



# Neuntes Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik

## Pilotanlagen – Innovationen in der Erprobung

11.–12. November 2004

### Mitveranstalter:

VDE Bezirksverein Kassel e.V.



ForschungsVerbund  
Sonnenenergie

U N I K A S S E L  
V E R S I T Ä T

Universität Kassel



Kompetenznetzwerk dezentrale  
Energietechnologien Nordhessen e.V.



## **IMPRESSUM**

### **Herausgeber**

**Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET)  
Verein an der Universität Kassel e.V.**

### **Vorstand**

Prof. Dr.-Ing. J. Schmid (Vors.)  
Dr. rer. nat. O. Führer

### **Anschrift**

Königstor 59  
D-34119 Kassel  
Telefon: +49 (0) 561 7294-0  
Telefax: +49 (0) 561 7294-100  
E-Mail: [mbox@iset.uni-kassel.de](mailto:mbox@iset.uni-kassel.de)

Rodenbacher Chaussee 6  
D-63457 Hanau  
Telefon: +49 (0) 6181 58-2701  
Telefax: +49 (0) 6181 58-2702  
E-Mail: [hanau@iset.uni-kassel.de](mailto:hanau@iset.uni-kassel.de)  
Internet: [www.iset.uni-kassel.de](http://www.iset.uni-kassel.de)

Kassel 2004



## INHALTSVERZEICHNIS

<b>Impressum</b> .....	<b>2</b>
<b>Vorwort</b> .....	<b>5</b>
<b>Kleine Windkraftanlage für modulare Hybridsysteme – Erprobung im Experimentier-Hybridsystem Immenhausen / Alte Schanze</b> .....	<b>7</b>
B. Hahn, R. Geipel, M. Landau, S. Siegfriedsen, J. Reekers, M. Trinkaus, S. Heier, A. Tamzarti	
<b>Felderprobung von Windparkmonitoring- und Fehlerfrüherkennungssystemen</b> ....	<b>29</b>
J. Giebhardt, P. Caselitz	
<b>Erste Meeresströmungsturbinen-Pilotanlage vor der englischen Küste – 1 Jahr Betriebserfahrungen</b> .....	<b>40</b>
J. Bard, P. Caselitz, J. Giebhardt, M. Peter	
<b>Drehzahlvariable unregulierte Kompaktauchturbinen für Kleinwasserkraftanlagen – Pilotanlage in Finnland</b> .....	<b>51</b>
J. Bard	
<b>Biogaseinsatz bei Mikrogasturbinen – Pilotanlage Gut Eichhof</b> .....	<b>61</b>
J. Müller	
<b>Energetische Biomassenutzung mit Dampf-Schraubenmotor-BHKW – Pilotanlage Hartberg</b> .....	<b>69</b>
H. Köhler, N. Nordmeyer	
<b>Biogasgespeiste Mikrogasnetze für die dezentrale Strom- und Wärme- erzeugung – Konzeption eines Pilotvorhabens in Nordhessen</b> .....	<b>78</b>
U. Hoffstede	
<b>PV-Elektrolyse-Brennstoffzellen-Hybridsystem – Pilotanlage Mailand</b> .....	<b>86</b>
B. Panahandeh	



<b>Klein-KWK-Anlage mit innovativem Dampftrieb.....</b>	<b>100</b>
D. Wüsthoff	
<b>Erfahrungen mit dem Vaillant Brennstoffzellen-Heizgerät in der Hausenergieversorgung .....</b>	<b>112</b>
T. Badenhop	
<b>Brennstoffzellen für Ein- und Zweifamilienhäuser .....</b>	<b>126</b>
K. Heikrodt	
<b>Integration dezentraler Generatoren in das Verteilungsnetz – Pilot- und Experimentieranlage im DeMoTec.....</b>	<b>137</b>
A. Engler, O. Haas, M. Landau, V. Schlebusch, A. Shustov, P. Strauß, M. Vandenbergh	
<b>Sunny Island – vom SMA Off-Grid-Testzentrum zur ländlichen Elektrifizierung in China .....</b>	<b>160</b>
M. Meinhardt, M. Wollny	
<b>Die größte Windkraftanlage der Welt – Prototyp der 5-Megawatt-Anlage Repower 5M in Brunsbüttel .....</b>	<b>176</b>
M. Skiba	
<b>Modulare PV-Hybridsysteme für netzferne Gebiete – Pilotanlagen Kythnos und Starkenburger Hütte .....</b>	<b>178</b>
M. Landau	



## Vorwort

Das Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik findet in diesem Jahr nunmehr bereits zum neunten Mal statt. Es richtet sich an ein ingenieurtechnisches Fachpublikum und soll mit jährlich wechselnden Schwerpunktthemen einen Überblick über den aktuellen Stand der Technik, neueste Trends und praktische Erfahrungen aus dem Bereich der Anlagen- und Systemtechnik für die Nutzung Erneuerbarer Energien und die dezentrale Energieversorgungstechnik bieten.

Das Symposium findet in der Fachöffentlichkeit erfreulicherweise ausgesprochen gute Resonanz und hat sich inzwischen erfolgreich etabliert. Neben der jeweils an aktuellen Fragestellungen orientierten Schwerpunktsetzung, ist dies vor allem das Verdienst der Referenten mit ihren stets kompetenten und interessanten Beiträgen. In diesem Sinne setzt das Neunte Symposium die Reihe der bisherigen Veranstaltungen mit ihren wechselnden Schwerpunktthemen fort:

- 1996: Erneuerbare Energien und Rationelle Energieverwendung
- 1997: Leistungssicherung und Kommunikation
- 1998: Modellierung und Simulation in der Systementwicklung
- 1999: Stromrichter und Konzepte der Drehzahlvariabilität
- 2000: Dezentrale Energieversorgung mit hohem regenerativem Anteil
- 2001: Innovative Energiewandlung
- 2002: Energiespeicher und Energietransport
- 2003: Energie und Kommunikation
- 2004: Pilotanlagen - Innovationen in der Erprobung

Zahlreiche Innovationen, die in den vergangenen Jahren in Forschungseinrichtungen und der Industrie entwickelt wurden, befinden sich derzeit in Pilotanlagen in der praktischen Erprobung. Mit dem diesjährigen Leitthema „Pilotanlagen – Innovationen in der Erprobung“ soll daher beim Neunten Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik der Schwerpunkt auf den Übergang neuer Ansätze und Erkenntnisse von der Forschung in die Anwendung gelegt werden.

Zu verschiedenen Themenbereichen der Erneuerbaren Energien und der dezentralen Energieversorgungstechnik werden ausgewählte aktuelle Innovationen vorgestellt, die derzeit weltweit erstmalig in der Praxis eingesetzt werden. Das Vortragsprogramm orientiert sich dabei vor allem an den zahlreichen, in jüngster Zeit realisierten bzw. konzipierten Pilotanlagen. Das Spektrum reicht dabei von Modularen Stromversorgungssystemen über Wind-, Meeres- und Bioenergie bis hin zu Brennstoffzellen und anderen neuen Wandlern.



Mit dem vorliegenden Tagungsband wollen wir nun sowohl für die Teilnehmer des Symposiums wie auch für all jene, die an der Teilnahme verhindert waren, die wesentlichen Aspekte sowie vertiefende Hintergrundinformationen zu den Vorträgen dokumen-

Unser besonderer Dank gilt allen Referenten sowie den Mitveranstaltern und dem Vorbereitungsteam!

Wir wünschen Ihnen eine anregende Lektüre und zahlreiche Impulse für die eigenen Arbeiten und Aktivitäten, und würden uns sehr freuen, Sie auch im nächsten Jahr wieder in Kassel begrüßen zu dürfen.

Kassel im November 2004

Prof. Dr. Jürgen Schmid

Dr. Oliver Führer



## **Kleine Windkraftanlage für modulare Hybridsysteme - Entwicklung und Prototypentest -**

R. Geipel, B. Hahn, M. Landau  
Institut für Solare Energieversorgungstechnik e.V. (ISET)  
Königstor 59, D-34119 Kassel  
Tel.: (0561) 7294-329, Fax: (0561) 7294-260  
E-Mail: bhahn@iset.uni-kassel.de

S. Siegfriedsen  
aerodyn Energiesysteme GmbH  
Provinthausstraße 9, D-24768 Rendsburg

J. Reekers, M. Trinkaus  
SMA Technologie AG  
Hannoversche Str. 1-5, D-34266 Niestetal

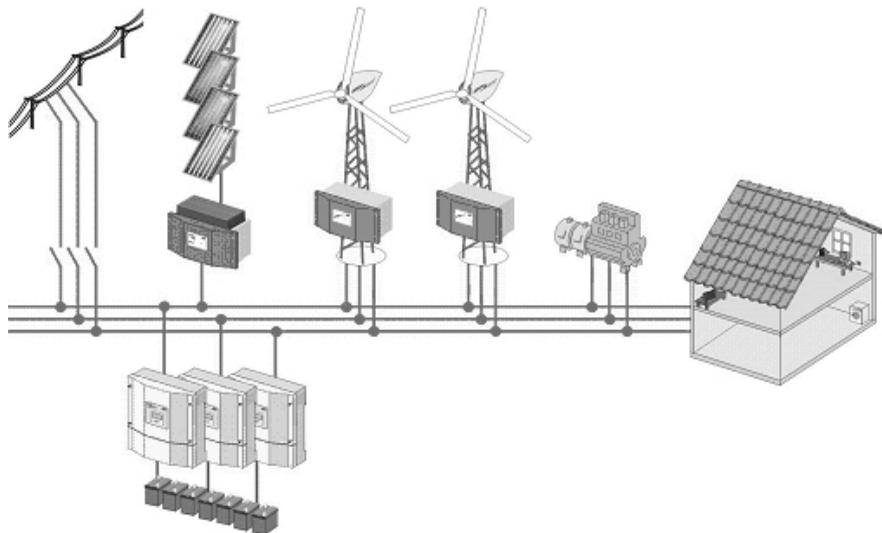
S. Heier, A. Tamzarti  
Universität Kassel, Institut für Elektrische Energietechnik (IEE-EVS)  
Wilhelmshöher Allee 73, D-34121 Kassel

### **1 Einleitung**

Der Markt bietet schon seit Jahren eine Vielzahl unterschiedlicher Modelle kleiner Windkraftanlagen, die bisher in unterschiedlichsten, aber meist geringen Stückzahlen gefertigt wurden. Diese Anlagen speisen meist direkt in Batterien und sind zum einen aufgrund ihrer elektrotechnischen Ausrüstung für den direkten Anschluss an moderne Hybridsysteme zur dezentralen Versorgung nicht geeignet und zum anderen liegen die aktuellen, größenspezifischen Preise dieser kleinen Anlagen auf doppeltem oder sogar dreifachem Niveau der heutigen großen Windkraftanlagen. Letztlich entspricht aber auch ihre technische Reife bei weitem nicht der heutigen moderner Windkraftanlagen für den Netzparallelbetrieb, deren Entwicklung heute selbstverständlich auf höchstem technischem Niveau und mit modernsten Werkzeugen vorangetrieben wird.

Da weltweit grundsätzlich ein großer Bedarf an dezentraler Stromversorgung mit kleinen, autonomen Systemen besteht, unterstützt das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit seit Ende 2001 die Entwicklung einer kleinen Windkraftanlage für die modulare Systemtechnik mit einem Forschungsprojekt (Förderkennzeichen 0329908A, 0329908B).

Im Rahmen dieses Vorhabens wurde die *aeroSmart5* mit 5 kW Leistung nun mit modernen Werkzeugen entwickelt.



**Abb. 1: Einsatz der *aeroSmart5* in Hybridsystemen oder am Verbundnetze**

Im Frühjahr 2004 wurde ein erster Prototyp im Testfeld Kaiser-Wilhelm-Koog installiert und wird dort seitdem im Netzparallelbetrieb erprobt und optimiert. Ein zweiter Prototyp wird im Oktober 2004 auf dem ISET-Testfeld „Alte Schanze“ in Immenhausen aufgebaut und am dortigen Experimentier-Hybridsystem angeschlossen und erprobt werden.

## 2 Projektteam

Für die Entwicklung und Erprobung der *aeroSmart5* im Rahmen des geförderten Vorhabens fand sich ein Konsortium aus fünf Firmen und Instituten, die jeweils auf ihrem Gebiet über langjährige Erfahrung und detailliertes Know-how verfügen.

### **SMA Technologie AG (Projektleitung)**

SMA hat im Gesamtvorhaben die Federführung übernommen und ist inhaltlich im Wesentlichen zuständig für die Systemintegration und die Entwicklung der elektrischen Komponenten einschließlich der kompletten Betriebsführungseinheit. Im Rahmen eines Unterauftrags an die Firma microwind GmbH, ließ SMA außerdem eine umfangreiche



Marktanalyse in der für den Einsatz der *aeroSmart5* in Frage kommender Länder anfertigen.

### **aerodyn Energiesysteme GmbH**

aerodyn entwickelte den gesamten mechanischen Aufbau, vom Profil der Rotorblätter über Gehäuse und Getriebe bis hin zu Turm und Fundamentierung. Im Rahmen eines Unterauftrags an die Firma microwind GmbH ließ aerodyn zuvor verschiedene Turm- und Installationskonzepte auf ihre Anwendbarkeit in abgelegenen Regionen untersuchen.

### **Universität Kassel, Institut für Elektrische Energietechnik Elektrische Energie-Versorgungs-Systeme (IEE-EVS)**

Vom IEE-EVS wurde der Generator ausgelegt, wobei ein Hauptaugenmerk auf einem besonders günstigen Wirkungsgrad im Teillastbereich gelegt wurde. Für eine Modellvariante wird darüber hinaus zurzeit ein einphasiger Generator mit identischen Abmessungen und gleicher Nennleistung entwickelt.

### **Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET) e. V.**

Das ISET stellt für die Erprobung das Testfeld „Alte Schanze“ mit Windmessmast und Experimentier-Hybridsystem zur Verfügung und begleitet die Optimierung durch Messung und Auswertung elektrischer und anderer systemspezifischer sowie Wind und klimatischer Größen.

## **3 Technische Ausführung *aeroSmart5***

Ziel der Entwicklung ist eine kostengünstige und systemfähige Windkraftanlage, mit der die Nutzung erneuerbarer Energiequellen durch Einbindung der Windenergie in die modulare Energie-Systemtechnik erweitert wird /Heier et al. 1997/, / Bishop et al. 1998/, /Kleinkauf et al. 1997/. Dazu sollten nach Möglichkeit störungsanfällige mechanische Funktionsbereiche reduziert bzw. auf elektrische Komponenten verlagert und ein Anlagenverkaufspreis von ca. 1000 €/kW erreicht werden, wie er heute bei Großanlagen üblich ist.

Als besondere technische Anforderungen an die Entwicklung ergaben sich:

- Universelle Einsatzmöglichkeit in unterschiedlichen Netzen,
- kostengünstige Einzelkomponenten
- hohe Effizienz von Triebstrang und Generator.
- nach Möglichkeit Vermeidung mechanisch beweglicher Steuer- und Regelungselementen und



- die Übernahme von Schlüsselfunktionen der Integrationsfähigkeit und Sicherheit durch geeignete Gestaltung des elektrischen Systems inkl. Regelung und Betriebsführung

Konstruktion und Auslegung der *aeroSmart5* orientieren sich dabei zunächst an den Vorgaben der internationalen Normenreihe IEC 61400. Da der spätere Einsatzort aber nicht absehbar ist und durchaus auch Standorte mit extremen externen Bedingungen in Frage kommen, erfüllt die kleine Anlage einige weitere besonders strenge Anforderungen, wie

- hohe maximale Überlebenswindgeschwindigkeit von 70 m/s,
- geringe Geräuschkentwicklung durch niedrige Rotordrehzahlen von  $200 \text{ min}^{-1}$  (Blattspitzengeschwindigkeit:  $\approx 50 \text{ m/s}$ ) in der schnellen Stufe,
- hohe Schutzklasse gegen Feuchtigkeit und Staub für das Gehäuse: IP65,
- weiter Bereich der Betriebstemperatur von  $-25^\circ\text{C}$  bis  $50^\circ\text{C}$ ,
- weiter Netzspannungsbereich von  $400 \text{ V} \pm 15\%$  in 5% der Betriebszeit,
- weiter Frequenzbereich von  $50 \text{ Hz} \pm 2\%$ .

Außerdem muss davon ausgegangen werden, dass sich im Gegensatz zum Betrieb großer Netzparallelanlagen keine technische Betreuung vor Ort aufhält und auch kein Serviceteam in erreichbarer Nähe ist. Deshalb musste zusätzlich auf die folgenden Gesichtspunkte Rücksicht genommen werden:

- Aufstellbarkeit durch Menschenkraft oder nur mit geringen technischen Hilfsmitteln
- Hohe technische und Personensicherheit
- Einfache Bedienbarkeit ohne Spezialwissen
- Hohe Robustheit und Zuverlässigkeit
- hohe Lebensdauer bei langen Wartungszyklen

Die Technologie der auf der Basis dieser Anforderungen entwickelten *aeroSmart5* unterscheidet sich deutlich von der heutiger Großanlagen. Die größte Herausforderung lag in der größtmöglichen Zuverlässigkeit und geringst möglichen Wartung, da die Reisekosten für qualifiziertes Personal unter Umständen schnell in den Bereich der Anlagenkosten kommen können.

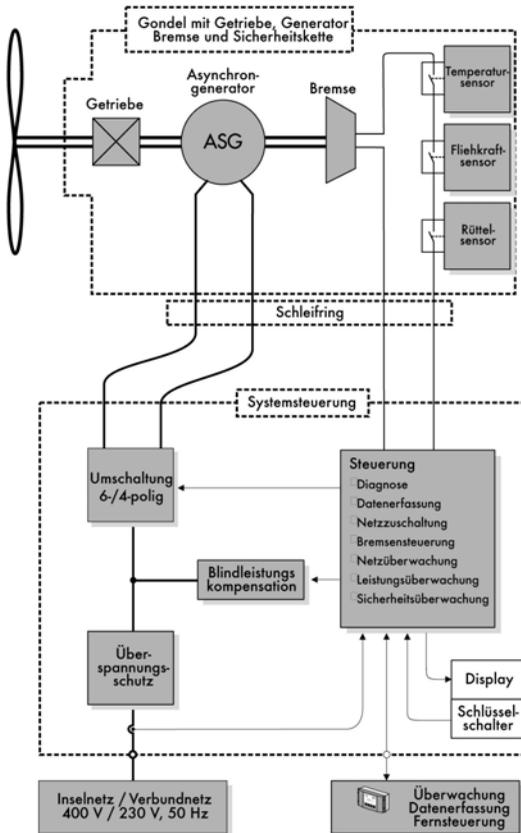
Eine weitere wesentliche Anforderung an die Konstruktion stellt die Beständigkeit gegen Sand und Staub dar. Für küstennahe Standorte ist außerdem die Belastung durch stark salzhaltige und feuchte Luft zu berücksichtigen. Alle Anlagenteile müssen daher langfristig gegen deren Eindringen geschützt werden. Des Weiteren muss das Gondelgewicht so bemessen sein, dass Transport und Errichtung der Anlage mit einfachen Mitteln möglich sind.



Diese vorangestellten Überlegungen und die daraus abgeleiteten Notwendigkeiten führten zu den folgenden Auslegungsdaten:

IEC Typenklasse:	TK 1
Nennleistung (4-polig / 6-polig):	5,0 / 1,5 kW
Generator:	Asynchrongenerator, polumschaltbar
Frequenz:	50 Hz (60 Hz)
Einschaltwind:	3,5 m/s
Nennwindgeschwindigkeit:	13,0 m/s
Betriebstemperaturbereich:	-25°C bis 50°C
Leistungsregelung:	Passiv-Stall
Blattanzahl:	3
Rotoranordnung zum Turm:	Lee
Durchmesser:	5,1 m
Windrichtungsnachführung:	freier Leeläufer
Nenn Drehzahl:	133 / 200 min <sup>-1</sup>
max. Überlebenswindgeschwindigkeit:	70 m/s
1. Bremssystem:	elektromag. Sicherheitsbremse
2. Bremssystem:	Fliehkraftbremse
Mast, abgespannt	Gittermast, Rohrmast
Gondelmasse ohne Rotor:	110 kg
Rotormasse komplett:	31 kg

**Tab. 1: Auslegungsdaten der aeroSmart5**



**Abb. 2: Hauptkomponenten und –funktionen der aeroSmart5**

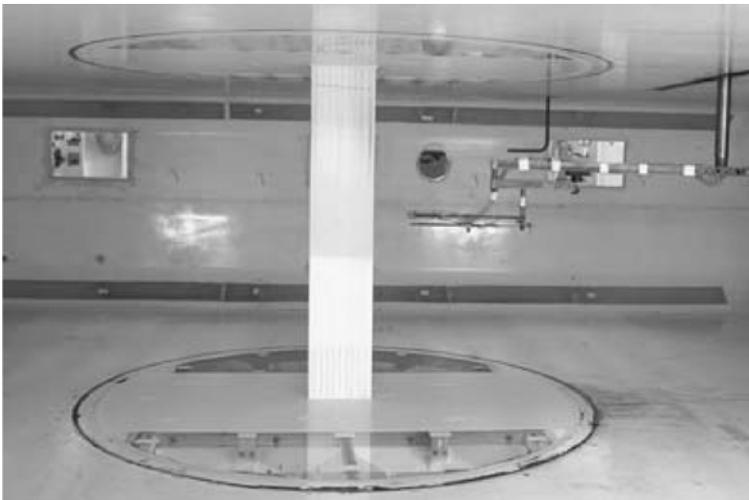
Den prinzipiellen Aufbau der *aeroSmart5* zeigt Abb. 2 schematisch für den Anschluss an ein 3phasiges Netz mit 400 V Spannungsebene.

Aufgrund des angestrebten niedrigen Verkaufspreises ergab sich die Notwendigkeit, alle Komponenten hinsichtlich Konstruktion, Fertigung und Wirkungsgrad auf Einsparungs- bzw. Verbesserungsmöglichkeiten hin zu prüfen. Vor allem für die bei kleinen Anlagen oft überproportional teuren Komponenten Rotorblätter und Generator wurden Optimierungsmöglichkeiten gesehen, so dass hier – neben der Betriebsführungseinheit - besondere Entwicklungsanstrengungen unternommen wurden .



### 3.1 Rotorblattentwicklung

Der Rotor der *aeroSmart5* ist mit 3 Rotorblättern aus einem stranggezogen GFK-Profil ausgestattet. Dieses Material besitzt gute Ermüdungseigenschaften, eine hohe Abriebfestigkeit und hervorragende UV-Beständigkeit. Das aerodynamische Profil der Blätter wurde gezielt so ausgelegt, dass die abgegebene Leistung bei hohen Windgeschwindigkeiten durch Strömungsabriss (Stall-Effekt) begrenzt wird. Da geeignete Blattprofile für die gewünschte Auslegung nicht existierten, musste ein eigenes Profil entwickelt werden, das im Windkanal der Uni Stuttgart vermessen wurde. Mit diesem Profil wird trotz der einfachen Blattbauweise mit konstanter Tiefe und ohne Verwindung ein  $c_p$  von 0,43 für den Rotor erreicht.



**Abb. 3: Profilvermessung im Windkanal**

Ein besonderes Problem für die *aeroSmart5* besteht im Gegensatz zu vielen Kleinwindenergieanlagen, die per Eklipsenregelung (Aus-dem-Wind-Schwenken) darin, dass der Rotor der Anlagen auch bei extremen Windverhältnissen (Taifun, Hurrikan) dem Winddruck standhalten muss. Die Auslegungswindgeschwindigkeiten betragen bis zu 70 m/s, also Windgeschwindigkeiten, bei diesen sich die *aeroSmart5* abgebremst im Stillstand befindet.

Um den in diesen Situationen auftretenden Kräften standzuhalten, wurden die Rotorblätter mit einer derart geringen Biegesteifigkeit in Schlagrichtung versehen, dass eine elastische Durchbiegung um mehr als zwei Drittel ihrer gestreckten Länge möglich ist. Bei einem Extremwind von 70 m/s biegt sich das Rotorblatt um 70% seiner gestreckten



Länge durch und vermindert den Rotorradius auf 67%. Durch die starke Durchbiegung vermindert sich zum einen also die projizierte Windangriffsfläche erheblich, zum anderen wird auch der Widerstandsbeiwert aufgrund der mit der Durchbiegung einhergehenden starken Krümmung der Blätter nach außen deutlich verkleinert. Diese beiden Effekte reduzieren bei Extremwindbedingungen den Windschub auf die gesamte Anlage im Vergleich zu Anlagen mit steifen Blättern auf die Hälfte. Dadurch konnte Material für die lastübertragenden Komponenten wie Rotorwelle, Maschinengehäuse, Vertikallagerung, Turm, Abspannung und Fundament gespart werden, so dass die Herstellungskosten der Anlage erheblich vermindert werden konnten.

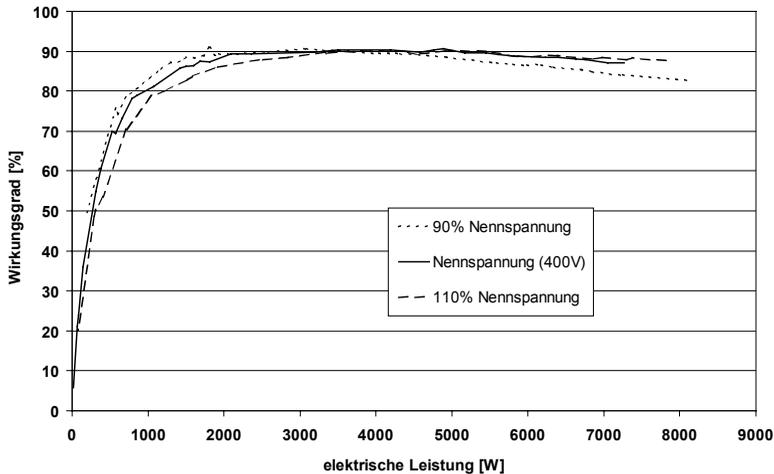
### 3.2 Generatorentwicklung

Aus Gründen der Kostenbegrenzung wurde für die *aeroSmart5* ein polumschaltbarer Asynchrongenerator vorgesehen und im Institut IEE-EVS der Universität Kassel ausgelegt. Um die elektrische Energie aus Windkraft preiswert und hocheffizient zur Verfügung stellen zu können, wurde dem Wirkungsgrad der mechanisch-elektrischen Energiewandlung im einem weiten Spektrum der abgegebenen Leistung eine hohe Wichtigkeit beigemessen.

Dazu wurden zunächst - ausgehend von der Auslegung nach dem Kennlinienverfahren /Heier 2003/ von motorisch ausgelegten Serienmaschinen - Asynchrongeneratoren als Ständerausführungen in zwei Schritten untersucht, dimensioniert und insbesondere auf hohen Wirkungsgrad optimiert. Abschließend wurden gleichartige Stator- und Rotorsysteme von Asynchrongeneratoren im Gehäuse der *aeroSmart5* aufgebaut und gemeinsam mit dem Getriebe als gesamter Triebstrang untersucht.

Der Generator wurde polumschaltbar ausgeführt und wird im Betrieb entsprechend der aktuell eingespeisten Leistung zwischen den zwei Drehzahlen geschaltet. Die Nennleistung der ersten Stufe (6polig) beträgt 1,5 kW, die der zweiten Stufe (4polig) 5,5 kW.

Um energetische Auswirkungen und betriebstechnische Möglichkeiten der Auslegung zu untersuchen, wurden im gesamten auftretenden Leistungsspektrum – Leerlauf bis 130% Nennleistung – die mechanischen und elektrischen Messwerte in Abhängigkeit von der abgegebenen Leistung ermittelt. Darüber hinaus wurden diese Größen in Spannungsstufen – 90% bis 110% Nennspannung – im gesamten Leistungsspektrum untersucht.

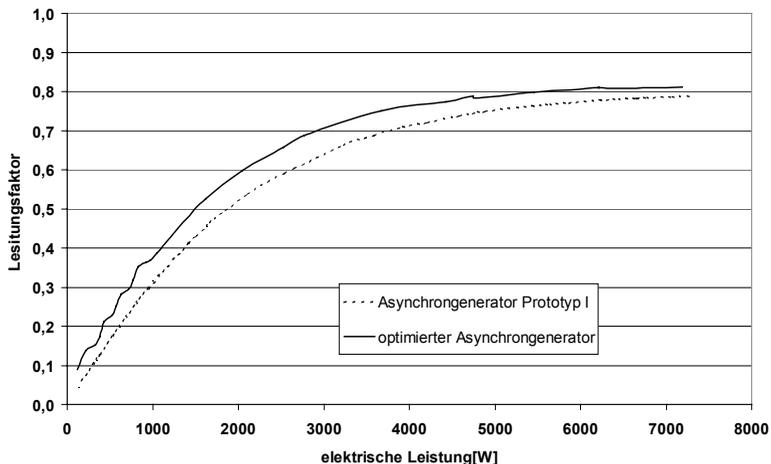


**Abb. 4: Wirkungsgrad des Generators in der 4poligen Stufe bei unterschiedlichen Netzspannungen**

In der schnellen Drehzahlstufe erreicht der speziell ausgelegte Generator in allen gemessenen Spannungsstufen (vgl. Abb. 4) hohe Teillastwirkungsgrade (80% bei etwa 20% Nennleistung) und Maximalwirkungsgrade (90%). Der maximale Wirkungsgrad stellt sich bei Nennspannung bei etwa 3 kW (60% Nennlast) ein. Bei einer Spannung von 360 V (90% Nennspannung) verschiebt sich das Maximum zu niedrigeren Leistungen (40% Nennleistung), bei 440 V (110% Nennspannung) zu höheren Leistungen (80% Nennleistung). Bei größeren Leistungen bis hin zu 130% Nennleistung fällt der Wirkungsgrad nur leicht ab. Im 6-poligen Betrieb erreicht der Generator seinen maximalen Wirkungsgrad von etwa 84% bei etwa 1 kW (67% Nennleistung).

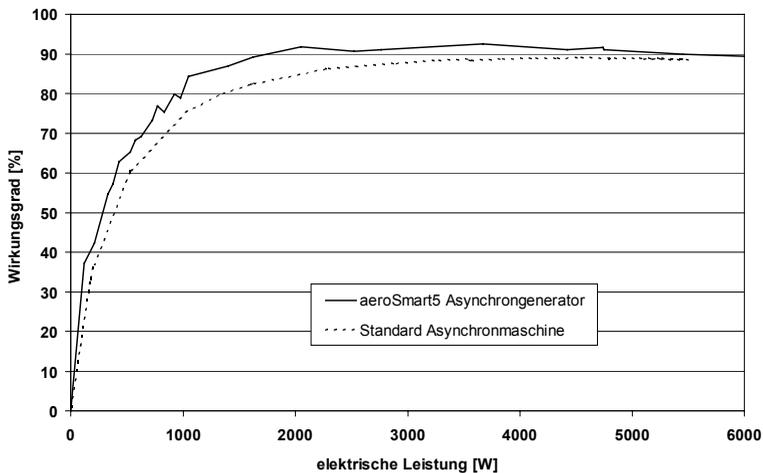
Die Charakteristik des so ausgelegten polumschaltbaren Asynchrongenerators, bei niedrigen Leistungen bereits einen hohen Wirkungsgrad zu erzielen und dabei etwas geringeren Wert auf hohe Wirkungsgrade bei Nennleistung zu legen, kommt der Auslegung einer Windkraftanlage, die ihre größten Beiträge zum Energieertrag aus mittleren Windgeschwindigkeiten bezieht, sehr entgegen.

