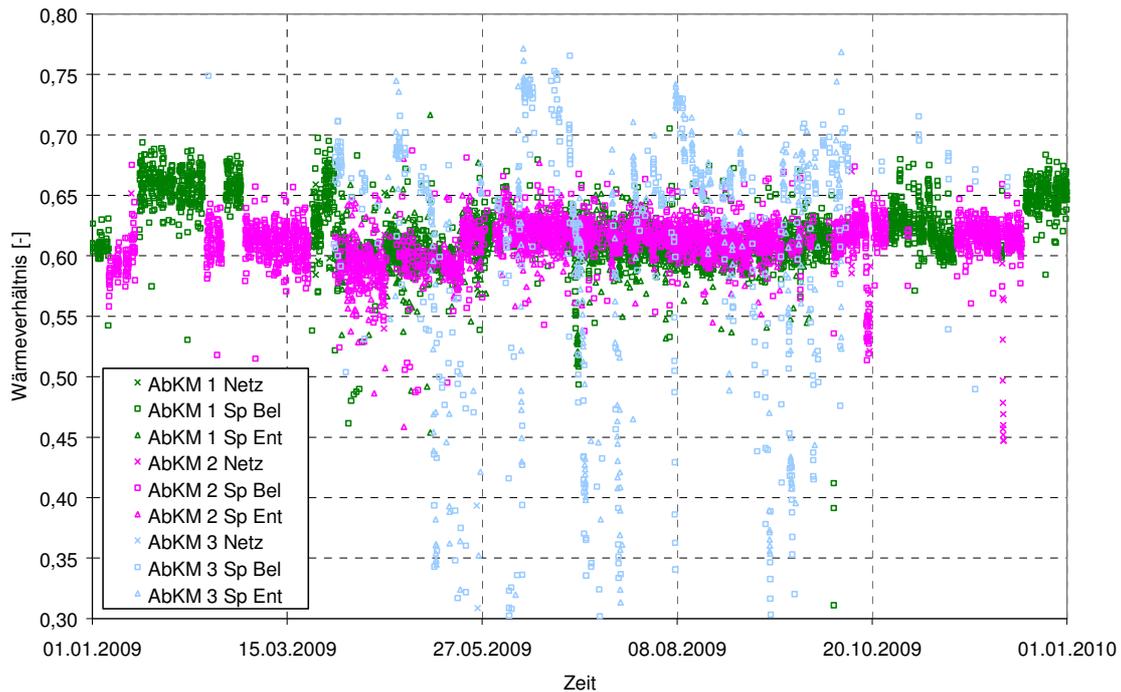


Abb. 8: Wärmeverhältnisse in Abhängigkeit der Betriebsart (Kreuz...alleiniger Netzbetrieb, Quadrat...Netzbetrieb und Speicherbeladung, Dreieck...Netzbetrieb und Speicherentladung), Stundenmittelwerte (01.01.2009 bis 31.12.2009) gefiltert

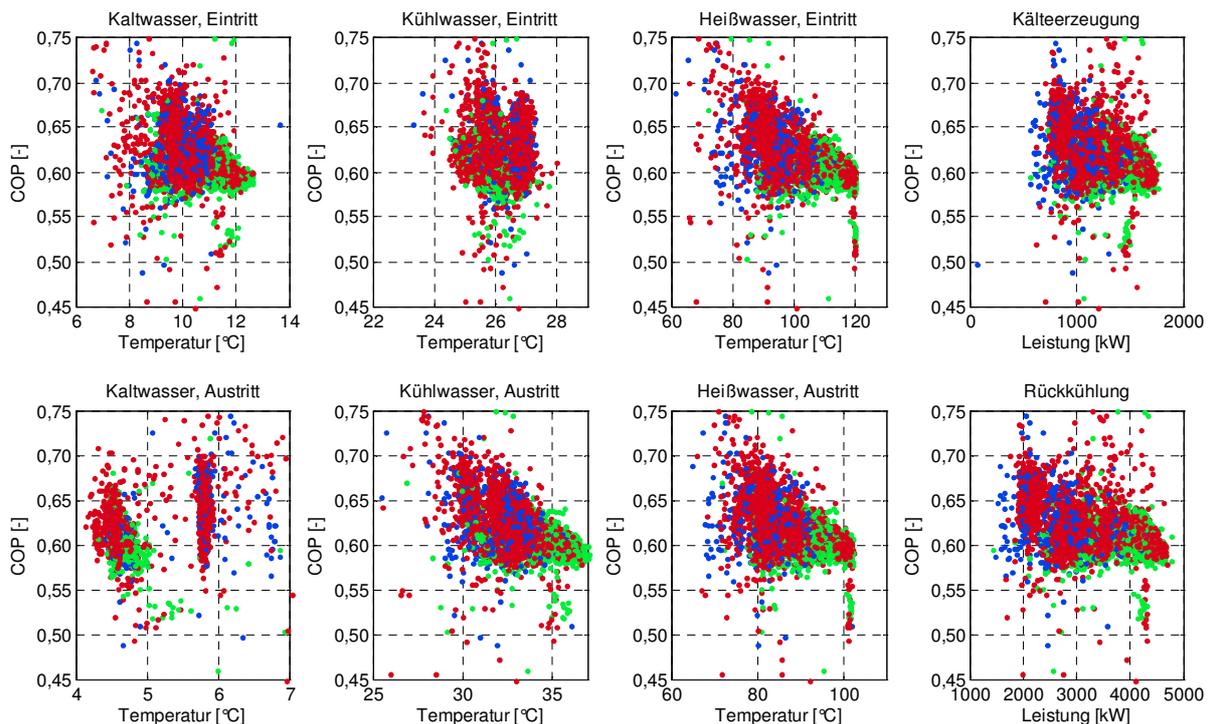


Abb. 9: AbKM1, Wärmeverhältnis in Abhängigkeit der Ein- und Austrittstemperaturen sowie der Kälte- und Rückkühlleistung, Stundenmittelwerte (01.01.2009 bis 31.12.2009) gefiltert (rot...Speicherbeladebetrieb, grün...Speicherentladebetrieb, blau...reiner Netzbetrieb)

Nach der Optimierung⁷ erreichen die Kältemaschinen ein mittleres Wärmeverhältnis von 0,64 für das Jahr 2009, was als gut zu bewerten ist. Vor dem Kältespeichereinsatz lagen die Werte im Bereich von 0,54 bis 0,59. Diese Effizienzsteigerung von 84 % (2000-2003) auf 100 % (2009) kann

man auf die oben besprochene Problematik der Systemtemperaturen und der Leistungsanpassung zurückführen.

4 Kaltwasserspeicher

Der Kaltwasserspeicher wurde innerhalb des Projektes entwickelt [1], [10] und an die Bedingungen vor Ort angepasst. D. h., das zugrunde liegende Konzept lieferte die Anforderungen für die Speicherfunktion, den Speicherbetrieb und die Speicherkonstruktion.

Das thermische Verhalten spielt, wie bei den bisher diskutierten Zusammenhängen, auch beim Speicher eine besondere Rolle. Die externen Verluste (Wärmestrom über die Speicherbegrenzungsfläche bzw. Tankwand) hängen vom Aufbau des Speichers ab. Die externen Verluste sind in diesem Fall sehr gering, was der Speichernutzungsgrad (Verhältnis der Energie von Speicherentladung zur -beladung) von 99,4 % für das Jahr 2009 zeigt.

Die Qualität der Be- und Entladung (z. B. Temperatenausgleich durch Mischungsvorgänge) sowie die Ausgleichsvorgänge (z. B. Temperatenausgleich durch Wärmeleitung) bestimmen die internen Verluste. Deswegen sind eine gute Funktionsweise des Be- und Entladesystems sowie die Einhaltung der geplanten Systemtemperaturen erforderlich. Anhand von Abb. 10 wird eine Betriebssituation mit mehreren Herausforderungen gezeigt. Wegen schwankender Lasten übernimmt der Speicher während der Entladung den Volumenstromausgleich im Bereich niedriger bis mittlerer Leistungen. Aufgrund einer guten Beladung vorher bzw. einer guten Speicherfunktionsweise (Abb. 11) liegt die Austrittstemperatur während der gesamten Entladephase näherungsweise konstant bei 5 °C. Die Rücklauftemperatur des Netzes ist in den Morgenstunden aufgrund der niedrigen Lasten etwas geringer (10...12 °C) als gewünscht.

Es folgen einige Schaltwechsel (Zu- und Abschaltung der Kältemaschinen) die untypisch sind. In Abb. 10 kann man erkennen, dass trotz dieser Schaltwechsel die Ein- und Austrittstemperaturen relativ stabil bleiben.

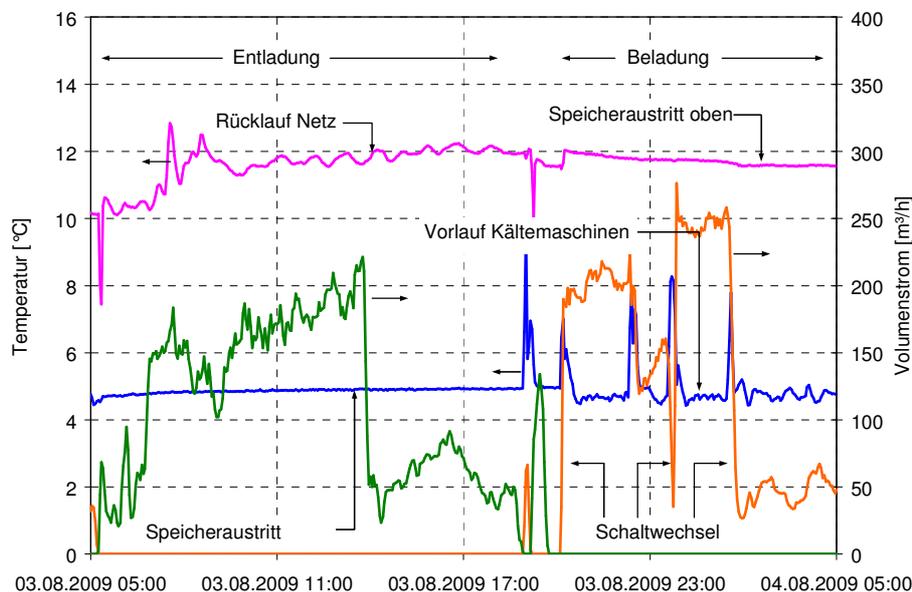


Abb. 10: Speicherbetrieb im niedrigen und mittleren Lastbereich und atypischen Schaltwechseln zwischen den Kältemaschinen

In der folgenden Beladung liefert der Speicher Wasser mit etwas kleiner als 12 °C an die Kältemaschinen. Das abgekühlte Wasser tritt mit einer Temperatur etwas unter 5 °C wieder in den Speicher ein. Die leichten Temperaturschwankungen in Abb. 10, die auf die Regelung zurückzuführen sind, kann man in Abb. 12 nicht mehr erkennen. Hier finden im Speicher Ausgleichsvorgänge statt (Mischung in der kalten und warmen Zone).

Im normalen Betrieb beträgt die Höhe der Übergangszone ca. 2 m (Abb. 11, Abb. 12). Bei geringen Volumenströmen und einer fast vollständigen Entnahme der alten Übergangsschicht ist der Aufbau neuer Übergangsschichten mit sehr geringer Höhe von 0,5...1,0 m möglich.

Eine kleine Übergangszone bewirkt eine hohe Nutzung des Speichervolumens. Kann weiterhin eine hohe Temperaturdifferenz zwischen kalter und warmer Zone erzeugt werden, steigt die Speicherkapazität [8].

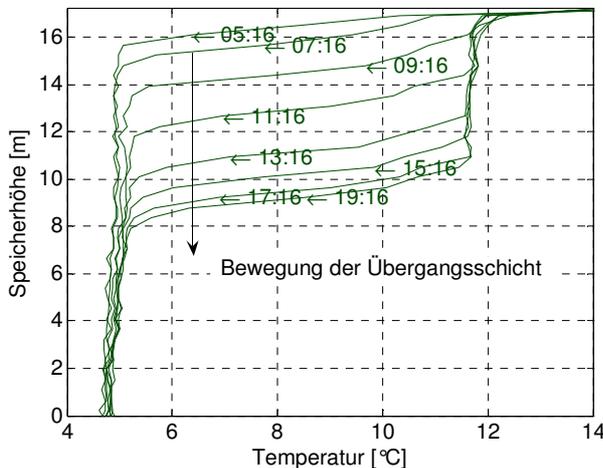


Abb. 11: Speicherbetrieb mit thermischer Schichtung, Entladung am 03.08.2009

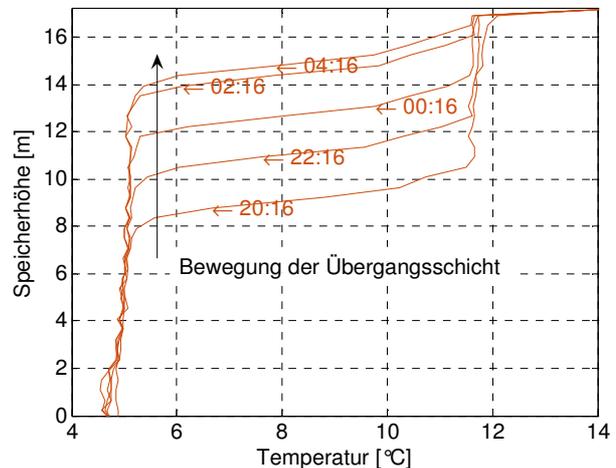


Abb. 12: Speicherbetrieb mit thermischer Schichtung, Beladung vom 03. zum 04.08.2009

Tab. 2: Bilanz zur Kälteerzeugung, Kennzahlenbewertung für das Jahr 2009

	Kälte [MWh/a]	Anteil [%]	Anteil [%]
Netzbetrieb			
Netz	10.096		
Kältemaschinenbetrieb			
AbKM 1	4.886	48,4 %	99,3 %
AbKM 2	4.679	46,3 %	
AbKM 3	462	4,6 %	
KoKM 4	46	0,5 %	0,7 %
KoKM 5	23	0,2 %	
Speicherbetrieb			
Speicherbeladung	3.177	Speichernutzungsgrad 99,4 %	
Speicherentladung	3.158		

Tab. 3: Kennzahlen zum Betrieb der Kältemaschinen und des Speichers, Betriebsperiode 2009

max., gemessene Leistung		Volllaststunden [h/a]	Betriebsstunden [h/a]	mittlere relative Leistung
AbKM1 [kW]	1.728	2.832	4121	68,7 %
AbKM2 [kW]	1.656	2.825	3988	70,8 %
AbKM3 [kW]	541	854	1402	60,9 %
gesamt [kW]	3.925			
max., gemessene Leistung				
KoKM4	2.364	18	99	
KoKM5	828	28	35	
Speicherbeladung	4.422	718	4325	
Speicherentladung	3.313	953	4011	

5 Lastsituation und Einsatz der Technik

Die gute Funktionsweise des Systems ist eine wichtige Voraussetzung für einen flexiblen Einsatz der Technik (technisches Management). In Tab. 2 sind die energetischen Verhältnisse für das Jahr 2009 zusammengefasst. Die Absorptionskältemaschinen übernehmen 99,3 % der Kälteerzeugung. Die Kompressionskältemaschinen wurden 2009 nur zu Wartungs- bzw. Erhaltungszwecken eingeschaltet. Die geordneten Leistungswerte in Abb. 13 geben den Einsatz der Technik ebenfalls wie-

der. Im Jahr 2009 treten keine hohen Spitzenlasten auf⁸. Der Kälteabsatz im Spitzenlastbereich ist dementsprechend gering. Tab. 3 ergänzt entsprechende Betriebskennzahlen. AbKM1 und AbKM2 erreichen durch den Speichereinsatz relativ hohe mittlere Leistungen. Weiterhin wird deutlich, dass der Speicher einen großen Leistungsbereich abdeckt und wie AbKM1 und AbKM2 hohe Betriebsstunden erreicht (hohe Nutzung).