Neben dem Wirkungsgrad ist natürlich auch ein hoher Leistungsfaktor von Interesse, da die benötigte Blindleistung von anderen Komponenten im Netz bereitgestellt werden muss und die Blindströme ungewollte Verluste verursachen. Einen maßgeblichen Einfluss auf den Leistungsfaktor bzw. auf die Höhe des Magnetisierungsstromes hat der Luftspalt.



**Abb. 5: Optimierung des Leistungsfaktors der 4poligen Stufe (unkompensiert)**

Die technisch noch realisierbare Verringerung des Luftspalts um 0,10 mm auf 0,25 mm ergab eine Verbesserung des Leistungsfaktors im Teillastbereich um 10 %. Abb. 5 veranschaulicht den Verlauf des Leistungsfaktors der 4-poligen Stufe in Abhängigkeit von der abgegebenen elektrischen Leistung vor und nach der Optimierung.



**Abb. 6: Wirkungsgrad des optimierten Generators im Vergleich zum typischen Wirkungsgrad einer standardmäßig ausgelegten Asynchronmaschine**



Mit der Verringerung des Luftspalts ergab sich zudem auch eine Erhöhung des Wirkungsgrads im Teillastbereich der kleinen Leistungsstufe zwischen 500 W und 1.000 W um ca. 10 Prozentpunkte (vgl. Abb. 6). Gegenüber herkömmlich ausgelegten polumschaltbaren Asynchronmaschinen dieser Leistungsklasse konnten also Wirkungsgradverlauf und Leistungsfaktor erheblich verbessert werden, was der Netzverträglichkeit und letztlich den Stromgestehungskosten entgegen kommt.

### 3.3 Betriebsführungseinheit

Die Auslegung der Windenergieanlage (WEA) erfolgt für unterschiedliche elektrische Netzbedingungen, da sie sowohl netzparallel als auch im Inselnetz, zusammen mit dem Sunny Island betrieben werden soll. Neben der Ausführung mit einem 3phasigen Generator (400 V / 50 Hz) soll auch eine später mögliche Variante mit 1phasigem Generator (240 V / 60 Hz) für den Betrieb in den USA vorgesehen werden. Der Generator ist jeweils polumschaltbar ausgeführt.

Die elektrischen Komponenten in der Gondel, die durch die Betriebsführung angesteuert werden sollen, sind der Generator und die elektro-mechanische Bremse. Die elektrischen Verbindungen zu Generator und Bremse werden über Schleifringe auf ein Kabel zum Turm geführt. Die Betriebsführungseinheit wird in einem separatem Edelstahl-Gehäuse in Schutzart IP65 untergebracht, das unten am Turm befestigt wird.

Das Betriebsführungssystem besteht aus einer speziell zugeschnittenen Leistungsplatine und einem Doppelprozessor-Mikrocontrollersystem. Auf einem Display werden die wichtigsten Anlageninformationen wie Leistung und Drehzahl dargestellt. Das System verfügt über eine Datenschnittstelle, über die Messdaten erfasst und oder Parameter-einstellungen vorgenommen werden können. Falls eine Telefonleitung vorhanden ist, ist hierüber auch eine Fernüberwachung möglich.

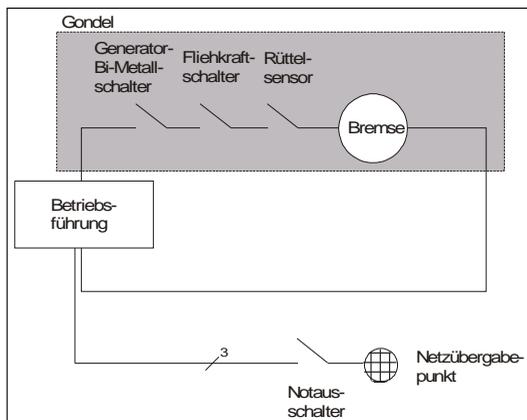
Für die Einbindung in das Hybridsystem ist darüber hinaus die Entwicklung einer regelbaren Last vorgesehen, mit der überschüssige Energie in einem Inselnetz gezielt abgeführt werden kann.

Die Betriebsführungseinheit hat die Aufgabe, sämtliche Betriebszustände der Anlage einwandfrei zu erkennen und ggf. entsprechende Reaktionen auszulösen. Folgende Funktionen stellt die Betriebsführung zur Verfügung:

- Netzüberwachung und Freischaltung
- Betätigen und Lüften der Bremse
- Testaufschaltung zur Drehfeldprüfung des Generators
- Aufschalten auf Netz mit Sanftanlauf
- Kompensieren von Blindleistung, Schalten von Kondensatorbänke
- Umschalten des Generators zwischen kleiner und großer Stufe

- Messen, Aufzeichnen und Überwachen von Generatorzahl, Drehrichtung des Rotors und Generators, Drehfeld des Netzes, Spannung, Strom und Frequenz im Netz
- Überwachung der Bremsfunktion
- Überwachen der Sicherheitskette bestehend aus Rüttelsensor, Temperatursensor im Generator, Fliehkraftsensor
- Anzeigen von Betriebszustand, Bremsenzustand, Störungen und eingespeister Leistung
- Direkter Not-Aus
- Möglichkeit zur Fernüberwachung und –steuerung

Ein besonderes Augenmerk wird aus oben genannten Gründen auf einen sicheren Anlagenbetrieb gelegt. Deshalb wird die *aeroSmart5*, im Gegensatz zur üblichen Ausführung kleiner Windkraftanlagen, wie die modernen großen Anlagen über eine Kette von Sensoren verfügen, die den Betrieb überwachen.



**Abb. 7: Schema der Sicherheitskette**

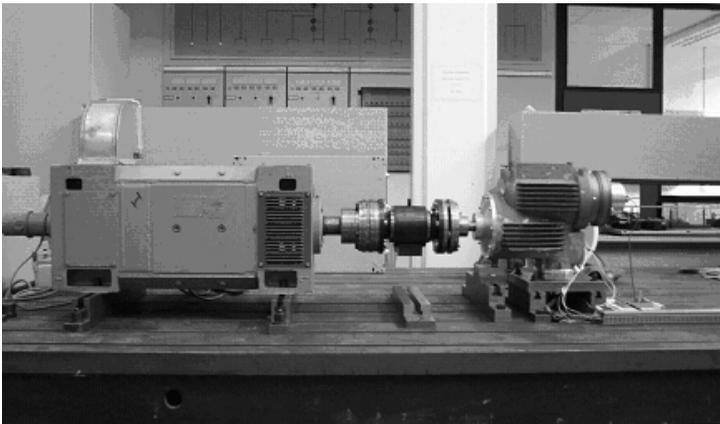
Diese Sicherheitskette besteht aus einem Fliehkraftsensor, einem Rüttelsensor und einem Temperatursensor, die mit der Bremse in Reihe verdrahtet sind. Löst einer der Sensoren aus, wird ein EMERGENCY STOP ausgelöst, die Bremse fällt ein und die Maschine stoppt (vgl. Abb. 7).



## 4 Prototyp im Test

### 4.1 Messstand IEE-EVS und ISET DeMoTec

Die ersten beiden Prototypen der *aeroSmart5* wurden zunächst auf dem Teststand der Universität Kassel, im Labor des IEE-EVS erprobt. Um den realen Betrieb der kleinen Windkraftanlage näherungsweise nachfahren zu können, müssen für den Antrieb des Generators die Dynamik des Windes und das Massenträgheitsmoment des Rotors nachgebildet werden. Dies wird durch eine entsprechend geregelte Gleichstrommaschine erreicht. Der Laboraufbau besteht aus einem fremderregten 200 kW Gleichstrommotor (Abb. 8 links) zur Simulation des Rotors und der zu untersuchenden Maschine (Abb. 8 rechts).



**Abb. 8: AeroSmart5 auf dem Messstand des IEE-EVS**

Auf dem Messstand des IEE-EVS wurden die Temperaturentwicklung im Betrieb, das Triebstrangverhalten, hier insbesondere die Getriebeverluste, die elektrischen Eigenschaften des neu entwickelten und gezielt ausgelegten Generators sowie die Funktionen der Betriebsführungseinheit untersucht (vgl. Kap. 3.2).



Während die erzeugte Leistung während der Triebstrang- und Temperaturuntersuchungen zunächst wieder zurück ins Netz gespeist wurde, konnte die kleine Anlage zur Untersuchung der dynamischen Vorgänge beim Aufschalten auf das Netz und bei der Erprobung der Betriebsführungseinheit schon an ein im DeMoTec (Design-Zentrum für



**Abb. 9: Hybridsystem im ISET DeMoTec**

Modulare Versorgungstechnik) des ISET installiertes Hybrid-System angeschlossen werden. Dieses Hybrid-System ähnelt in Aufbau und Ausrüstung stark dem Hybridssystem auf dem ISET-Testfeld und basiert ebenfalls auf Sunny-Island Wechselrichtern von SMA.

Die Triebstrang- und Temperaturmessungen ergaben hinsichtlich der mechanischen Konstruktion keine überraschenden Ergebnisse. Die Getriebeverluste liegen im erwarteten Bereich, müssen aber bekannt sein, um den Wirkungsgrad des Generators im eingebauten Zustand bestimmen zu können. Die Temperaturen lagen im Test auch bei Nennleistung in einem für Wicklungen und Lager unbedenklichen Bereich, allerdings musste dann mit einem stationären Gebläse gekühlt werden, ähnlich wie die Anlage im Betrieb durch den vorbei streichenden Wind gekühlt wird.

Vor allem die Untersuchung der dynamischen Entwicklung von Spannungen und Strömen beim Aufschalten des Generators über die neu entwickelte Betriebsführungseinheit auf das Inselnetz erbrachte noch in der frühen Erprobungsphase einige Erkenntnisse, die in die ersten Prototypen der Betriebsführung einfließen konnten. Diese und ähnliche dynamischen Untersuchungen sind später auch Bestandteil der Aufgaben auf dem ISET-Testfeld „Alte Schanze“.



## 4.2 Testfeld der Windtest Kaiser-Wilhelm-Koog GmbH

Der erste Prototyp der *aeroSmart5* wurde er im Frühjahr 2004 auf dem Testfeld der Windtest Kaiser-Wilhelm-Koog GmbH an der Nordseeküste installiert. Hier ist die Anlage parallel zum Netz angeschlossen und kann ohne eventuelle Einflüsse aus dem Experimentier-Hybridssystem getestet werden.

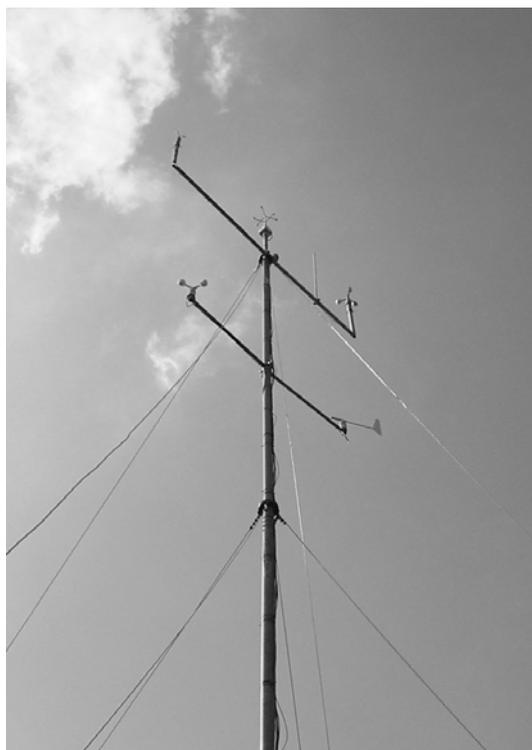
Seit Spätsommer 2004 läuft sie im vollautomatischen Betrieb, schaltet bei ausreichenden Windgeschwindigkeiten automatisch auf das Netz bzw. zwischen den beiden Leistungsstufen des Generators und erreicht bei hohen Windgeschwindigkeiten die vorge-sehene Nennleistung. Damit bestätigten die ersten Tests zunächst die Funktionstüchtigkeit der Neuentwicklung und erbrachten erste Erkenntnisse z. B. zum Anlaufverhalten und zum Umschaltpunkt zwischen den Generatorstufen. Die weiteren Aufgaben bestehen nun beispielsweise in der Optimierung des Blatteinstellwinkel und der Leistungshysterese um den Umschaltpunkt und letztlich in der Vermessung der Leistungskennlinie.



**Abb. 10:** *aeroSmart5* auf dem Testfeld im Kaiser-Wilhelm-Koog

### 4.3 ISET-Testfeld „Alte Schanze“ mit Experimentier-Hybridsystem

Der zweite Prototyp der *aeroSmart5* wird unter den Einsatzbedingungen im Betrieb an einem autonomen Hybridsystem getestet werden. Hier muss die Anlage hinsichtlich ihrer elektrischen Integration in das dezentrale Versorgungssystem Bedingungen erfüllen, die über die Anschlussbedingungen am Netz hinausgehen. Das ISET hat auf der „Alten Schanze“ in Immenhausen, etwa 10 km nördlich von Kassel, ein Testfeld eingerichtet, das die Vermessung der kleinen Windkraftanlage im Betrieb am Experimentier-Hybridsystem erlaubt. Die Aufstellung auf der „Alte Schanze“ wird im Herbst 2004 erfolgen, so dass Ende 2004 mit ersten belastbaren Ergebnissen zu rechnen ist.



Wind-richtung	Turbulenz-intensität
N (0°)	11 %
NNO (30°)	15 %
ONO (60°)	17 %
O (90°)	13 %
OSO (120°)	16 %
SSO (150°)	13 %
S (180°)	13 %
SSW (210°)	13 %
SWS (240°)	15 %
W (270°)	14 %
WNW (300°)	14 %
NNW (330°)	12 %
alle Richtungen	14 %

**Abb. 11: Windmessungen auf der Alten Schanze in 12 m und in 15 m Höhe sowie richtungsabhängige Turbulenzintensitäten**

Das Testfeld befindet sich in etwa 400 m Höhe in unmittelbarer Nachbarschaft zu einem Windpark mit 12 Windkraftanlagen (50 – 70 m Nabenhöhe, 600 – 1000 kW Nennleistung) in weitgehend landwirtschaftlich genutzter Fläche. Buschgruppen, ein kleines Wäldchen im Westen und der Reinhardswald im Osten sorgen für typische Binnenland-



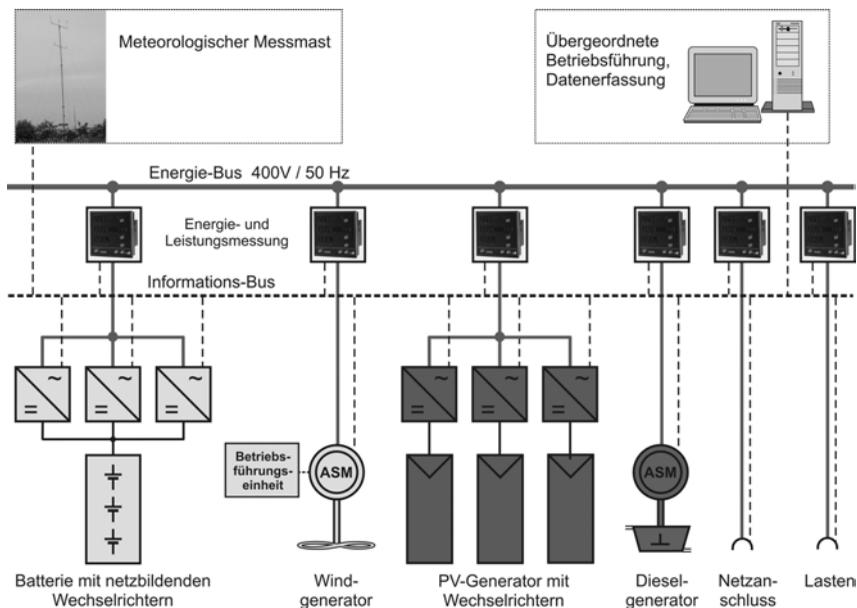
Windverhältnisse mit im Vergleich zur Küste durchschnittlich eher niedrigen Windgeschwindigkeiten und relativ hohen Turbulenzen (vgl. Abb. 11).

Aufgrund der geringen Entfernung zum ISET und der für diese Region günstigen Windverhältnissen bietet sich das eingezäunte Gelände für verschiedene Messungen und Versuche an. So werden auf dem Testfeld z. B. seit längerem unterschiedliche Anemometer-Typen vermessen und verglichen. Der dazu verwendete Messmast konnte für die Vermessung der *aeroSmart5* mit einer weiteren kalibrierten Windmessung ausgestattet werden, so dass für die Einschätzung des Betriebsverhaltens auch Winddaten aus 12 m Nabenhöhe vorliegen.

Das Hybridsystem ist in einem Standard-Container untergebracht und wird hier völlig autonom ohne Anschluss an das Netz betrieben. Zur Versorgung dient eine 2,6 kW Photovoltaik-Anlage und ggf. verschiedene Generatoren im Testbetrieb (hier: *aeroSmart5*). Ein Diesel-Generator dient als Backup. Sollte die eingespeiste Energie nicht ausreichen, könnte jederzeit auch das Netz als Energiequelle angeschlossen werden. Im Fall einer geladenen Batterie und gleichzeitig hoher Einspeisung aus Photovoltaik und Windkraftanlage kann die Verbraucherleistung durch Zuschalten eines Heizwiderstands außerhalb des Containers deutlich erhöht werden.

Alle Generatoren und Verbraucherlasten sowie ggf. der Netzanschluss sind mit Strom-, Spannung- und Leistungsmessungen ausgerüstet. So können nicht nur die Energieflüsse bilanziert, sondern auch das dynamische Verhalten dieser Größen gemessen werden. Der meteorologische Messmast liefert Messdaten von Windgeschwindigkeit und -richtung sowie der wichtigsten klimatische Größen.

Den Kern des Experimentier-Hybridsystems bilden drei Batterie- Wechselrichter „Sunny-Island“ (4,5 kW) von SMA, die zusammen mit der Batteriebank (60 V, 30 kWh) das Netz bilden und überwachen. Alle anderen an Netz angeschlossenen Komponenten (3 PV-Stromrichter „Sunny-Boy“ mit je 850 W, Dieselaggregat 9 kW) arbeiten unabhängig und sind für sich betriebssicher, d. h. die im Falle von internen Störungen dieser Komponenten oder von Netzstörungen müssen diese in einen sicheren Betriebszustand schalten oder sich ggf. selbst abschalten. Im Fall des Experimentiersystems überwacht zusätzlich eine übergeordnete Betriebsführung in Form eines PC sämtliche Funktionen. Durch diesen PC können alle angeschlossenen Aggregate über ein Bussystem (Interbus-S) gezielt ein- und ausgeschaltet werden.



**Abb. 12: Blockschaltbild des Experimentier-Hybridsystems**

Der Betriebsführungs-PC übernimmt auch die Vorverarbeitung der Messdaten, deren temporäre Archivierung und die Fernübertragung von Steuerkommandos und Messdaten. Die Messwerte der in die Anschlusspfade der Aggregate integrierten Energie- und Leistungsmessungen werden über einen „Profibus“ vom Betriebsführungs-PC ausgelesen, die PV-Wechselrichter kommunizieren über eine RS485-Verbindung mit dem PC und die meteorologischen Größen werden via Interbus-S übertragen. Für den Test der *aeroSmart5* wurde zusätzlich eine Messung der Gondelstellung, der Turmbeschleunigungen und der Wirk- und Blindleistung durch eine schnelle, analoge Übertragung vorgesehen.

Test und Vermessung des Prototyps im Experimentier-Hybridsystem betreffen vor allem das Zusammenspiel mit den drei Batterie-Wechselrichtern „Sunny-Island“. Dazu müssen Spannungen, Ströme und die Frequenz während der verschiedenen Betriebszustände der *aeroSmart5* und insbesondere beim Aufschalten auf das Netz und beim Umschalten zwischen den beiden Generatorstufen beobachtet werden. Auch die Anlage selbst betreffend werden auf der Alten Schanze Messungen und Auswertungen vorgenommen. Da es sich bei der *aeroSmart5* um einen Lee-Läufer handelt, ist z. B. auf Grund des Turmschattens mit regelmäßigen Einbrüchen von Rotordrehmoment und Leistung sowie mit einer Schwingungsanregung von Rotorblättern und Turm zu rech-



**Abb. 13: ISET Experimentier-Hybridsystem mit PV-Versorgung (links) und 3phasigem Netz (rechts Wechselrichter)**

nen. Das schnell abgetastete Leistungssignals wird deshalb hinsichtlich der Einflüsse des Turmschattens überprüft.

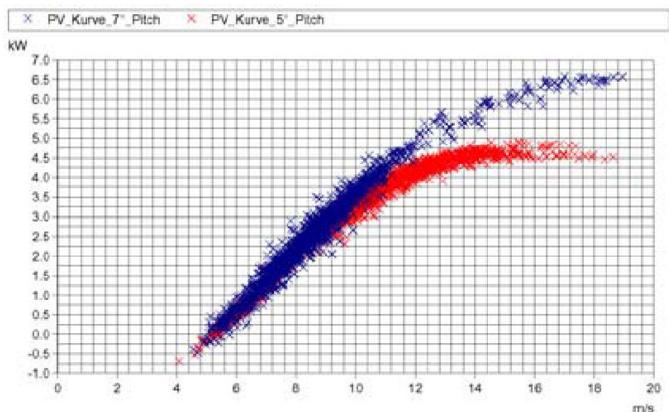
Die beschriebenen Messmöglichkeiten sind so gewählt, dass folgende Untersuchungen und ggf. Abhilfemaßnahmen möglich sind:

- Energieflüsse und Energiebilanz bei tageszeitlich und saisonal unterschiedlichen Einstrahlungs- und Windbedingungen
- Funktion der Blindleistungskompensation in unterschiedlichen Betriebszuständen
- dynamisches Verhalten elektrischer Größen beim Aufschalten auf das Netz bzw. beim Umschalten zwischen den beiden Leistungsstufen des Generators
- Wechselwirkung zwischen elektrischen Größen im Netz und der schwankenden eingespeisten Leistung im Teillastbereich und während der Wirkung des Stall-Effekts
- Wirkung des Stall-Effekts zur Leistungsbegrenzung bei hohen Windgeschwindigkeiten und Turbulenzintensitäten
- Einfluss des Turmschattens auf das Leistungssignal und rückwirkende Schwingungsanregungen von Blättern und Turm
- dynamische Ausrichtung der Gondel nach der Windrichtung bei turbulenter Anströmung

- Anlaufverhalten bei niedrigen Windgeschwindigkeiten
- Leistungskennlinie in Anlehnung an IEC 61400
- Leistungsverhalten bei unterschiedlichen internen und externen Betriebszuständen

## 5 Erste Ergebnisse des Prototypentests und Ausblick

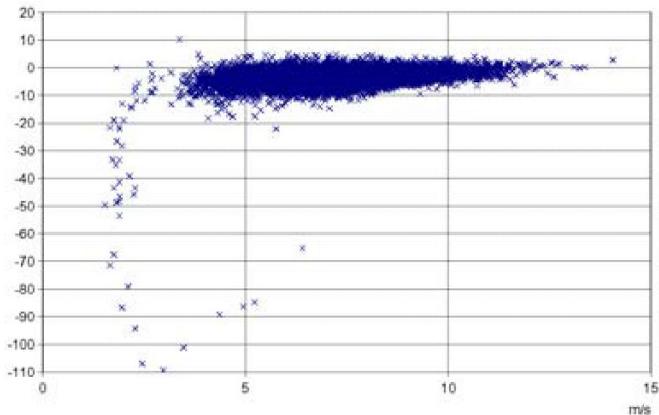
Die Messung der abgegebenen elektrischen Leistung auf dem Testfeld im Kaiser-Wilhm-Koog bestätigte zunächst die Funktionstüchtigkeit der Anlage. Die Vermessung unter zwei unterschiedlichen Einstellwinkel der Rotorblätter (Abb. 14) zeigt, wie genau die computergestützte Entwicklung des Profils und die Fertigung der ersten Blattsätze waren. Der vorgesehene Einstellwinkel von  $5^\circ$  muss lediglich um  $1^\circ$  korrigiert werden, um die Leistungsabgabe zu optimieren.



**Abb. 14: Gemessene Leistung mit  $5^\circ$  bzw.  $7^\circ$  Einstellwinkel über der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe**

Auch die Ausrichtung der Gondel relativ zur Windrichtung wurde bereits ausgewertet (Abb. 15). Würde die Gondel stark pendeln und häufig schräg angeströmt, könnte ein Teil der potenziell vorhandene Energie nicht genutzt werden und der Turm zu unerwünschten Schwingungen angeregt werden. Die ersten Ergebnisse zeigen eine relativ konstante Gondelstellung, die allerdings um wenige Grad von der gemessenen Windrichtung abweicht. Diese kleine Abweichung hat für die Energieausbeute einen relativ geringe Bedeutung und könnte möglicherweise auch an einer geringen Fehljustierung der Messtechnik liegen.

Insgesamt ergeben die ersten Messungen und Auswertungen sehr zufriedenstellende Ergebnisse, so dass an der Funktionalität der Neuentwicklung keine Zweifel bestehen.



**Abb. 15: Gemessene Fehlstellung der Gondel zur Windrichtung über der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe in Winkelgraden**

Die bevorstehenden Untersuchungen auf dem Testfeld „Alte Schanze“ bezüglich des Anlagenverhaltens unter deutlich turbulenteren Windbedingungen und bezüglich des Zusammenspiels von *aeroSmart5* und Inselsystem werden möglicherweise weitere Optimierungsmöglichkeiten aufzeigen.

Die Ergebnisse der bisherigen Entwicklungsarbeiten und der ersten Betriebsstunden der *aeroSmart5* auf dem Testfeld Kaiser-Wilhelm-Koog waren aber bereits jetzt so ermutigend, dass von den federführenden Projektpartnern die Fertigung einer Vorserie und deren Test unter realen Betriebsbedingungen geplant wird. Die Installation der ersten Vorserienmodelle könnte, abhängig von den weiteren Ergebnissen der Tests, schon im Frühjahr 2005 erfolgen.

Des Weiteren wird auch über eine neue Entwicklung nachgedacht. Die gewählte Nennleistung der *aeroSmart5* ist abgestimmt auf die typischen kleinen Leistungen von Generatoren und Verbrauchern in dezentralen Versorgungssystemen. Bei etwas größeren Verbraucherleistungen können aufgrund der modularen Philosophie des Hybridsystems „Sunny-Island“ leicht mehrere Windkraftanlagen parallel integriert werden. Für diesen Fall wäre aber wahrscheinlich eine 10-kW-Windkraftanlage deutlich kostengünstiger als zwei 5-kW-Anlagen. Deshalb werden zurzeit die Möglichkeiten zur Entwicklung einer 10-kW-Variante der *aeroSmart* auf der Basis der jetzt in der Erprobung befindlichen *aeroSmart5* untersucht.



## 6 Literatur

- /Heier et al. 1997/ S. Heier, W. Kleinkauf, F. Raptis: Rural Electrification with Hybrid Plants. 20th International Conference CIGR: Rural Electrification and Rational Use in Agriculture. 21.–25. April 1997, Agadir, ANAFID, Agadir, Morocco, pp 3.1–3.7
- /Bishop et al. 1998/ J. Bishop, O. Haas, W. Kleinkauf, F. Raptis, J. Sachau: Standardisation of Systems Technology for PV Power Supply – Modular Structures with Series Produced Components. 2nd World Conference and Exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion, July 1998, Wien
- /Kleinkauf et al. 1997/ W. Kleinkauf, F. Raptis: Elektrifizierung mit erneuerbaren Energien – Hybridanlagentechnik zur dezentralen, netzkompatiblen Stromversorgung. In: Forschungsverbund Sonnenenergie – Themen 96/97 – Strom aus Sonne und Wind. Köln, 1997
- /Heier 2003/ Siegfried Heier, Windkraftanlagen –Systemauslegung, Integration und Regelung-, 3.Auflage, Stuttgart/Leibzig/Wiesbaden: B.G.Teubner, 2003 ISBN 3-519-26171-5



# Felderprobung von Windparkmonitoring- und Fehlerfrüherkennungssystemen

P. Caselitz, J. Giebhardt  
Institut für Solare Energieversorgungstechnik e.V. (ISET)  
Königstor 59, D-34119 Kassel  
Tel.: +49 (0) 561 7294-343, Fax: +49 (0) 561 7294-100  
E-Mail: dce@iset.uni-kassel.de  
www.iset.uni-kassel.de

## 1 Einleitung

Seit einigen Jahren arbeitet ISET an der Entwicklung und Erprobung von Systemen zur Fehlerfrüherkennung (FFE). Gefördert wurden die Arbeiten besonders durch den Bund, das Land Hessen, die Europäische Union und verschiedene Industrieunternehmen. Ausdrücklich würdigen möchten wir die frühe und weitsichtige Unterstützung des Projektträgers in Jülich schon Anfang der 90er Jahre, als das Thema Fehlerfrüherkennung in Windenergieanlagen noch oft als akademische Spielerei betrachtet wurde.

Im Rahmen mehrerer aufeinander aufbauender Forschungsprojekte konnte ISET die komplette Entwicklungsgeschichte eines Zustandsüberwachungs- und Fehlervorhersagesystems (engl. Condition Monitoring System, CMS) von der Prototypenentwicklung über die Labor- und Felderprobung bis hin zur Systemintegration in das Windparkmonitoring begleiten. Die nachfolgende **Tabelle 1** zeigt eine Übersicht über die zeitliche Abfolge der wissenschaftlichen Arbeiten und die „Milestones“ der Systementwicklung.

Das vorliegende Papier beschreibt zunächst die experimentellen Untersuchung zur Fehlerfrüherkennung an einer kleinen Windkraftanlage des Typs Aeroman14.8/33 (14,8 m Rotordurchmesser, 33 kW) ein. Die Versuche werden beschrieben und die wichtigsten Ergebnisse zusammengefasst. Weiterhin werden die verschiedenen Aktivitäten bzgl. der Laborerprobung des CMS-Prototypen beschrieben. Hierzu stand ein VMEBus gestütztes Rechnersystem zur Verfügung, mit dem die für die Durchführung der Fehlerfrüherkennung erforderlichen Sensorsignale aus dem Simulationsmodell einer Windenergieanlage ausgekoppelt und dem Testsystem zugeführt wurden.