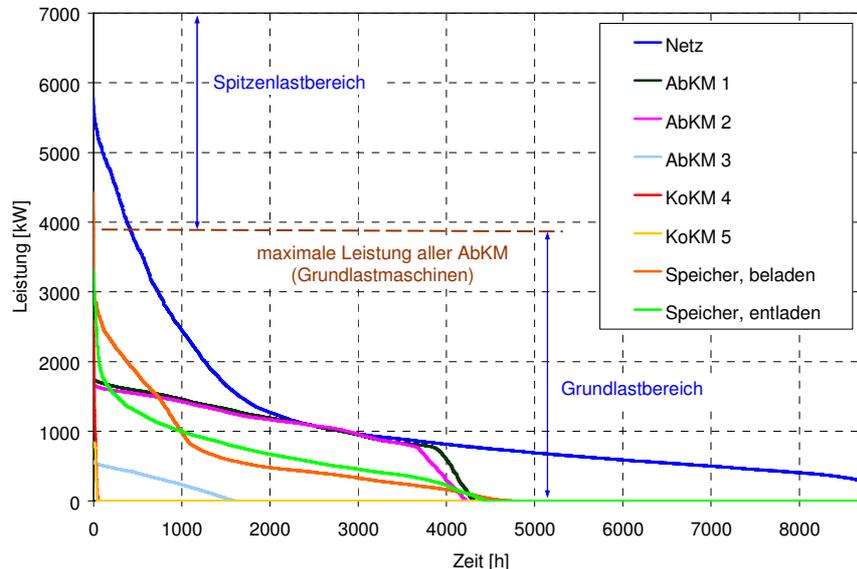


Abb. 13: Geordnete Last- und Leistungswerte des Netzes, der Kältemaschinen und des Speichers, Stundenmittelwerte (01.01.2009 bis 31.12.2009)

6 Auswirkungen auf die vorgelagerten Systeme

Durch den erhöhten Einsatz der Absorptionskältemaschinen soll der Verbrauch an Energie gezielt beeinflusst werden. Für 2009 beträgt die Fernwärmeabnahme 15,7 GWh/a, der Bedarf an Elektroenergie 1,27 GWh/a und der Wasserverbrauch 36000 m³/a. Eine einfache Vergleichsrechnung zeigt, dass durch den Speichereinsatz zusätzlich 618 MWh/a Wärme zur Kälteerzeugung eingesetzt wurden. Dies ermöglichte eine Substitution von 99,4 MWh/a Elektroenergie, die man sonst für Betrieb der Kompressionskälte hätte aufwenden müssen.

Ein weiterer wichtiger Fakt ist, dass die elektrischen Spitzenlasten in der Hochtarifzeit erheblich reduziert wurden. Bei hohen Netzlasten sind ungefähr 550 kW zum Betrieb der gesamten Kälteerzeugung notwendig. Beim Zuschalten der Kompressionskältemaschinen kommt es zu einer weiteren Leistungssteigerung von 500...1000 kW. Derartige Lastspitzen sind aus energiewirtschaftlicher Sicht sehr ungünstig, weil bei hohen Außentemperaturen viele Kompressionskältemaschinen landesweit diesen Effekt verursachen.

7 Zusammenfassung

Die Konzepterstellung, die Ausführungsplanung, die technische Realisierung und der Betrieb besitzen bei derartigen Speicherprojekten einen starken Einfluss auf das Erreichen der gestellten Ziele. In diesem Vorhaben sollte demonstriert werden, dass durch den Einsatz großer Kaltwasserspeicher viele positive Effekte erreicht werden können:

- Maximierung des Wärmeeinsatzes zur Kälteerzeugung (KWK-Abwärme) bei gleichzeitiger Substitution von Elektroenergie,
- Vermeidung elektrischer Lastspitzen durch Kompressionskälte,

⁸ Im Gegensatz zum Betrieb ohne Speicher (vor 2007) konnten bei entsprechenden Wetterbedingungen höhere Lastspitzen beobachtet werden. Für deren Fehlen ist auch das verbesserte hydraulische Verhalten verantwortlich.

- Verbesserung der Systembetriebsweise,
- ganzheitliche Effizienzsteigerung der Kälteerzeugung.

Ein umfangreiches Monitoring lieferte die Datenbasis für Optimierungen innerhalb des Projektes und für die Kontrolle der Projektziele. Folgende grundlegende Zusammenhänge sind dabei besonders wichtig.

Der Speicher muss viele verschiedene Anforderungen hinsichtlich der Funktion (z. B. Verluste), der Konstruktion und des Betriebs erfüllen. Neben den geforderten Speicherfunktionen ist ein geeigneter Systembetrieb eine grundlegende Voraussetzung.

Danach folgt die Entwicklung einer sinnvollen Betriebsstrategie (z. B. Spitzenlastdeckung und Betriebsoptimierung). Erst wenn diese Zusammenhänge beachtet werden, kann man die Vorteile erreichen bzw. wirtschaftliche und ökologische Effekte erzielen. Trotz der dargestellten Komplexität zeigt die Vier-Jahresbilanz, dass es praktisch möglich ist. Folgevorhaben weisen nach: Diese Speichertechnik wird von verschiedenen Betreibern (Stadtwerke, öffentliche Hand, Industriebetriebe) akzeptiert. Die Abwärmenutzung zur Kälteerzeugung gewinnt immer mehr an Bedeutung.

8 Quellen

- [1] Urbaneck, T.: Internetseite zum Projektvorhaben. 2005-2010 http://www-user.tu-chemnitz.de/~tur/ks2/pilotpr_ks.htm - TU Chemnitz, Stadtwerke Chemnitz AG
- [2] Urbaneck, T.; Schirmer, U.; Platzer, B.; Uhlig, U.; Göschel, T.; Zimmermann, D.: Optimierung der Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung mit Kältespeichern. EuroHeat&Power, VWEW Energieverlag 34. Jg. (2005) Heft 11 S. 50-57 – ISSN 0949-166X-D9790F
- [3] Urbaneck, T.; Uhlig, U.; Göschel, T.; Baumgart, G.; Fiedler, G.: Erste Betriebserfahrungen mit Großkältespeicher. EuroHeat&Power, VWEW Energieverlag 36. Jg. (2007) Heft 12 S. 24-28 – ISSN 0949-166X
- [4] Reichel, H.; Ulbrich, W.; Uhlig, U.; Urbaneck, T.: Optimaler Betrieb durch gekoppelten Einsatz von Gebäudeautomation und wissenschaftlicher Messtechnik. EuroHeat&Power, VWEW Energieverlag 37. Jg. (2008) Heft 3 S. 32-37 – ISSN 0949-166X
- [5] Urbaneck, T.; Uhlig, U.; Göschel, T.; Baumgart, G.; Fiedler, G.: Operational Experiences with a Large-Scale Cold Storage Tank – District Cooling Network in Chemnitz. EuroHeat&Power, English Edition VWEW Energieverlag Vol. 5 (2008) Heft 1 S. 28-32 – ISSN 1613-0200
- [6] Urbaneck, T.; Gehrman, J.; Lottner, V.: Large-scale Cold Storage Water Tank in Chemnitz/Germany. EuroHeat&Power, English Edition VWEW Energieverlag Vol. 6 (2009) Heft 3 S. 26-31. – ISSN 1613-0200
- [7] Urbaneck, T.; Platzer, B.; Schirmer, U.; Uhlig, U.; Göschel, T.; Baumgart, G.; Fiedler, G.; Zimmermann, D.; Wittchen, F.; Schönfelder, V.: Pilotprojekt zur Optimierung von großen Versorgungssystemen auf Basis der Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung mittels Kältespeicherung. Technische Universität Chemnitz, Fakultät für Maschinenbau (Hrsg.), Stadtwerke Chemnitz AG (Hrsg.), Chemnitz, 2010, Forschungsbericht, Projektträger Jülich (PTJ), FKZ 0327357B/C. - ISBN 3-9811424-4-6 <http://archiv.tu-chemnitz.de/pub/2010/0011/index.html>
- [8] Urbaneck, T.; Uhlig, U.: Kaltwasserspeicher mit Schichtungsbetrieb – Analyse des Speicherverhaltens. ki Luft- und Kältetechnik Hüthig 44. Jg. (2008) Heft 07-08 S. 32-37. - ISSN 0945-0459
- [9] Neumann, F.; Urbaneck, T.; Platzer, B.; Uhlig, U.; Göschel, T.: Parameterbestimmung mit der charakteristischen Gleichung. ki Luft- und Kältetechnik Hüthig 46. Jg. (2010) Heft 11 S. 18-21. - ISSN 1865-5432
- [10] Urbaneck, T.; Uhlig, U.; Platzer, B.; Schirmer, U.; Göschel, T.; Zimmermann, D.: Machbarkeitsuntersuchung zur Stärkung der Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung durch den Einsatz von Kältespeichern in großen Versorgungssystemen. Abschlussbericht BMWA-Forschungsvorhaben, Identifikation 0327357A, Chemnitz: Stadtwerke Chemnitz, TU Chemnitz, 2006. - ISBN 3-00-015770-0 <http://archiv.tu-chemnitz.de/pub/2006/0037>
- [11] Urbaneck, T.; Platzer, B.; Uhlig, U.; Göschel, T.: Drei Jahre Kältespeicherbetrieb: Analyse des Einsatzes und Bewertung des Nutzens – Teil 1. EuroHeat&Power, VWEW Energieverlag 40. Jg. (2011) Heft 3 S. 42-49 – ISSN 0949-166X
- [12] Urbaneck, T.; Platzer, B.; Uhlig, U.; Göschel, T.: Drei Jahre Kältespeicherbetrieb: Analyse des Einsatzes und Bewertung des Nutzens – Teil 2. EuroHeat&Power, VWEW Energieverlag 40. Jg. (2011) Heft 4 S. 37-41 – ISSN 0949-166X

Stralsund | November 2011

WASSERSTOFF-INFRASTRUKTUR - nicht nur für große Schauplätze.
Kurzfassung

Dr. Joachim Wolf

flow-advice e.K. coached innovations, München | Geschäftsführung
und
H2BZ-Initiative Hessen e.V., Wiesbaden | Vorstandsvorsitzender

Wenn von Wasserstoff-Infrastruktur die Rede ist, rückt meist schnell und übermächtig das Bild einer Vielzahl von Tankstellen in den Vordergrund, die zur flächendeckenden Versorgung unserer zukünftigen Mobilität - der **Elektro-Mobilität** - erforderlich sind und die natürlich auch selbst versorgt werden müssen.

Bekannte große Demonstrationsprojekte wie **CEP** (Clean Energy Partnership), **H2-Mobility** und **CHIC** (Clean Hydrogen In European Cities) beflügeln die Thematik. Sie sollen die Herausforderungen beleuchten, die einerseits durch die Versorgung einer großen Zahl von Fahrzeugen an einzelnen Tankstellen in Ballungsräumen und andererseits durch die Versorgung von geschickt platzierten Tankstellen entlang der die großen Schauplätze verbindenden Autobahnen entstehen.

Was aber geschieht abseits dieser bekannten großen Tatorte und neben den wichtigsten Verkehrs-Hauptschlagadern? Wie sieht es auf den Nebenstraßen aus? Was kann und vor allem was sollte sich dort tun? Beschränkt sich die Wasserstoff-Infrastruktur auf den mobilen Bereich? Inwieweit verändert der politische Wille zur Energie-Wende das gesamte Themenfeld? Welche Art von neuen Geschäftsfeldern können zukünftig entstehen? Welche Möglichkeiten bieten sich für Mecklenburg-Vorpommern?

Beispielhaft werden verschiedene Möglichkeiten diskutiert, wie außerhalb der aktuellen Rampenlichter nützliche und nachhaltige Aktivitäten/Projekte realisiert werden können, die zum Aufbau einer flächendeckenden und vor allem auch umfassenden Wasserstoff-Infrastruktur notwendig sind. Dazu werden auch Beispiele aus der "Projektanbahnung für Hessen" herangezogen.

Aufgrund der kurzfristigen Berücksichtigung dieses Beitrages wird bei Drucklegung des Tagungsbandes nur die vorliegende Kurzfassung verfügbar sein. Eine ausführliche Dokumentation des Beitrages wird aber bei der Veranstaltung in gedruckter bzw. elektronischer Form vorliegen.

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

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

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

Einleitung

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

Summary

It is advisable to analyse different alternatives of the generation and supply of electrical energy and thermoelectricity with renewable forms of energy, because the demand of fuels (e.g. coal and oil) and the energy costs rise continuously. Technical optimization and cost-effectiveness of the different alternatives are the most important points of tests. This was the reason why at the department of Mechanical and Energy Engineering of the Leipzig University of Applied Science a test ground “renewable forms of energy” has been built up step by step for twelve years including two photovoltaic systems with different tracking systems. The results of the long-term tests with the photovoltaic systems show that systems with a tracking system realize a annual higher energy yield. This energy yield depends on the atmospheric conditions, e.g. cloudiness or sunny days with an important direct radiation. Other contributory effects are very important for a good economic planning and construction of photovoltaic systems, too, e.g. a good ventilation is necessary for a little panel-temperature.