Im Rahmen der CMS-Felderprobung konnten wichtige Erfahrungen bei der Installation der Systeme in bestehende Anlagen erworben werden. Daraus abgeleitet ergeben sich Empfehlungen für die Integration von CMS bei der Anlagenentwicklung. Außerdem



werden einige Auswertungen von Langzeitmessdaten gezeigt. Die Integration von CMS in die Struktur eines Windparks sowie deren Integration in das Windparkmonitoring werden erörtert. Dabei steht die Beschreibung der Kommunikationsmedien und -protokolle im Vordergrund. Abschließend erfolgt eine kurze Beschreibung der aktuellen Aktivitäten von ISET zur Standardisierung im Bereich CMS, Windparkmonitoring usw. Es werden die entsprechenden nationalen und internationalen Normen und Richtlinien mit ihren Inhalten kurz vorgestellt und bezüglich ihrer Relevanz in den verschiedenen Bereichen der Fehlerfrüherkennung kommentiert.

**Tabelle 1: Entwicklungsgeschichte eines kommerziellen Fehlerfrüherkennungssystems für Windenergieanlagen**

<b>Zeitraum</b>	<b>Aktivität</b>	<b>Entwicklungsstufe</b>	<b>Milestones</b>
1992 bis 1994	Voruntersuchungen auf der Basis von Online – Messdaten aus dem Wiss. Mess- und Evaluierungsprogramm (WMEP), /1/	Konkretisierung von Anforderungen an ein CMS für Windenergieanlagen (WEAn)	Konzept „CMS für Windenergieanlagen“
1994, 1995	Simulationstechnische Untersuchungen der Auswirkungen von verschiedenen Fehlerzuständen auf das Schwingungsverhalten einer WEA	Definition von Datenerfassungs- und Datenauswertungsalgorithmen; Formulierung der Anforderung an die Hardware und Software	Definition einer Hardware- und Softwareplattform für ein CMS
1995, 1996	Experimentelle Untersuchungen an einer WEA Aeroman 14.8/33; „Hardware in the Loop“ Prototypentests mit simulierten Messdaten im Labor	Funktionsfähiger Prototyp mit optimierter Ausstattung bzgl. Sensorik, Datenverarbeitung, Fehlererkennung;	Prototyp mit verifizierten Verfahren zur Erkennung von Fehlern an WEAn



Zeitraum	Aktivität	Entwicklungsstufe	Milestones
1997 bis 1999	Mehrjähriger Feldtest des Systems an Anlagen der 600 kW – Klasse; Erwerb von Knowhow bei der Installation von CMS	Autonom arbeitendes CMS; Datenerfassung und –auswertung im Online-Betrieb;	Kommerziell verfügbares CMS für den Einsatz in WEAn
2000 bis 2002	Entwicklung von Schnittstellen zwischen CMS und Windparkmonitoring; Integration in die WEA-Technologie	Systemintegration von CMS in die Windparkbetriebsführung und in das Windparkmonitoring	CMS als Bestandteil von Windpark Management Systemen
seit 2003	Anpassung von CMS an internationale Standards bzgl. Kommunikation in WEAn und Windparks; Mitarbeit an der Erweiterung dieser Standards	Komplett integriertes CMS, das sich ohne zusätzliche Kommunikationsanpassungen in das Windparkmonitoring einfügt.	Normen konformes CMS

## 2 Experimentelle Untersuchungen an einer kleinen Windenergieanlage

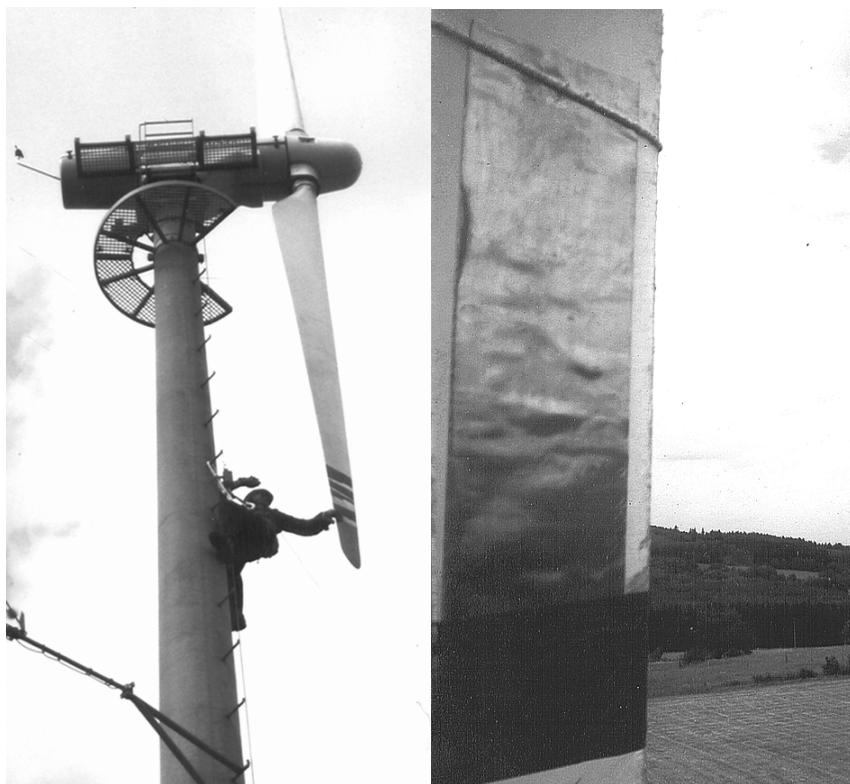
Für experimentelle Untersuchungen verfügte ISET im Testfeld Vogelsberg über eine 33 kW Windkraftanlage mit 14,8 m Rotordurchmesser. Durch geeignete Manipulationen wurden hier insbesondere verschiedene Arten von Rotorunsymmetrien simuliert. Ein Ziel war dabei die Erkennung und Unterscheidung von Massenunwucht und aerodynamischen Unsymmetrien des Rotors. Derartige Unsymmetrien führen zu Leistungseinbußen und zu zusätzlichen Beanspruchungen der Anlage durch periodische Wechselbelasten.

Aerodynamische Unsymmetrie kann z.B. durch fertigungsbedingte Abweichungen der Rotorblatt-Profile, falsch eingestellte Blattwinkel oder im laufenden Betrieb der Anlage durch Verschmutzung oder Vereisung der Rotorblätter hervorgerufen werden. Zur messtechnischen Untersuchung einer solchen Unsymmetrie wurde durch Anbringen von Klebestreifen eine Beeinträchtigung der Aerodynamik an einem Rotorblatt herbeigeführt.



Auch bei einer Massenunwucht des Rotors sind Beeinträchtigungen des Anlagenverhaltens und der Lebensdauer zu erwarten. Derartige Unwuchten können z.B. durch Eisansatz entstehen oder auch auf dauerhafte Schädigungen, wie z.B. in Rotorblätter eindringende Feuchtigkeit, hinweisen. Zur experimentellen Untersuchung der Auswirkungen von Massenunwucht wurden flache Bleistreifen am Ende eines Rotorblattes aufgeklebt. Dabei wurde in zwei aufeinanderfolgenden Experimenten zunächst eine zusätzliche Masse von etwa 1,3 kg und anschließend von 2,1 kg aufgebracht.

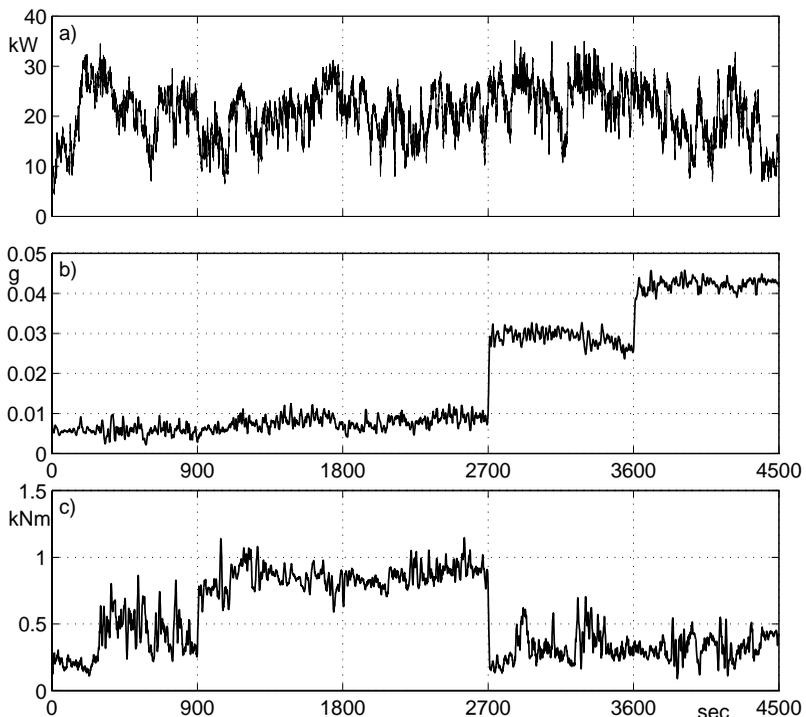
**Abbildung 1** links zeigt die Ausführung der Manipulationen an einem Blatt der Testanlage. Im rechten Bild ist einer der angebrachten Bleistreifen zu erkennen. Aufgrund der Abmessungen der Anlage konnten die Arbeiten ohne den Einsatz eines Arbeitskorbs bzw. einer Hebebühne ausgeführt werden.



**Abb. 1:** Manipulationen an einem Blatt der Testfeldanlage Aeroman (links); Bleistreifen zur Nachbildung einer Massenunwucht des Rotors (rechts)



Die Erkennung von Unsymmetrien des Rotors einer Windenergieanlage kann durch die Überwachung der Amplituden von Biege- und Torsionsschwingungen der Gondel bzw. des Turms erfolgen. Zur Unterscheidung von Massenunwucht und aerodynamischer Unsymmetrie wird dabei die Spektralanalyse der Schwingungsamplituden bei Rotordrehfrequenz (1p-Frequenz) genutzt. **Abbildung 2** zeigt fünf aneinandergereihte Messreihen (jeweils 900 Sekunden lang) aus Experimenten im Normalbetrieb, bei aerodynamischer Unsymmetrie (zwei Messungen) und bei Rotorunwucht (Messung bei 1,3 kg und 2,1 kg Zusatzmasse). In Diagramm a) ist die Leistung aufgetragen, in b) der 1p-Amplitudenverlauf der Turmbiegung und in c) die 1p-Amplitude der Turmtorsionsschwingung. Besonders die Turmbiegung ist offenbar unmittelbar als Indikator einer Rotorunwucht verwendbar. Nicht ganz so ausgeprägt ist der Amplitudenanstieg der Turmtorsion bei aerodynamischer Unsymmetrie. Der Unterschied zum Niveau der Amplituden im Normalbetrieb und bei Unwucht ist aber trotzdem so deutlich, dass dieses Signal sehr gut als zusätzliches Kriterium zur Fehlerdiagnose herangezogen werden kann. Eine ausführliche Darstellung der Verfahren zur Überwachung von Rotorunsymmetrien findet sich in /2/.

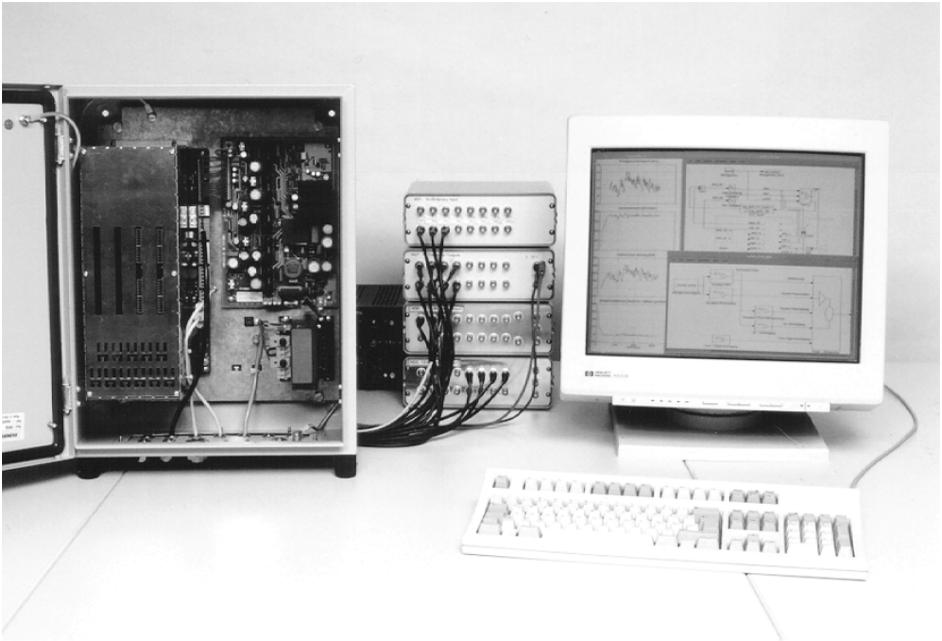


**Abb. 2: Messreihen aus Experimenten an der Testanlage Aeroman**

### 3 Laborerprobung eines CMS-Prototypen

Durch den Einsatz eines Hardware in the Loop VMEBus Simulationssystems in Verbindung mit dem Simulationstool Matlab/Simulink© konnten bereits frühzeitig erste Labortests mit dem Prototyp des CMS durchgeführt werden. Dadurch ergab sich die Möglichkeit, die zur Fehlerfrüherkennung entwickelten Algorithmen und Funktionen unter nahezu den gleichen Bedingungen zu testen, wie sie beim späteren Einsatz in einer Windkraftanlage zu erwarten sind.

Um die erforderlichen Messsignale für die Erprobung des Systems zu erzeugen wurde ein Echtzeit-Simulationsmodell einer Windkraftanlage unter Matlab/Simulink© entwickelt. Über die analogen und digitalen Ausgänge des VMEBus Simulationssystems wurden die erforderlichen Informationen über den Betriebszustand der Anlage und die dazu korrespondierenden Sensorsignale ausgegeben. Diese Signale entsprechen denen, die an einer realen Anlage aus der Betriebsführung bzw. aus der installierten Messtechnik ausgekoppelt würden. **Abbildung 3** zeigt den Laboraufbau mit dem CMS-Prototyp (links), den I/O-Interfaceboxen des VMEBus-Systems (mitte) und der grafischen Oberfläche des Simulationsmodells (rechts). In /3/ findet sich eine ausführliche Beschreibung der durchgeführten Simulationen und deren Ergebnissen.



**Abb. 3: Laboraufbau des Hardware in the Loop VMEBus-Systems zur Echtzeitsimulation**



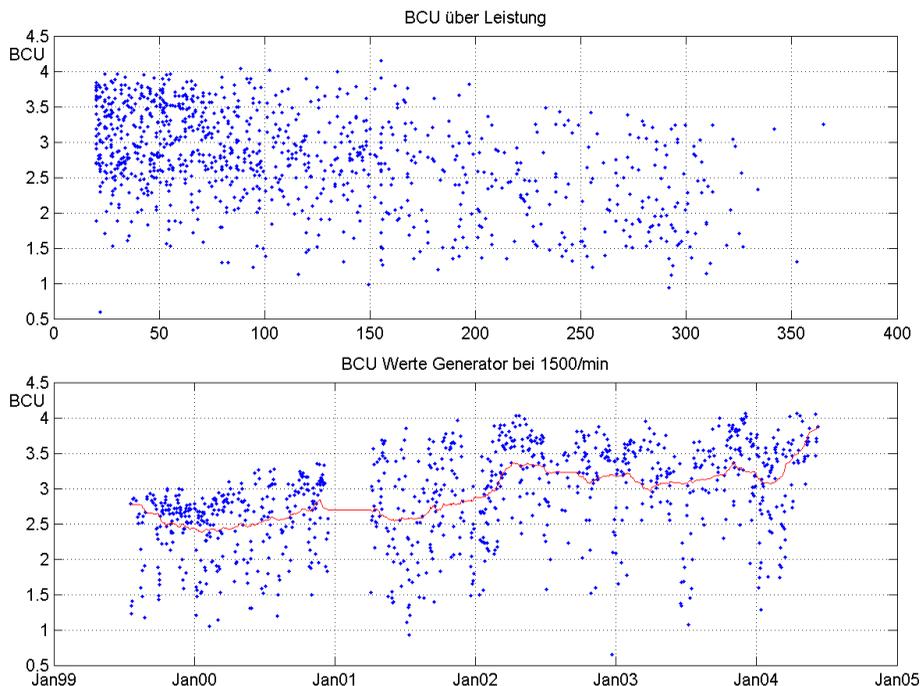
## 4 Feldtest an Anlagen der 600 kW - Klasse

Die ersten Seriengeräte des CMS sind im Rahmen eines Feldtests an mehreren Windenergieanlagen verschiedener Nennleistungen von 300 kW bis 1000 kW zum Teil über mehrere Jahre getestet worden. Zuverlässige Fehlerfrüherkennung setzt die Verwendung einfach und robust erfassbarer Messgrößen voraus. In Windkraftanlagen bietet sich daher in erster Linie die Auswertung von Drehzahl-, Leistungs- oder Generatorstrommessungen an. Diese Signale können in der Regel aus der Anlagensteuerung ausgekoppelt werden.

Zur direkten Erfassung mechanischer Vibrationen (Körperschall) und Strukturschwingungen haben sich in industriellen Anwendungen Beschleunigungsaufnehmer bewährt. Dabei werden zur Erfassung der niederfrequenten Strukturschwingungen und des höher frequenten Körperschalls unterschiedliche Typen verwendet. Eine ausführliche Beschreibung der in den Feldtestanlagen eingesetzten Sensorik und Zusatzmesstechnik findet sich in /3/, /4/.

Bei der Installation der Systeme zeigte sich, dass die verwendete Zusatzsensorik auch in bestehende Anlagen mit vertretbarem Aufwand installiert werden konnte. Bei entsprechender Unterstützung durch den Anlagenhersteller bzw. -betreiber ist auch die Auskopplung der erforderlichen Messgrößen aus der Anlagensteuerung kein Problem. Eine deutliche Reduktion der Installationskosten von CMS könnte erreicht werden, wenn der Einbau solcher Systeme schon bei der Anlagenentwicklung berücksichtigt würde. Im Rahmen des Feldtests konnten mit den realisierten CMS Betriebserfahrungen über mehrere Jahre gesammelt werden. Die eingesetzte Hardware zeigte dabei eine hohe Zuverlässigkeit und Robustheit im Feldeinsatz. Durch den Einbau entsprechender Schutzmaßnahmen konnten auch Blitzschläge und andere Extrembeanspruchungen keine Schäden an den Systemen hervorrufen.

**Abbildung 4** zeigt den Langzeittrend eines Kennwerts zur Beurteilung des Zustands von Wälzlagern. Dieser Kennwert wird als BCU (**B**earing **C**ondition **U**nit) bezeichnet und gibt ein Maß an für die Qualität der Oberflächen von Lageraufläufen und Wälzkörpern an. Das obere Diagramm zeigt die Abhängigkeit des BCU-Wertes am vorderen Generatorlager einer 300 kW Windenergieanlage von deren Lastzustand. Es ist dabei keine signifikante Auswirkung durch die Ausgangsleistung der Anlage zu erkennen. Im unteren Diagramm ist der Trend des BCU-Wertes über einen Zeitraum von fünf Jahren dargestellt. Es zeigt sich zwar ein Anstieg der Trendkurve (durchgezogene Linie im Diagramm). Die Höhe des Anstiegs bewegt sich dabei allerdings in einem Rahmen, der keinen Schluss auf einen Schaden zulässt, sondern in diesem geringen Ausmaß durch den normalen Verschleiß verursacht wird. Eine ausführliche Darstellung der im Rahmen des Feldtests erreichten Messergebnisse und Datenauswertungen ist in /4/ verfügbar.



**Abb. 4: Leistungsabhängigkeit und Langzeittrend des BCU-Wertes am Generatorlager**

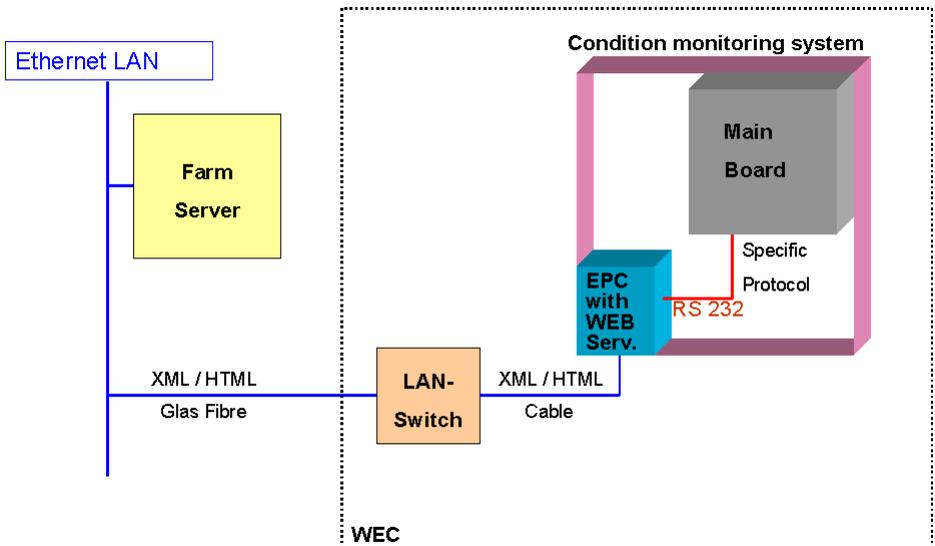
## 5 Einbindung von CMS in das Windparkmonitoring

Zur Einbindung in die Betriebsführung und in das Monitoring eines Windparks muss ein CMS in die entsprechenden Kommunikationsstrukturen integriert werden. Heute neu errichtete Windparks, sowohl im Onshore- als auch im Offshore-Bereich werden mit Netzwerken zur schnellen Datenübertragung ausgestattet. Dabei hat sich das weit verbreitete Ethernet als Quasistandard etabliert. Der Einsatz von Lichtwellenleitern als Übertragungsmedium garantiert dabei hohe Übertragungsraten bei optimaler Störsicherheit über die in Windparks üblichen Entfernungen von jeweils einigen hundert Metern zwischen den einzelnen Knoten.

Als Protokolle setzen sich die ebenfalls weit verbreiteten Internet-Standards HTML und XML immer mehr durch. Durch Verwendung dieser Protokolle kann auf die einzelnen CMS in einem Windpark direkt unter Verwendung von Standard-Internetbrowsern zugegriffen werden. Damit entfällt die Notwendigkeit zum Einsatz spezifischer Zugangs-



software, die nur auf das Produkt eines bestimmten Herstellers zugeschnitten ist. **Abbildung 5** zeigt das Prinzip der Anbindung eines CMS an die Ethernet-Kommunikation eines Windparks. Dabei wird häufig ein externer Webserver, z.B. in Form eines EmbeddedPC (EPC), als Umsetzer vom spezifischen Kommunikationsprotokoll des CMS auf Ethernet mit XML/HTML verwendet. Die gezeigte Lösung wurde so in einem Windpark realisiert und arbeitet seit mehreren Jahren problemlos.



**Abb. 5: Einbindung eines CMS in die Kommunikationsstruktur eines Windparks**

Die gezeigte Konfiguration erlaubt eine flexible Ausgestaltung des Windparkmonitorings. Heute werden diese Aufgaben noch häufig von zentralen Rechnersystemen, z.B. in der Trafostation des Windparks, ausgeführt. Mit zunehmender Leistungsfähigkeit der CMS Hardware und Software wäre aber auch eine dezentrale Lösung denkbar, bei der jedes einzelne CMS in die Monitoring-Aufgaben des Parks eingebunden wäre. Die dadurch gewonnene Redundanz des gesamten Systems wäre erheblich.

## 6 Standards und Richtlinien im Bereich Windparkmonitoring und CMS

In den letzten Jahren hat sich mehr und mehr die Notwendigkeit zur Standardisierung im Bereich von dezentralen Energieversorgungseinheiten allgemein und für Windenergieanlagen im Speziellen gezeigt. Daher existieren inzwischen zahlreiche Standards und Richtlinien auf nationaler und internationaler Ebene. Teilweise sind diese bereits veröffentlicht, zum Teil befinden sie sich noch in der Bearbeitungsphase. Erstellt wur-



den sie u. A. auf eigene Initiative von Versicherungsanbietern im Bereich Windenergie, durch Zertifizierungsstellen und durch international besetzte Projektteams. **Tabelle 2** gibt ohne den Anspruch auf Vollständigkeit eine Übersicht über Inhalt und aktuellen Status einiger dieser Standards und Richtlinien.

**Tabelle 2: Übersicht über Standards und Richtlinien im Bereich Windenergie**

Bezeichnung	Inhalt/Gegenstand	Status
IEC61850: "Communication networks and systems in substations"	Definition von Kommunikation zwischen Energieversorgungs- und -verteilungseinheiten, Beschreibung von Netzwerkstrukturen, Servicemodellen, Kommunikationsprotokollen und Datenstrukturen	teilweise veröffentlicht, einige Teile noch in Bearbeitung
IEC61400: "Wind turbine generator systems"	Normung für viele Aspekte von WEA, z.B. Leistungsvermessung, Geräuschpegel, Blitzschutz usw.; Für die Definition der Kommunikation werden weitestgehend die Festlegungen der IEC61850 verwendet. Gründung eines Projektteams zur Erarbeitung eines Teils über CMS ist in Vorbereitung	teilweise veröffentlicht, einige Teile noch in Bearbeitung, CMS-Teil in Vorbereitung
Untersuchungsbericht des Allianz Zentrum für Technik	Formulierung von „Anforderungen an Condition Monitoring Systeme für Windenergieanlagen“ (auch Titel des Berichts); Empfehlungen zur Hardware und Software von CMS zum Einsatz in Windenergieanlagen	veröffentlicht
Richtlinie Gothaer Versicherung	Formulierung der „Grundsätze zur zustandsorientierten Instandhaltung von Windenergieanlagen“ (auch Titel der Richtlinie)	veröffentlicht
GL-Richtlinie	„Richtlinie für die Zertifizierung von Condition Monitoring Systemen für Windenergieanlagen“	veröffentlicht



Systemanbieter im Bereich der Windenergie beginnen gerade damit, die Standards und Richtlinien in ihren Produkten umzusetzen. Nach Abschluss dieses Prozesses wird es möglich sein, Komponenten eines Windparks in einer Client/Server Struktur beliebig zu vernetzen. So kann dann z.B. ein CMS bestimmte Klassierungsdaten (Leistungsmessreihen, Temperaturen, Windgeschwindigkeiten usw. ) als Datenfiles von der Anlagensteuerung anfordern. Ebenso kann das zentrale Windparkmonitoring als Client von allen CMS eines Windparks die aktuellen Zustandsdaten abrufen. In der Funktion als Server kann das Windparkmonitoring Daten von generellem Interesse für die CMS bereitstellen, die dann als Clients agieren würden. Dies könnten z.B. meteorologische Daten und Prognosen sein. Der Zugriff auf die Daten erfolgt mit standardisierten Internetprotokollen und den entsprechenden Tools (Browser, FTP usw.).

Die Ergebnisse der Forschungsarbeiten von ISET sind zum Teil in die Erstellung der oben genannten Standards und Richtlinien eingeflossen. Darüber hinaus hat ISET durch die Mitwirkung in den entsprechenden Arbeitskreisen und Projektteams auch aktiv an der Gestaltung von Standards/Richtlinien teilgenommen. Zukünftig wird sich die Arbeit auf die Mitwirkung in dem neuen Projektteam konzentrieren, dass den Zusatzteil „CMS“ für die IEC61400 vorbereiten soll.

## 7 Literatur

- /1/ M. Durstewitz, C. Enslin, B. Hahn, M. Hoppe-Kilpper, K. Rohrig: Windenergie Report Deutschland 2004, ISET, Kassel, 2004
- /2/ P. Caselitz, J. Giebhardt: Rotor Condition Monitoring for improved operational safety of offshore wind energy converters, Proceedings of the EAWE/EWEA Special topic Conference (April 2004), Delft, The Netherlands  
[http://www.iset.uni-kassel.de/osmr/download/PaperEWEA\\_SP2004.pdf](http://www.iset.uni-kassel.de/osmr/download/PaperEWEA_SP2004.pdf)
- /3/ P. Caselitz u. A.: Abschlußbericht zum Forschungsvorhaben "Fehlerfrüherkennung in Windkraftanlagen" Förderkennzeichen 0329304A, ISET, Kassel, 1999  
<http://edok01.tib.uni-hannover.de/edoks/e001/271738383.pdf>
- /4/ P. Caselitz, J. Giebhardt: Schwingungsüberwachung und Fehlerfrüherkennung in Windkraftanlagen, in „Schwingungsüberwachung und –diagnose von Maschinen und Anlagen“, Tagungsband VDI-Schwingungstage '99, VDI-Berichte 1466, Herausgeber: VDI-Verlag, Düsseldorf, 1999  
[http://www.iset.uni-kassel.de/abt/FB-E/papers/VDI\\_Beitrag99.pdf](http://www.iset.uni-kassel.de/abt/FB-E/papers/VDI_Beitrag99.pdf)



## **Erste Meeresströmungsturbinen-Pilotanlage vor der englischen Küste – 1 Jahr Betriebserfahrungen**

J. Bard, P. Caselitz, J. Giebhardt, M. Peter  
Institut für Solare Energieversorgungstechnik e.V. (ISET)  
Königstor 59, D-34119 Kassel  
Tel.: +49 (0) 561 7294-343, Fax: +49 (0) 561 7294-100  
E-Mail: [dce@iset.uni-kassel.de](mailto:dce@iset.uni-kassel.de)  
[www.iset.uni-kassel.de](http://www.iset.uni-kassel.de)

### **1 Einleitung**

Die kinetische Energie einer Wasserströmung lässt sich in Verbindung mit einem Rotor nach dem gleichen Prinzip wie bei Windkraftanlagen zum Antrieb eines elektrischen Generators nutzen. Dieser Ansatz zur Energiegewinnung wurde in der Vergangenheit überraschend wenig diskutiert. Dabei sind die technischen Anforderungen im Verhältnis zu einigen anderen Ansätzen z.B. bei der Wellenenergie überschaubarer.

In großen Flüssen wurden schon vor Jahrhunderten Wasserströmungen zum Antrieb von Mühlen und neuerdings auch Pumpsystemen zur Bewässerung in der Landwirtschaft eingesetzt. Auf diese Anwendung geht auch das von dem Britischen Ingenieurbüro ITPower entwickelte SEAFLOW-Konzept zurück. Bereits ab 1976 wurde das erste Pumpsystem für Bewässerungszwecke am Nilufer entwickelt. Begleitend zu Potential und Technologiestudien, die ab 1993 in Großbritannien unternommen wurden, entwickelte ITPower 1992 in einem Pilotprojekt den ersten „Strömungsgenerator“. Der Rotor mit etwa 3,5 m Durchmesser erzielte bei einer Strömungsgeschwindigkeit von 2,2 m/s eine Leistung von 15 kW.

Im Jahr 2002 wurde im Rahmen des italienischen ENERMAR-Projektes eine 130 kW-Versuchsanlage in der Straße von Messina getestet. Das norwegische Blue Concept Projekt ging mit einem Dreiflügeligen Rotor mit 20 m Durchmesser im September 2004 im Kvalsund Fjord Nahe der Stadt Hammerfest an das Stromnetz. Das internationale Forschungsprojekt SEAFLOW realisierte ein weiteres Konzept für eine kommerzielle Nutzung von Meeresströmungen zur Stromerzeugung. Eine Anlage mit ca. 300 kW Nennleistung wurde im Juni 2003 vor der Britischen Westküste (Bristol Channel, North Devon) in Betrieb genommen. Dieses Projekt wird im Weiteren näher erläutert.