Die einzelnen Versuchsanlagen

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

- ein Versuchsstand für die Lehre von elektrotechnischen Grundlagen von Solarzellen und Photovoltaikmodulen
- eine zweiachsig nachgeführte 1,3 kWp Photovoltaik-Anlage für den Netzparallel- (1 kW) und den Inselbetrieb (0,3 kW)
- zwei Windkraftanlagen mit einer Nennleistung von 1kW (Widerstandsläufer) und 0,3 kW (kombinierter Savonius-Darrieus-Rotor)
- eine 1 kW_{th} thermische Solaranlage
- eine 0,4 kW_{el} Solar-Stirling-Anlage, die vorrangig für den Einsatz in sonnenreichen Ländern in Südeuropa und Afrika geeignet ist
- eine 2,8 kW_{el} Luft-Wärme-Pumpe
- eine Solarleuchte als Demonstrationsobjekt der dezentralen Energieversorgung
- eine Wetterstation für die Aufzeichnung meteorologischer Daten
- ein Solarcontainer mit den technischen Anlagen der Versuchsstände.



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

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



Bild 3: Darrieus-Savonius-Rotor



Bild 4: Solar-Stirling-Anlage auf dem Freigelände
des Komplexversuchsstandes

Jährlich nutzen etwa 100 Studenten während ihrer Bachelor- und Masterausbildung in den Studiengängen Energietechnik, Maschinenbau und Wirtschaftsingenieurwesen (Maschinenbau und Energietechnik) die Versuchsanlagen des Komplexversuchsstandes im Rahmen ihrer studentischen Ausbildung in den Lehrgebieten „Regenerative Energien“ und „Energiewirtschaft“, wobei je nach Studienrichtung und Semester fünf bis sieben Praktika durchgeführt werden.

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

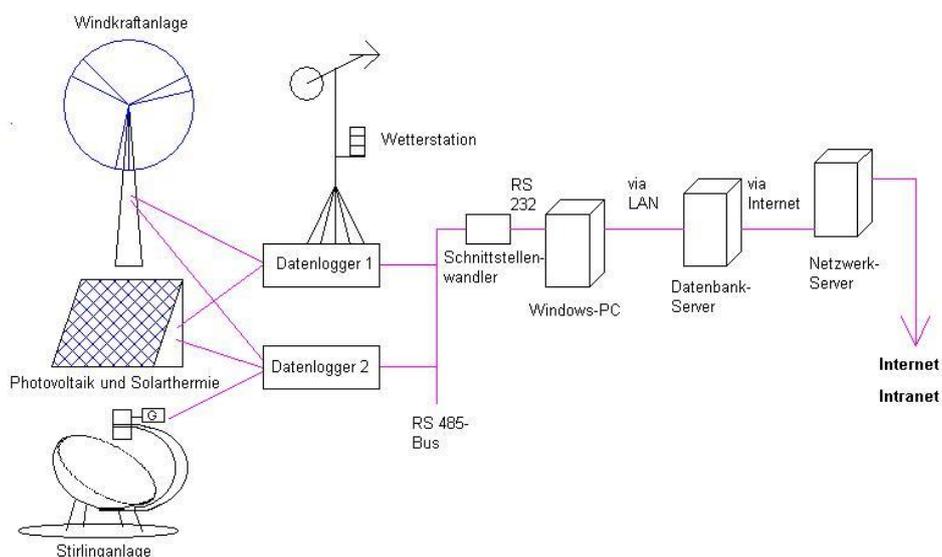


Bild 5 Schema der zentralen Messwerterfassung

Entsprechend dem im Bild 5 dargestellten Schema werden alle Daten sekundlich auf zwei handelsüblichen Datenloggern erfasst und in Form von Zehn-Minuten-Mittelwerten über ein Bussystem an einen PC im Solarcontainer übermittelt. Auf dem PC besteht die Möglichkeit einer umfassenden Datenauswertung. Unter Nutzung eines speziellen Programms ist man in der Lage, die Daten einzelner Tage, Wochen oder Monate bzw. des gesamten Aufzeichnungszeitraumes zu analysieren. Für weiterführende Auswertungen werden die einzelnen Datensätze ohne größeren Zeitaufwand in eine Excel-Datei umgewandelt.

Zusammenarbeit mit Firmen und Institutionen der Region

Neben der Veröffentlichung wichtiger Informationen über den Komplexversuchsstand sowie der aktuellen Wetterdaten und Anlagenparametern unter <http://webs.idu.de/wetter/> ist es wichtig, diesen Komplexversuchsstand nicht nur für die studentische Ausbildung zu nutzen, sondern ihn auch der Öffentlichkeit zur Verfügung zu stellen. So wird der Versuchsstand im Rahmen verschiedener Fort- und Weiterbildungsmaßnahmen, aber als auch durch ein benachbartes Gymnasium genutzt, das unter Verwendung der aufgezeichneten meteorologischen Daten seine eigenen regenerativen Anlagen im Physikunterricht auswertet. Delegationen von verschiedenen Hochschulen aus dem In-

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

Auswertungsbeispiele von messtechnischen Untersuchungen

Systemwirkungsgrad von PV-Anlagen

Die PV-Anlage und die solarthermische Anlage befinden sich auf einer zweiachsigen Nachführeinrichtung (siehe Bild 1) und können dadurch sowohl zweiachsig als auch nur einachsig bzw. manuell dem Sonnenstand nachgeführt werden. Ebenso ist die feste Ausrichtung der Anlagen in einer bestimmten Position möglich. Es bietet sich damit die Möglichkeit, die Anlagen beliebig nach der Sonne auszurichten, um auf diesem Weg über längere Zeiträume Leistungen und Erträge zu ermitteln bzw. energiewirtschaftliche Aspekte zu untersuchen. Außerdem können Rückschlüsse auf mögliche Standorte auf unterschiedlich ausgerichteten Gebäuden unter Abschätzung aller Vor- und Nachteile gezogen werden.

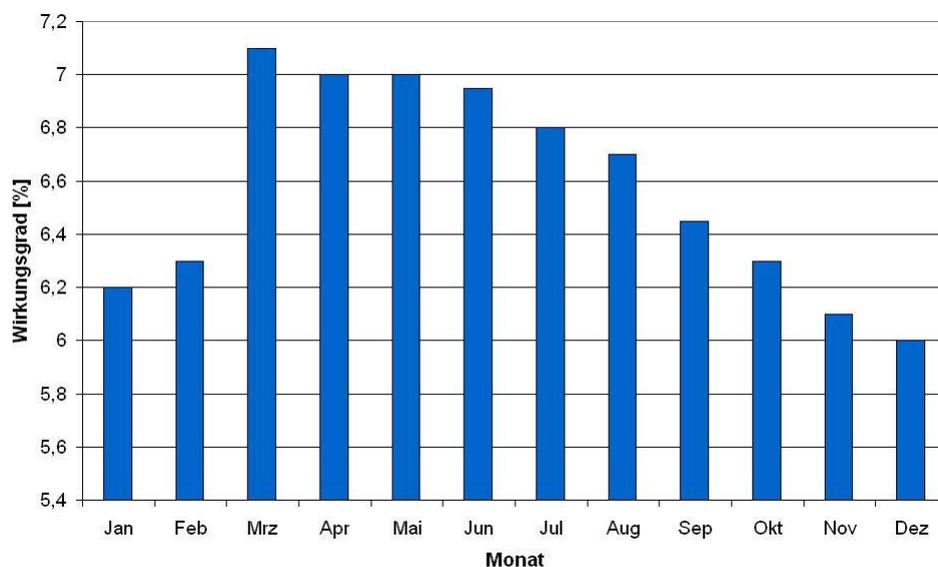


Bild 6 Monatlicher Systemwirkungsgrad der PV-Anlage

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

Theoretisch müsste dieser in den Sommermonaten bedeutend höher als in den Wintermonaten sein, da die monatliche durchschnittliche Einstrahlungsenergiemenge im Sommer wesentlich höher als in

den Wintermonaten ist. Ertragsmindernd wirken sich aber die hohen Temperaturen an der Rückseite der PV-Module, vor allem während der heißen Sommertage, aus. Bild 7 zeigt beispielsweise die Luft- und Modultemperaturen im Juli 2010.

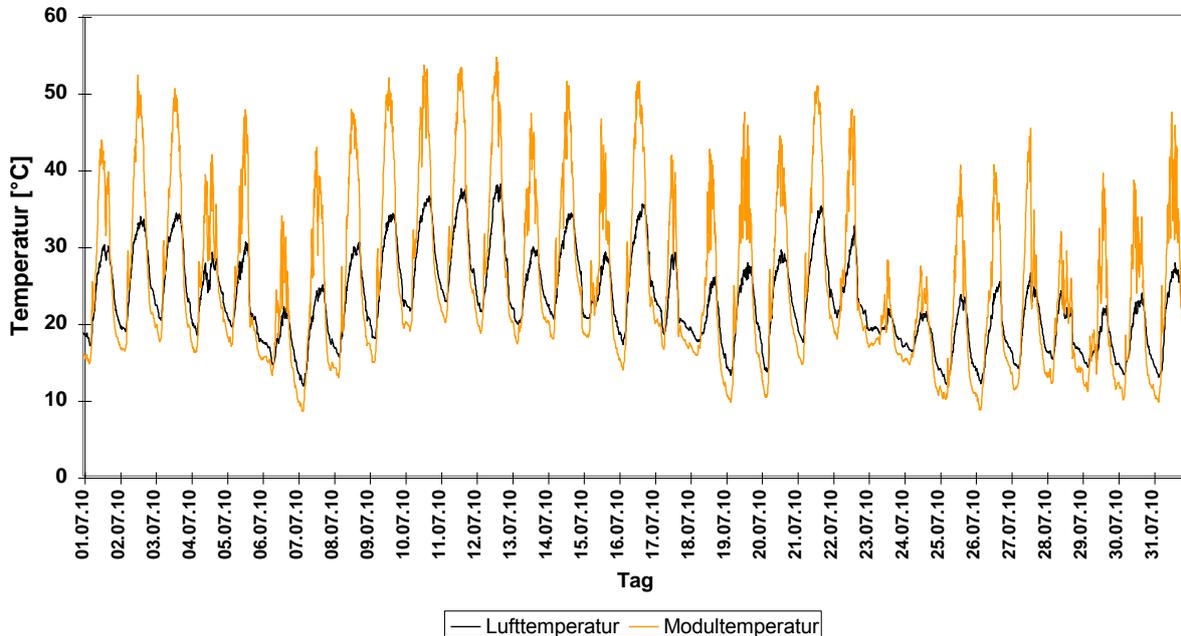


Bild 7 Vergleich von Luft- und Modultemperatur im Juli 2010

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

Anlagenleistung in Abhängigkeit der Ausrichtung der PV-Anlage

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

Das an der HTWK Leipzig als Nachführung eingesetzte Solar-Trak-System mit Strahlungspyranometern weist im Vergleich zu rechnergestützten Nachführsystemen bei einem bedeckten Himmel mit überwiegend diffuser Strahlung eine gewisse Ungenauigkeit auf, ist aber als absolut ausreichend einzustufen.

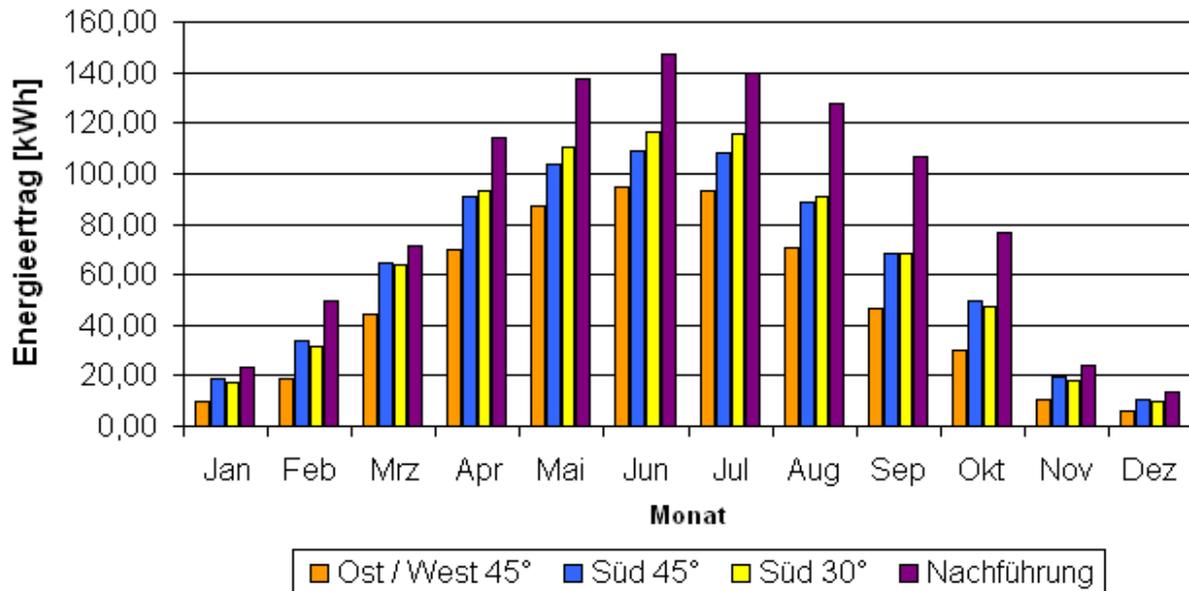


Bild 8: Monatserträge der PV-Anlage in Abhängigkeit der Ausrichtung

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

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

Ein wesentliches positives Merkmal für den Einsatz einer PV-Anlage ist im Allgemeinen deren hohe jährliche Verfügbarkeit; die durchschnittliche monatliche Betriebszeit innerhalb von 10 Betriebsjahren einschließlich der Einteilung in 6 verschiedene Leistungsbereiche zeigt das Bild 8. Im Durchschnitt ist die PV-Anlage mit insgesamt ca. 4.200 Stunden und damit fast 48% bezogen auf das gesamte Jahr (8.760 Stunden) in Betrieb. Diese Anlagenverfügbarkeit schwankt zwischen 28 % in den Winter- und 66 % in den Sommermonaten. Aber auch die Leistungsbereiche der PV-Anlage in den einzelnen Monaten sind sehr unterschiedlich. Während die PV-Anlage in den Wintermonaten vorwiegend im Leistungsbereich bis 100 Watt arbeitet, liegt der Arbeitsbereich in den Sommermonaten zwischen 400 und 800 Watt. Erkennbar ist ebenfalls, dass Spitzenwerte der PV-Anlage von 800 bis 1000 Watt nur an wenigen Stunden im Jahr erreicht werden; der Anteil dieser Leistungsklasse an der Gesamtbetriebszeit beträgt ca. 2,0 %. Da die PV-Anlage zuallererst für Forschungszwecke zur Verfügung steht, könnte dieser Wert am durchaus noch etwas höher sein. Vor allem in den sonnenreichen Sommermonaten (Juni bis August) finden eine Vielzahl von studentischen Praktika und Belegarbeiten statt, in deren Rahmen die PV-Anlage teilweise nicht optimal zur Sonne ausgerichtet wird.

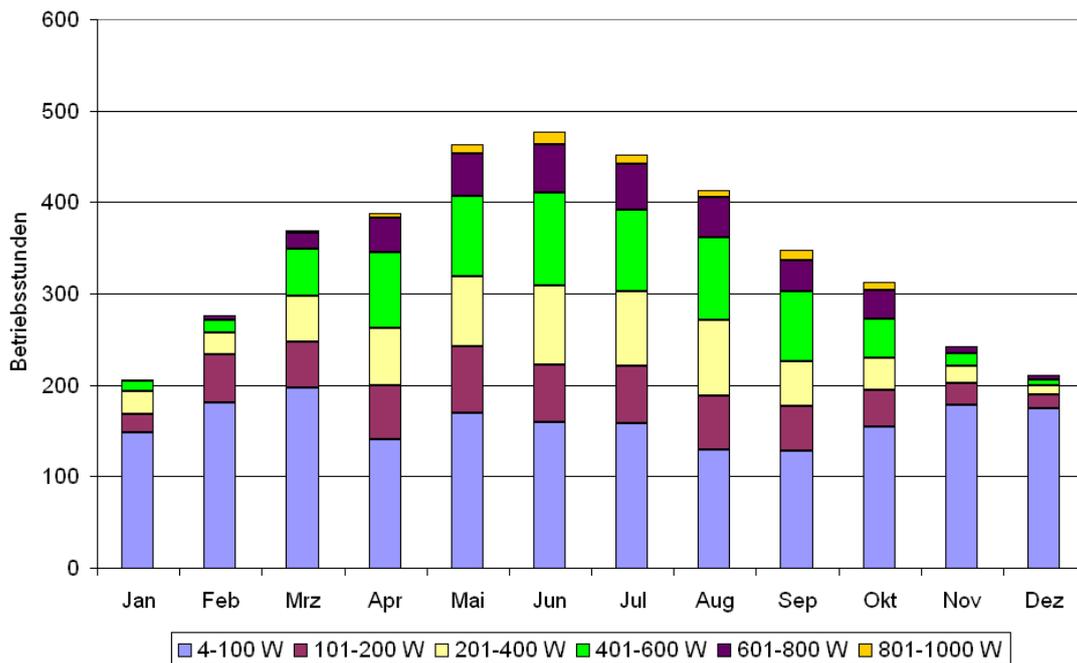


Bild 9: Verfügbarkeit der nachgeführten PV-Anlage in unterschiedlichen Leistungsbereichen innerhalb von 10 Betriebsjahren

Dagegen kann die Solar-Stirling-Anlage nur als Demonstrationsobjekt dieser Technik angesehen werden, da die vom Anlagenhersteller geforderte solare Direktstrahlung von ca. 400 bis 450 W/m² im mitteldeutschen Raum nur an wenigen Stunden im Jahr erreicht wird, eine entsprechende Auswertung mit der Gegenüberstellung der theoretisch möglichen Betriebsstunden der Stirling-Anlage mit der PV-Anlage für die Jahre 2000 bis 2010 zeigt Bild 10.

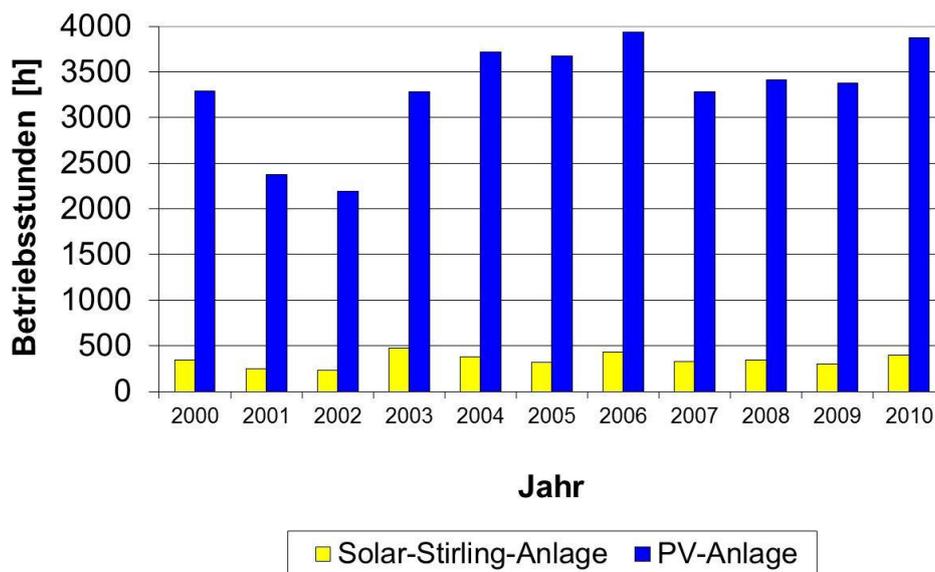
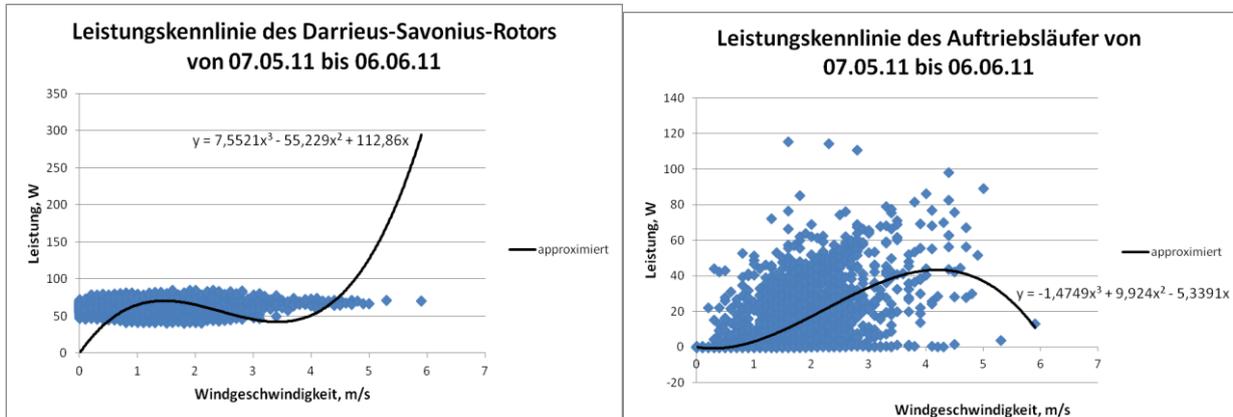


Bild 10 Betriebsstunden der Stirlinganlage

Messtechnische Untersuchungen an den Windkraftanlagen

Im Rahmen der studentischen Praktika werden auch umfangreiche Untersuchungen an den beiden vorhandenen Windkraftanlagen durchgeführt. So wurden beispielsweise die Leistungskennlinien beider Windkraftanlagen über längere Zeiträume analysiert, die Bilder 11 und 12 zeigen diese Versuchsreihen im Zeitraum von Anfang Mai bis Anfang Juni 2011.



Bilder 11 und 12 Leistungskennlinie des DS-Rotors und des Auftriebsläufers im Zeitraum von Anfang Mai bis Anfang Juni 2011

Im Rahmen der weiteren technischen Untersuchungen sollen unter anderem die Dimensionierung von Windkraftanlagen durch die Studenten praxisnah begleitet werden.

Energiebilanz des Komplexversuchsstandes

Der Komplexversuchsstand einschl. der umfangreichen Messtechnik wurde so gestaltet, dass man ihn auch als eigenständiges Gebäude mit Bedarf an Wärme- und Elektroenergie ansehen kann. Es besteht die Möglichkeit, sowohl die mit allen regenerativen Anlagen erzeugte und eingespeiste als auch die vom Netz bezogene elektrische Energie zu messen und somit eine Energiebilanz entsprechend Bild 11 zu erstellen.

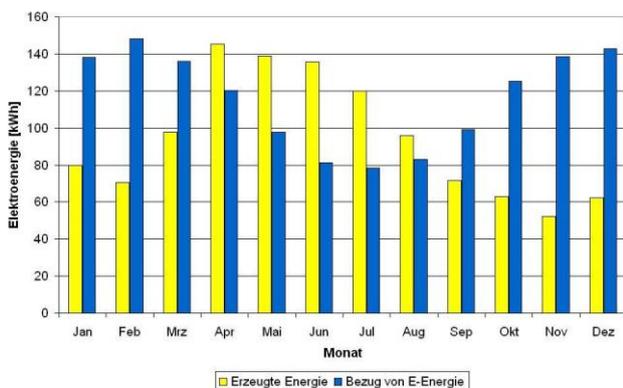


Bild 11 Energiebilanz des Komplexversuchsstandes

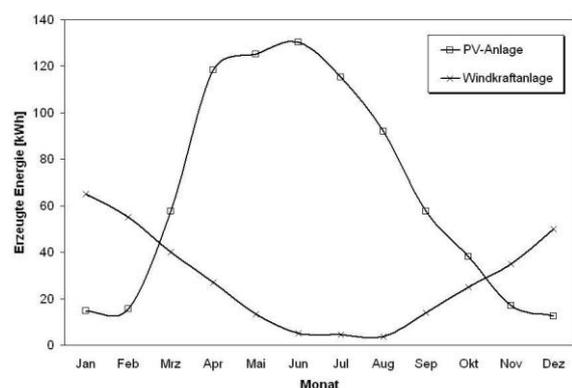


Bild 12 Monatliche mit PV-Anlage und Windkraftanlage erzeugte Elektroenergie

Im Bild 11 erkennt man, dass in dem Solarcontainer monatlich zwischen 80 und 150 kWh elektrische Energie verbraucht werden. In den Wintermonaten können die regenerativen Energien mit ca. 35 bis 50 Prozent einen Teil der erforderlichen Energiemenge liefern, dagegen herrscht in den Sommermonaten eine 100prozentige Deckung bzw. ein Überangebot an aus regenerativen Energien gewonnener elektrischer Energie. In dieser Zeit könnte der Versuchsstand autark betrieben werden, wenn sich ein Speichermedium mit einem guten Leistungs-Größe-Verhältnis finden würde, was aber heutzutage noch als Problem in der PV-Technik anzusehen ist. Hier müssen noch bessere und effektivere Varianten gefunden werden. Die erzeugte Energie wird aus diesem Grund tagsüber in das Netz der Hochschule eingespeist, um in den Nachtstunden wieder aus dem Netz entnommen zu werden. Es wurde aber versucht, den Komplexversuchsstand als Hybridanlage zu gestalten, so dass sich entsprechend dem Bild 12 die PV-Anlage und die beiden Windkraftanlagen bei der Energieerzeugung gegenseitig ergänzen.

Zusammenfassung

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

MÖGLICHKEITEN DER REDUZIERUNG VON SCHIFFSEMISSIONEN WÄHREND DER HAFENLIEGEZEIT

W. Zeńczak

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

Schlüsselwörter: Umweltschutz, Schiff, Schadstoffemission, Kraftwerk

Zusammenfassung: Während der Hafentiegezeit werden die Schiffe meistens von eigenen Diesellgeneratoren mit der elektrischen Energie versorgt. In manchen Häfen besteht auch eine Möglichkeit zur Versorgung des Schiffes mit der elektrischen Energie durch einen Landanschluss. In einigen Fällen kann dadurch eine Minderung der Schadstoffemissionen erreicht werden. Im Referat werden Ergebnisse einer Vergleichsanalyse von Schadstoffemissionen für beide Fälle dargestellt. Die Analyse wurde auf der Grundlage der Emissionsmessergebnisse von zwei Schiffsfähren und des Kraftwerks Dolna Odra in Stettin durchgeführt.

Summary: During their stay in harbours the ships generate the electric energy for their needs most frequently by ship's power plant through Diesel generating sets. In many ports, however, there is also a possibility to supply the ship with electric power by use of the shore power connection. Using such connections in some cases may contribute to reduce the emissions of toxic compounds. This article presents the results of the comparative analysis of the emission levels in both cases basing on the measurements conducted on two ferries and Dolna Odra power plant nearby Szczecin.

1. Einführung

Einführung von Emissionskontrollgebieten und Ansprüche an Emissionsminderung von toxischen Gasen aus den Schiffen in Häfen bilden zurzeit eine von den wichtigsten Herausforderungen für die Seefahrt [4]. Ab dem 1.01. 2011 werden durch die International Maritime Organisation (IMO) neue NO_x -Emissionsgrenzwerte (Tier II) eingeführt. Zusätzlich werden ab 2016 neue NO_x - Grenzwerte in den Emissionskontrollgebieten von NO_x (Tier III) gelten. Die zulässigen Emissionsgrenzwerten für NO_x (Tier II und Tier III) werden in der Tabelle 1 dargestellt.

Tabelle 1. NO_x -Emissionsgrenzwerte nach MARPOL Annex VI [3]

Motoren – Nenndrehzahl [min ⁻¹]	NO _x -Emissionsgrenzwerte [g/kWh]	
	Tier II (ab 1.01.2011)	Tier III (ab 1.01.2016)*
n<130	14,4	3,4
130 ≤ n < 2000	44 · n ^(-0,23)	9 · n ^(-0,2)
n ≥ 2000	7,7	1,96

* nur NO_x Emissionskontrollgebieten

Im Bezug auf SO_x - Emission wird sie durch die Angabe vom maximal zulässigen Schwefelgehalt im Brennstoff begrenzt. Es ist auch die Anwendung der Technologie zur Entschwefelung des Abgases nach Verbrennung an Bord des Schiffes z.B. durch das Einsetzen von Scrubber –Anlage zulässig. Der zulässige Schwefelgehalt im Betriebsstoff sowohl global angesehen als auch in den

Schwefel-Emissionskontrollgebieten (SECA – SO_x Emissions Control Areas) sind mit dem jeweiligen Datum seiner Einführung in der Tabelle 2 dargestellt.