## 2 Aufbau der Pilotanlage

**Abbildung 1** zeigt die Pilotanlage vor der Südküste des Bristol Channel. Die Anlage ist auf Höhe der Ortschaft Lynmouth in einer Entfernung von ca. 2 km von der Küste errichtet. Links im Bild sieht man den Triebstrang, bestehend aus Rotor, Getriebe und Generator. Für Wartungs- und Installationsarbeiten wird der vertikal bewegliche Tragrahmen („Collar“) des Triebstrangs über die Wasseroberfläche gehoben. Links neben dem Hauptturm („Monopile“) ist der Hilfsturm mit der Aufstiegsleiter für den Zugang vom Boot zur Anlage zu sehen. Auf dem Dach des Betriebscontainers, der die komplette Leistungs- und Steuerungselektronik enthält, ist ein Kran montiert, der für die Wartung der Anlagenkomponenten genutzt wird.



**Abb. 1: SEAFLOW-Pilotanlage vor der Küste**

Vorstudien und Simulationen führten zu dem Anlagenkonzept, das dem SEAFLOW-Projekt zu Grunde liegt und das in **Abbildung 2** dargestellt ist. Es beruht auf einem Axialrotor, der an einem im Meeresgrund verankerten Turm, einem sog. Monopile installiert wird. Der Turm ragt aus dem Wasser heraus, um die Installation und Wartung von Rotor und Triebstrang zu vereinfachen. Die Gesamtlänge des Monopiles beträgt



ca. 45 m, wovon etwa 15 m in den Meeresboden einbetoniert sind. Im abgelassenen Zustand befindet sich die Nabe ca. 7,5 m über dem Meeresboden.

Im Mai 2003 wurde mit der Bohrung für den Turm der Pilot-Anlage begonnen. Anfang Juni konnten die Installationsarbeiten mit der kompletten Errichtung der Anlage erfolgreich abgeschlossen werden. Am 14. Juni 2003 produzierte die Anlage zum ersten Mal über 100 kW. Seitdem wird ein umfangreiches Testprogramm mit der Anlage gefahren.

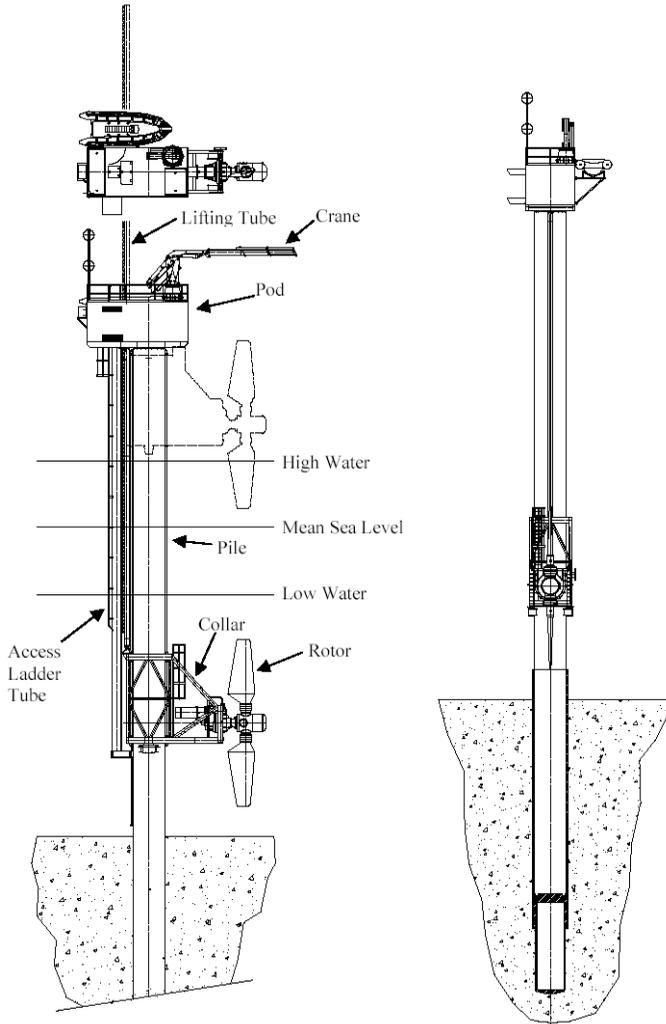
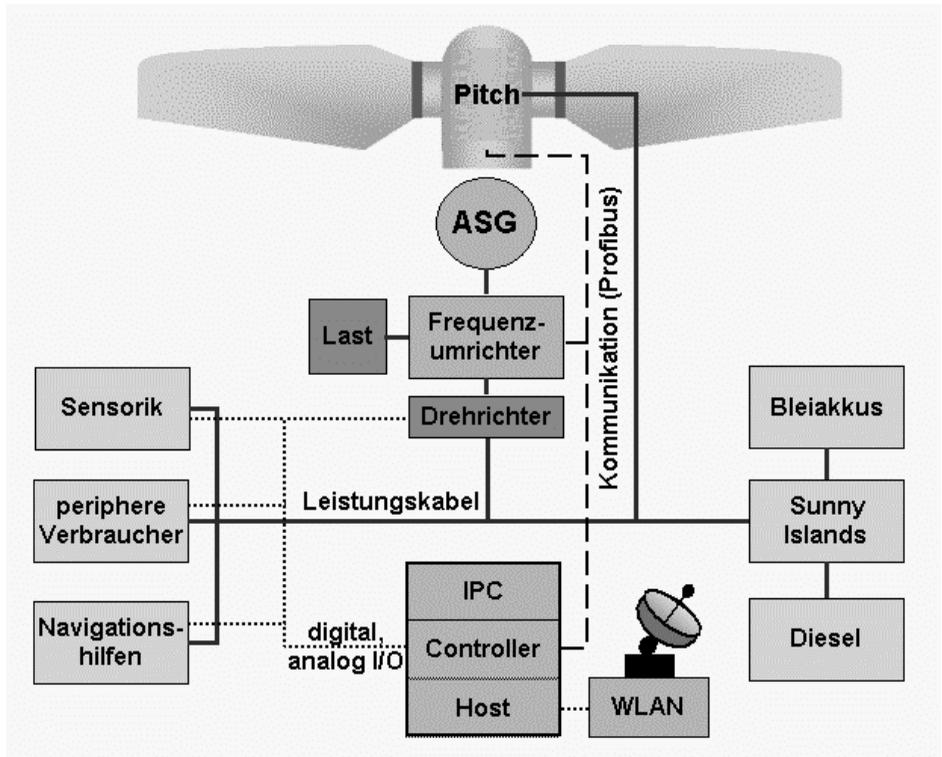


Abb. 2: Dimensionen der SEAFLOW Prototyp-Anlage



Für den Testbetrieb der SEAFLOW Pilot-Anlage steht kein Netz zur Verfügung, da aus Kostengründen auf die Installation eines Seekabels verzichtet wurde. Daraus ergab sich die Notwendigkeit für die Bildung eines lokalen 3phasen Netzes. Diese Aufgabe übernehmen drei Inselnetzwechselrichter vom Typ Sunny Island der Firma SMA Technologie AG. Aus der Anforderung an die Inselnetzbildung ergibt sich die elektrische Konfiguration des Systems, wie sie in **Abbildung 3** dargestellt ist.



**Abb. 3: Elektrisches Konzept der Seaflow-Anlage**

Zum drehzahlvariablen Betrieb der Meeresströmungsturbine wird ein wasserdichter Asynchrongenerator (Käfigläufer, 450 kW) mit einem 4-Q-Stromrichter (600 kVA) für Maschinenprüfstände eingesetzt.

Es müssen folgende Betriebszustände der Pilot-Anlage abgedeckt werden:

1. Lange Zeiträume ohne Betrieb der Meeresströmungsturbine  
Kleine Verbraucher (Nebelhorn, Navigationslicht, Steuerung, Sensorik, Kommunikationstechnik) werden aus dem 3-Phasennetz gespeist, das über die Inselnetzwechsel-



richter (Sunny Islands) aus der Batteriebank gespeist wird. Erreichen die Batterien Entladeschlussspannung, müssen sie über den Diesel nachgeladen werden.

## 2. Anfahren

Zum Anfahren der Anlage müssen zunächst die Stromrichter eingeschaltet werden. Nach Laden des Zwischenkreises des Frequenzumrichters (FU), wird nach Lösen der Bremse über den Pitch-Antrieb der Rotor in Bewegung versetzt und die Generatorzahl überwacht. Bei Erreichen der Einschaltzahl, wird der Generator aufsynchronisiert und der FU geht in den Drehzahlregelbetrieb. Die Energie für diese Startprozedur wird über die Sunny Islands bereitgestellt und vom Drehrichter in Gleichstrom umgewandelt.

## 3. geregelter Betrieb

In dieser Betriebsweise wird die elektrische Energie aus dem Zwischenkreis des FU über Lastwiderstände abgeführt. Der Drehrichter am Zwischenkreis des FU versorgt die AC-Verbraucher (Lüfter, Pitch-Antrieb etc.) sowie die Sunny Islands zur Ladung der Batteriebank. Der Diesel läuft in dieser Betriebsweise nicht.

Das beschriebene Konzept hat sich in der Praxis sehr gut bewährt. Alle Komponenten arbeiten mit hoher Zuverlässigkeit. Probleme traten vorwiegend dann auf, wenn aufgrund schlechter Witterungsbedingungen der Tank des Dieselgenerators nicht rechtzeitig wiederbefüllt und damit die Batteriebank nicht nachgeladen werden konnte. Da die Sunny Islands über eine Schutzfunktion gegen Tiefentladung der Batteriebank verfügen, kam es dabei nicht zu Schäden am System.

## 3 Laborerprobung des elektrischen Systems

Im Laborbereich des **Demonstrationszentrums Modulare SystemTechnik (DeMoTec)** des ISET wurde zunächst die Funktion der Hardwarekomponenten getestet. Ein Maschinenteststand im DeMoTec erlaubte den drehzahlvariablen Betrieb des Generators und die Überprüfung der Regelung durch dynamische Belastungen und Nachbildung der Rotorcharakteristik mit Hilfe einer drehmomentgeregelten Antriebsmaschine.

Der Test umfasste den Frequenzumrichter, den Lastwiderstand, das 3-Phasennetz, bestehend aus der Batteriebank, den Batteriestromrichtern und den Drehrichter. Zur Kühlung des Frequenzumrichters wurde ein BHKW-Teststand mit Luft-Wasserkühler eingesetzt. Zur Nachladung der Batterien diente ein ebenfalls in der DeMoTec vorhandenes Dieselstromaggregat. Anstelle des Wasser gekühlten Generators wurde ein konventioneller Luft gekühlter Asynchrongenerator in Bauform B3 eingesetzt. Damit war es möglich, den Anlagenbetrieb zu simulieren. Es wurden wesentliche Erkenntnisse für die Betriebsführung gewonnen. Die Funktion der Drehzahlregelung konnte verifiziert werden. Der Inselbetrieb des Frequenzumrichters und die Funktionsweise der Last

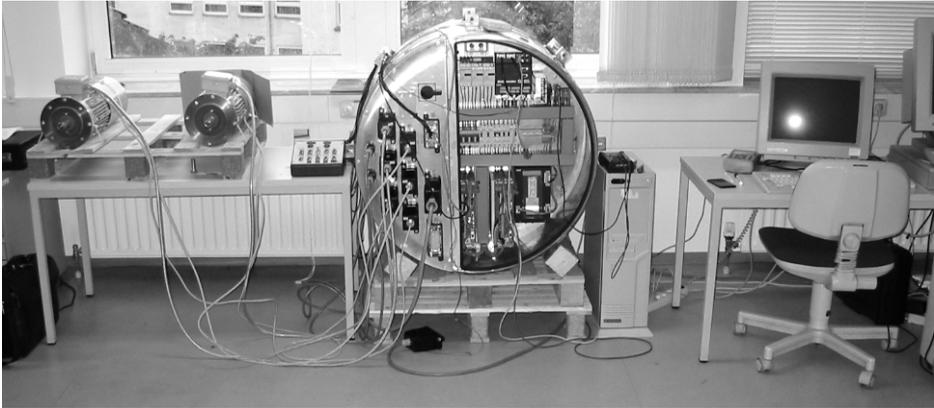


konnten demonstriert werden. **Abbildung 1** zeigt die Komponenten in der Testumgebung des DeMoTec.



**Abb. 4: Aufbau der Hardware-Komponenten im Laborbereich des DeMoTec**

Der Pitch-Antrieb wurde in Anlehnung an ein System für Windkraftanlagen gemeinsam mit dem Hersteller Lust DriveTronics entwickelt. Besonderheiten gegenüber den üblichen Systemen liegen in der technischen Ausführung zum Einbau in die getauchte Nabe (unter Wasser) sowie die Möglichkeit, die Blätter bei Anströmung von vorne, sowie in 180° bei Rückanströmung zu verstellen. Bei Ausfall des Inselnetzes wird mit Energie aus einem Batteriesatz eine Notfahrt der Blätter in die Fahnenstellung durchgeführt, um die Anlage sicher anzuhalten. Vor dem Einbau in die Anlage waren eine Reihe von Software- und Parameteranpassungen erforderlich, um die gewünschten Funktionen für den Einsatz in der Meeresströmungsturbine sicherzustellen. Die folgende **Abbildung 3** zeigt den Schaltschrank, der die elektronischen Komponenten des Pitch-Antriebs enthält. Durch die runde Form konnte der Schaltschrank in die Nabe der Anlage integriert werden. Links im Bild sind die beiden Antriebsmotoren zu sehen.



**Abb. 5: Pitch-Antrieb bei der Erprobung im ISET-Labor**

#### **4 Installation und Inbetriebnahme**

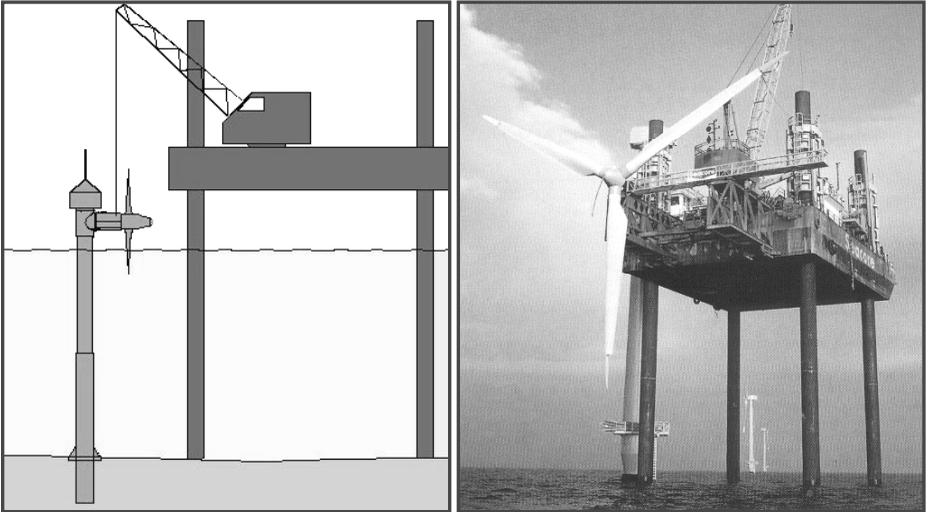
Ein Schlüsselement für die Realisierbarkeit des Anlagenkonzepts von SEAFLOW ist die Installation der Maschine an einem sog. ‚Monopile‘. Diese Technik wurde vom britischen Off-Shore Spezialisten Seacore entwickelt. Sie bietet die Möglichkeit, Stahltürme bis 4 Meter Durchmesser in ausreichend tiefem Wasser durch eine Bohrung im Meeresgrund zu verankern. Damit lassen sich die enormen Schubkräfte beim Betrieb der Anlage sicher beherrschen.

Zunächst wird ein Montageturm auf den Meeresgrund abgelassen. Im Inneren dieser Stahlröhre wird die Bohrung durchgeführt. Nach der Entfernung des Bohrkopfes wird der eigentliche Anlagenturm eingesetzt und mit Beton vergossen. Am Ende wird der Montageturm wieder entfernt. Alle Arbeiten werden von einer Bohrplattform aus durchgeführt, die auf vier Füßen auf dem Meeresgrund verankert ist. Auf der Bohrplattform werden bis auf den Turm alle Komponenten der Meeresströmungsturbine mitgeführt. Nach der Installation des Turmes erfolgt auch die Montage der übrigen Anlagenkomponenten. Wegen des relativ geringen Abstandes von Meeresströmungsturbinen kann bei der Installation eines Parks der Einbau von zwei benachbarten Anlagen von einem Standort der Bohrplattform aus erfolgen. Dies verkürzt die Montagezeit pro Anlage und damit auch die Kosten deutlich.

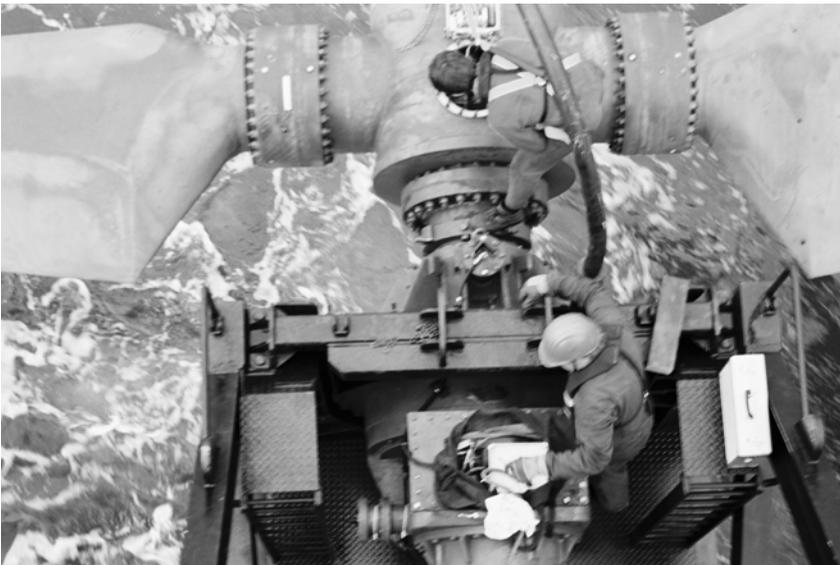
Ab Juni 2003 wurde die SEAFLOW-Anlage schrittweise in Betrieb genommen. Zunächst konnte nur ein halbautomatischer Betrieb für kurze Testläufe realisiert werden. Es waren eine Reihe von Soft- und Hardwareanpassungen erforderlich, um beispielsweise das Hochfahren der Anlage sicher zu gewährleisten. Im nächsten Schritt erfolg-



ten umfangreiche Testreihen zur Untersuchung des Rotors und der Strömungsverhältnisse. Dabei werden alle wichtigen Messdaten erfasst und gespeichert.



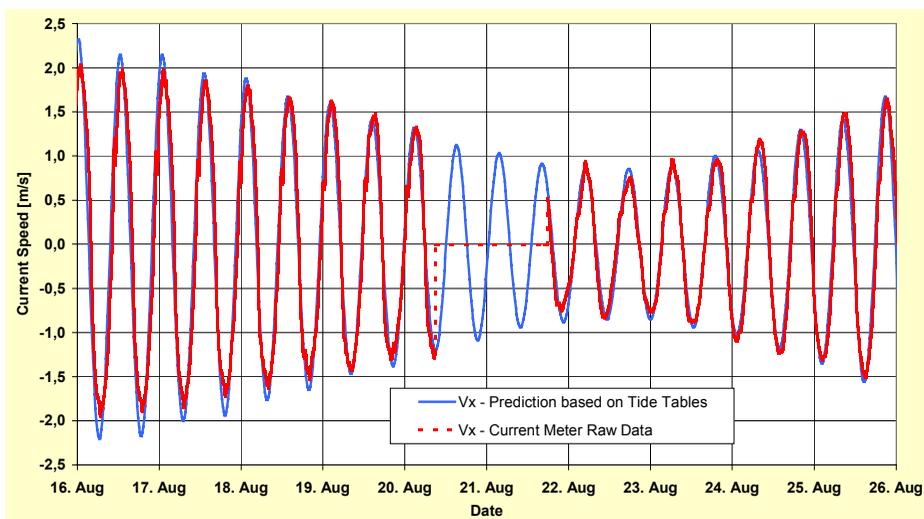
**Abb. 6: Bohrplattform für die Offshore-Arbeiten**



**Abb. 7: Montagearbeiten am Triebstrang**

## 5 Betriebserfahrungen und Messergebnisse

Vom Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Anlage im Juni 2003 an wurden Messdaten aus dem Testbetrieb und Strömungsdaten an der Anlage (ohne Betrieb des Rotors) gesammelt. Ein elektromagnetischer Sensor an der Anlage ermöglicht eine Strömungsmessungen, die insbesondere bei stehendem Rotor sehr genaue Ergebnisse liefert. Bei Betrieb des Rotors liegt der Sensor hinter dem Rotor in der verlangsamt Strömung. Zur Ermittlung der ungestörten Strömung ist dann eine Korrektur der gemessenen Werte erforderlich. Das Ergebnis einer Langzeitmessung über einen Zeitraum von 10 Tagen und der Vergleich mit der prognostizierten Strömung ist in nachfolgender **Abbildung 11** gezeigt.

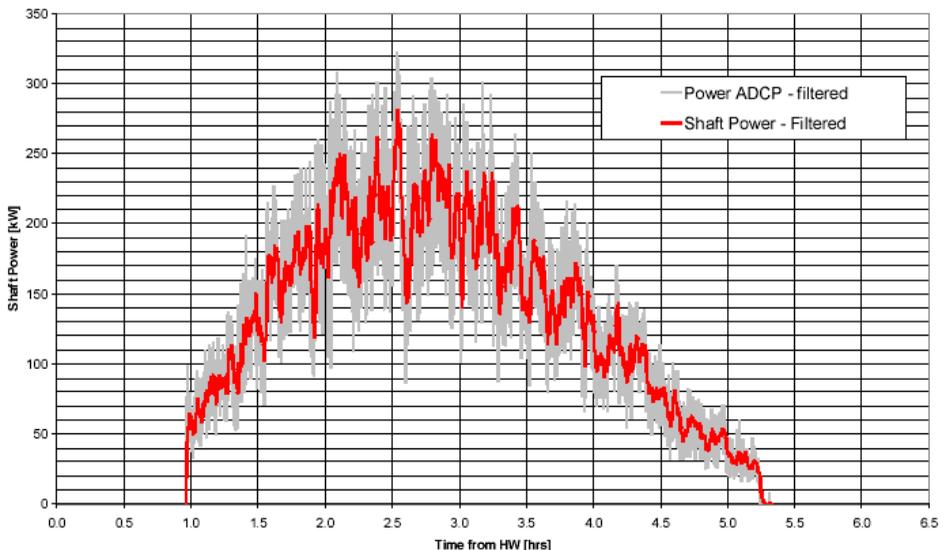


**Abb. 8: Vergleich der gemessenen und berechneten Strömungsdaten über 10 Tage**

Es zeigt sich im Wesentlichen eine gute Übereinstimmung beim zeitlichen Verlauf. Die Periodizität passt exakt, da die Parameter für die berechneten Werte auf die Tabellenwerte der Gezeiten angepasst wurden. Eine Abweichung ergibt sich allerdings bei den Maximalwerten der Strömung. Der mittels Strömungsmessungen und Gezeitentabellen ermittelte Strömungsverlauf ergibt für das Messintervall Maximalwerte von 2,2 m/s. Tatsächlich wurden im Messintervall aber nur 2 m/s erreicht. Für einen 11 m Rotor entsprechen die beiden Werte 228 bzw. 171 kW. Die theoretisch erzielbare Leistung verringert sich durch die geringere Strömungsgeschwindigkeit demnach um 25 %.



Die wichtigste Messgröße für den Projekterfolg ist die elektrische Leistung der Anlage. Diese wird nicht direkt über ein Leistungsmessgerät sondern indirekt über die elektrischen Größen des Generators gemessen. Dabei wird im Frequenzumrichter aus dem gemessenen Generatorstrom das Drehmoment und aus der Frequenz und der Last die Drehzahl des Generators berechnet. Das Produkt aus beiden Größen liefert die Leistung. Der Fehler dieser Methode liegt bei unter 5 %. Es wird dabei eine hohe zeitliche Auflösung erreicht. Bei ersten Auswertungen der Messreihen ergaben sich trotz der sinnvollen Filterung der Rohdaten große Schwankungen in der Leistungsabgabe (siehe **Abbildung 12**). Durch Vergleich mit hoch aufgelösten Strömungsmessdaten zeigte sich, dass diese Schwankungen von entsprechenden Variationen der Strömungsgeschwindigkeit herrühren.



**Abb. 9: Erzeugte Leistung der Prototyp-Anlage über einen Tidenzyklus (Ebbe)**

Aus der Abbildung lässt sich auch entnehmen, dass die Pilot-Anlage die in sie gesetzten Erwartungen bezüglich der maximal abgegebenen Leistung erfüllt und zeitweise sogar übertrifft. Berücksichtigt man dabei noch die oben erwähnte, zu optimistische Prognose der am Teststandort herrschenden Strömungsgeschwindigkeiten, so lässt sich feststellen, dass das gewählte Konzept als Grundlage für die Weiterentwicklung von Meeresströmungsturbinen als hervorragend geeignet zu bewerten ist.

## 6 Zukünftige Entwicklungen

Aufgrund des erfolgreichen Testbetriebs der SEAFLOW-Anlage ist eine rasche Entwicklung hin zu kommerziellen Projekten vorgesehen. Aus heutiger Sicht scheint ein Konzept mit zwei Rotoren pro Turm (Twin rotor) die niedrigsten Stromgestehungskosten zu verursachen. Vorbehaltlich neuer Erkenntnisse aus dem Betrieb der Pilotanlage wird im nächsten Schritt dieses Konzept weiter verfolgt werden. Es sollen dann serien-nahe Komponenten eingesetzt werden. Danach entstehen erste kleine Anlagenparks und in 3 bis 4 Jahren bei der zu erwartenden starken Kostendegression erste kommerzielle Projekte. Die Vision eines Parks aus mehreren Anlagen zeigt **Abbildung 13**. Ein entsprechender Businessplan wurde vom federführenden englischen Projektpartner Marine Current Turbines Ltd. (MCT) vorgelegt. Erste Beteiligungen aus der Industrie aus dem Bereich der Energieversorgungsunternehmen sowie von potenziellen Anlagenherstellern verdeutlichen die hohen Erwartungen, die an die Konkurrenzfähigkeit dieser neuen Technologie gestellt werden.



Abb. 10: Park aus mehreren SEAFLOW Turbinen (Doppelrotorkonzept)



## **Drehzahlvariable unregulierte Kompaktauchturbine für Kleinwasserkraftanlagen – Pilotanlage in Finnland**

J. Bard

Institut für Solare Energieversorgungstechnik e.V. (ISET)

Königstor 59, D-34119 Kassel

Tel.: +49 (0) 561 7294-346, Fax: +49 (0) 561 7294-100

E-Mail: [jbard@iset.uni-kassel.de](mailto:jbard@iset.uni-kassel.de)

### **1 Einleitung**

In Europa wird die Grenze zur Kleinwasserkraft bei 10 MW gezogen. Es gibt Europa-weit etwa 15.000 Kleinwasserkraftanlagen mit einer Gesamtleistung von über 10 GW, die zusammen 40 TWh/a Strom erzeugen. Das Weißbuch der Europäischen Kommission sieht eine weitere Steigerung auf etwa 14,5 GW mit einer Erzeugung von 51 TWh/a vor. Unter günstigen Bedingungen wäre langfristig eine Steigerung auf bis zu 60 TWh/a denkbar, wenn dies auch unter dem Licht steigender ökologischer Anforderungen bei der Umsetzung der Europäischen Wasserrahmenrichtlinie wenig wahrscheinlich ist. Außerhalb Europas sind weitere 55 GW installiert, davon über 30 GW alleine in China, wo 42.0000 Kleinwasserkraftanlagen Strom für 300 Mio. Menschen bereitstellen. Der Zubau der Kleinwasserkraft ist auf die Bauzeit gerechnet in China so hoch wie die beim Drei-Schluchtenprojekt installierte Leistung. Das weltweite Potenzial wird auf bis zu 500 GW geschätzt; es ist bisher also nur ein kleiner Teil davon genutzt.

In Deutschland werden mit geschätzten 1600 MW in Anlagen bis 10 MW zwischen 6 und 7 TWh/a erzeugt. Dabei liegt die überwiegende Mehrzahl von kleinen Laufwasserkraftwerken an Stauhöhen zwischen 2 und 8 m, sog. Niederdruckanlagen. Dies hat historische Gründe. Bevor die Elektrizitätswirtschaft zu Beginn des letzten Jahrhunderts entstand, war die Geschichte der Wasserkraftnutzung im Wesentlichen auch die der Mühlen. Das Wasser diente als wichtige Energiequelle für mechanische Anwendungen wie Mahlwerke, Hammerschmieden und Ähnliches und sorgte dafür, dass in den vielen verschiedenen Gewerbebetrieben Wasserräder angetrieben wurden. So war Wasser - vorwiegend in den Mittelgebirgstälern - ein wichtiger Motor der wirtschaftlichen Entwicklung.

Im Gebiet des späteren Deutschen Reiches erreichte dieser Trend mit 60.000 bis 70.000 Wassertriebwerken in der ersten Hälfte des 19. Jahrhunderts seinen Höhe-



punkt. Dann kamen die thermischen Kraftmaschinen auf. Mit ihnen gingen strukturelle Veränderungen zu großen Industrie- und Handlungsmühlen einher, so dass bereits zu Beginn des Ersten Weltkriegs viele Mühlen aufgeben mussten. Seit dem "Mühlensterben" des 20. Jahrhunderts, das durch gesetzliche Regelungen forciert wurde, blieben bis 1980 nur 2.000 Mühlen übrig.

Parallel dazu vollzog sich eine technologische Entwicklung, die durch die Erfindung der Francis-Turbine (1849), der Pelton-Turbine (1890) und vor allem der Kaplan-Turbine (1913) den entscheidenden Durchbruch für die Nutzung der Wasserkraft zur elektrischen Energieversorgung brachte, so dass ehemalige Mühlenstandorte zunehmend zur Stromerzeugung genutzt wurden. Bereits 1925 waren neben den rund 37.000 Wasserrädern etwa 21.000 Turbinen im Einsatz. Mehr als die Hälfte der gesamten Turbinenleistung von etwa 1.400 Megawatt (MW) wurde bereits zur Stromerzeugung genutzt. Die mittlere Leistung der Turbinen lag bei etwa 65 Kilowatt (kW), die der Wasserräder bei nur etwa 6 kW. Es waren vorwiegend die sich entwickelnden Energieversorgungsunternehmen (EVU), die die großen Wasserkraftanlagen kontinuierlich weiter ausbauten. Gleichzeitig nahm die Anzahl der kleinen gewerblichen und später privaten Anlagen bis in die 80er Jahre stark ab. 1985 existierten noch rund 13.000 Wasserrechte, von denen noch etwa die Hälfte genutzt wurde. Zwei Drittel dieser Standorte gehören zur Leistungsklasse 0 - 25 kW.

Kleinere Wasserturbinen mit Leistungen bis zu einigen 100 kW unterscheiden sich teilweise sehr in Ihrer Ausführung von größeren Turbinen im Multimegawattbereich. So gibt es eine Reihe von Turbinenlösungen, die nur in der Kleinwasserkraft Anwendung finden, wie z.B. das klassische Wasserrad – wenn auch in moderner Ausführung oder die neu entwickelte Wasserkraftschnecke, die bis etwa 200 kW verfügbar ist. Auch bei modernen Wasserturbinen gibt es in diesem Sektor spezielle Lösungen wie z. B. Siphonturbinen oder unregulierte Turbinen wie die Matrixturbine der VATech oder sog. Tauchturbinen, die ohne Notwendigkeit für ein Krafthaus vollständig im Wasser liegen.

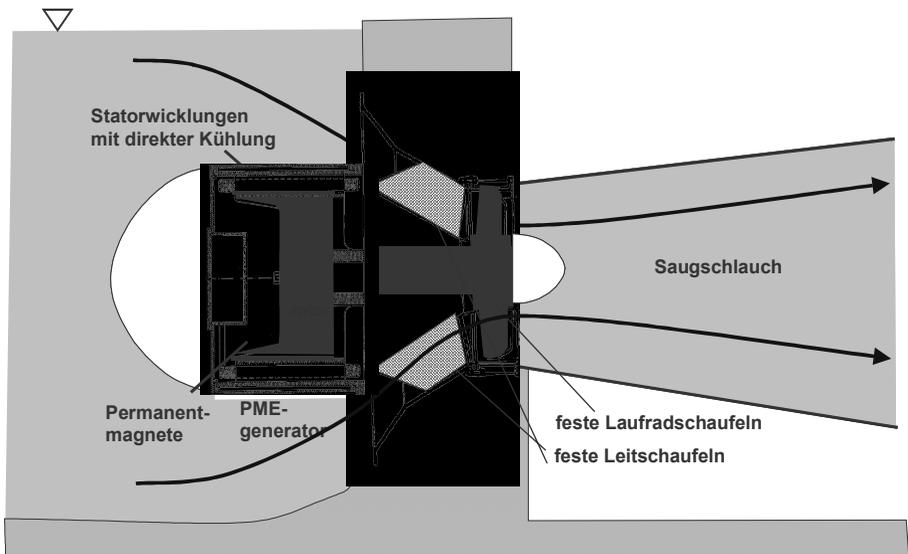
Entscheidend für einen weiteren Ausbau der Kleinwasserkraft in Deutschland und Europa ist es, Lösungen zu finden, die moderne ökologische Anforderungen des Naturschutzes mit kostengünstigen Wasserkraftanlagen in Einklang bringen können. Hierfür bieten die in Ihrer Ausführung sehr kompakten Tauchturbinen eine ideale Möglichkeit. Sie erlauben es, Kraftwerke mit verhältnismäßig niedrigen Baukosten, ohne Nennwerte Schallemissionen und nur mit geringem Einfluss auf das Landschaftsbild zu realisieren. Darüber hinaus bieten überströmte oder wenigstens überströmbare Anlagen auch bei Hochwasser Vorteile. Ein Nachteil der unregulierten Tauchturbinen war bisher der deutlich geringere Ertrag bei höheren Ausbaugraden, wenn also über lange Zeitraum nur Teillastbetrieb möglich ist. Hier soll der drehzahlvariable Betrieb Abhilfe schaffen.



## 2 Das Europäische Projekt „VASOCOMPACT“ (NNE5-349-2001)

Ziel dieses kombinierten Forschungs- und Demonstrationsprojektes ist die Entwicklung von mechanisch unregulierten Tauchturbinen mit drehzahlvariablem Betrieb. Das Turbinenkonzept des finnischen Herstellers Waterpumps WPOy wird mit einem permanent erregten Synchrongenerator direkt auf der Laufradwelle und einem Frequenzumrichter für drehzahlvariablen Betrieb weiterentwickelt. Zunächst wurde am Institut für Strömungsmechanik und Hydraulische Strömungsmaschinen (IHS) der Universität Stuttgart mit Hilfe numerischer Strömungssimulation ein neues Laufrad ausgelegt. Nach Fertigung des Modellaufrades ist die Vermessung im hydraulischen Versuchstand des IHS geplant.

Parallel dazu hat die Schweizer Elmotec einen für diese Anwendung optimierten hochpoligen permanent erregten Synchrongenerator entwickelt. Der Laborprototyp wird auf einem Prüfstand bei SMA mit einem speziell angepassten Frequenzumrichter getestet. Danach beginnt die Entwicklung und Fertigung einer Versuchsturbine mit ca. 50 kW für einen ersten Feldtest in einer Wasserkraftanlage in Finnland.



**Abb 1: Turbinenkonzept im VASOCOMPACT-Projekt**

Im Rahmen einer Machbarkeitsstudie konnte gezeigt werden, dass dieses Konzept an Standorten mit niedriger Fallhöhe und beim Einsatz von mehreren Turbinen durch den Verzicht auf eine mechanische Regulierung und den Bau eines Krafthauses zu Kostensenkungen gegenüber herkömmlichen Konzepten führen kann. Durch die einfache Skalierbarkeit in einem Leistungsbereich zwischen 50 und 500 kW pro Maschine ergibt



sich europaweit ein großes Einsatzpotenzial an bisher ungenutzten Stauanlagen. Die kompakte Bauweise ermöglicht aber auch eine Integration in vorhandene Wasserkraftanlagen. Ferner wird die Möglichkeit der Bildung eines Inselnetzes z. B. für den Aufbau einer Dorfstromversorgung in ländlichen Gebieten untersucht. Das ISET entwickelt darüber hinaus ein Softwaretool, das für gegebene Standorte aus den Dauerlinien für Fallhöhe und Abfluss die Vordimensionierung der Hauptkomponenten sowie die Variantenrechnung mit unterschiedlicher Anzahl von Maschinensätzen und Ausbauwassermengen ermöglicht.

Das Projekt mit Gesamtkosten von knapp 1,4 Mio. Euro startete im Jahr 2002 mit einer Designphase, die folgende Arbeitspunkte beinhaltet:

- Allgemeine Spezifikation des neuen Turbinenkonzeptes
- Neues hydraulisches Design für Einlauf, Laufrad und Saugschlauch
- Spezifikation und Auslegung von Generator und Frequenzumrichter

In der Laborphase des Projektes wurden die Komponenten zunächst als Labortestversion gebaut und getestet. Dies ermöglicht die Überprüfung der realen Eigenschaften von Laufrad, Generator und Frequenzumrichter und ermöglicht den Test der Komponenten im Hinblick auf Betriebsführung und Betriebssicherheit. Bis zum Bau der Feldtestanlage in der letzten Projektphase können Abweichungen von der vorgegebenen Charakteristik z.B. durch Modifikation von Details bei der Auslegung nochmals korrigiert werden. Darüber hinaus können präzise Wirkungsgradmessungen am Modelllaufrad und am elektrischen System durchgeführt werden, die später in einer Wasserkraftanlage nicht mehr möglich sind. Die Labortestphase gewährleistet so, dass eine sicher funktionierende Turbinenlösung im Feldtest realisiert werden kann.

Der geplante Feldtest soll in einer Wasserkraftanlage in Finnland durchgeführt werden, die durch ihre besondere Lage zwischen zwei Seen und die Möglichkeit des Einstellens der Fallhöhe besonders als Testanlage geeignet ist. Der Feldtest soll den Funktionsumfang einer vollautomatisch betriebenen Wasserturbine umfassen mit An- und Abfahren, drehzahlgeregeltem Betrieb und sicherem Abschalten bei Netzausfall oder anderen Störungen. Darüber hinaus werden die Leistung, realisierbarer Drehzahlbereich, Einfluss der Drehzahl auf den Wasserstand und Wirkungsgrade der Gesamtanlage bei unterschiedlichen Fallhöhen und Drehzahlen ermittelt.

Infolge einer Vielzahl von Verzögerungen aus technischen und organisatorischen Gründen seit Beginn des Projektes konnte die Turbine für den Feldtest bis zum Ende des Jahres 2004 nicht fertiggestellt werden. Daher wurde bei der Europäischen Kommission eine kostenneutrale Verlängerung des Projektes zur Durchführung der Demonstrationsphase im Jahr 2005 beantragt.



### 3 Laufrad

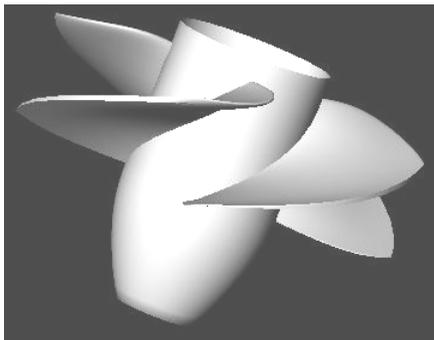
Der methodische Ansatz am Institut für Strömungsmechanik und Hydraulische Strömungsmaschinen an der Universität Stuttgart für die Entwicklung neuer Turbinen beruht auf einer Software, die ein parametrisierbares numerisches Design erlaubt. Dabei werden, die wichtigsten hydrologischen und geometrischen Größen als Parameter des Laufrades vorgegeben. Die Software ermittelt dann die dreidimensionale Geometrie des Laufrades und ermöglicht innerhalb kürzester Zeit die Überprüfung der Güte anhand des 3-d Strömungsfeldes um eine Laufradschaufel. Daneben kann der Druckverlauf entlang der Schaufel berechnet und so das Auftreten von Kavitation erkannt werden.

Für die CFD-Berechnung muss die gesamte Geometrie von Einlauf, Laufrad und Saugschlauch korrekt parametrisiert werden, um belastbare Aussagen zu treffen. Nachdem in einigen Iterationen ein geeigneter Laufradentwurf entstanden ist, wird dieser zunächst am Auslegungspunkt genau untersucht. Entspricht das Strömungsfeld und der Druckverlauf den Erwartungen, so werden andere Betriebspunkte bei verschiedenen Drehzahlen und Fallhöhen untersucht. Dabei wird zum Einen der aktuelle Entwurf auf seine Charakteristik hin untersucht, zum Anderen werden die Betriebsgrenzen ermittelt, die durch Kavitation oder Strömungsablösung gegeben sind. Dies ist für den späteren Einsatzbereich der Turbine wichtig.

Konvergentes Diagonallaufrad		Kein Model verfügbar
Axiales Laufrad		
Divergentes Diagonallaufrad		

Tabelle 1: Untersuchte Laufradvarianten

Eine besondere Randbedingung für den drehzahlvariablen Betrieb in Niederdruckanlagen ist die Regulierung der Wassermenge über die Drehzahl. Dies ist vergleichbar mit einer Laufradregulierten Turbine. Je größer dieser Regelbereich ist, um so länger kann die Turbine bei sinkendem Wasserdargebot betrieben werden, um so größer ist dann letztlich der jährliche Ertrag der Anlage. Starken Einfluss auf die Wassermenge hat die Radialkomponente der Strömung. Daher wurden neben einer rein axialen Durchströmung des Laufrades auch Varianten mit radialer Komponente untersucht. Letztlich hat sich aus dieser Geometrie aber kein Vorteil für die Abhängigkeit der Wassermenge von der Drehzahl ergeben.



**Abb 2: Berechnete Laufradgeometrie (rechts) und Propeller für die Modellversuche**

Im nächsten Schritt wurde das radiale Laufrad optimiert und eine endgültige Geometrie für den Test eines Modellaufrades im hydraulischen Teststand festgelegt. Nach der Fertigstellung des Laufrades, wurde in einem teilhomologen Modellversuch das Propellerlaufrad untersucht. Ziel ist die Überprüfung der Leistungswerte. Der Prüfstand befindet sich im offenen Niederdruck-Kreislauf des IHS. Wegen der Ausführung als Rohrturbine besteht sowohl im Einström- als auch im Ausströmbereich keine geometrische Ähnlichkeit mit der Großausführung. Aus dem Versuch kann allerdings das Verhalten des Propellers bei guter Anströmung ermittelt werden.

Die Ergebnisse des Modellversuches haben die erwartete Abhängigkeit der Wassermenge von der Drehzahl für den gewählten Entwurf bestätigt. Darüber hinaus wurde ein sehr flacher Wirkungsgradverlauf gefunden. Der Modellversuch hat allerdings auch einen Auslegungsfehler bei der Wahl der Eintrittswinkel an der Blattaussenkante offenbart. Dies führt zu Kavitation im Auslegungspunkt. Darauf hin wurde der Laufradentwurf überarbeitet und eine neue Geometrie entwickelt. Das Modellaufrad befindet sich zur Zeit in der Fertigung. Die Testergebnisse des ersten Entwurfes sind aber schon vielversprechend für die anvisierten Einsatzmöglichkeiten.



## 4 Generator

Das Turbinenkonzept sieht einen direkt gekoppelten Generator vor, der drehzahlvariabel betrieben werden soll. Auf Grund der Drehzahlen, die bei größeren Turbinen im Bereich von 200 U/min liegen können, kommen dafür nur hochpolige Synchrongeneratoren in Frage. Die Erregung mit Permanentmagneten erlaubt eine sehr einfache und kompakte Bauform bei gleichzeitig hohen Wirkungsgraden insbesondere auch im Teillastfall.

Prinzipiell kommen Innenläufer und Aussenläufer in Betracht. Wegen der guten Kühlmöglichkeiten über die Oberfläche wurden die Wicklungen in den Stator gepackt und die Magneten auf den Rotor aufgebracht. Für die Auslegung eines direktgekoppelten Generators sind die Drehzahl-Drehmomentverläufe des Laufrades ausschlaggebend. Hier muss allerdings ein Kompromiss zwischen dem mit der Drehzahl sinkenden Drehmoment des axialen Laufrades und dem mit der Drehzahl steigenden maximalen Drehmoment des Generators gefunden werden. Wichtig ist dabei zu beachten, dass über die Stromregelung des Frequenzumrichters auf den Drehmomentverlauf der Maschine Einfluss genommen werden kann. Für die Auslegung der elektrischen Maschine wurde daher der Betriebspunkt mit der höchsten Drehzahl gewählt. Im Falle der Pilotanlage handelt es sich dabei um eine Drehzahl von 750 U/min. Hier muss der Generator das maximale Drehmoment von 850 Nm erreichen.



**Abb. 3: Laborprototyp des wassergekühlten PME-Generators bei der Montage durch Elmotec (li) und fertiggestellt (re)**

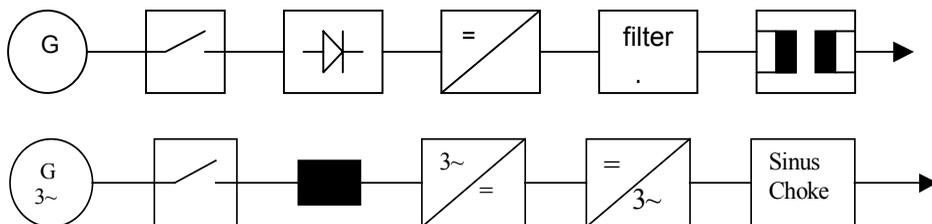
Weitere Randbedingungen für die Auslegung der Nennspannung der Maschine sind die maximale Zwischenkreisspannung des Frequenzumrichter. Dabei müssen auch Reserven für den Netzausfall und den nachfolgenden raschen Anstieg der Turbinendrehzahl vorgesehen werden. Es treten dabei signifikante Spannungserhöhungen gegenüber der belasteten Maschine auf. Mechanisch muss der Rotor für eine mind. 2,5-fache Überdrehzahl ausgelegt werden um bei Netzausfall nicht zerstört zu werden. Die ansteigen-

de Spannung macht eine Trennung vom Frequenzumrichter erforderlich. Im aktuellen Design wird der Generator bei Netzausfall auf einen Lastwiderstand geschaltet, der die Drehzahl begrenzt.

## 5 Frequenzumrichter

Für das Projekt ist ein Frequenzumrichter (FU) erforderlich, der den drehzahlvariablen Betrieb des PME-Generators ermöglicht und die Start- und Stoppvorgänge, die aus dem Betrieb der Wasserturbine resultieren bewerkstelligen kann. Eine wichtige Randbedingung sind die Kosten des FUs. Dies ist besonders deshalb von Bedeutung, da der FU eine zusätzliche Komponente für den drehzahlvariablen Betrieb darstellt und gegenüber der unregelmäßigen Lösung zunächst erhöhte Investitionskosten verursacht. Dies wird aber durch die erhöhten Erträge mehr als ausgeglichen.

Es wurden zwei Schaltungskonzepte näher untersucht. Das erste Konzept besteht aus einem ungesteuerten B6-Brückgleichrichter und einem DC-Zwischenkreis mit variabler Spannung sowie einem IGBT-Dreiphasenumrichter als Ausgang. Die Spannungsanpassung für die Netzeinspeisung wird in diesem Fall durch einen Trafo realisiert. Dies hat den Vorteil einer Potentialtrennung zwischen Umrichter und Netz und stellt eine kostengünstige und sehr robuste Lösung dar, die SMA auch in der Sunny Central Baureihe nutzt.



**Abb. 4: Vergleich der beiden untersuchten Schaltungsvarianten**

Im zweiten Konzept arbeitet ein gesteuerter Gleichrichter als Hochsetzsteller, sodass ein weiterer Eingangsspannungsbereich abgedeckt werden kann. Für eine Nennzwischenkreisspannung von 750 V kann zum einen der Hochsetzbetrieb sicher gewährleistet bleiben oder im Nennarbeitspunkt vom Hochsetzbetrieb in den ungesteuerten Gleichrichtbetrieb gewechselt werden. Nachteilig ist hier, dass bei einem Lastabwurf die maximale Zwischenkreisspannung schnell überschritten werden kann. Nach einer detaillierten Prüfung der technischen Vor- und Nachteile beider Konzepte sowie der Gesamtkosten für ein Schrankgerät wurde die zweite Variante für die Ausführung des Laborprototypen gewählt.



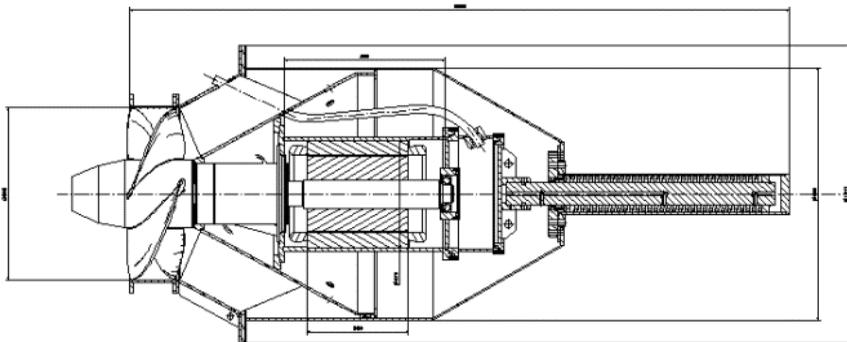
## 6 Pilotanlage Tirva, Finnland

Abgesehen vom Modelllauftrad, dessen Dimensionierung für den hydraulischen Teststand erfolgen musste, wurden die übrigen Komponenten bereits auf die Verhältnisse der Pilotanlage ausgelegt. Die Anlage beim finnischen Tirva liegt zwischen zwei natürlichen Seen. Durch einen kurzen Kanal wird das Wasser zu einem Becken oberhalb der Turbinen geleitet. Mittels Absperrorganen im Kanal lässt sich der Wasserstand im Becken und damit die Fallhöhe an der Anlage zwischen 2,5 und 4,5 m regulieren. Es stehen drei Turbinendurchlässe mit unterschiedlichen Querschnitten zur Auswahl. Für das Projekt soll eine 50 kW Feldtestanlage realisiert werden. Hierfür wurde der mittlere der drei Durchlässe gewählt. Es ergeben sich die in der Tabelle unten zusammengefassten Daten.

Nennfallhöhe	3,5 m
Ausbaudurchfluss	1,4 m <sup>3</sup> /s
Nennzahl	600 U/min
Außendurchmesser Laufrad	600 mm
Drehzahlregelbetrieb	+/- 25% der Auslegungsdrehzahl

**Tabelle 2: Technische Daten für die Pilotanlage**

Die Konstruktion der Turbine wird für die Integration des wesentlichen kompakteren Generators überarbeitet. In der Abbildung sind Abmaße des Generators im Vergleich zum Laufrad zu erkennen. Die gesamte Turbine ist mit Stickstoff gefüllt, um bei sich entwickelnden Leckagen zunächst durch das Austreten des Gases einen Schutz vor eindringendem Wasser zu gewährleisten.

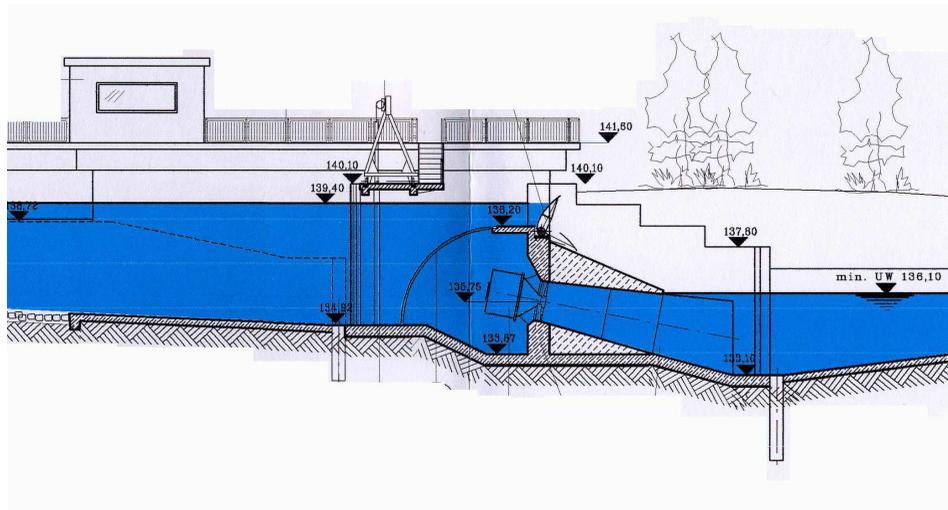


**Abb. 5: Turbinenkonstruktion für die Piloanlage**

Eine zylindrische Abdeckhaube ermöglicht in dieser Konstruktion, die Wasserzufuhr durch Absenken über den Einlauftrichter vollständig zu unterbrechen. Dies ist bei zu geringer Wasserführung oder längerem Netzausfall erforderlich. Zum Starten der Turbine wird dieser Verschluss hydraulisch geöffnet. Die Turbine läuft an und der Generator wird bei Erreichen einer minimalen Spannung eingefangen und dann in den eingestellten Arbeitspunkt gefahren.

Während des geregelten Betriebs wird die Drehzahl entweder als Funktion der Fallhöhe eingestellt, um einen optimalen Wirkungsgrad zu erzielen oder aber zur Regelung des Stauziels. Der Betriebsablauf wird von einer externen SPS gesteuert. Drucksonden im Ober- und Unterwasser sowie die Drehzahl- und Leistungsmessung durch den FU erlauben die Vermessung der Turbinencharakteristik. Die vollständige Installation der Turbine ist im Frühjahr 2005 vorgesehen, sobald die Wasserkraftanlage eisfrei ist.

Nach erfolgreichem Test der Pilotanlage sind weitere Projekte auch in Deutschland angedacht. Neben der Integration dieser kompakten Turbinenbauform in bestehende Altanlagen ist dieses Konzept auch für den Bau von Neuanlagen gegenüber konventionellen Kaplan- oder Francis-Turbinen Konkurrenzfähig. Eine mögliche Bauform einer zeitgemäßen Wasserkraftanlage unter Verwendung der im Rahmen dieses Projektes entwickelten Turbinentechnik ist in der Abbildung unten schematisch dargestellt.



**Abb. 6:** Beispiel für die Ausführung einer Wasserkraftanlage mit VASOCOMPACT-Turbinen



# Biogaseinsatz bei Mikrogasturbinen - Pilotanlage Gut Eichhof

J. Müller  
Institut für Solare Energieversorgungstechnik e.V. (ISET )  
Rodenbacher Chaussee 6, D-63457 Hanau  
Tel.: +49 (0) 6181 582703, Fax: +49 (0) 6181 582702  
E-Mail: [jmueller@iset.uni-kassel.de](mailto:jmueller@iset.uni-kassel.de)  
[www.iset.uni-kassel.de](http://www.iset.uni-kassel.de)

## 1 Einleitung

Das Projekt „Biogasbetriebene Mikrogasturbine“ soll den Nachweis erbringen, dass die Technologie der Mikrogasturbine eine Alternative für die derzeit in Biogasanlagen eingesetzten Konversionsaggregate ist. Das Projekt wird vom Ministerium für Wirtschaft, Verkehr und Landesentwicklung des Landes Hessen gefördert.

## 2 Projektbeschreibung

### 2.1 Ausgangssituation

In Deutschland wird von einem Potential von ca. 20.000 Biogasanlagen ausgegangen, andere Schätzungen gehen sogar von bis zu 200.000 Anlagen aus /GRUB/. Das Anlagenpotenzial liegt hier fast ausschließlich im landwirtschaftlichen Bereich.

Es ist erklärtes Ziel der Politik dieses Potential auszuschöpfen, um den Umbau der Energieversorgung voranzutreiben und den Landwirten eine weitere Einnahmequelle zu schaffen. Ausdruck hierfür ist das EEG in dem die für Strom aus Biogas festgelegten Vergütungen bis zu 21,5 € Cent betragen.

Das Land Hessen hat erkannt, dass es auf dem Gebiet der Biomassenutzung bzw. Biogasnutzung derzeit noch hinter anderen Bundesländern zurückliegt /HESSENREG/. Durch verschiedene Förderansätze und wissenschaftliche Begleitprogramme soll dieser Rückstand aufgeholt werden. Es wurde aber ebenfalls erkannt, dass die durchschnittliche Bauernhofgröße in Hessen sich für kleine bis mittlere Anlagen (50 bis 750 KW installierte elektrische Leistung) eignet. In dieser Anlagengröße müssen aber andere Randbedingungen berücksichtigt werden als bei großen Anlagen.



Ein wesentlicher Punkt ist der Aufwand für die Wartung der Geräte. Auf kleinen bis mittleren Höfen dürfen der Betrieb und die Wartung einer Biogasanlage nicht so groß werden, dass andere Arbeiten vernachlässigt werden.

Bisher werden im Bereich kleiner bis mittlerer Anlagen in der Regel Zündstrahldiesel und Gas-Otto-Motoren als Konversionsaggregate eingesetzt. Beides sind eingeführte Technologien. Beide haben, konstruktiv bedingte, große Probleme wenn im Biogas  $H_2S$  auftritt. Häufige Ölwechsel sind die Folge, die, wenn sie nicht durchgeführt werden, zu Schäden an den Motoren führen können. Je nach Biogas kann dieser Ölwechsel alle 2 Wochen notwendig sein. Hierunter leidet die Rentabilität der Anlagen erheblich.

Daher ist es notwendig andere Technologie zu testen, die hier Abhilfe schaffen können. In Frage kommen beispielsweise Stirlingmotor, Brennstoffzelle oder die Mikrogasturbine. Da die Technik der Brennstoffzelle noch nicht einsatzreif ist und der Stirlingmotor im elektrischen Wirkungsgrad starke Schwächen aufweist, bleibt derzeit nur die Mikrogasturbine als Alternative.

Die Mikrogasturbine hat mit ca. 8000 Betriebsstunden wesentlich längere Wartungsintervalle als Kolbenmaschinen. Durch die kontinuierliche Verbrennung kann die Gasturbine besser mit Qualitätsschwankungen im Gas zurechtkommen als Kolbenmotoren. Im Teillastbereich kann die Mikrogasturbine bessere Wirkungsgrade aufweisen als entsprechende Kolbenmotoren. Der Einsatz im Kraft-Wärme-Kopplungsbetrieb ist dank der nur im Abgas gebunden Wärme sehr gut möglich. Auch auf Grund der relativ hohen Abgastemperatur von 260 °C lässt hier auf weitere Anwendungen hoffen.

Nachteilig sind der geringe niedrigere elektrische Wirkungsgrad und die Notwendigkeit einer Aufbereitung des Biogases.



## 2.2 Projektziele

Das Ziel ist es den Nachweis zu erbringen, ob die Mikrogasturbine eine Alternative zu den bisher eingesetzten Technologien ist oder nicht. Für dieses Projekt wird eine Mikrogasturbine des Typs C330 der Firma Capstone verwendet.



**Abbildung 1** Verwendete Mikrogasturbine C330

Zuerst musste für dieses Projekt ein passender Standort gefunden. Dieser musste der typischen Größe der durchschnittlichen Bauernhöfe entsprechen und die technischen Voraussetzungen haben ein Pilotprojekt dieser Art durchzuführen.

Das Biogas muss aufbereitet werden, um den Anforderungen der Mikrogasturbine zu entsprechen. Hierfür muss das Gas auf ein höheres Druckniveau gebracht werden und getrocknet werden. Da in anderen Projekten gerade in diesem Bereich immer wieder Probleme aufgetreten sind, wurde das Hauptaugenmerk auf den Entwurf der Gasaufbereitungsstecke gelegt. Hier musste eine funktionierende, wartungsarme und kostengünstige Lösung gefunden werden.

In der zweijährigen Betriebsphase wird das System auf seine Alltagstauglichkeit überprüft. Alle wesentlichen Daten werden in dieser Phase aufgezeichnet.



Nach dem Betrieb wird die Gasturbine und Gasaufbereitungsstrecke abgebaut und auf Verschleiß und Schäden überprüft.

### **3 Stand des Projektes**

Zum Zeitpunkt des Schreibens dieses Beitrages zum Kassler Symposium ist die Entwurfsphase abgeschlossen und die Phase der Beschaffung und des Aufbaues der Anlage kurz vor dem Abschluss.

Im Oktober 2004 soll der Testbetrieb beginnen. Im November ist der Start des normalen Betriebes geplant.

### **4 Derzeitige Ergebnisse**

#### **4.1 Standortauswahl**

In einigen Projekten, die sich mit dieser Problemstellung beschäftigen, wurden bereits in der Standortauswahl Fehler gemacht, die das gesamte Projekt haben scheitern lassen. Exemplarisch soll die Anlage Mariestad Sewage Treatment Plant aus dem OMES Projekt/OMES/ aufgeführt werden. Hier wurde auf einer Kläranlage eine Mikrogasturbine installiert. Nach der Installation wurde festgestellt, dass nicht genügend Gas zum Betrieb vorhanden ist. Das Projekt musste abgebrochen werden.

In diesem Projekt war die Auswahl des Standortes durch die Vorgabe des Ministeriums einen Bauernhof aus dem Messprogramm Hessischer Biogasanlagen /HESSBIO/ auszuwählen, vorgegeben. Diese Bauernhöfe wurden dann einzeln mit Hilfe einer Matrix bewertet. Die wichtigsten Bewertungskriterien waren Größe der Anlage, Verfügbarkeit von Gas und Ausbildungsstand des Personals.