Tabelle 2. Der zulässige Schwefelgehalt im Brennstoff nach MARPOL Annex VI [3]

Gültigdatum	Schwefelgehalt im Brennstoff (%)	
	SECA	Global
ab Juni 2010	1,5	4,5
ab Juli 2010	1,0	
2012	0,1	3,5
2015		0,5
2020 oder 2025		

Länder in der Europäischen Union richten sich in allgemeinen nach den Vorschriften von IMO. Jedoch gelten die verschärften Vorschriften bezüglich SO_x - Emission in EU länger d.h. schon ab 1 Januar 2010. Sie treffen sowohl die Hochsee- als auch die Binnenschiffe in Häfen der ganzen Gemeinschaft zu und verpflichten zur Anwendung des Betriebsstoffs mit maximal zulässigem Schwefelgehalt weniger als 0,1 % umgerechnet auf die Masseinheit. Die Vorschriften umfassen auch die Schiffe, die sich in der Werft, an dem Quai oder im Dock befinden. Die Erfüllung dieser Erfordernisse ist nicht während der Manöver erforderlich. Die Schiffe müssen sich jedoch in der kürzesten Zeit nach dem Eintritt in einen Hafen und möglich spätestens nach seinem Auslassen an die Vorschriften anpassen.

Wegen dieser Beschränkungen hat sich im Schiffbau eine Reihe von verschiedenen Konzeptionen, die zur Minderung der Emission führen, entwickelt. Eine der Möglichkeiten ist die Benutzung der elektrischen Energie durch einen Landanschluss (eng. shore power). Diese Alternative veranlasst zur Stellung der Frage, wie groß faktischer Einfluss dieser Maßnahme auf die Umwelt ist. Dieses Problem ist besonders wichtig im Fall eines Landes, in dem Energetik hauptsächlich auf der Kohle, wie z.B. in Polen, gestützt wird.

2. Bestimmung der Schadstoffemission aus dem im Hafen liegenden Schiff, das von eigenen Dieselgeneratoren gespeist wird

Zur Erlangung der Antwort, auf die in der Einführung gestellte Frage, und für die Einschätzung der Schadstoffemission, die vom Schiff während der Hafentagezeit generiert wird, wurde eine vereinfachte Analyse auf dem Beispiel von zwei Fähren durchgeführt. Beide Schiffe sind schon über zwanzig Jahre alt und sie werden durch die polnische Seerederei UNITY LINE betrieben. In beiden Schiffen wird der Strom durch die Dieselgeneratoren erzeugt. Die Hauptdaten von Schiffen werden in der Tabelle 3 dargestellt.

Die Wahl der Fähren zur Analyse ergibt sich aus ihrer Betriebscharakteristik. Das sind nämlich Einheiten, die zyklisch und in bestimmten Zeitabständen zu denselben Häfen eingehen [5].

Die Einschätzung der Emissionsgröße während der Hafentagezeit wurde auf Grund von Messungen des Brennstoffverbrauchs und der Belastung der Dieselgeneratoren gemacht. Die Messungen wurden während der Liegezeit am Terminal und bei der Operationen der Entladung und Beladung durchgeführt. Während der Messzeit kann theoretisch jedes von beiden Schiffen durch den Landanschluss mit der Elektroenergie alternativ versorgt werden.

Das Abschätzen der Emissionsgröße von Schadstoffen während der Hafentagezeit des Schiffes wurde nach zwei Methoden durchgeführt. Zur weiteren Analyse wurden die größeren der ermittelten Werte genommen.

Tabelle 3. Technische Daten und Betriebsmessungen während der Operationen der Entladung und Beladung von Fähren Gryf und Wolin [2, 9]

Nr.	Schiffsparameter	Einheit	Technische Daten	
			Gryf	Wolin
1	Name	-	Gryf	Wolin
2	Baujahr	-	1990	1986
3	Typ	-	RO – PAX	COMBI
4	Kapazität	GT	18653	22874
5	Länge über Alles	m	157,90	188,90
6	Breite	m	24,00	23,10
7	Tiefgang	m	5,90	5,90
8	Maximale Geschwindigkeit	Kn	17	18
9	Betriebsgeschwindigkeit	Kn	16	-
10	Anzahl der Passagierplätze	-	180	370
11	Länge von Ladungslinien	m	1880	1720
12	Hilfsmotorentyp	-	Mitsubishi S6R2 MPTK	Wärtsilä – Sulzer 6R 32 BC
13	Leistung von Hilfsmotor	kW	610	2045
14	Generatortyp	-	LEROY SOMER LSA 49 L9	WAB 800 F8W
15	Leistung von Generator	kVA	700	2430
16	Mittlerer Betriebsstoffverbrauch von Dieselgeneratoren während der Hafentiegezeit	kg/h	77,65	165
17	Mittlere Belastung von Dieselgeneratoren während der Hafentiegezeit	kW	350	650

In der ersten Methode wurde die Zusammensetzung der Abgase bestimmt, die durch stöchiometrische Verbrennung eines Kilogramms des Betriebsstoffs entstehen. Zur Bestimmung von Kohlendioxid (CO₂) und des Schwefeldioxid (SO₂) für eine Masseinheit des verbrannten Betriebsstoffs wurden folgende Formeln benutzt [1]:

$$M_{CO_2} = 3,6744 \cdot C_p + 0,002 \cdot S_p + 0,0015 \cdot \left(H_p - \frac{O_p}{7,9364} \right) [kg / kg_{Br}] \quad (1)$$

$$M_{SO_2} = 1,9979 \cdot S_p [kg/kg_{Br}] \quad (2)$$

mit:

- C_p – Kohlenmassenanteil im Brennstoff,
- S_p – Schwefelmasseanteil im Brennstoff,
- H_p – Wasserstoffmassenanteil im Brennstoff,
- O_p – Sauerstoffmassenanteil im Brennstoff .

In der zweiten Methode zur Ermittlung von Schadstoffemission wurden die Emissionskoeffizienten einzelnen Komponenten im Abgas, die für mittelschelllaufenden Motoren durch Lloyds's Register of Shipping ausgearbeitet sind, verwendet. Die Koeffizienten sind in der Tabelle 4 dargestellt.

Tabelle 4. Emissionskoeffizienten für die mittelschelllaufenden Motoren [1]

L.p.	Abgaskomponente	Emissionskoeffizienten für mittelschelllaufenden Motoren [kg/Mg], [g/kg _{Br}]
1	CO ₂	3250
2	SO ₂	21·S
3	NO _x	59
4	CO	8

mit:

S – Schwefelanteil im Brennstoff im Prozent.

Die Partikelemission von mittelschnelllaufenden Dieselmotoren wurde auf Basis von Literaturdaten bestimmt. Sie wurde als unverändert und gleich der Russemission angenommen [7].

Eine solch vereinfachte Vorgehensweise wurde auf Grund der fehlenden Emissionsmessergebnisse von den Motoren auf den betrachteten Schiffen vorgenommen.

Auf Basis von Messungen der Leistungsaufnahme während der Hafenziegezeit und des verbrauchten Brennstoffs wurde eine einheitliche Emission m für jedes Schiff aus dem Zusammenhang (3) ermittelt.

$$m = \frac{M \cdot \sum G}{\sum N} [g / kWh] \quad (3)$$

mit:

M – Massenemission von einzelnen Komponenten, g/kg_{Br},

G – Brennstoffstundenverbrauch während der Hafenziegezeit, kg/h,

N – Belastung der Schiffdieselaggregate, kW.

Die zur Analyse angenommene Brennstoffzusammensetzung ist in der Tabelle 5 dargestellt.

Tabelle 5. Brennstoffzusammensetzung [6, 8]

Nr.	Brennstoffkomponente	C	H ₂	O ₂	N ₂	S	A	W
1	Prozentanteil [%]	85,4	12,3	1,0	0,5	0,1	0,1	0,6
2	Massenanteil [m/m]	0,854	0,123	0,010	0,005	0,001	0,001	0,006

3. Beurteilung der Schiffsemission bei der Einspeisung des Schiffes vom Landanschluss

Eine Änderung der Schiffsemission nach dem Ersetzen von Schiffsdieselgeneratoren durch die Elektroenergie aus dem Landanschluss wurde durch den Vergleich von einheitlicher Emission aus beiden Elektroenergiequellen bestimmt. Zum Zweck des Vergleichs wurden die berechneten einheitlichen Emissionen für beide Schiffe und die Daten über die Emission- und

Elektroenergieproduktionsgröße im Jahr 2009 für Kohlenkraftwerk Dolna Odra in Szczecin angenommen [10]. Die erzeugten Ergebnisse sind in der Tabelle 6 dargestellt.

Tabelle 6. Zusammenstellung der einheitlichen Emission von verschiedenen Energieerzeugungsquellen

	Einheitliche Emission [g/kWh]		
	Fähre Gryf	Fähre Wolin	Kraftwerk Dolna Odra
CO ₂	721,036	825,000	866,929
SO ₂	0,466	0,533	1,221
NO _x	13,089	14,977	1,625
CO	1,775	2,031	0,086
Partikel	0,050	0,050	0,097

Aus den in der Tabelle 5 vorgestellten Daten ergeben sich starke Unterschiede in der Emissionsgröße in Abhängigkeit von der Erzeugungweise der Elektroenergie. Das Emissionsniveau von beiden Schiffen ist dagegen aufgrund des Dieselgeneratorbetriebs vergleichbar. Das Ersetzen von Schiffsdieselgeneratoren durch die Elektroenergie aus dem Landanschluss ergibt die besten Ergebnisse in der Reduktion von Stickstoffoxiden und vom Kohlenoxid. Bezüglich der Emission vom Schwefeldioxid ist dagegen der Betrieb von Schiffsdieselgeneratoren von Vorteil. Auch im Fall vom Kohlendioxid verzeichnen die Fähren einen geringeren Ausstoß. Dies betrifft insbesondere die Fähre Gryf.

Der Vergleich der Emissionsgrößen weist darauf hin, dass das Landanschluss nicht immer vorteilhaft ist. Die Ursache liegt u.a. in dem sehr niedrigen zulässigen Schwefelgehalt im Schiffsbrennstoff. Das trifft aber nicht die Emission von Kohlenoxid zu. Der Kraftwerk Dolna Odra weist sehr kleine Werte dieser Komponente (0,086 g/kWh) auf, während die beiden Fähre 1,7 bis 2,0 g/kWh erreichen. Die Emission vom Stickstoffoxid sieht ähnlich aus. Im Vergleich zu den beiden Fähren ist seine Emission vom Kraftwerk über 87,6% und 89,1% kleiner.

Wenn es um die Partikelemission geht, spricht der Vergleich für die Schiffsdieselgeneratoren. Das ist jedoch nicht ganz maßgebend, weil für Schiffsdieselmotoren nur die Russemission berücksichtigt wurde.

4. Zusammenfassung

Die Analyse gibt keine eindeutige Antwort auf die Frage ob das Ersetzen von Schiffsdieselgeneratoren im Hafen durch den Landanschluss im Hinblick auf Schadstoffemissionsminderung in solchem Land wie Polen zweckmäßig ist. Die Elektroenergieerzeugung wird sowohl durch Schiffsdieselgeneratoren, als auch durch den Kraftwerk, mit einer Schadstoffemission verbunden. Für eine objektive Einschätzung sollte die Schädlichkeit der einzelnen Komponenten auf die Umwelt betrachtet werden. Zweckmäßig wäre auch dabei z.B. das Einführen von Waagekoeffizienten für einzelne Komponenten.

Es kann angenommen werden, dass der Vergleich des Emissionsniveaus aus jedem konventionellen Kohlekraftwerks mit der Emissionsniveau von Schiffsdieselgeneratoren, die mit Schwefelarmenbetriebsstoff gespeist werden, ähnliche Ergebnisse aufweisen würde. Bessere Effekte könnten erreicht werden, wenn im Kraftwerk saubere Kohletechnologien wie z. B. Wirbelschichtfeuerung oder Kohlendioxideseparation angewendet werden würden.

Das Anschließen des Schiffes an das Landnetz ist aber immer günstig in Länder, in den Elektroenergieproduktion in großem Umfang auf den nuklearen oder erneuerbaren Energiequellen gestützt wird.

Referenzen

- [1] Borkowski T.: *Emisja spalin przez silniki okrętowe. Zagadnienia podstawowe*, Szczecin, Fundacja Rozwoju Wyższej Szkoły Morskiej w Szczecinie, 1999.
- [2] Informationen von technischen Abteilung Polska Żegluga Morska.
- [3] MEPC.176(58) *Amendments to the Annex of the Protocol of 1997 to amend the International Convention for the Prevention of Pollution from Ships, 1973, as modified by the Protocol of 1978 relating thereto* (Revised MARPOL Annex VI).
- [4] Sadowski S.: *Eine Branche gibt Gas*, Schiff und Hafen, 04/ 2011.
- [5] Stareńczak B. P.: *Sektor w kryzysie*, Nasze Morze, Gdynia, Okrętownictwo i Żegluga sp. z o.o. 12/2009, s. 77.
- [6] Piotrowski W., Rokicki H., Szałucki R.: *Kotły parowe: przykłady obliczeniowe*, Gdańsk, Politechnika Gdańska 1975.
- [7] Piotrowski I., Witkowski K.: *Eksploatacja okrętowych silników spalinowych*, Gdynia, Fundacja Rozwoju Wyższej Szkoły Morskiej w Gdyni 2005.
- [8] Wróblewski T., Sikorski W., Rzepa K.: *Urządzenia kotłowe*, Gdynia, Wydawnictwa Naukowo - Techniczne 1973.
- [9] www.unityline.pl - Eintritt am 05.02.2011
- [10] www.dolnaodra.com.pl - Eintritt am 05.02.2011.

Untersuchungen zur fortschrittlichen alkalischen Druckelektrolyse am Wasserstoff-Forschungszentrum Cottbus

C. Ziems, D. Tannert, C. Tillmann, P. Krüger, S. Krause, H.J. Krautz

*Brandenburgische Technische Universität Cottbus
Lehrstuhl Kraftwerkstechnik, Universitätsstraße 22 (MZG), 03046 Cottbus
christian.ziems@tu-cottbus.de*

Zusammenfassung:

Um regenerative Energien beschleunigt in die Energieversorgungsstrukturen integrieren zu können, ist die Entwicklung von Langzeitspeichern notwendig.

Die Enertrag AG mit der BTU Cottbus als Partner verfolgt im Verbundprojekt „Erzeugung von Wasserstoff mittels erneuerbarer Energien“ den Ansatz des Hybridkraftwerks. Das Teilprojekt der Enertrag AG umfasst Forschungs- und Entwicklungsarbeiten zum Aufbau und Betrieb eines Wasserstoff-Hybridkraftwerks, einer Anlage zur Erzeugung von Wasserstoff aus ausschließlich regenerativen Energieträgern am Standort Dauerthal (Uckermark). Die BTU Cottbus baut parallel dazu im Rahmen ihres Teilprojekts die notwendigen personellen und technischen Ressourcen für die Forschung und Entwicklung der nächsten Generation von alkalischen Druckelektrolyseanlagen auf.

Hierzu wurde ein Gebäude realisiert - das Wasserstoff-Forschungszentrum - in dem die notwendige Anlagentechnik installiert wird. Dieses Forschungszentrum entspricht den hohen Anforderungen, welche sich aus der Nutzung als Forschungsstandort im Bereich der Wasserstofftechnologie ergeben. Untersucht werden soll das Dynamikverhalten der alkalischen Druckelektrolyseanlage, indem diese mit intermittierenden Lasten beaufschlagt wird. Ein gutes Dynamikverhalten ist Voraussetzung für den Einsatz des Elektrolyseurs als Netzregelkomponente im Konzept des wasserstoffgestützten Hybridkraftwerks.

Abstract

The development of long-term storage is necessary to accelerate the integration of renewable energies in energy supply structures.

Enertrag AG and BTU Cottbus are accessing the approach of hybrid power plants in the joint research project "Production of Hydrogen using Renewable Energies". The sub-project of Enertrag includes research and development work to build and operate a hydrogen hybrid power plant, i.e. a plant for producing hydrogen exclusively from renewable sources at the Dauerthal (Uckermark) site. The BTU Cottbus is simultaneously developing within the framework of its sub-project, the necessary human and technical resources for the research and development of next generation pressurized alkaline electrolyzers.

For this purpose, the Hydrogen Research Center was created, in which the necessary system technology will be installed. This research center meets the high requirements, which results from its use a research site in the field of hydrogen technology. It will examine the dynamic behavior of pressurized alkaline electrolyzers, as it will be subjected to intermittent loads. A good dynamic behavior is a prerequisite for the use of the electrolyzer as a network control component in the concept of hydrogen-based hybrid power plant.

1. Einleitung

Um bis zum Jahr 2050 einen hohen Anteil erneuerbarer Energieträger in die Energienetze integrieren zu können, ist neben dem geplanten Ausbau des Stromnetzes auch die Entwicklung hocheffizienter Speichertechnologien für die kurzfristige und saisonale Speicherung der überschüssigen Energien notwendig. Folglich zählt die Sicherung einer nachhaltigen und somit wirtschaftlichen,

versorgungssicheren und umweltverträglichen Energieversorgung der Bundesrepublik Deutschland zu den größten Herausforderungen des 21. Jahrhunderts.

Schon heute sind die Auswirkungen der regenerativen Energieeinspeisung sichtbar. Diese wirken sich hauptsächlich auf die Vorhaltung und den Abruf von Regelenergien im Kraftwerksmaßstab aus, welche zum sicheren Betrieb der Stromnetze unerlässlich sind. Weiterhin sind bereits erhebliche Anpassungen im Betriebsregime der bestehenden konventionellen Erzeugungsanlagen notwendig. Im Einzelfall erreichen konventionelle Kraftwerksblöcke bereits heute die Grenzen ihrer Regelfähigkeit. Dementsprechend muss das künftige Energieversorgungssystem aufgrund der intermittierenden Energiebereitstellung aus Wind und Photovoltaik in der Lage sein, hoch flexibel auf Schwankungen zwischen Bedarf und Angebot reagieren zu können. Dieser Zusammenhang und die Notwendigkeit von Speichertechnologien soll mit Hilfe der Abb. 1 dargestellt werden. Ausgehend von der momentan vorwiegend fossilen Energiebereitstellung, wird zukünftig ein Großteil der Energie mit Hilfe von fluktuierenden Einspeisern wie Photovoltaik- und Windkraftanlagen bereitgestellt. Demzufolge wird sich die Diskrepanz zwischen Strombedarf und -angebot gravierend erhöhen und kann nur durch geeignete Speicher- und Rekonversionstechnologien angeglichen werden [5].

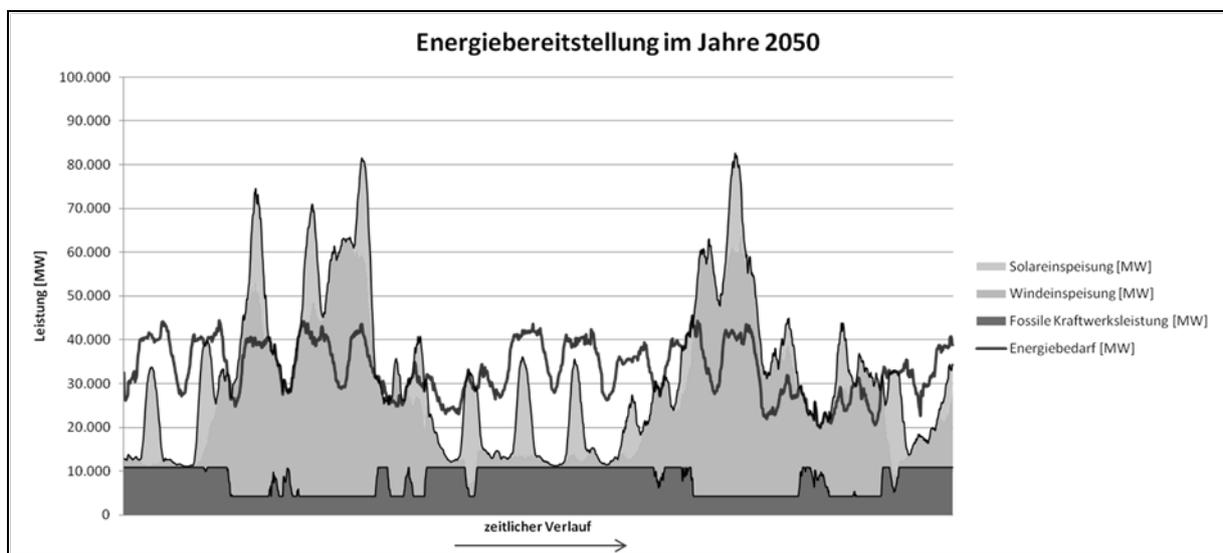


Abb. 1: Szenario 2050 der zukünftigen Energiebereitstellung aus regenerativen Energiequellen [5]

2. Errichtung des Versuchsstands

An der BTU Cottbus wird im Rahmen des Forschungsprojekts "Komplexerprobung und Optimierung der Wasserstoffherzeugung aus fluktuierender Windenergie mittels Druckelektrolyse und Speicherung der Produktgase" ein Ansatz zur Verstetigung regenerativer Energien verfolgt. Ein alkalischer Druckelektrolyseprototyp soll dafür in Versuchsreihen und mittels computergestützter Simulationsalgorithmen getestet und verfahrenstechnisch optimiert werden. Ein integrativer Bestandteil des Optimierungsprozesses ist die Entwicklung und Anpassung des Regelungs- und Steuerungskonzepts in Zusammenspiel mit der Einspeisung regenerativer Energien. Der Druckelektrolyseur selbst wird mit Betriebsdrücken von bis zu 58 bar, sowie einer maximalen Produktionskapazität von bis zu 30 Nm³ H₂/h ausgelegt. Innerhalb des Versuchsstandes erfolgt weiterhin die Reinigung des Wasserstoffs auf eine Qualität von 5.0, womit dieser nach einer Zwischenspeicherung in einem stationären Gastank beispielsweise über Brennstoffzellen oder Mikrogasturbinen rückverstromt werden kann [2].

Im Zuge des Projekts erfolgt die Etablierung von Forschung und Lehre der Wasserstofftechnologien an der BTU Cottbus. Um dies zu unterstützen wurde ein Gebäude entworfen, welches gezielt zur Aufnahme der alkalischen Elektrolyseeinheit und weiterer Nebenanlagen dient und zukünftige Forschungs- und Lehrtätigkeiten in diesem Technologiebereich ermöglicht. Im Zusammenspiel mit dem bereits fertiggestellten Komplexversuchsstand Regenerative Energien (KRE) kann die gesamte Kette von der Wasserstoffherzeugung mittels regenerativer Energieträger, bis hin zur Rekonversion über Brennstoffzellen nachgebildet und zur studentischen Ausbildung herangezogen werden.

Die Planungen zur Errichtung der baulichen Hülle des Wasserstoff-Forschungszentrums, dargestellt in Abb. 2, resultieren aus Erfahrungen im Bereich des Kraftwerksbetriebs sowie Erkenntnissen aus der Installation und der Unterhaltung bestehender Elektrolyseanlagen. Ein Kernthema in der Bauplanung ist die sicherheitsspezifische Konzeption und Anpassung an explosionsfähige Atmosphären. So wurden vom Betreiber für die Versuchshalle die Gefahrenzone mit Ex-Zone 2 festgelegt, während in der angrenzenden Leitwarte und den Sozialtrack ex-freie Bereiche vorliegen. Diese werden über eine Brandwand mit gasdichten Wanddurchführungen gewährleistet. Zudem wurden in weiteren angrenzenden Räumen Ex-Schutzbereiche vorgesehen. Jeder dieser Bereiche ist entsprechend der Zoneneinteilung elektrotechnisch ausgerüstet und wird mit einem Alarmierungssystem, basierend auf Gaswarnsensoren und IR-Flammendetektoren ergänzt. Zur sicheren Ableitung von explosionsfähigen Atmosphären sind entsprechende Lüfter in die Halle integriert. Diese können je nach gefordertem Betriebsfall oder einer Havarie automatisch bzw. manuell angesteuert werden [1]. Zudem werden die installierten Sicherheitssysteme wie auch jede weitere Komponente der Forschungsanlage abschließend gutachterlich überprüft und mit Handlungsanweisungen zur personalbezogenen Umsetzung der Explosionsschutzrichtlinien hinterlegt.

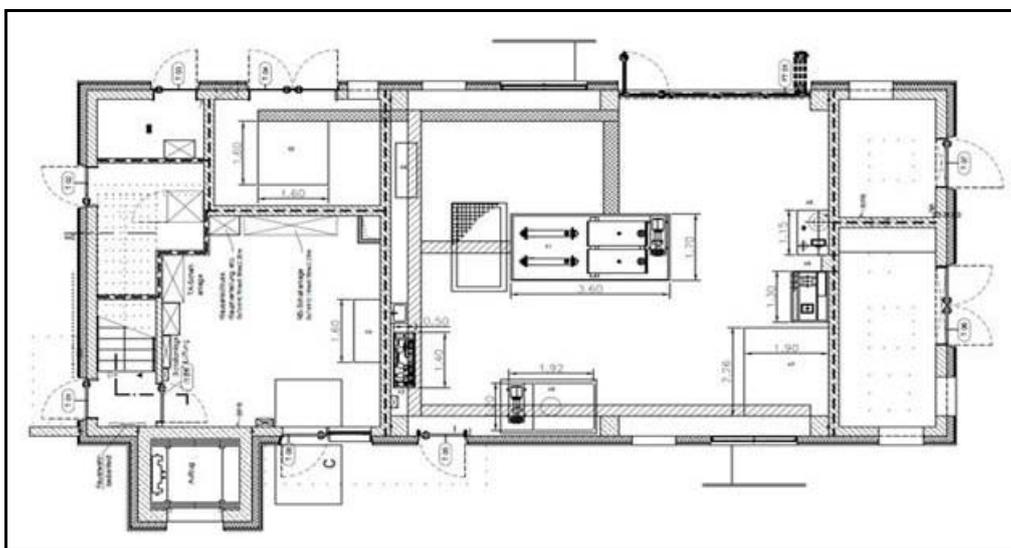


Abb. 2: Grundriss der Versuchshalle im EG mit Aufstellungsplanung Anlagentechnik Druckelektrolyse [3]

Nach Abschluss der Inbetriebnahme der Elektrolyseanlage durch den Hersteller wird der planmäßige Versuchsbetrieb gemäß Abb. 3 aufgenommen. Parallel hierzu werden erste Modellansätze zur Abbildung dynamischen und elektrochemischen Verhaltens der alkalischen Druckelektrolyseanlage entwickelt, mit bestehenden stationären Modellen verglichen und entsprechend dem Stand der Technik und der Untersuchungen weiterentwickelt und gegebenenfalls erweitert.

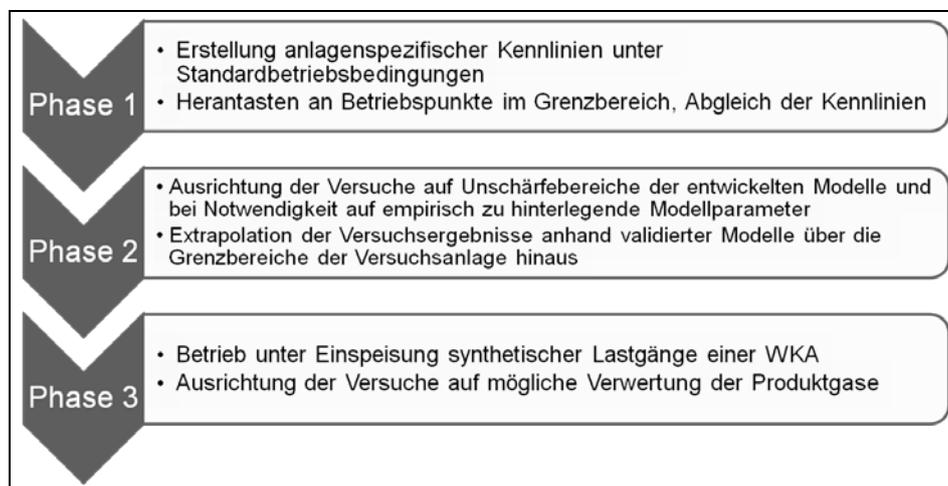


Abb. 3: 3-phasige Stufung der Untersuchungen am alkalischen Druckelektrolyseur

3. Erste Untersuchungen zur fortschrittlichen alkalischen Druckelektrolyse

Im Rahmen des Arbeitspakets „Modellierung ausgewählter technischer Parameter und Entwicklung eines Steuerungs- und Regelungskonzeptes“ sollen die nachfolgend aufgeführten Modellierungspakete detailliert bearbeitet werden:

- Betrachtung der elektrochemische und elektrophysikalische Vorgänge innerhalb der Elektrolysezelle
- Anlagensicherheit und Risikoanalyse
- Untersuchungen zur Strömungsmechanik und Prozessdynamik
- Computergestützte Abbildung des Betriebsverhaltens sowie des thermischen Managements

Die modelltechnische Abbildung der alkalischen Druckelektrolyseanlage unter Verwendung von Matlab® und Simulink®, umfasst neben den Hauptkomponenten wie dem Elektrolysestack, den Gasseparatoren sowie der Gasreinigung und -trocknung ebenfalls die Modellierung von Nebenanlagen und Verbindungskomponenten wie dem Speichertank, dem Transformator/Gleichrichter und den Rohrverbindungen. Besonders Augenmerk gilt hierbei der detaillierten Modellierung des Stacks und der darin ablaufenden druck-, temperatur- und konzentrationsabhängigen Prozesse zur elektrolytischen Erzeugung von Wasserstoff. Betrachtet werden im Einzelnen die elektrischen Energien und Verluste, welche durch das Blasenwachstum, die Elektrolytkonzentration, dem thermischen Verhalten, der Erwärmung und Verdampfung des zusätzlichen Wassers sowie der eigentlichen Wasserspaltung hervorgerufen werden. Mit Hilfe geeigneter Modellierungsansätze können, für das Stackmodell und somit für die Berechnung der anzulegenden Elektrolysespannung für die Produktion von einem Mol Wasserstoff, die nachfolgend aufgelisteten Grenzparameter für Temperatur, Druck und Konzentration und den damit verbundenen Wechselwirkungen (bspw. Enthalpie, Oberflächenspannung, Blaseninnendruck, etc.) angesetzt werden [4].