Als Standort wurde die Biogasanlage des Bildungs- und Informationszentrum Eichhof des Hessischen Dienstleistungszentrums für Landwirtschaft, Gartenbau und Naturschutz ausgewählt.

#### **4.2 Entwurf der Gasaufbereitung**

Der Entwurf der Gasaufbereitung ist die Kernaufgabe des gesamten Projektes. Ähnlich wie die Auswahl des Standortes konnte beobachtet werden, dass Projekte an der fehlerhaften Konstruktion der Gasaufbereitung gescheitert sind, beziehungsweise die Erwartungen nicht erfüllt haben /WENDIG/.

Der Lieferant der Mikrogasturbine, Capstone, liefert sehr ausführliche Beschreibungen über die Qualität des Gases und die Mindestvoraussetzungen für die baulichen Ausführ-



rungen/CAPSTONE/. Aus diesen Angaben lassen sich die Randbedingungen für die Gasaufbereitung herleiten. Wesentliche Punkte sind der Mindestdruck in Abhängigkeit vom Brennwert, die Taupunktastand und die Maximaltemperatur. Außerdem werden für die Gasleitung Mindestanforderung bezüglich Material und Durchmesser gestellt.

Weitere Randbedingungen für die Auslegung der Gasaufbereitung sind die Qualität des Gases und die davon abhängige Gasmenge.

Folgende Leistungen muss die Gasaufbereitungsstrecke erbringen:

- Das Gas vom Umgebungsdruck auf den angeforderten Druck erhöhen, in diesem Fall 6-8 bar
- Das Gas soweit trocknen, so dass beim Eintritt in die Gasturbine ein Taupunktastand von 10 K eingehalten wird
- Das Gas von Partikeln reinigen
- Das Gas, wenn nötig, auf unter 50° C abkühlen.
- Gas in ausreichender Menge zur Verfügung stellen

Die Kernkomponente ist der Kompressor. Der Kompressor muss zum einen das Gas auf den geforderten Druck verdichten können, die ausreichende Fördermenge bereitstellen, dem korrosivem Gas widerstehen und zum andern dabei möglichst wenig Energie verbrauchen, um die Effizienz der Anlage zu gewährleisten.

Um das Gas zu trocknen, bieten sich verschiedene Verfahren an. Zum einen kann das Gas abgekühlt werden, das Kondensat abgeschöpft werden und danach das Gas wieder erwärmt werden. Eine weitere Möglichkeit ist der Einsatz eines Adsorptionstrockners. Oder das Gas kann überverdichtet werden, das Kondensat entfernt werden und das Gas dann auf den gewünschten Druck wieder entspannt werden.

In diesem Projekt wurde sich für die letzte Möglichkeit entschieden, da das Gas in einem relativ trockenen Zustand zur Verfügung steht. Das Gas wird verdichtet, kommt in einen großen Speicherbehälter von 5m<sup>3</sup> und wird dann mittels eines Druckreglers auf den gewünschten Druck entspannt. Diese Lösung wurde auch deshalb realisiert, um beim Start der Turbine genügend Gas zur Verfügung zu haben und den Kompressor von der Gasturbine zu entkoppeln.

Die Reinigung des Gases von Partikeln erfolgt über die vom Hersteller empfohlenen Filter.

### 4.3 Beschaffung der notwendigen Bauteile

Nachdem die Gasstrecke entworfen war, wurde mit der Beschaffung der Bauteile begonnen. Hier zeigte sich schnell, dass nicht auf Standardbauteile zurückgegriffen werden kann. Exemplarisch soll hier auf die Beschaffung des Kompressors eingegangen werden.

Insgesamt wurden 70 Anfragen an Hersteller in Deutschland und im europäischen Ausland gestellt. Es wurden Hersteller von Schrauben-, Kolben-, Membran- und Flügelzellenkompressoren angeschrieben. Die Angebote bewegten sich von 9500,- € bis 60.000,- €. Viele Hersteller konnten kein Angebot abgeben, da die Spezifikation auf Grund des  $H_2S$  Gehaltes nicht eingehalten werden konnte. Der gesamte Prozess der Beschaffung hat sich über 6 Monate hingezogen. Endgültig konnte ein Hersteller aus Österreich gefunden werden der einen Schraubenkompressor zur Verfügung stellen konnte. Hierfür wurde ein handelsüblicher Kompressor umgebaut. Alle kritischen Bauteile aus Buntmetallen und Dichtungen wurden durch  $H_2S$  –feste Komponenten ausgetauscht. Dieser Umbau benötigt ca. 4 Monate.



Abbildung 2 Kompressor der Firma Ochsner



#### 4.4 Stand des Projektes

Alle Großkomponenten sind geliefert. Die Gasturbine und der Wärmetauscher sind installiert. Der Wärmetauscher ist in das hauseigene Wärme System eingebunden.

Das Fundament für den Druckbehälter ist fertig.

Der Druckbehälter muss aufgestellt werden und die gesamte Verrohrung muss durchgeführt werden. Weiterhin muss die Gasturbine an die Sicherheitstechnik an gebunden werden und mit dem Kompressor verbunden werden.

Die Mess- und Regeltechnik ist geliefert und muss installiert werden. Im Oktober 2004 soll der Testbetrieb anfangen.

### 5 Zusammenfassung und Aussicht

Die Mikrogasturbine kann auf Grund der Vorteile im Wartungsbereich eine Alternative zu den bisher eingesetzten Kolbenmaschinen im Bereich der kleineren und mittleren Biogasanlagen werden. Hierfür muss der Nachweis der Tauglichkeit im Alltag erbracht werden. Das Projekt „Biogasbetriebene Mikrogasturbine“ kann diesen Nachweis erbringen. Die Voraussetzungen hierfür sind durch eine sorgfältige Auswahl des Standortes und die Planung der Gasaufbreitungsstrecke sehr gut.

Die im Oktober beginnende Testphase wird weitere Ergebnisse liefern, diese werden auf der Veranstaltung in Kassel vorgestellt da sie zum Zeitpunkt der Drucklegung noch nicht zur Verfügung standen.

### 6 Literatur

- /GRUB/ Gruber, W.: Biogasanlagen in der Landwirtschaftaid infodienst Verbraucherschutz, Ernährung, Landwirtschaft e. V. (Hrsg.), Bonn2003
- /HESSENREG/ Hessisches Ministerium für Umwelt ländlicher Raum und Verbraucherschutz: Biomasse zur energetischen Nutzung im Rahmen einer nachhaltigen Entwicklung ländlicher Räume. Rede vom Staatssekretär 11.Mai 2004
- /OMES/ Pederson, A.: Microturbine Energy Systems The Omes Projekt EU Project No.: NNE5-1999-20128 Public Report, June 2004
- /HESSBIO/ Hoffstede, U.: Evaluation geförderter hessischer Biogasanlagen Vortrag, Hanauer Dialog 03/2004



- /WENDIG/      Wendig, D.: Feasibility Study: Bio-fuels in Microturbines  
Vortrag, BIOTURBINE - Workshop, Brussels at 24th September 2004
- /CAPSTONE/    Capstone: Application Guide Landfill/Digester Gas Use with the Cap-  
stone MicroTurbine, 512531-002 Rev C (April 2002)



## **Energetische Biomassenutzung mit Dampf-Schraubenmotor- BHKW – Pilotanlage Hartberg**

H. Köhler (Vortragender), N. Nordmeyer  
Köhler & Ziegler Anlagentechnik GmbH  
Auweg 10 c, D-35457 Lollar  
Tel.: +49 (0) 6406 9103 - 0, Fax: +49 (0) 6406 9103 - 30  
E-Mail: [info@koehler-ziegler.de](mailto:info@koehler-ziegler.de)  
[www.koehler-ziegler.de](http://www.koehler-ziegler.de)

### **1 Einleitung und Kurzfassung**

Biomasse stellt einen wichtigen Baustein eines zukünftigen Energiemixes dar. Ihre Nutzung gilt als CO<sub>2</sub>-neutral und sichert lokale Wertschöpfung. Feste Biomasse, z. B. Holz, lässt sich für die Dampferzeugung einsetzen. Zu beachten sind dabei die Brennstoffspezifika wie Holzart und -herkunft, Stückgröße, Wassergehalt bzw. Feuchte bis hin zu den Bezugsgrößen für Mengen- und Gewichtsangaben. Über die Nutzung des Dampfes für Prozess- oder Heizzwecke hinaus bietet die durch das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) attraktive Stromerzeugung interessante Zusatzoptionen. Neben den klassischen Technologien Kolbenmotoren und Turbinen können auch Dampf-Schraubenmotoren (DSM) hierfür eingesetzt werden. Wasser wird im Dampfkessel erhitzt und verdampft. Der Dampf strömt in den Schraubenmotor, dehnt sich dort aus und treibt dadurch speziell ausgelegte Schrauben an, die mit einem Generator verbunden sind. Diese Aggregate sind grundsätzlich geeignet für überhitzten Dampf, Satt-dampf und Nassdampf. Die Grundprinzipien der Technologie und die Auslegung werden am Beispiel des Heizkraftwerkes Hartberg in Österreich illustriert. Dort wurde Ende 2003 weltweit erstmalig solch ein Aggregat in zweistufiger Ausführung mit 730 kW elektrischer Leistung in ein bestehendes Heizwerk integriert und 2004 abgenommen. Köhler & Ziegler war für die gesamte KWK-Technik (Motor, Generator, Wärmetauscher, Steuerung und Überwachung; inkl. Einbindung in die bestehenden Systeme) verantwortlich.

## 2 Grundlagen

Die Stromerzeugung mit Dampfschraubenmotoren wurde ab Mitte der 90er Jahre an der Uni Dortmund untersucht /FEM/, /B&E 1998/, /IDEA 2000/.

Im Gesamtsystem wird Wasser von einer Speisewasserpumpe in den Dampfkessel gefördert, wo es erhitzt wird. Der Dampf strömt in den Schraubenmotor und treibt speziell ausgelegte Schrauben an, die direkt oder über ein Getriebe mit einem Drehstrom-Generator verbunden sind. Nach dieser Nutzung kann der Dampf entnommen oder über einen Kondensator geleitet werden, womit sich der Kreislauf schließt. Dieses System unterscheidet sich nicht von vergleichbaren Systemen mit Dampf-Kolbenmotoren oder Dampf-Turbinen, die ebenfalls nach dem Prinzip des Rankine-Prozesses funktionieren.

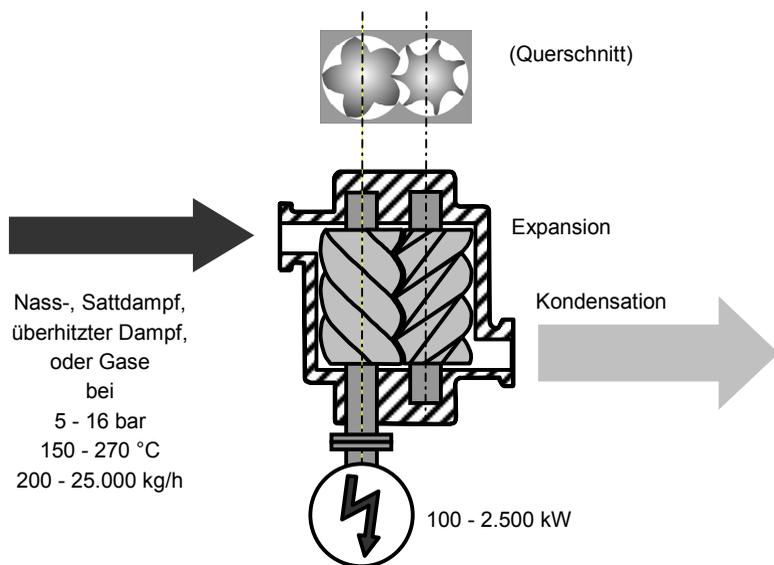


Abb. 1: Prinzip des Dampf-Schraubenmotors (nach /FEM/, /B&E 1998/, /IDEA 2004/)

Der Dampf-Schraubenmotor (DSM) selbst ist die Umkehrung des bekannten Schraubenverdichters, mit dem z.B. Druckluft erzeugt wird; an Stelle der Kompression tritt die Expansion. Diese erfolgt nach Eintritt des Dampfes in Längsrichtung der beiden ineinandergreifenden Schrauben. Dabei müssen die Schrauben gegeneinander und auch gegen das umgebende Gehäuse hinreichend dicht sein. Ab einer gewissen Druckdifferenz ist die o. g. Dichtungsfunktion der bewegten Teile nicht mehr gewährleistet, es muss dann der Schritt zu zweistufigen Anlagen mit Hoch- und Niederdruckteil erfolgen. Die Drehzahlen liegen im Bereich um 10.000 1/min.



Der Motor kann in jedem Wasser-Dampfprozess eingesetzt werden und jede Art von Wasserdampf (überhitzter Dampf, Satt-, Nassdampf) kann genutzt werden. Auch Gase können prinzipiell eingesetzt werden.

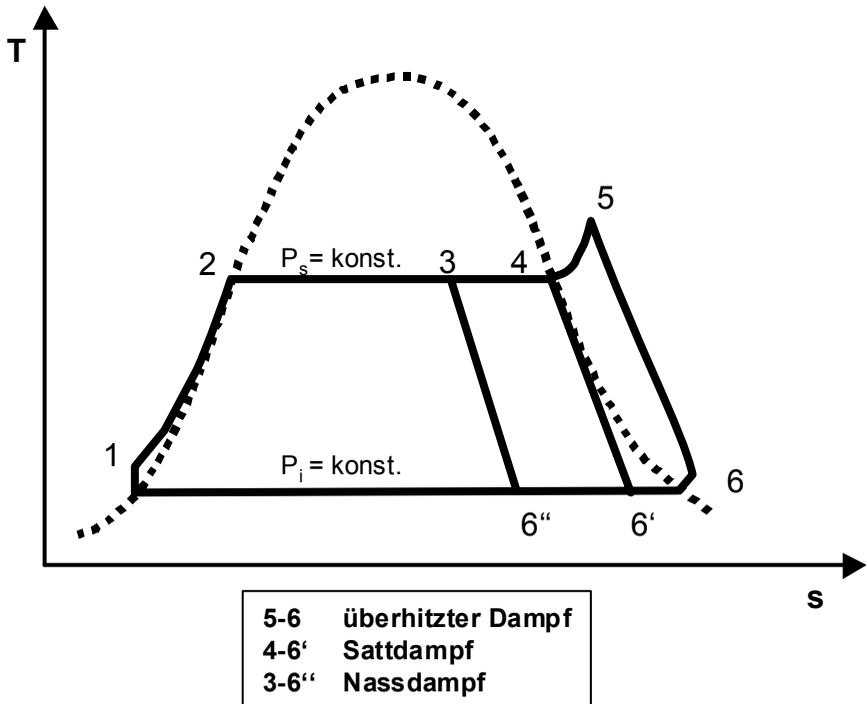


Abb. 2: Entspannungsvarianten des DSM im T-s-Diagramm für Wasserdampf (nach /BIOS/, /FEM/, /VITIS 2004/)

Besondere Eigenschaften und Vorteile einer DSM-Anlage gegenüber Dampf-Kolbenmaschinen und Dampf-Turbinen (nach /IDEA/, /BIOS/):

- bewährte Technik (Schraubenverdichter ist seit über 40 Jahren in der Anwendung, Marktanteil in der Druckluftherzeugung über 70 %)
- Druckdifferenz pro Stufe bis zu 16 bar
- einfacher Aufbau und geringe Bauteilgröße durch hohe Drehzahlen,  
> dadurch geringer Platzbedarf



- robust und unempfindlich, auch gegen Druckschwankungen und Flüssigkeitstropfen im Dampf und im Arbeitsraum  
(bei Dampf-Turbinen besteht dabei Kavitationsgefahr!),  
> dadurch auch Verwendung von Satt- und Nassdampf möglich,  
> dadurch wiederum kostengünstige Dampferzeuger
- geringe Wartungskosten
- effizienter Gesamtprozess durch KWK mit vergleichsweise hohen elektrischen Wirkungsgraden im Leistungsbereich unter 1 MW und gutem Teillastverhalten
- Einkopplung in vorhandene Dampfkreisläufe möglich
- Sichere Trennung zwischen Schmieröl- und Dampfsystem durch Trockenläufer oder Sperrluftsysteme
- Nutzung von Biomasse und anderen Energieträgern.

### 3 Beispiel Hartberg / Österreich

Nach den Untersuchungen in Dortmund wurde für eine Pilotanlage ein Konzept erstellt und ein EU-Förderantrag gestellt /IDEA 2000/. Die Auslegung orientierte sich an dem Wärmebedarf.

Weltweit erstmalig wurde in 2003 ein kommerziell produziertes DSM-Aggregat als EU-Demonstrationsprojekt im österreichischen Hartberg (Steiermark) in ein vorhandenes, seit 1987 von den Wärmebetrieben (WBG) Hartberg mit Rinden und anderen Forstreststoffen betriebenes Biomasse-Heizwerk eingebaut und im September 2004 offiziell in Betrieb eingeweiht /VITIS 2004/. Der Wasserrohr-Kessel besaß bereits einen Überhitzer. Ein Teil des Dampfes wird dort von einem Industrieunternehmen als Prozessdampf genutzt. Ein zweiter Pfad speist nach einem Dampfkondensator Warmwasser in das lokale Fernwärmenetz Hartberg ein.

Die Anlage wurde auf Basis verfügbarer und bewährter Schraubenverdichter zweistufig ausgeführt. Wegen der Ankopplung des Asynchrongenerators über ein gemeinsames Getriebe war die Abstimmung der beiden Stufen sehr wichtig.

Wert wurde wegen der Prozessdampfentnahme auf die Öldichtheit gelegt. Hierfür wurden Sperrluftgebläse zur Trennung des Ölkreislaufes von dem Wasser-/Dampfkreis benutzt.

Dampfprozesse unterliegen besonderen Sicherheitsauflagen, Genehmigungen müssen eingeholt, Abnahmen beantragt und durchgeführt werden. Um diesen Aufwand für die relativ kurz dauernde Abnahmeprüfung im Werk zu vermeiden und trotzdem einen sicheren Prüfstandslauf durchführen zu können und aussagefähige Ergebnisse zu



erhalten wurde komprimierte Heissluft statt des Dampfes als Antriebsmittel eingesetzt. Ein passender Kompressor wurde geliehen.

**Tabelle 1: Leistungsdaten der Gesamtanlage /BIOS/, /VITIS 2004/**

Kesselnennleistung	18	MW
Kesseldruck (Genehmigungsdruck)	32	bar
Dampfleistung DSM-Eingang	5.640	kW
Nenn-Dampfdurchsatz	8,1	t/h
Eintritts-Dampftemperatur	255	°C
Eintritts-Dampfdruck	25	bar(a)
Elektrische Nennleistung (brutto)	730	kW
Nutzwärmeleistung Kondensator	4.800	kW
Austritts-Dampftemperatur	80 – 110	°C
Austritts-Dampfdruck	0,5 – 1,5	bar(a)
Elektrischer Wirkungsgrad	12,6	%

Für die Befeuerung des bestehenden 18-MW-Kessels werden stündlich ca. 3,5 Tonnen „Pflanzenbestandteile, die in forstwirtschaftlichen Betrieben anfallen“ (z. B. Rinden, Baumwurzeln usw., gerechnet als theoretisch absolut trockenes Material), benötigt. Bei einem realistischen Wassergehalt von 30 % steigt das Gewicht der Bedarfsmenge bereits auf ca. 5,3 t/h. Wegen des Prozessdampfverbrauches sind für die Dampferzeugung ca. 10 m<sup>3</sup>/d Brunnenwasser erforderlich, die enthärtet und vollentsalzt werden müssen.

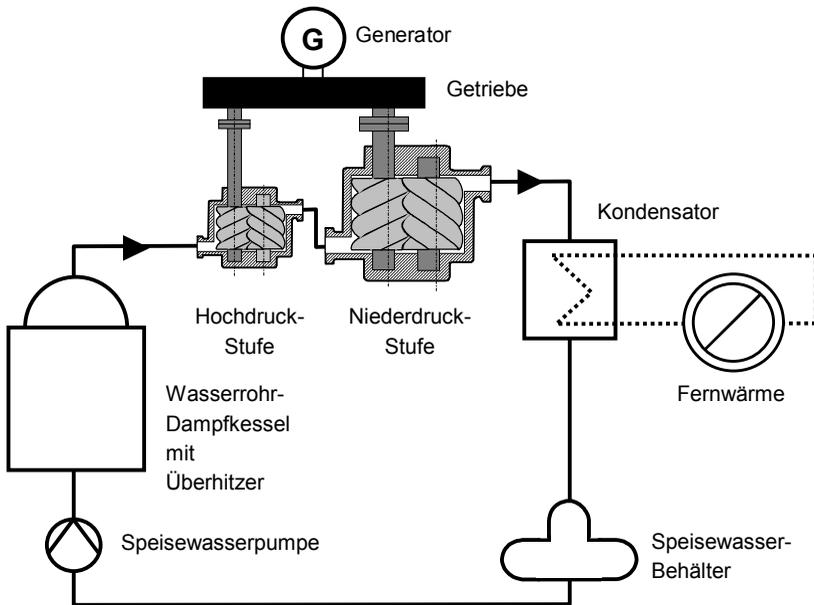
80 % des Wärmebedarfes werden aus der DSM-Anlage gedeckt. Die restlichen 20 % werden in Heizungskondensatoren oder bei Stillstand des Biomasse-Kessels (bei Revision) aus einem Ölkessel gewonnen.



**Abb. 3: Maschinenraum Hartberg: Das Herzstück der neuen Anlage mit zweistufigem Dampf-Schraubenmotor [Niederdruck- (links) und Hochdruck-Stufe (Mitte)], Asynchron-Generator und zugehörigen Leitungen (rechts) /BIOS/, /VITIS 2004/.**

**Tabelle 2: Energiebilanz des Projektes Hartberg /BIOS/, /VITIS 2004/**

Eingangsenergiemenge (überhitzer Dampf)	22.560	MWh/a
gewonnene elektrische Energie	2.780	MWh/a
Nutzdampf und –Wärme nach DSM-Kondensator	19.230	MWh/a



**Abb. 4: Vereinfachtes Schema der zweistufigen Anlage in Hartberg (nach /BIOS/)**

Die Anlage wird per SPS geregelt, spezielle Lösungen wurden dabei für die An- und Abfahrprozesse gefunden. Dadurch ist prinzipiell ein unbemannter Betrieb möglich.

Begleitet wird der Betrieb von ausführlichen Messungen. Als erstes Ergebnis ist festzuhalten, dass das DSM-BHKW mit über 800 kW elektrisch deutlich mehr leisten könnte als ursprünglich berechnet.

#### 4 Kommerzielle Aspekte

Die Gesamtinvestition für die Anlage in Hartberg betrug 2.560.000 EURO, davon der Anteil für die KWK-Technik (Motor, Generator, Wärmetauscher, Steuerung und Überwachung; inkl. Einbindung in die bestehenden Systeme) ca. 1 Mio. EURO. Das Projekt wurde vom österreichischen Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft und von der EU gefördert (Fördernummer NNE5/2000/467) /IDEA 2000/, /VITIS 2004/.



Die Erlöse resultieren bei der Anlage in Hartberg zum einen aus dem Verkauf von Dampf und Fernwärme zu den bereits vor Installation der KWK vereinbarten marktgängigen Konditionen, zum anderen aus der Einspeisung elektrischer Energie in das öffentliche Netz.

Nach Inkrafttreten des unter dem Titel „Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich“ novellierten Erneuerbare Energien Gesetz - EEG - in Deutschland am 1. August 2004 /BGBl 2004/, /BMU 2004/ entwickelt sich eine starke Nachfrage nach Anlagen, die unter Einsatz neuer Technologien aus nachwachsenden Rohstoffen Strom und Wärme gewinnen – so wie unser Dampf-Schraubenmotor-BHKW. Für eine baugleiche, in Deutschland im Jahr 2004 errichtete Anlage würde nach EEG § 8 folgende Rechnung gelten; es greift dabei auch EEG § 12 Absatz 2 (Die Mindestvergütungen werden bei den größeren Anlagen jeweils anteilig nach den Vergütungsstufen gezahlt.):

Bei 730 kW entfallen auf den Bereich 0 bis 150 kW  $150 / 730 = 20,5$  % der Erzeugung, auf den Bereich 150 bis 500 kW  $350 / 730 = 48$  % und auf den Bereich 500 kW bis 5 MW  $230 / 730 = 31,5$  %. Die Mindestvergütung beträgt somit

$(0,205 * 11,50 + 0,48 * 9,90 + 0,315 * 8,90)$  Cent / kWh = 9,91 Cent / kWh.

Hinzu kommen für den Bereich bis einschließlich 500 kW 6,0 Cent / kWh für den ausschließlichen Biomasseeinsatz. Für den Bereich über 500 kW gelten anteilig 4,0 Cent / kWh bzw. nur 2,5 Cent / kWh wenn der Strom durch die Verbrennung von Holz gewonnen wird. Jeweils weitere 2,0 Cent / kWh werden gezahlt für die Nutzung der Wärme und den Einsatz neuer Technologie.

Vorbehaltlich der Einstufung des Brennstoffes als Holz oder „Nicht-Holz-Biomasse“ ergibt sich nach unserer Kalkulation für eine in 2004 errichtete innovative 730-kW-KWK-Biomasse-Anlage eine Gesamtvergütung in Höhe von bis zu 19,28 Cent / kWh.

## 5 Ausblick

Anlagen mit gegenüber der Hartberger Ausführung niedrigerer Leistung sind in der Entwicklung. Angesichts der Leistungsstufen gem. EEG wird hierbei angestrebt, den Leistungsbereich bis 150 kW elektrischer Leistung mit einstufigen Anlagen zu bedienen.



## 6 Quellen, Links und weiterführende Literatur

- /BGBl 2004/ BGBl 2004 I S. 1918
- /BIOS/ <http://www.bios-bioenergy.at>  
BIOS BIOENERGIESYSTEME GmbH  
Inffeldgasse 21b, A-8010 Graz
- /BMU 2004/ [http://www.bmu.de/de/1024/js/sachthemen/erneuerbar/eeg\\_nov/](http://www.bmu.de/de/1024/js/sachthemen/erneuerbar/eeg_nov/)
- /B&E 1998/ Energie aus der Zahnücke, Betrieb & Energie 3/98 (August)
- /FEM/ <http://www.fem.mb.uni-dortmund.de>  
FG Fluidenergiemaschinen Universität Dortmund  
Prof. Dr.-Ing. K. Kauder
- /IGEU/ <http://www.igeu.de>
- /LEV/ <http://www.lev.at/download/Vortragsfolien%20hammerschmid.pdf>
- /IDEA 2000/ <http://www.nf-2000.org/secure/FP5/S1556.htm>  
Piatkowski, Reimund: Biomass-fired CHP Plant Based on a  
Screw-type Engine Cycle NNE5-2000-00467
- /IDEA 2004/ - persönliche Mitteilung -  
Dr. Reimund Piatkowski  
IDEA Ingenieurgesellschaft für Dezentrale Energieanlagen  
Tellstrasse 14, D-44143 Dortmund
- /VITIS 2004/ Fernwärmegenossenschaft Vitis / Wärmebetriebe WBG Hartberg:  
Kraft & Wärme aus Biomasse in Hartberg, Broschüre zur Einwei-  
hung 2004  
Titus-Appel-Str. 3, A-3902 Vitis



## **Biogasgespeiste Mikrogasnetze für die dezentrale Strom- und Wärmeerzeugung – Konzeption eines Pilotvorhabens in Nordhessen**

U. Hoffstede

Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET) e.V.

Rodenbacher Chaussee 6, D-63457 Hanau

Tel.: +49 (0) 6181 58-2704, Fax: +49 (0) 6181 58-2702

E-Mail: [uhoffstede@iset.uni-kassel.de](mailto:uhoffstede@iset.uni-kassel.de)

[www.iset.uni-kassel.de](http://www.iset.uni-kassel.de)

### **1 Einleitung**

Basierend auf energetisch ungenutzten Potentialen an Biomasse in der Landwirtschaft, angesichts der Entsorgungsproblematik kommunaler organischer Reststoffe und insbesondere nach der Einführung und Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) entstanden in jüngerer Vergangenheit viele neue Biogasanlagen.

Die energetische Konversion in diesen Anlagen von Biogas zu elektrischem Strom und Wärme mittels eines BHKW (Blockheizkraftwerk) wird zumeist mit Zündstrahldieselmotoren oder Gas-Otto-Motoren bewerkstelligt. Seltener findet die Verwertung in Heizkesseln zur (ausschließlichen) Erzeugung thermischer Energie statt.

Die BHKWs produzieren elektrische Energie mit einem bestimmten Wirkungsgrad – unter Nennlast. Im Teillastbetrieb reduziert sich die Ausbeute an elektrischer Energie jedoch gravierend. Hinzu kommt, dass Biogasanlagen-BHKWs unter mangelhaften Gesamtwirkungsgraden leiden, da in der Praxis die produzierte Wärme – speziell in den Sommermonaten – wenig genutzt wird. Die Randlagen (siehe Abbildung 1) landwirtschaftlicher und kommunaler Biogasanlagen erlauben nur vereinzelt die Versorgung größerer Verbraucher mit thermischer Energie.

Daher wird bereits seit längerem die Idee verfolgt, Biogas in das „öffentliche“ Erdgasnetz einzuspeisen. Dieser Plan beinhaltet den Vorteil einer lokal und temporär optimierten d. h. bedarfsangepassten Energieversorgung. Derzeit scheitern solche Vorhaben an (begründeten) Vorbehalten etablierter Versorger und hohen finanziellen Aufwendungen für die qualitative Anhebung von Biogas auf Erdgasniveau.



**Abbildung 1: Typische Randlage einer landwirtschaftlichen Biogasanlage**

## 2 Ziele

Mit dem innovativen Konzept **Mikrogasnetz** soll die Versorgung lokal konzentrierter Verbrauchergruppen vor allem mit thermischer Energie sichergestellt werden. Im Vordergrund steht hierbei die Erzeugung, Verteilung und energetische Nutzung von Biogas.

Mit **Mikrogasnetzen** soll ein Weg beschritten werden, der eine schnelle Umsetzung der gemeinsamen Verwertung von Erd- und Biogas erlaubt. Mit begrenzten Verteilnetzen, in welche zu Biogas Erdgas eingespeist wird, soll die Versorgung privater und gewerblicher Konsumenten sichergestellt werden.

Dadurch, dass Erdgas in ein Biogasnetz eingespeist wird, kann der zeitliche Rahmen, in dem eine flächendeckende, gemeinsame Nutzung des Gasnetzes (Gaseinspeisegesetz analog zum EEG für elektrische Energie) zu erwarten ist, wesentlich verkürzt werden.

Die gemeinsame Nutzung von Erdgas und Biogas muss zudem die Nutzung handelsüblicher Endgeräte, die den Endabnehmer finanziell nicht zusätzlich belasten, erlauben.