- Temperatur: 25-250°C
- Druck: 1-1000bar
- Konzentration: 0-50wt%

Anhand der Abb. 4 sollen die jeweiligen Ein- und Ausgangsparameter beispielhaft aufgezeigt und somit ein erster Eindruck der modelltechnischen Umsetzungen sowie dem Zusammenspiel der abgebildeten Komponenten vermittelt werden. Das Modell der alkalischen Druckelektrolyseanlage untergliedert sich in vier Einzelkomponenten, welche in differenzierten Detaillierungsgraden von 1 - 4 (1=sehr hoch) abgebildet werden. Eingangsparameter des Stacks für die hinterlegten Algorithmen und Berechnungsgleichungen sind bspw. die Stromstärke/-dichte, der Massenstrom und die Temperatur des zugeführten Wassers, der Anfangsdruck sowie die Anlagentemperatur und die Elektrolytkonzentration. Anhand dieser Parameter wird im ersten Schritt die benötigte Elektrolysespannung inklusive aller Spannungsverluste ermittelt und an den Gleichrichter übergeben. Dieser kann im zweiten Schritt über einfache Gleichungen aus der angelegten Leistung die maximale Stromstärke berechnen und diesen Wert an den Stack weitergeben. Durch die Komplettierung der benötigten Parameter und den hinterlegten Algorithmen können anschließend die produzierte Menge an Wasserstoff, Sauerstoff und Wasserdampf exakt bestimmt und an den Separator weitergeleitet werden. Entsprechend der thermisch und thermodynamisch ausgewählten Modellansätze werden an dieser Stelle Wasserstoff, Sauerstoff und auch Teilmengen des Wasserdampfs von der Elektrolytflösung separiert und die sich daraus ergebenden Größen, unter anderem für den Massenstrom, die Enthalpie, die Temperatur und den Druck an den Modellblock der Gasreinigung und -trocknung übergeben. Hier wird der Reinheitsgrad des jeweiligen Produktgases sowie die abzuschneidende Menge an flüssigem Wasser bestimmt. In Analogie hierzu werden ebenfalls die Modellblöcke der Verbindungsstücke sowie des Speichertanks abgebildet und mit den notwendigen Ansätzen hinterlegt.

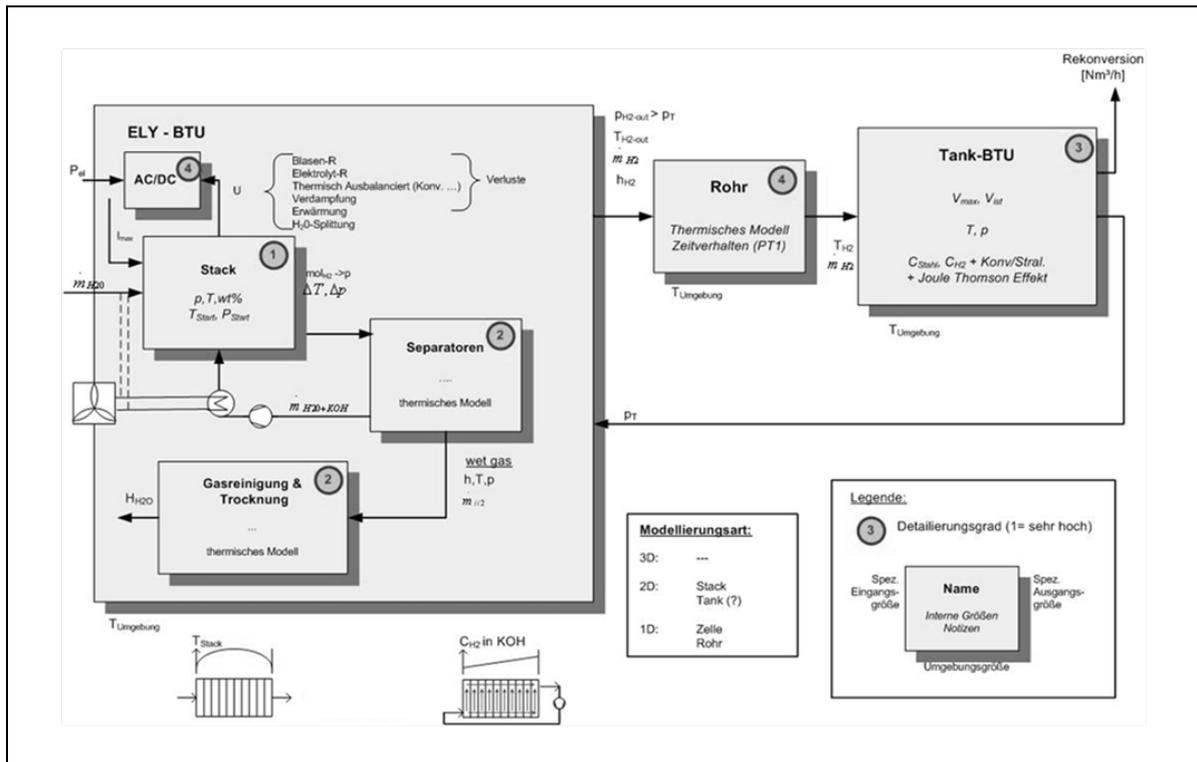


Abb. 4: Beispielhafte schematische Darstellung der zu modellierenden Komponenten

4. Quellen:

- [1] Tannert, D.; Ziems C.; Krautz, H.J.:
Das Hybridkraftwerk Prenzlau - Grundkonzept und Funktionsweise zur Einspeisung regenerativer Energien. 12. Brandenburger Energietag, Cottbus, September 2010
- [2] Harms, G.; Klatt, M.; Krautz, H.J.:
Hybrid Power Plant and Hydrogen Research Centre. Better Practice Exchange 2011 – Energy, Potsdam, Mai 2011
- [3] Klatt M.; Tillmann, C.; Krautz, H.J.:
Wasserstoffherzeugung, -speicherung und -nutzung als Teil des Hybridkraftwerks. 11th Leibniz Conference of Advanced Science, Lichtenwalde, Mai 2011
- [4] Ziems, C.; Tannert, D.; Krautz, H.J.:
Wasserelektrolyse - Technologien, Potentiale und Herausforderungen. DENA Workshop: Power to Gas, Berlin, Juli 2011
- [5] Ziems C.; Tannert, D.; Krautz, H.J.:
Problem Energiespeicher - Suche nach effizienten Lösungen. 13. Brandenburger Energietag, Cottbus, September 2011

Hydrogen mobility: In the German Clean Energy Partnership (CEP) strong partners are jointly developing the fuel of the future

The Clean Energy Partnership (CEP) – a German alliance of currently fifteen leading companies – has set itself the goal of establishing hydrogen as the ‘fuel of the future’. With Air Liquide, Berliner Verkehrsbetriebe (BVG), BMW, Daimler, Ford, GM/Opel, Hamburger Hochbahn, Honda, Linde, Shell, Statoil, Total, Toyota, Vattenfall Europe and Volkswagen, the ground-breaking future project includes technology, oil and utility companies as well as most of the major car manufacturers and two leading public transport companies. The CEP is devoted to testing hydrogen- and fuel-cell technology for everyday use in transport and traffic.

The Clean Energy Partnership is an ambitious project, as both the technical and economic solutions will have to prove themselves under real-life conditions. This not only includes being able to continuously operate hydrogen vehicles efficiently and refuel them quickly and safely; the CEP is also involved in the clean and sustainable production of hydrogen, and transporting and storing it in its liquid and gaseous states.

Hydrogen’s contribution to climate protection as an energy store is maximised when produced sustainably. Therefore, one of the CEP’s clear objectives is to increase the use of renewable energy sources for hydrogen production.

The fields of activity of the CEP are:

- continuous operation of efficient hydrogen vehicles
- quick and safe refuelling
- expansion of the network of filling stations
- clean and sustainable production of hydrogen
- storage of hydrogen in gaseous and liquid state

The CEP: A lighthouse project

The CEP emerged from the Transport Energy Strategy (VES), and was established in December 2002 as a joint political initiative lead-managed by the German Ministry of Transport and Industry.

The Clean Energy Partnership is the lighthouse project of Germany’s National Innovation Programme for Hydrogen and Fuel Cell Technology (NIP) in the traffic and transport sector. In this innovation programme, the German federal government makes available EUR 200 million in public funds for R&D, and another EUR 500 million for the demonstration of hydrogen and fuel cell technologies in traffic and transport, stationary supply and special markets. This sum is matched by the industry’s contribution. In this way, by 2016 some EUR 1.4 billion will be invested in hydrogen and fuel cell technology in Germany.

The NIP is coordinated by NOW GmbH (National Organisation for Hydrogen and Fuel Cell Technology). The Clean Energy Partnership is Europe’s largest demonstration project for hydrogen mobility.

The first Phase: How it all began (2002-2008)

In October 2004, the first CEP hydrogen filling station opened at the Aral filling station on Messedamm in Berlin. For the first time, gaseous and liquid hydrogen was publicly available for refuelling alongside diesel and petrol.

In the first phase from December 2002 to May 2008, the partnership tested a variety of applications for hydrogen. These included the on-site production of hydrogen by water electrolysis or liquid petroleum gas (LPG) reforming, centralised hydrogen production by steam reforming of natural gas, and the distribution of H₂ by tanker. There were also trials involving the storage and delivery of liquid and compressed forms of hydrogen to filling stations, and its mobile application as a fuel for an average of 17 hydrogen-powered vehicles with fuel cells and internal combustion engines.

The inauguration of the CEP hydrogen filling station on Heerstrasse, Berlin-Spandau, part of which is open to the public, also forms part of Phase I. It is currently the busiest H₂ filling station in the world and not only fills the partnership's cars with H₂ in liquid and gas form, but also directly supplies Berliner Verkehrsbetriebe (BVG) buses with large quantities of hydrogen in the adjacent depot.

The second Phase: Putting the technology to the test (2008-2010)

The CEP entered its second phase in May 2008. Until the end of 2010 the project focused on developing relevant technologies and proving that they fulfilled requirements under practical, everyday conditions. By the end of 2010 the CEP fleet included more than 40 vehicles from six different manufacturers, four BVG local buses, and six 'Hamburger Hochbahn' buses.

All the data and experience gathered in operating the fleet helps to improve the technology and remove market barriers. For instance, the increased efficiency of fuel cell systems was proven, along with their ability to freeze-start at temperatures as low as -30° C. In addition, the vehicles' range was increased to 790 km per tank of fuel (depending on the vehicle), which makes hydrogen cars competitive with conventional cars in this aspect. And finally, technology advances ensured a steady reduction in the costs of hydrogen storage and the fuel cell system.

In the area of refuelling, the CEP set the standard for the further expansion of the infrastructure with the most modern hydrogen filling station in Europe. At the CEP filling station on Holzmarktstrasse in Berlin, hydrogen is produced onsite by electrolysis. The underground storage of gaseous hydrogen at a pressure of 1000 bar is particularly innovative and saves space. For customers this progress means that more stations are now available and refuelling has become easier and faster.

As a dynamic community and based on its success to date, the CEP is increasingly able to involve key players in its efforts. In Phase II, two more partners signed up: Shell and Hamburger Hochbahn, the Hamburg public transport company. In January 2010, Toyota became the sixth automotive group to join the partnership. The German states of North Rhine-Westphalia and Baden-Württemberg have also been playing a part as associate CEP partners since 2010. Other interested parties are also seeking to join the project.

As a major demonstration project, the CEP also relies on international alliances. The cooperation with the California Fuel Cell Partnership (CaFCP) and exchanges with HyNor, a Norwegian project group, focus on standardising processes and research results.

By the end of the second phase, a great deal has been achieved since the Clean Energy Partnership was established, including:

- Improved cold-start capability of fuel cell systems
- Increased vehicle range
- Reduction in the cost of fuel cell systems and hydrogen storage
- Introduction of storage systems at 700 bar
- Expansion of the filling station network and easier hydrogen refuelling
- Optimised storage technology

The third and final Phase: Market preparation (2011-2016)

Phase III of the Clean Energy Partnership, from 2011 to 2016, focuses on market preparation through the widespread operation of vehicles by customers with the aim of learning more about the interfaces between vehicle, customer and infrastructure. By 2013, the vehicle fleet will increase to more than 100 fuel cell passenger cars. Vehicle manufacturers have set themselves the goal of further improving vehicle efficiency, performance and reliability. The Clean Energy Partnership will grow with new partners and other regions - and the network of filling stations and the vehicle fleet will grow along with it.

With the addition of Air Liquide and Honda as new partners in May 2011, the CEP has won over two more global players for advancing hydrogen-based mobility in Germany. Honda has invested in fuel cell research and development since the mid-1980s and has delivered a considerable number of fuel cell electric vehicles to customers worldwide in the past 10 years. So Honda considers it a logical step to bring its FCX Clarity, which has been on the road in Europe since September 2009, into the CEP.

Hydrogen is among the declared growth drivers of the Air Liquide group, which for over 40 years has developed know-how across the entire hydrogen supply chain. Air Liquide will contribute this wealth of experience into the CEP. The construction of a 700-bar hydrogen filling station in Dusseldorf constitutes its first major project as part of the CEP – this first public H₂ filling station in the German state of North Rhine-Westphalia (NRW) is scheduled to open within the year. Vehicles will be able to refuel in 3 minutes here, so that conditions are similar to ‘filling up’ on conventional fuels. In the past four years, Air Liquide has designed, built and started up a growing number of hydrogen filling stations – to date, the total is about 50 around the world.

In addition to the Air Liquide filling station in Dusseldorf, the network of CEP filling stations is to be expanded. Berlin will open at least three more hydrogen filling stations by 2013. In Hamburg one filling station is already under construction in HafenCity, and two more are planned. New H₂ filling stations will also be added in German associate partner states. In the near future, filling stations for hydrogen-powered vehicles will also be built along the traffic arteries connecting existing hydrogen clusters.

There will also be significantly more vehicles in public transport. Hamburger Hochbahn is buying seven second-generation fuel cell hybrid buses by mid-2012, and more will follow. Berlin also plans to increase its existing fleet of four buses with hydrogen internal combustion engines by up to five additional vehicles. Hybrid vehicles with hydrogen-electric drives will be used. And North Rhine-Westphalia is planning to use ten fuel cell hybrid buses in its public transport system.

The production of “green” hydrogen and its distribution is an important goal of the CEP. At least half of the hydrogen at CEP filling stations will come from renewable sources by 2011. One challenge in the introduction of hydrogen is the current price of vehicles and infrastructure. Both the infrastructure partners and the vehicle manufacturers are committed to the goal of providing “significantly more vehicles in Phase III” because large quantities will significantly reduce costs and set the course for making Germany the world's leading market for hydrogen mobility.

The CEP is currently focusing on the following goals:

- Prepare for the market, with a wide-scale operation of vehicles by customers
- Further optimise vehicle efficiency, performance and reliability
- Involve new partners and expand the CEP to other regions
- Significantly increase the number of vehicles
- Continue to expand the network of filling stations
- Use hydrogen produced with energy from renewable sources

Expectations and social aspects

Hydrogen as an energy source has the potential to fundamentally change our energy supply and solve our long-term energy supply problems. If it is produced from renewable energy, hydrogen offers the possibility of a carbon-free energy supply and clean mobility. As an alternative fuel, hydrogen not only brings renewable energies to the transport sector; it can also play a significant role in the German government's climate change targets, which aim to switch half of Germany's energy supply to renewable sources by 2050. Because the production of wind and solar energy depends on weather conditions it is subject to large fluctuations. Hydrogen can store excess power and release it again at times of low wind or sun. In addition, hydrogen can be produced from different energy sources, increasing the reliability of the energy supply.

As an alternative fuel, hydrogen promotes Germany's international leading position in the field of advanced fuel and propulsion concepts. The hydrogen technology and know-how generated in Germany offer prospects of creating new jobs and lending new impetus to Germany as a business location.

H2 vehicles and battery-powered vehicles complement each other

In the use of electricity for mobility both drive concepts offer additional, complementary possibilities for efficient, sustainable and carbon-free mobility in the future. Given the current state of technology, vehicles that meet today's customer requirements for comfort, dynamics, safety, a range of more than 500 kilometres and quick refuelling, are only feasible with hydrogen. The CEP's positive experiences of using the vehicles under everyday conditions demonstrate the viability of hydrogen as a sustainable alternative to conventional fuels. Fuel cell vehicles also have an electric motor that is supplied with electricity from the fuel cells, and can therefore be regarded as a parallel development to battery-powered vehicles.

Meanwhile, because of their high level of efficiency and dynamic responsiveness, battery electric vehicles (BEVs) are a useful complement in urban transport, where demands on the range are lower.

(1.983 words)

More information

Clean Energy Partnership (CEP) www.cleanenergypartnership.de

NOW GmbH (National Organisation for Hydrogen and Fuel Cell Technology) www.now-gmbh.de



The vehicle fleet of the Clean Energy Partnership: By 2013, the vehicle fleet will increase to more than 100 fuel cell passenger cars (Photo: Clean Energy Partnership)



CEP hydrogen filling station at Holzmarktstraße, Berlin: The network of filling stations is to be expanded.(Photo: Total)



One field of activity of the CEP is the storage of hydrogen in gaseous and liquid state (Photo: Linde)



Honda joined the Clean Energy Partnership in May 2011 and brought its FCX Clarity into the project. (Photo: Clean Energy Partnership)

**Symposium Energieland M-V
03.-05. November 2011
Fachhochschule Stralsund**

**Kleinmobile mit H2-BZ-Antrieb -
ein praktisch orientiertes Projekt innovativer
KMU im Bereich Elektromobilität**

Die öffentliche Diskussion im Themenfeld Elektromobilität wird dominiert von Aspekten der technischen Leistungsfähigkeit, Markteinführung usw. vollwertiger Personenkraftwagen mit elektrischem oder kombiniert elektrischem Antrieb. Demgegenüber finden Konzepte elektrischer Kleinmobile eher geringe Beachtung. Gerade in diesem Segment eröffnen sich aber auch für kleine und mittelständische Unternehmen (KMU) Chancen für die Entwicklung und Vermarktung innovativer Produkte.

Seit mehr als drei Jahren befassen sich innovative KMU aus dem Freistaat Sachsen gemeinsam mit potenziellen Anwendern u.a. aus Mecklenburg-Vorpommern mit innovativen Mobilitätskonzepten auf der Basis elektrischer Antriebe. Als erstes Fahrzeug ist so der funktionsfähige Prototyp eines TRIKE mit Wasserstoff-Brennstoffzellen-Antrieb entstanden.

Ausgehend von diesem Prototyp eines emissionsfreien Kleinmobils, sind die beteiligten sächsischen KMU derzeit mit den nächsten Schritten hin zu einer ersten, nichtkommerziellen Kleinserie (Nullserie) befasst.

Der aktuell erreichte Entwicklungsstand, nächste Aufgaben und Herausforderungen, mit Bezug zum beginnenden grundsätzlichen Wandel des Charakters individueller Mobilität, stehen im Mittelpunkt des Vortrags.

Die Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH begleitet das Projekt als Berater zu verschiedenen technologischen und anwendungsorientierten Fragestellungen.

Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH
Niederlassung Dresden
Schützengasse 16
01067 Dresden



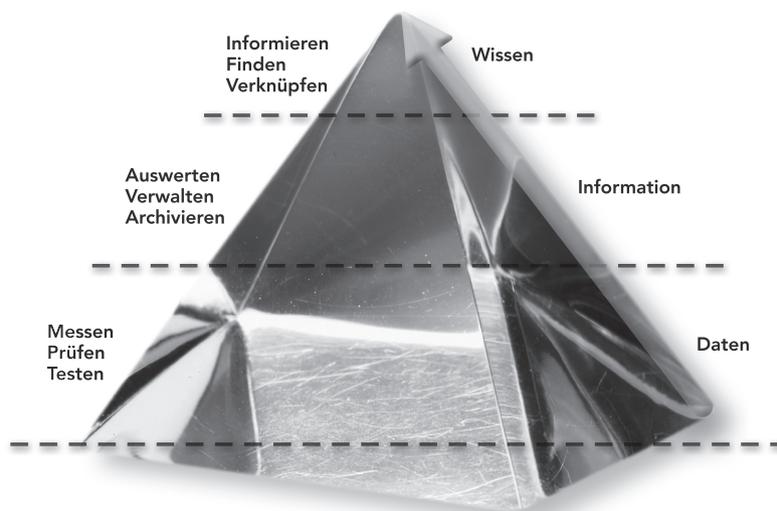
Vom Messen zum Wissen

Messdatenmanagement für erneuerbare Energien

Ob Wind, Wasserkraft, Biomasse, Solar- kraft oder Geothermie – das Spektrum erneuerbarer Energieträger ist groß. Alle Anwendungen sind hochtechnologisch und deshalb auf intensive Forschung und Entwicklung angewiesen. Effizienz vom ersten Design bis zur Serienreife ist entscheidend für den Erfolg.

fahrt, Schifffahrt oder Fernerkundung mit. Im Bereich der erneuerbaren Energien hat Werum erfolgreich Lösungen zum Beispiel im Umfeld der Brennstoffzellentechnologie umgesetzt.

Herstellern, Zulieferern und Betreibern von Anlagen mit erneuerbaren Energien



Werum Software & Systems AG ist im Geschäftsgebiet Messdatenmanagement-systeme darauf spezialisiert, Softwarelösungen zu entwickeln, um Mess-, Test- und Prüfdaten zu erheben, zu managen und nutzbar zu machen. Dafür bringen wir langjährige Erfahrungen aus Schlüsselindustrien wie der Luft- und Raum-

bietet Werum überall dort Unterstützung, wo Messdaten anfallen und verarbeitet werden müssen. Das technische Daten- und Informationsmanagement erstreckt sich sowohl auf Erprobungen und Dauerlaufprüfungen im Labor als auch im Feldversuch. Angefangen bei den ersten Komponententests bis hin

zum Betrieb von Großanlagen erfassen, visualisieren und archivieren Werum-Systeme die Mess-, Test- und Prüfdaten.

Ein auf Werum-Technologie basierendes Informationsportal führt alle Labor- und Felddaten zusammen, bereitet sie zu konsistenten Informationen auf und stellt sie für die weitere Bearbeitung bereit. Die Ergebnisse sind rückverfolgbar und erhalten so den Wert der ursprünglichen Daten. Betreiber können den Zustand ihrer Anlagen sowie deren Konfiguration kontinuierlich verfolgen, was Service- und Wartungsprozesse effizient unterstützt.

Werum Software & Systems AG ist eines der größten und am längsten etablierten unabhängigen Softwareunternehmen Deutschlands. In international vernetzten Teams entwickeln Top-Experten marktführende IT-Lösungen für weltweit bekannte Konzerne. Mit über 40 Jahren Know-how im Messdatenmanagement für unterschiedliche Industrien sind wir der ideale Partner für Unternehmen, die im Bereich der erneuerbaren Energien tätig sind.



KONTAKT

Sören Schwartz

Senior Manager
Sales & Business Consulting
Werum Software & Systems AG
Wulf-Werum-Str. 3
21337 Lüneburg

Tel. +49 (0) 41 31/89 00 - 28
Fax +49 (0) 41 31/89 00 - 20
soeren.schwartz@werum.de
www.werum.de

Verzeichnis der Autoren

<i>Beller, Matthias</i>	202	<i>Pahl, Hans-Ulrich</i>	205
<i>Boddien, Albert</i>	202	<i>Pätzold, Thomas</i>	118
<i>Böttcher, Robert</i>	7	<i>Penkalla, Martin</i>	59
<i>Bonse, Joern</i>	205	<i>Perez Pineda, Eliecer</i>	150
<i>Buchta, Ullrich</i>	12	<i>Präsentation CEP</i>	264
		<i>Präsentation LBST</i>	270
		<i>Präsentation WERUM</i>	271
<i>Dengel, Andreas</i>	19, 167		
		<i>Quaschnig, Volker</i>	205
<i>Ehret, Oliver</i>	197		
<i>Ehrich, Heike</i>	71	<i>Rackwitz, Axel</i>	244
<i>Eliasz, Jacek</i>	26	<i>Rau, Bjoern</i>	205
<i>Endert, Heinrich</i>	205	<i>Richter, Michael</i>	205
		<i>Ritter, Werner</i>	135
<i>Fink, Frank</i>	205	<i>Römhild, Thomas</i>	140
		<i>Rössel, Dietmar</i>	150
<i>Garche, Jürgen</i>	29, 197		
<i>Gärtner, Felix</i>	202	<i>Saatmann, Stefan Jürgen</i>	145
<i>Gerath, Horst</i>	7	<i>Schlatmann, Rutger</i>	205
<i>Göschel, Thomas</i>	232	<i>Schlegel, Mathias</i>	150
<i>Götting, Olaf</i>	167	<i>Schmidt, Michael</i>	19
<i>Groß, Bodo</i>	167	<i>Schmit, Philip</i>	167
		<i>Schnabel, Daniel</i>	150
<i>Hartmann, Werner</i>	42	<i>Schreier, André</i>	173
<i>Hebling, Christopher</i>	197	<i>Schubert, Tilman</i>	177
<i>Heikrodt, Klaus</i>	47	<i>Schüle, Manuel</i>	205
<i>Hey, Christian</i>	52	<i>Schünemann, Gerhard</i>	74
<i>Hindenburg, Carsten</i>	59	<i>Schürmann, Vera</i>	193
<i>Hirscher, Michael</i>	56	<i>Schulte, Patrick</i>	182
<i>Holst, Doreen</i>	7	<i>Schultz, Christof</i>	205
<i>Hopkins, Gareth</i>	59	<i>Schwabe, Joachim</i>	102
<i>Hopp, Vollrath</i>	64, 68	<i>Smolinka, Tom</i>	197
		<i>Sponholz, Peter</i>	202
<i>Jagemann, Peter</i>	182	<i>Stegemann, Bert</i>	205
<i>Junge, Henrik</i>	202	<i>Stollberg, Christian</i>	7
<i>Kanswohl, Norbert</i>	150	<i>Stolzenburg, Klaus</i>	212
<i>Kern, Helmut</i>	193	<i>Stransky, Sebastian</i>	221
<i>Kleinselbeck, Thorsten</i>	102		
<i>Kraleva, Elka</i>	71	<i>Tannert, Daniel</i>	259
<i>Krause, Stephan</i>	74, 259	<i>Tänzer, Guillem</i>	229
<i>Krautz, Hans Joachim</i>	74, 259	<i>Teichgräber, Burkhard</i>	182
<i>Krüger, Perco</i>	259	<i>Tillmann, Christine</i>	74, 259
<i>Lehmann, Jochen</i>	26, 74	<i>Uhlig, Ulf</i>	232
		<i>Urbanek, Thorsten</i>	232
<i>Malyszko, Olgierd</i>	79		
<i>Mellmann, Dörthe</i>	202	<i>Whitehouse, Simon</i>	212
<i>Miege, Andreas</i>	74	<i>Wolf, Joachim</i>	243
<i>Moreano, Hernan</i>	84	<i>Wollensak, Martin</i>	140
<i>Müller, Herbert</i>	97	<i>Wozniak, Klaus</i>	244
<i>Müller, Reinhard</i>	244		
<i>Müller, Stephan</i>	102	<i>Zeńczak, Michał</i>	79
		<i>Zeńczak, Wojciech</i>	253
<i>Nelles, Michael</i>	135	<i>Ziems, Christian</i>	259
<i>Oljenik, Torsten</i>	109		
<i>Orth, Maik</i>	150		
<i>Osipowicz, Thomasz</i>	112		



Fachhochschule Stralsund
Zur Schwedenschanze 15
D-18435 Stralsund

IRES Institut für Regenerative
EnergieSysteme
www.IRES.biz
www.komplexlabor.de

Zentrale
Fon +49 3831 455
Fax +49 3831 456680
www.fh-stralsund.de