### 3 Stand der Technik

Das bestehende Erdgasnetz in der Bundesrepublik Deutschland bietet derzeit zwei Gasqualitäten an, die sich im Wesentlichen durch den Heizwert unterscheiden. Im Nordwesten Deutschlands wird die so genannte L-Qualität mit einem Heizwert von rund 10 kWh/m<sup>3</sup> angeboten. Im weitaus größeren Rest der Republik ist Erdgas mit der Qualität H (~ 11 kWh/m<sup>3</sup>) erhältlich. Biogas (7 kWh/m<sup>3</sup>) wird nicht in das Erdgasnetz eingespeist.

#### 3.1 Existierende Standards

Prinzipiell erlauben die rechtlichen Rahmenbedingungen einen diskriminierungsfreien Netzzugang auch für Biogaseinspeiser /Friedrichs 2003/. Jedoch muß die Produktbeschaffenheit den DVGW-Arbeitsblättern G260 und G262 entsprechen. Insbesondere werden erwähnt: Brennwert, Wobbe-Index, Restsauerstoff, Schwefelverunreinigungen, Feuchtigkeit, Partikel und das Druckniveau.

Der Gedanke, bei der Biogaseinspeisung auf Verdünnungseffekte im „großen“ Gasnetz und hinreichende Produktqualität an den Zapfstellen zu hoffen, existiert schon länger. In Schweden ist die Qualität des Gases im Netz entscheidend /BEI 2003/. Die Anforderungen an das Gas sind in Schweden und Deutschland nicht dramatisch unterschiedlich (Tabelle 1). Dennoch wird diese Methode von hiesigen Gasversorgern und Netzbetreibern abgelehnt.

**Tabelle 1: Anforderungen an die Gasqualität in Deutschland und Schweden /BEI 2003/**

Parameter	Erdgas nach DVGW 260	Gasnetz Schweden
Brennwert [kWh/m <sup>3</sup> ]	8,4 – 13,1	-
Methan [%]	-	>96
Kohlendioxid [%]	-	<3
Sauerstoff [%]	<3	<1
Wasser	< Taupunkt	< 32 mg/m <sup>3</sup>
Schwefel [mg/m <sup>3</sup> ]	<30	<23

Demnach bleibt nur die Anhebung der Biogasqualität auf Erdgasstandard.



### 3.2 Verfahren

Um Biogas an Erdgasstandards anzupassen, stehen verschiedene Verfahren zur Verfügung. Die Druckwechseladsorption /Franke 2003/, /Schulte-Schulze Berndt 2003/ mit Aktivkohle ist geeignet,  $\text{CO}_2$  zu entfernen und damit den  $\text{CH}_4$ -Gehalt anzuheben.

Gaswäschen mit Wasser und speziellen Additiven oder Druckwechselln sind vor allem tauglich für die Entfernung polarer Bestandteile wie  $\text{CO}_2$  oder  $\text{H}_2\text{S}$  aus dem Biogas /Tentscher 2003/.

Mit der Anwendung kryotechnischer Destillation ist es möglich, selektiv  $\text{CH}_4$  und andere Komponenten des Biogases zu separieren /Boback 2003/.

Weitere mögliche Verfahren sind Membrantrennung oder Molekularsiebung. Allen diesen Prozessen und deren technischen Ausführungen gemein sind jedoch zusätzliche Investitionskosten, teilweise sehr hoher Sekundärenergiebedarf, zusätzliche Betriebskosten und zu entsorgende Reststoffe.

### 3.3 Praxisbeispiele

Auch in neuerer Zeit versorgen kommunale Kläranlagen öffentliche Gasnetze mit Biogas. So betrieb die Kläranlage in Stuttgart-Mühlhausen von 1986 bis 1999 /Bensmann 2004/ im Rahmen eines EU-Projektes eine Demonstrationsanlage zur Biogasaufbereitung und -einspeisung in das städtische Erdgasnetz. Das Biogas wurde mittels Druckgaswäsche (Additiv Ethanolamin) auf H-Qualität angehoben. Die Anlage war wirtschaftlich zu betreiben /BEI 2003/. Die Kläranlage stellte die Biogaseinspeisung ein, weil der Gasüberschuss für eigene Zwecke benötigt wurde.

In der Schweiz arbeiten mehrere Biogasanlagen mit landwirtschaftlichen und kommunalen Substraten. Mit Hilfe der Druckwechseladsorption an Aktivkohle wird der Methangehalt erhöht. Weitere Verfahrensschritte sind erforderlich um Schwefelwasserstoff und Wasserdampf zu entfernen. Druckerhöhungsstationen ermöglichen die Einspeisung in regionale Netze und den Betrieb von Tankstellen /Franke 2003/. /BEI 2003/ berichtet über mehrere Anlagen in Schweden und Dänemark, die Biogas mit verschiedenen Verfahren aufbereiten. In der Hauptsache werden mit dem erneuerbaren Energieträger Tankstellen betrieben, aber auch die Einspeisung in lokal begrenzte Versorgungsnetze findet statt.

## 4 Konzept des Mikrogasnetzes

Die Erzeugung, Verteilung und Verwendung von Biogas aus biologischen Abfällen soll in einem Pilotprojekt demonstriert werden. Mehrere hessische Standorte haben vor dem zu Beginn des Kapitels 1 erwähnten Hintergrund Interesse an einem solchen Vor-



haben bekundet. Größere gewerbliche Einheiten wie etwa Wäschereien, die einen jährlich konstanten Bedarf an Prozesswärme haben, aber auch entstehende Siedlungen sollen im Verbund versorgt werden.

In einem separaten Gasnetz wird Biogas eingespeist und mit Erdgas der Qualität H vermischt, so dass das Mischgas der Erdgasqualität L entspricht. Das Mischgas soll mit Hilfe einer dezentralen Mikrogasturbine in Wärme und Strom umgewandelt werden. Spitzenlastkessel sollen bei erhöhtem Wärmebedarf die fehlende Wärme erzeugen, so dass die Mikrogasturbine eine konstante Grundlast fahren kann.

Das Biogas soll mit Hilfe einer marktreifen Biogasanlage auf Basis einer anerobten Kofermentation aus kommunalen organischen Abfällen und landwirtschaftlichen Rückständen der Umgebung erzeugt werden. Aus Gründen der Akzeptanz und Logistik ist der Erzeugungsort des Biogases und der Verbrauch örtlich (500-1000m) voneinander getrennt. Durch eine Transferleitung soll das Biogas von der Anlage über ein so genanntes Mikrogasnetz zu den Verbrauchern gelangen, wobei eine Erweiterung des Mikrogasnetzes möglich ist. Hierfür sprechen sowohl die modulare Erweiterbarkeit der Biogasanlage bei Annahme weiterer Ko-Substrate als auch zusätzliche Gasabnehmer mit ganzjährigem Wärmebedarf.

Der wissenschaftliche Anspruch eines solchen Projektes liegt in der Integration des Mikrogasnetzes in die bestehende Struktur der bisherigen Ergasversorgung. Der Wärmebedarf der dezentralen Verbraucher soll durch 100%ige Nutzung des Biogases gedeckt werden, jedoch in Engpasszeiten und bei eventuellen Betriebsstörungen muss Erdgas die 100 %ige Versorgungssicherheit garantieren. Die Versorgungssicherheit ist zu jeder Zeit zu gewährleisten, wenn eine breite Akzeptanz der Technologie in der größeren Anwendungen erfolgen soll. Mit Hilfe eines übergeordneten Management- und Regelsystems sollen Bedarf und Erzeugung aufeinander abgestimmt werden, so dass möglichst auf große und kostenintensive Speicher für Biogas verzichtet werden kann. Dazu müssen Regelmöglichkeiten der Biogasanlage, Qualitätsanforderung des Bio-/Erdgasgemisches für die Verstromung und die unterschiedlichen Lastgänge der Verbraucher berücksichtigt werden. Alle Regelgrößen des Mikrogasnetzes sollen hier technologisch und wirtschaftlich optimiert werden. Gleichzeitig soll das Mikrogasnetz durch einen modularen Aufbau sowohl bei der Biogaserzeugung als auch bei der dezentralen Verwendung frei skalier- und erweiterbar sein, ohne dass das System an Versorgungssicherheit einbüßt.

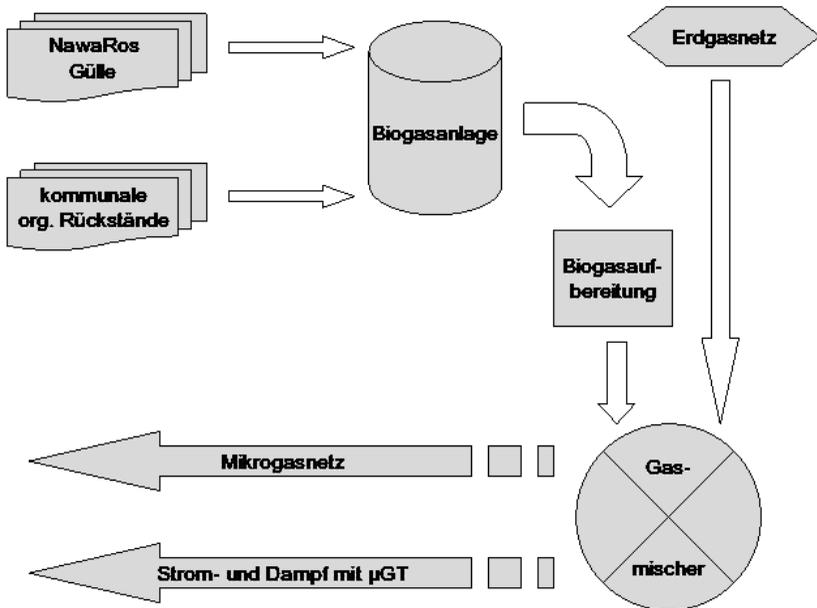


Abbildung 2: Schematischer Aufbau eines Mikrogasnetzes

## 5 Randbedingungen

Trotz aller Begeisterung für ein Konzept, welches erneuerbare Energie mit konventioneller koppelt, gilt es, im Vorfeld einige wesentliche Randbedingungen („Killerkriterien“) zu überprüfen.

Zunächst sind die verfügbaren Substrate im Hinblick auf Mengen, Energiegehalt und Entfernung zur geplanten Biogasanlage zu kontrollieren. Es macht wenig Sinn, wenn landwirtschaftliche Substrate in ausreichender Menge, aber auf 14 kleine Höfe im Umkreis von 25km verteilt, vorhanden sind. Allein die Sammlung und der Transport zur Biogasanlage bedeuten einen zu hohen logistischen und wirtschaftlichen Aufwand.

Auch die Genehmigung und zu erwartende Auflagen einer Biogasanlage, die neben landwirtschaftlichen Biomassen ggf. auch kommunale organische Rückstände verwerten soll, sind zu bedenken.



Besonders interessant ist die Versorgung von Neubaugebieten mit **Mikrogasnetzen**. Neben einer sauberen Berechnung des Energiebedarfes und dem Abgleich mit den zur Verfügung stehenden Biomassen ist unbedingt auch die geplante bauliche Entwicklung zu berücksichtigen. Ein **Mikrogasnetz** sollte zu Beginn des Ausbaues einer Siedlung installiert werden. Wenn jedoch von geplanten 500 Wohneinheiten in den ersten Jahren lediglich 50 belegt werden, wird sich kein Gasversorger und kein Biogasanlagenbetreiber finden, der die Versorgung übernimmt. Hierzu gibt es leider viele negative Beispiele aus dem Bereich der Wärmeversorgung mit Holzhackschnitzelheizungen. /Kilburg 2003/ weist auf relativ hohe Kosten und geringe Auslastungen hin, die oft ihren Grund in einer mangelhaften Abstimmung zwischen Energiebereitstellung und Energieverbrauch haben.

## 6 Zusammenfassung

Biomasse als regenerativer Energieträger weist nach wie vor ungenutzte Potentiale auf. Mangelhaft ist der Gesamtwirkungsgrad der energetischen Biomassenutzung, weil bei der Verstromung anfallende Wärme nicht genutzt werden kann. Der Ausweg, den regenerativen Energieträger Biogas in das öffentliche Gasnetz einzuspeisen und direkt beim Endverbraucher zu verwerten, stößt derzeit auf viele Widerstände. Einen Ausweg aus dieser Situation bieten Mikrogasnetze, i. e. Biogasnetze, in die Erdgas zugemischt wird. Bei der Planung solcher Versorgungseinheiten für den privaten und gewerblichen Konsum ist jedoch besondere Sorgfalt angebracht, damit die Wirtschaftlichkeit eines solchen Systems nicht gefährdet wird.

## 7 Referenzen

- /BEI 2003/                    Untersuchung zur Aufbereitung von Biogas zur Erweiterung der Nutzungsmöglichkeiten; Gutachten des bremer energie instituts für Bremer Energie-Konsens GmbH; Bremen 2003
- /Bensmann 2004/        Stolpersteine ohne Ende; Erneuerbare Energie; Nr. 2/2004; Hrsgb. Bundesverband WindEnergie; Osnabrück 2004
- /Boback 2003/            Gasaufbereitung mittels Tieftemperaturrektifikation; Gülzower Fachgespräche Band 21; FNR; Gülzow 2003
- /Franke 2003/            Praktische Erfahrungen mit der Aufbereitung von Biogas; Gülzower Fachgespräche Band 21; FNR; Gülzow 2003
- /Friedrichs 2003/        Anforderungen und Voraussetzungen an die Einspeisung in das öffentliche Gasnetz; Gülzower Fachgespräche Band 21; FNR; Gülzow 2003



- /Kilburg 2003/      Auswertung von Planungs- und Betriebsdaten geförderter Biomasseheizwerke; 12. Symposium Energie aus Biomasse; OTTI; Regensburg 2003
- /Schulte-Schulze Berndt 2003/
- Gasaufbereitung mittels Druckwechseladsorption; Gülzower Fachgespräche Band 21; FNR; Gülzow 2003
- /Tentscher 2003/      Gasaufbereitung mittels nasser Gaswäsche in Schweden; Gülzower Fachgespräche Band 21; FNR; Gülzow 2003



## PV-Elektrolyse-Brennstoffzellen-Hybridsystem-Pilotanlage Mailand

B. Panahandeh, J. Bard  
Institut für Solare Energieversorgungstechnik e. V. (ISET)  
Königstor 59, D-34119 Kassel  
Tel.: +49 (0) 561 7294-343, Fax: +49 (0) 561 7294-100  
E-Mail: [jbard@iset.uni-kassel.de](mailto:jbard@iset.uni-kassel.de)  
[www.iset.uni-kassel.de](http://www.iset.uni-kassel.de)

### 1 Einleitung

Zur Versorgung netzferner Verbraucher im Leistungsbereich bis zu einigen 10 kW wie z.B. entlegene Wohngebäude, Ausflugslokale und Berghütten werden heute vorwiegend Photovoltaik-Diesel-Hybridsysteme eingesetzt. Übersteigt der Verbrauch die Stromerzeugung aus der Photovoltaik (PV), wird zunächst Energie aus den Blei-Säure-Akkumulatoren bezogen. Der Dieselgenerator dient als Backupversorgung, falls auch die Speicher nicht mehr ausreichend elektrische Energie bereitstellen können. Das Aggregat wird wieder abgeschaltet, wenn die Akkus den gewünschten Ladezustand erreicht haben. Die Speicherkapazität wird dabei in der Regel so gewählt, dass einige Tage Autonomie – ohne Stromerzeugung aus PV oder Diesel – erreicht werden, um einen Kompromiss zwischen Investitionskosten, Lebensdauer und Zuverlässigkeit zu schaffen. Die Größe des PV-Generators ergibt sich aus der Minimierung der jährlichen Kosten. Dies führt dazu, dass der überwiegende Teil der elektrischen Energie vom PV-Generator bereitgestellt wird. In den gemäßigten europäischen Klimaten mit starken saisonalen Schwankungen der täglichen Globalstrahlung wird dann in den Sommermonaten allerdings nur der kleinere Teil des Erzeugungspotenzials der PV genutzt. Große elektrochemische Systeme auf Blei-Säure-Basis sind für eine saisonale Speicherung zu teuer.

Eine technische Alternative stellen Hybridsysteme mit Wasserstoffspeicherung dar. Der Wasserstofftank lässt sich prinzipiell leicht vergrößern. Weitere Vorteile liegen in deutlich reduzierten Abgas- und Geräuschemissionen im Verhältnis zu Anlagen mit Dieselaggregaten. Langfristig sind auch deutlich geringere Wartungs- und Betriebskosten für die Wasserstoffspeicherung zu erwarten. Heute sind trotz starker Kostendegression in den vergangenen Jahren die Investitionskosten für Elektrolyseur und Brennstoffzelle aber noch sehr hoch.



Im Rahmen des Projektes *PVFC-SYS*<sup>1</sup> wurde ein PV-Elektrolyse-Brennstoffzellen-Hybridsystem entwickelt und aufgebaut, um mit den derzeit kommerziell verfügbaren Anlagenkomponenten Machbarkeit und Zuverlässigkeit zu untersuchen und zu demonstrieren. In der ersten Projektphase wurde ein System spezifiziert und mit Hilfe von Simulationen ausgelegt. Hierfür wurden vom ISET die Komponenten Photovoltaikgenerator, Elektrolyseur, Brennstoffzelle, H<sub>2</sub>-Speicherung, Ventil, Energieaufbereitung und die Betriebsführung modelliert. Neben der Dimensionierung der Komponenten diente die Simulation zur Entwicklung der Regelung und Betriebsführung für das gesamte Hybridsystem sowie der Untersuchung der Skalierbarkeit.

Die erste Realisierung des Konzeptes erfolgte 2003 in einem Laborsystem des CENERG<sup>2</sup>. Dabei stand im Vordergrund, unter Laborbedingungen praktische Erfahrungen mit dem Betrieb des Hybridsystems zu sammeln. Im zweiten Schritt wurde Anfang 2004 eine vollständig automatisierte Pilotanlage unter industriellen Bedingungen auf dem Werksgelände von ST *Microelectronics*<sup>3</sup> nahe Mailand (Agrate) in Betrieb genommen.

Alle Modelle, die für die Simulation der Photovoltaik-Brennstoffzellen-Systeme mit Wasserstoffspeicherung benötigt werden, sind in der Modellbibliothek *APL*<sup>4</sup> verfügbar. Sie wurde im ISET im Rahmen eines vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie geförderten Projektes<sup>5</sup> entwickelt. Diese Bibliothek beinhaltet für sehr unterschiedliche Entwurfsaufgaben jeweils optimal angepasste Modelle von Komponenten dezentraler Energieversorgungssysteme und ist als Bibliothek für das industriell etablierte Simulationswerkzeug *SIMPLORER* kommerziell verfügbar.

Eine stark vereinfachte Version der *PVFC-SYS* Simulation kann Online per Internet gestartet und durchgeführt werden. Für die Realisierung der Online-Simulation wurde *Simplorer 7.0*, *COM-Schnittstelle* und *PHP-Server* eingesetzt.

## 2 Modellbildung und Simulation

In Abb. 1 ist die *PVFC-SYS* Simulation unter *Simplorer* dargestellt. Es handelt sich dabei um ein solar versorgtes Inselssystem, bei dem gasförmiger Wasserstoff als Speichermedium eingesetzt wird. Der Wasserstoff wird mit Hilfe eines Elektrolyseurs zu

---

<sup>1</sup> EU Vorhaben (ERK-CT1999-00017, Laufzeit: 2000-2004): Photovoltaic fuel cell hybrid system for electricity and heat generation for remote site

<sup>2</sup> Ecole des Mines de Paris, 60 Boulevard Saint-Michel-75272 Paris Codex 06, France

<sup>3</sup> ST Microelectronics, I-20041 Agrate, Italy

<sup>4</sup> ISET Alternative Power Library

<sup>5</sup> BMWI FuE-Vorhaben (Nr. 0329844A/7, Laufzeit 01.10.1999-31.12.2002): „Abgestufte dynamische Simulation von photovoltaisch oder hybrid gespeisten Energieversorgungssystemen - Objektorientierte Modellentwicklung und modulare Implementierung“

Zeiten überschüssiger Solareinstrahlung erzeugt und bei zu geringem Strahlungsangebot durch eine Brennstoffzelle wieder in elektrische Energie umgewandelt. Im folgenden wird die mathematische Modellbildung der implementierten Module erläutert.

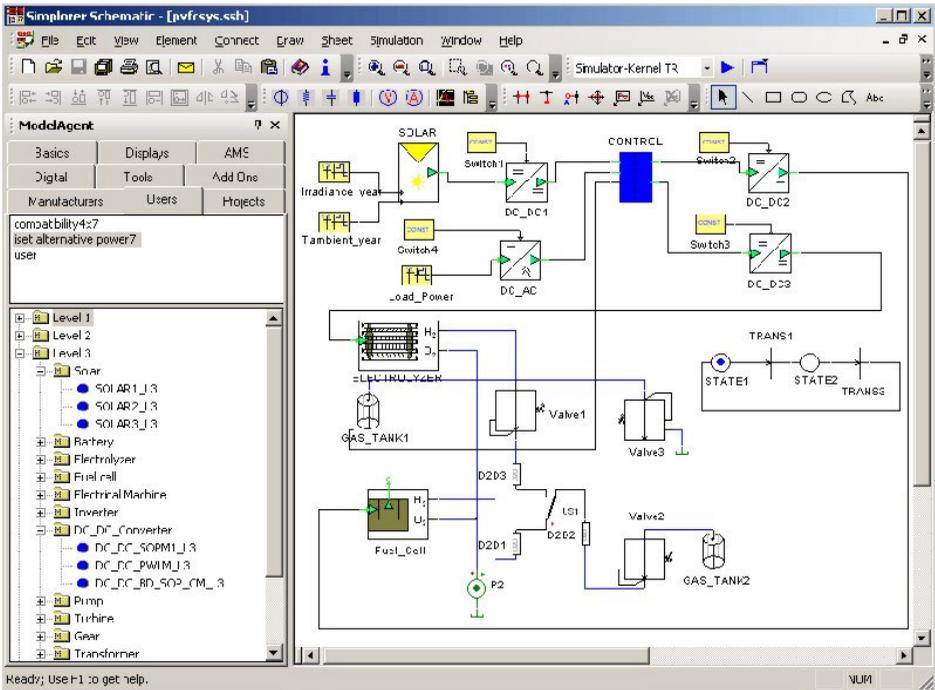


Abb. 1: PVFC-SYS Simulation unter Simplerer

Für die Realisierung des Photovoltaikgenerators wurde ein Modell implementiert, das mit Angaben aus den Datenblättern der Module parametrisiert werden kann. Die Strom-Spannungs-Kennlinie des Generators wird daraus für jede beliebige Temperatur und Bestrahlungsstärke in jedem Simulationsschritt berechnet. Aus dieser Kennlinie wird dann die maximale Leistung des Solargenerators (MPP) bestimmt, die als Output des Modells dient.

Für die Energieraufbereitung wurden DC/DC-Wandler und Wechselrichter implementiert. Diese Modelle basieren auf der mathematischen Beschreibung der gemessenen Wirkungsgradkennlinie des jeweiligen Gerätes. Solche Modelle werden häufig wegen ihrer Einfachheit bei der Parametrisierung und Implementierung in Energieflusssimulationen eingesetzt.

Das Gasspeichermodell beruht auf der Zustandsgleichung der idealen Gase. Dieses Modul wurde mit einem pneumatischen Anschluss implementiert, der sehr einfach mit



dem pneumatischen Anschluss anderer Module, wie z.B. Ventile verbunden werden kann. Für Erzeugung und Verbrauch von Wasserstoff wurden mathematische Modelle für Elektrolyseur und Brennstoffzelle entwickelt und implementiert. Sie beruhen auf den elektrochemischen Reaktionen innerhalb des Zellenverbandes.

Für die Verteilung des durch den Solargenerator erzeugten Energieflusses wurde eine Betriebsführung programmiert. Sie schaltet außerdem Elektrolyseur und Brennstoffzelle. Wenn eine Lastversorgung nicht gewährleistet werden kann, wird ein Lastabwurf vorgenommen. Sinkt der Druck im Systemspeicher unter den zulässigen minimalen Druck, wird die Brennstoffzelle mit Wasserstoff aus Backup-Speichern betrieben bis der Hauptspeicher wieder ausreichend gefüllt ist.

## 2.1 Simulationsbeispiele

Für Analyse und Dimensionierung der Systemkomponenten zahlreiche Simulationen durchgeführt. Als Beispiel werden hier zwei Simulationen erläutert.

Ausgangspunkt jeder Simulation ist die Bereitstellung der Wetterdaten, da die Produktion der Solarenergie von Einstrahlung und Temperatur abhängig ist. Hierfür wurde *Meteonorm* eingesetzt. Bei dieser durch *Meteotest*<sup>6</sup> produzierten und vertriebenen Produkt handelt es sich um ein Softwarepaket zur Generierung von weltweiten Einstrahlungs-, Temperatur und Winddatenreihen.

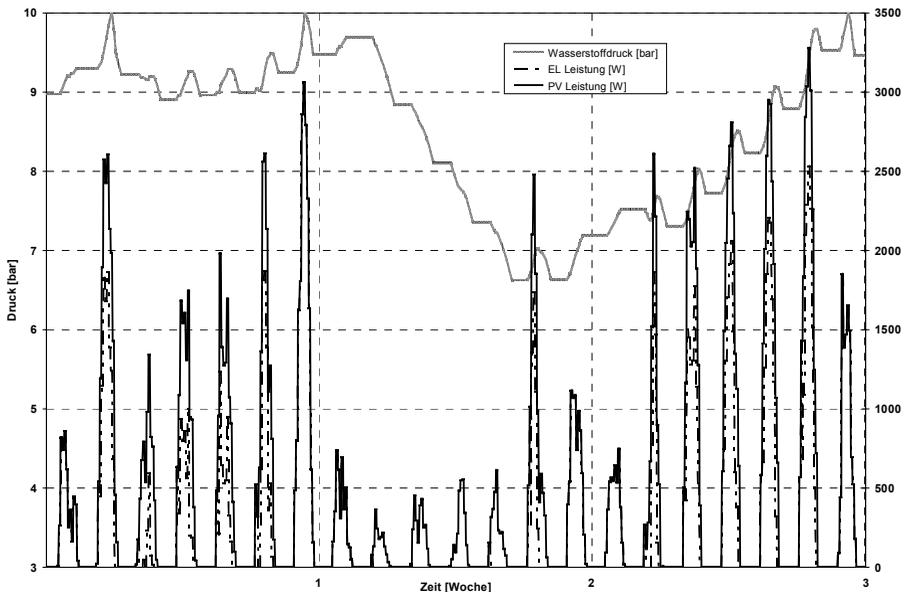
Für die Dimensionierung einer Komponente können mit dem implementierten Simulationssystem Langzeitsimulationen durchgeführt werden. Mit *Meteonorm* wurden daher für ein Jahr - vom 1. Juli bis 31. Juni - Stundenmittelwertdaten für Einstrahlung und Temperatur für den Standort der Anlage bei Mailand erzeugt

### Beispiel 1:

Für drei Wochen im Oktober sind die simulierten Größen Druck im Systemspeicher, der produzierte Solarenergiefluss und der durch Elektrolyseur konsumierte Energiefluss simuliert. In Abb. 2 sind die Ergebnisse der ersten Simulation dargestellt. Daraus wird ersichtlich, dass die Last in der ersten Woche der Simulation durch die produzierte Solarenergie versorgt werden kann. Nur während der Nacht ist eine Einschaltung der Brennstoffzelle notwendig. In dieser Woche ist Produktion und Verbrauch des Wasserstoffs fast gleich.

---

<sup>6</sup> Meteotest, Fabrikstrasse 14, CH-3012 Bern, Switzerland



**Abb. 2: Dynamische Simulation über einen Zeitraum von drei Wochen im Oktober**

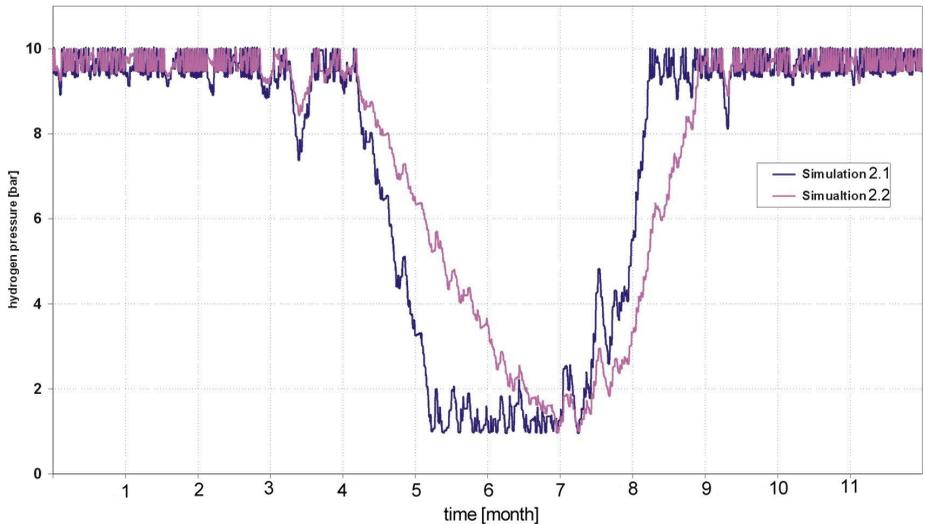
Bedingt durch die Wetterdaten kann die Last in der zweiten Woche der Simulation nicht dauerhaft von Solargenerator versorgt werden. Die Differenz zwischen der produzierten Solarenergie und der benötigten Lastenergie wird durch die Brennstoffzelle geliefert. Der Druck der Gasflasche fällt daher in dieser Woche von 9,5 bar auf 6,5 bar. In der letzten Woche der Simulation wird mehr Solarenergie produziert als durch die Last verbraucht werden kann. In dieser Woche wird der Elektrolyseur öfters eingeschaltet, um die nicht benötigte Energie als Wasserstoff in der Gasflasche zu speichern.

### Beispiel 2:

Es wurden zwei Simulationen durchgeführt:

- Simulation 2.1 Last = 500 W und Wasserstoffspeicher = 3.6 m<sup>3</sup>
- Simulation 2.2 Last = 500 W und Wasserstoffspeicher = 7.2 m<sup>3</sup>

In Abb. 3 ist der Verlauf des Wasserstoffdrucks über ein Jahr beginnend im Sommer für beide Simulationen abgebildet. Es wird ersichtlich, dass die Größe des Gasspeichers bei der ersten Simulation zu klein gewählt wurde. Wegen der niedrigen Einstrahlung in den Wintermonaten (Mitte der Grafik) wird für die Versorgung der Last viel Wasserstoff benötigt. Ohne einen Backup-Speicher würde in diesem Bereich ein Lastabwurf unvermeidlich sein.



**Abb. 3: Wasserstoffdruck [bar] bei Simulationen 2.1 und 2.2**

### 3 Realisierung des Hybridsystems

Zunächst wurde eine Experimentieranlage auf dem Dach des CENERG errichtet. Sie hatte die Aufgabe, unter Laborbedingungen erste Betriebserfahrungen zu ermöglichen. Dies sollte für die Realisierung der zweiten Anlage wichtige Hinweise liefern um auch unter industriellen Bedingungen einen sicheren und zuverlässigen Betrieb des Hybridsystems zu ermöglichen

#### 3.1 Laborsystem des CENERG

Der Aufbau des Laborsystems erfolgte unter der Maßgabe, möglichst kostengünstig ein Speichersystem mit Elektrolyseur und Brennstoffzelle zu realisieren. Dazu wurde auf einen am CENERG vorhandenen Brennstoffzellenstapel zurückgegriffen. Der Zellstapel für die Elektrolyse wurde von Stuart Energy (früher Hydrogen Systems GmbH) geliefert. Die Integration der Zellstapel in die Wasserstoffversorgung wurde von CENERG Selbst durchgeführt. Dies ermöglicht durch die Wahl der peripheren Systeme Einfluss auf die Betriebsweise der Zellstapel zu nehmen. Die Anpassung der elektrischen Energieströme sollte durch eine zentrale Leistungselektronik, die sog. Power Management Unit (PMU) erfolgen. Aufgrund der hohen Ströme des Brennstoffzellenstapels und der aufwendigen Implementierung der Betriebsführung in die PMU hatte sich die Auslieferung so sehr verzögert, dass die vollständige Inbetriebnahme des Hybridsystems nicht mehr

vor Ende des Projektes erfolgen konnte. Es wurden aber eine Reihe von Untersuchungen im Einzelbetrieb von Elektrolyseur und Brennstoffzelle durchgeführt. Basierend auf diesen Erfahrungen wurde dann die zweite Anlage konzipiert.



**Abb. 4: Photovoltaik-Wasserstoff-Hybridanlage des CENERG**

### **3.2 Pilotanlage bei ST Microelectronics**

Die Realisierung der Pilotanlage sollte zunächst ausschließlich auf industriell verfügbaren Komponenten basieren. Wie im oben erwähnten Laborsystem war auch für die Pilotanlage eine rein auf Gleichstromkopplung basierte Systemtopologie vorgesehen. Dazu musste allerdings eine geeignete PMU erst noch entwickelt und aufgebaut werden. Das Brennstoffzellensystem konnte nur mit integriertem Wechselrichter eingesetzt werden, sodass von der reinen DC-Kopplung abgewichen werden musste. Aus Sicherheitsgründen wurde auf die Speicherung von Sauerstoff verzichtet. Für die Wasserstoffspeicherung wurde ein 4 m<sup>3</sup> großer Niederdruckspeicher gewählt. Dies ermöglicht bei den niedrigen Ausgangsdrücken des Elektrolyseurs von maximal 10 bar eine kostengünstigere Lösung für die gewählte Speicherauslegung als z.B. Hochdruckflaschen. Der Photovoltaikgenerator konnte nur auf einem Flachdach in der Nähe des Wasser-



stoffsystems installiert werden. Leider kommt es aber auch dort zu teilweise starken Abschattungen insbesondere bei niedrigem Sonnenstand.

Komponente	Technische Daten	Hersteller/Lieferant
Photovoltaikgenerator	36 Module PW1000 Leistung = 3.6 kW Leerlaufspannung = 259.2 V Kurzschlussstrom = 17.4 A	Photowatt
Brennstoffzelle	PEM Technologie Leistung = 2 kW	Axane
Elektrolyseur	Zero Gap Technologie. 30 Zellen mit einer Querschnittsfläche von 150 cm <sup>2</sup> Leistung = 3.6 kW Nennspannung = 60 V Nennstrom = 60 A	Hydrogen Systems (jetzt Stuart Energy)
PMU	4 DC-DC-Wandler, DC-Bus 315 V, Wechselrichter 2 kVA	Ainelec
Speicher	Volumen = 4 m <sup>3</sup> Maximaler Druck = 10 bar	Air Liquide

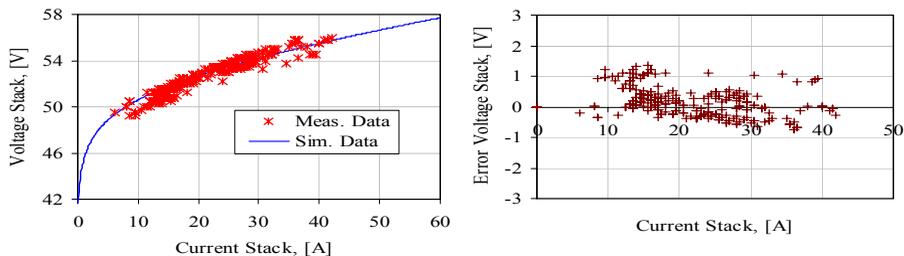
**Tabelle 1: Installierte Komponenten der Pilotanlage**

Die Anlage wurde im Frühjahr Jahr 2004 erfolgreich in Betrieb genommen. Details der Betriebsergebnisse sind auf der Projektwebsite <http://pvfcsys.cma.fr> verfügbar.

### 3.3 Validierung der Simulationen

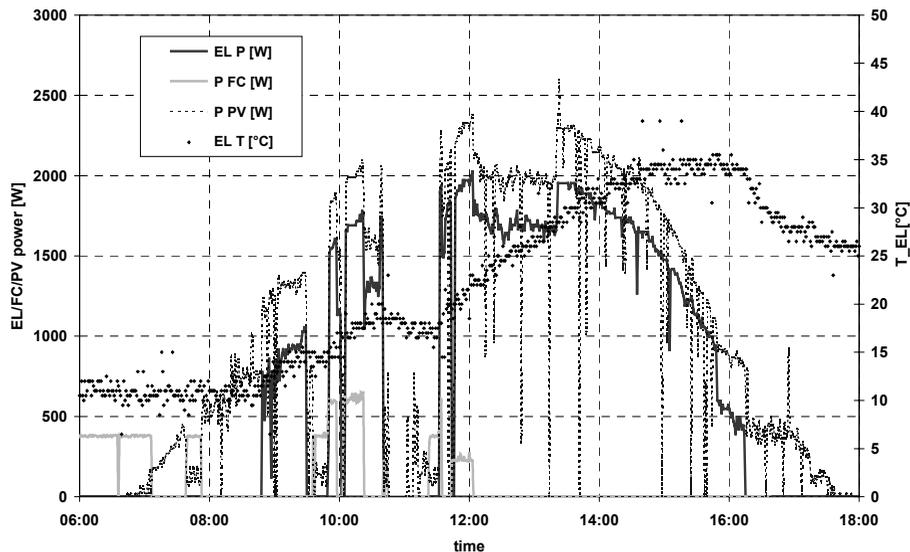
Zunächst wurden die einzelnen Modelle der Simulation anhand von Messdaten wie z.B. Strom-Spannungs-Kennlinien validiert. Als Beispiel sei hier kurz die Validierung des Elektrolyseurmodells beschrieben. Der alkalische Elektrolyseur besteht aus 30 Zellen in Serie und wird mit einem Druck von 3 bar betrieben. Bei einer Betriebstemperatur von 80 °C beträgt die Nennspannung 60 V und der Nennstrom 60 A.

Abb. 5 links zeigt den Vergleich zwischen den Messdaten und den simulierten Spannungen. Der maximale Fehler zwischen der simulierten Spannung und der gemessenen Spannung bleibt bei diesem Vergleich unter 1.5 V (Abb. 5 rechts).



**Abb. 5: Validierung des Elektrolyseurmodells mit Messdaten**

Im zweiten Schritt sollte die Validierung der Simulation des gesamten Hybridsystem erfolgen. Die technischen Parameter für eine korrekte Validierung waren aber im Falle der Brennstoffzelle nicht verfügbar. Darüber hinaus wurden nicht alle Details der Betriebsführung des realen Systems z.B. auch beim Elektrolyseur oder der PMU dokumentiert. Die Teilabschattungen des PV-Generators und fehlende Strahlungs- und Temperatursensoren erschweren die Reproduzierbarkeit der Umweltbedingungen ganz erheblich. Schließlich treten im Betrieb des realisierten Hybridsystems noch vereinzelt Fehler auf, die einen Vergleich mit der Simulation schwierig machen.



**Abb. 6: Exemplarische Messdaten der Photovoltaik-Wasserstoff- Pilotanlage in Mailand**



## 4 Online-Simulation des Systems mit Simplorer 7.0

Für die Realisierung einer Online-Simulation via Internet muss dem Anwender die Möglichkeit zur Fernsteuerung des Simulators gegeben werden. Hierbei muss der Client in der Lage sein, die Parameter der Simulation zu setzen, den Simulator zu starten und die Ergebnisse der Simulation grafisch darzustellen.

Das Component Object Model (COM) ist eine Technologie, welche die Fernsteuerung einer Software durch eine Script- oder Programmiersprache erlaubt. Die Realisierung der Steuerung kann theoretisch durch jede beliebige Sprache erfolgen. Sie muss lediglich eine Verbindung mit COM-Schnittstelle zur Verfügung stellen. Ab Version 7.0 der Simplorer-Software wurde dem Anwender eine COM-Schnittstelle zur Fernsteuerung des Simulators zur Verfügung gestellt. Diese Schnittstelle wurde mit zahlreichen implementierten Funktionen ausgestattet, die eine programmierbare Kommunikation mit dem Simulator ermöglichen.

Wie oben erwähnt ist die Anwendung der COM-Schnittstelle unabhängig von eingesetzter Programmiersprache, wenn sie eine Verbindung mit Microsoft-COM (Instanzbildung) zur Verfügung stellt. Eine Offline-Steuerung des Simulators kann beispielsweise mit „Visual Basic Script“ oder mit „Tcl/Tk“ erfolgen. Ziel einer Offline-Simulation könnte eine Parameteroptimierung eines Systems sein. Hierbei wird die Simulation in einer Schleife mit veränderten Parameterwerten solange durchgeführt bis irgendwelche Bedingungen erfüllt sind.

Für die Durchführung einer Online-Simulation wird zusätzlich ein Web-Server-Software benötigt, die wie ein Vermittler zwischen Client und Simulator fungiert. Der Server empfängt die Anwenderwünsche durch übermittelte Formulare. Nach der Verarbeitung der Daten muss der Server den Simulator starten und mit notwendigen Informationen versorgen können. Deshalb muss der Server eine Programmiersprache unterstützen, die eine Verbindung mit COM-Schnittstelle des Simulators bereitstellt und die notwendigen Befehle zur Steuerung des Simulators zur Verfügung stellt. Für die Realisierung der Online-Simulation wurde „Apache“ Web-Server eingesetzt. Dieser Server unterstützt unter anderem die Technologien wie PHP, MySQL und Perl.

PHP ist eine mächtige serverseitige Scriptsprache, die eine Verbindung mit COM-Schnittstelle zur Verfügung stellt. Die PHP-Programme werden serverseitig zeilenweise interpretiert und ausgewertet. Nach der Beendigung des Programms wird dynamisch HTML-Seiten erzeugt, die dann an Internet-Browser zugeschickt werden.



Die notwendigen Schritte zur Realisierung der Online-Simulation wurde in Abb. 7 grafisch dargestellt.

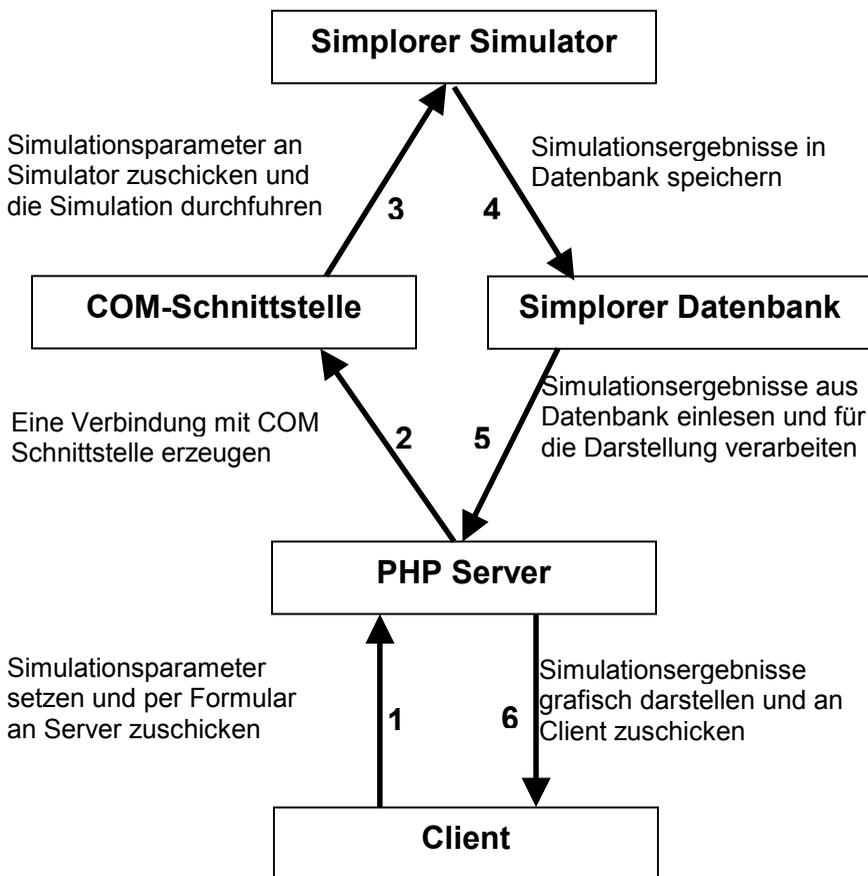


Abb. 7: Vorgehensweise für die Realisierung der Online-Simulation mit Simplorer

## 5 APL

Die Modellbibliothek APL ist unter verschiedenen kommerziell verfügbaren Simulationsumgebungen verwendbar. Dies wird durch die Implementierung der Modelle in der Programmiersprache C++ und die Anwendung moderner objektorientierter Programmier-techniken erreicht. Die Modelle sind in drei verschiedenen Detaillierungsebenen implementiert, die sich grob nach den Zeitskalen der berücksichtigten physikalischen Prozesse unterteilen lassen. Während sich Modelle der höchsten Detaillierungsebene zur Untersuchung von Kurzzeitphänomenen eignen, können die Modelle der anderen



Ebenen bei der Jahresertragsberechnung oder zur Entwicklung von Betriebsführungsstrategien eingesetzt werden.

## 5.1 Bibliothek

APL beinhaltet etwa 100 Modelle, die sich grob in vier Gruppen zuordnen lassen.

### a) Lasten

- Asynchronmotor (Kurzschluss- und Schleifringläufer)
- Synchronmotor (permanent und elektrisch erregt, mit und ohne Dämpfer)
- Universalmotor, Gleichstrommotor (permanent und fremd erregt)
- Nebenschluss- und Reihenschlussmaschine, Transformatoren
- Pumpen, Getrieben, Strömungsturbinen, Elektrolyseure

### b) Generatoren

- Asynchrongenerator (Kurzschluss- und Schleifringläufer)
- Synchrongenerator (permanent und elektrisch erregt, mit und ohne Dämpfer)
- Gleichstromgeneratoren (permanent und fremd erregt)
- PV-Generatoren, Brennstoffzellen, Batterien, Doppelschichtkondensatoren

### c) Energieaufbereitung

- DC/DC-Wandler, Wechselrichter

### d) Sonstige Komponenten

- Rohre, Ventile, Tanks für Flüssigkeiten, Gastank

## 5.2 Detaillierungsebenen

Die Detaillierungsebenen lassen sich grob nach den Zeitskalen der berücksichtigten physikalischen Prozesse unterteilen.

### a) Detaillierungsebene 1

Die Modellierungsebene 1 zeichnet sich durch einen hohen Detaillierungsgrad der verwendeten Modelle aus. Momentanwerte der elektrischen oder mechanischen Größen bilden die Signale, welche die Komponenten verbinden. Durch die Berücksichtigung von transienten Vorgängen in den Komponenten lassen sich mit diesen Modellen natürlich keine Langzeit- oder Energieertragssimulationen durchführen. Mit Modellen dieser Ebene lassen sich Simulationen auf Zeitskalen bis Sekunden durchführen.

### b) Detaillierungsebene 2



Die Modelle der Detaillierungsebene 2 besitzen im Vergleich zu denen der Ebene 1 einen höheren Abstraktionsgrad. Bei diesen Modellen wird auf die NachAbb.ung von Prozessen im Sub-Sekundenbereich verzichtet. Dadurch können natürlich keine Momentanwerte der elektrischen Größen mehr berechnet werden. Die elektrischen Wechselstromsignale werden in dieser Ebene daher durch ihre Effektivwerte repräsentiert. Mit Modellen der Ebene 2 lassen sich Simulationen auf Zeitskalen von Sekunden bis hin zu Monaten durchführen.

### c) Detaillierungsebene 3

Die Detaillierungsebene 3 enthält die Modelle mit dem höchsten Abstraktionsgrad. Die elektrischen bzw. mechanischen Größen sind hier nahezu vollständig durch die zwischen den Komponenten ausgetauschte elektrischer bzw. mechanischer Energiefluss ersetzt. Durch den hohen Abstraktionsgrad der Modelle wird eine sehr hohe Rechengeschwindigkeit erreicht, wodurch sich diese Modellierungsebene besonders für Jahrertragssimulationen eignet.

## 5.3 Multidomain-Simulation

Bei der Zusammenschaltung mehrerer Module werden neben den Systemgleichungen der einzelnen Module noch Verknüpfungsgleichungen der konservativen Knoten (z.B. Kirchhoffsche Gesetze) für das Gesamtsystem notwendig. In APL besitzt jeder konservative Anschluss eine physikalische Domäne (Natur). In Tabelle 2 sind die verwendeten Domäne in APL aufgelistet.

Domäne	Potentialvariable	Flussvariable
Elektrisch	Elektrisches Potential [V]	Elektrischer Strom [A]
Rotatorisch	Winkelgeschwindigkeit [rad/s]	Drehmoment [Nm]
Hydraulisch	Druck [Pa]	Volumenstrom [m <sup>3</sup> /s]
Pneumatisch	Druck [Pa]	Stoffstrom [mol/s]

**Tabelle 2: Analogiebetrachtung von Größen aus verschiedenen Technikbereichen**

In APL können die konservativen Anschlüsse gleicher Natur miteinander verbunden werden (Abb. 8). Diese Art der Implementierung erlaubt den sehr einfachen Ausbau des Systems um weitere Komponenten. Beispielsweise können mehrere Pumpenmodelle einfach parallel mit dem Antriebsstrang verbunden werden.

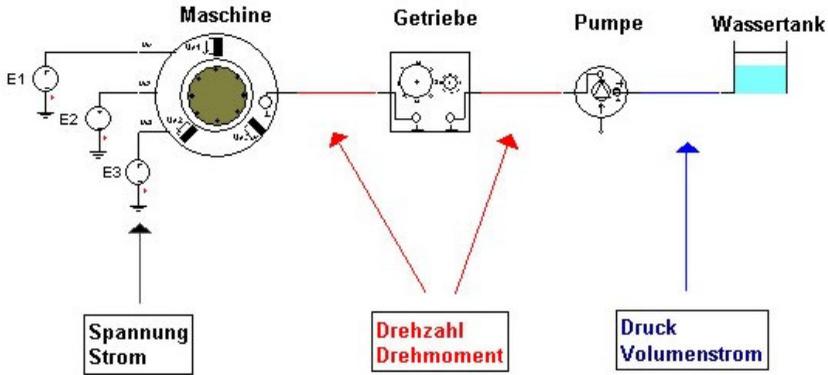


Abb. 8: Multidomain-Simulation

### 5.4 Meteorologische Datenaufbereitung

Mit APL wird noch ein im Auftrag von ISET durch *Ratiosof* entwickeltes Programm *ISET Meteo Data Wizard* mitgeliefert. Es ist ein Hilfsprogramm mit einer graphischen Benutzeroberfläche, das eine einfache und intuitive Bedienung ermöglicht. Neben der Dateiformatkonvertierung ist ebenfalls eine Zeitreihenextraktion möglich. Damit sollen aus vorliegenden Wetterdaten beliebige Zeitabschnitte isoliert und als Eingangsgrößen für die Simulation verwendbar werden. Der ISET Meteo Data Wizard konvertiert unter anderem die durch *Meteonorm* erzeugten Wetterdaten in Simulatorspezifische Datenformat. Die konvertierte Datei kann dann beispielsweise mit 2D Lookup Table unter Simulationsumgebung *Simplorer* eingelesen und als Eingangsdatei für die Komponenten der ISET Alternative Power Library zur Verfügung gestellt werden.

## 6 Zusammenfassung und Ausblick

Die Realisierung der beschriebenen Hybridsysteme hat gezeigt, dass für diese Anwendung besonders geeignete elektrochemische oder leistungselektronische Komponenten bisher kommerziell nicht verfügbar sind. Die heute verfügbaren Technologien müssen entweder angepasst werden oder bei der Systemauslegung und Dimensionierung müssen Kompromisse gemacht werden. Neben der Kostendreduktion und der Erhöhung der Lebensdauer bei der Brennstoffzelle und der Verbesserung der Elektrolyseure ist auch die Entwicklung geeigneter Power Conditioning Komponenten notwendig. Die Randbedingungen für die Weiterentwicklung der Komponenten lassen sich mit den entwickelten Simulationstools detailliert untersuchen. Die kommerzielle Nutzung von Photovoltaik-Wasserstoff-Hybrid-Systemen wird damit beschleunigt.



## Klein-KWK-Anlage mit innovativem Dampfantrieb

D. Wüsthoff  
Enginion AG  
Gustav-Meyer-Allee 25, D-13355 Berlin  
Tel.: +49 (0) 30 46307-492, Fax: +49 (0) 30 46307-499  
E-Mail: detlef.wuesthoff@enginion.com  
www.enginion.com

### 1 Zusammenfassung

Enginion hat sich als noch sehr junges, Venture Capital finanziertes Unternehmen typischerweise nur auf ein einziges Produkt beschränkt. Unternehmensgegenstand ist damit nahezu ausschließlich die Entwicklung einer Klein-KWK-(Kraft-Wärme-Kopplungs-)Anlage (auch Mikro-KWK-Anlage oder Micro-CHP genannt). Enginion konzentriert sich dabei auf Anwendungen in der Haustechnik bis zur Serienreife, mit begleitendem Aufbau der Serienproduktion gegen Ende der Entwicklung hin.

Die Grundlage dieser von Enginion entwickelten Anlage ist ein in vielen Bereichen optimierter Dampfkreisprozess. Entwicklungsziel ist die bedarfsgerechte Bereitstellung von Wärme (1 bis 25 kW<sub>thermisch</sub>) und Strom (0.5 bis 4.6 kW<sub>elektrisch</sub>).

Enginion verfolgt gegenwärtig zwei wesentliche Einsatzbereiche. Einerseits werden fest installierte Wärme- und Stromerzeuger für die technische Gebäudeausrüstung entwickelt und andererseits sollen Fahrzeuge mit zukünftig sehr kompakten Strom- und Wärmeerzeugern, so genannten APUs (Auxilliary Power Units) ausgerüstet werden. Überall, wo es auf eine autarke Strom- und Wärmeversorgung ankommt, bietet dieses Konzept eine optimale Lösung.

Am Anfang des Prozesses steht eine äußerst kompakte und nahezu emissionsfreie Brennertechnologie. Das Speisewasser wird auf hohen Druck gebracht und in einem, dem Brenner nachgeschalteten Dampferzeuger in energiereichen Dampf umgewandelt. Dieser stark überhitzte Wasserdampf treibt eine innovative, trocken laufende Expansionsmaschine an. Da es sich bei diesem Prozess um eine externe, sehr leise kontinuierliche Verbrennung handelt, entfällt die sonst bei Motorheizkraftwerken auftretende, starke Geräusentwicklung. Die mechanische Arbeit, die der expandierende Dampf verrichtet, wird von einem Generator in elektrische Leistung umgewandelt die über einen Konverter ins Stromnetz eingespeist wird.



Durch ein sehr kompaktes Wärmeübertragungssystem lässt sich thermische Energie für verschiedene Zwecke entnehmen. So kann z. B. mit dieser Klein-KWK-Anlage die Heizungs- und Warmwasserversorgung eines Wohnhauses ohne Zusatzkessel übernommen werden. Gleichzeitig deckt der erzeugte Strom zumindest den Eigenverbrauch des Haushalts ab und lässt sich darüber hinaus in das öffentliche Stromnetz einspeisen.

Durch den Einbau einer Echtzeitsteuerung werden sämtliche Prozesse automatisch geregelt. Damit kann die SteamCell dynamisch auf verschiedene, sowohl thermische als auch elektrische (mechanische) Lastanforderungen reagieren.

Enginion geht mit dieser Entwicklung folgende Ziele an:

- Hohe Effizienz
- Niedrigste Emissionen
- Flexible Leistungsmodulierung
- Kompakte Baugröße

Um diesen hohen Anforderungen zu genügen, mussten viele Abläufe und Komponenten völlig neu entwickelt werden. Der damit gewonnene Technologievorsprung ist durch mehr als 50 Patentanmeldungen abgesichert und wird fortlaufend ausgebaut.

## **2 Einsatzgebiet der Klein-KWK-Anlage**

Mit der hier vorgestellten Anlage können Heizung, Warmwasser und Strombedarf gleichzeitig und hochgradig flexibel aus einer kompakten Einheit gedeckt werden. Dabei zeichnet sich das System besonders durch seine Wirtschaftlichkeit und Umweltfreundlichkeit aus. Die Abgaswerte unterschreiten die Anforderungen relevanter Gütezeichen (z. B. Blauer Engel) und leistet damit einen wichtigen Beitrag zum Umweltschutz. Das System ist vielstofffähig. Neben der Verwendung von Erdgas sind je nach Brennereinstellung auch Brennstoffe wie Heizöl, Benzin oder Wasserstoff einsetzbar.

Ein großer Modulationsbereich mit einer thermischen Leistung von bis zu 25 kW und einer elektrischen Leistung von maximal 4,6 kW erlaubt vielfältige Einsatzmöglichkeiten; vom Einfamilienhaus über Mehrfamilienhäuser bis hin zu Geschäftsgebäuden oder Gewerbebetrieben. Bei optimalen Bedingungen sind Energieeinsparungen von mehreren tausend Euro pro Jahr möglich. Damit kann sich das System in kürzester Zeit amortisieren.

Diese Klein-KWK-Anlage ist genau so einfach ins Haus einzubinden wie ein herkömmliches Heizgerät. Sie kann bei Bedarf z. B. nur Wärme produzieren, ohne gleichzeitig Strom zu erzeugen. Sie kann somit anstelle eines herkömmlichen Heizkessels oder



einer Therme eingesetzt werden. Darüber hinaus erlaubt sie es, eigenen Strom zu produzieren und damit die Stromkosten des Haushaltes merklich zu senken.

Kompakte Abmessungen und ein geringes Gewicht ermöglichen den Einsatz als bodenstehendes oder wandhängendes Gerät. Für die optimale Nutzung bietet sich der Einsatz eines Pufferspeichers an. Dieser Aufbau erlaubt die Erzeugung von Strom auch ohne direkte Wärmeabnahme durch Verbraucher und sichert so eine effektive Betriebsweise. Selbst neue Anlagen mit niedrigem Wärmebedarf können auf diese Weise ökonomisch betrieben werden. Hinzu kommt, dass kein separater Heizungsraum mehr erforderlich ist.

Herkömmliche Blockheizkraftwerke arbeiten hauptsächlich mit Erdgas betriebenen Otto-Motoren oder für Heizölbetrieb umgerüstete Diesel-Motoren. In beiden Fällen handelt es sich um Maschinen mit interner, also intermittierender Verbrennung, die als stationäre Maschinen im Gegensatz zu Fahrzeugantrieben zur Erhöhung der Lebensdauer i. R. im Teillastbereich mit deutlich schlechterem Wirkungsgrad als im Bestpunkt (Otto-Motor >30% und Diesel-Motor >40%) laufen. Die klassische Anwendung ist der stromgeführte Betrieb, bei dem die bedarfsgerechte (maximale?) Stromproduktion hauptsächliches Betriebskriterium ist. Wärme fällt anteilig bedingt durch den Wirkungsgrad an und entspricht in der Regel nicht dem aktuellen Wärmebedarf.

Gegenüber diesen auch als Motorheizkraft bezeichneten KWK-Anlagen unterscheidet sich das hier vorgestellte Konzept durch seine wärmegeführte Betriebsweise. Es wird immer der gerade benötigte Wärmebedarf für Heizung und Warmwasser bedient. Dem entsprechend kann zusätzlich Strom produziert und im eigenen Haushalt genutzt oder ins Netz eingespeist werden. Auf diese Weise werden bereits jetzt bei der gleichzeitigen Produktion von Strom- und Wärme Gesamtwirkungsgrade von >90% ab Primärenergieträger erzielt.

Im Vergleich zu alternativen Technologien und Entwicklungen steht dieses System kurz vor der Marktreife. Sie wird eine Reihe von Vorteilen bieten:

- Kompakte Baugröße und geringes Gewicht
- Einfache Bedienung mit hoher Modulationsbreite und separatem Heizbetrieb
- Nahezu emissionsfrei erfüllt der Brenner auch zukünftige Abgasnormen
- Betrieb mit konventionellen Brennstoffen wie Benzin, Diesel, Erdgas, Propan und Biodiesel, aber auch Wasserstoff und Methanol
- Hohe Laufruhe und Produktlebensdauer
- Sehr gute Wirtschaftlichkeit durch minimalen Wartungsaufwand und geringen Verbrauch
- Schnelle Amortisation durch hohe Einspareffekte



### 3 Funktionsweise der Klein-KWK-Anlage mit innovativem Dampftrieb

Die Funktionsweise dieser Anlage wird leicht verständlich, wenn man den beiden Stoffströmen, Wasser-Wasserdampf und Brennstoff-Luft-Gemisch bzw. Heißgas, folgt.

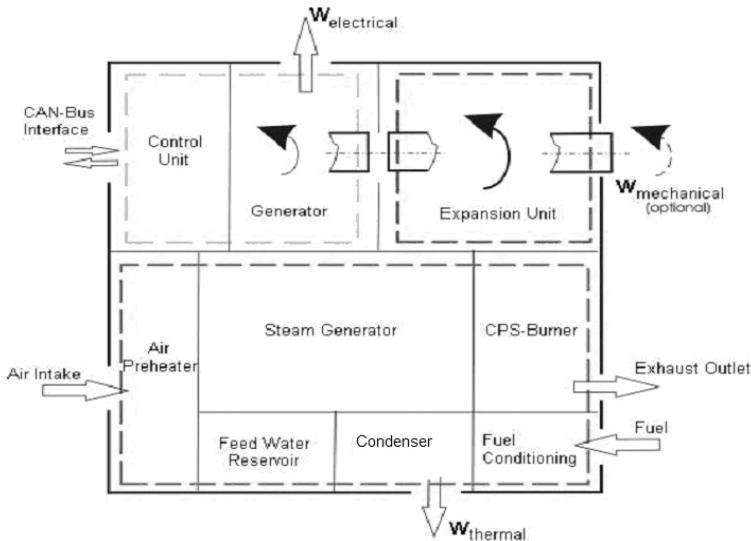


Abbildung 1: Blockschema der Klein-KWK-Anlage

#### 3.1 Wasser- und Dampfkreislauf

Das Konzept beruht auf einem vollständig geschlossenen Wasser- und Dampfkreislauf. Eine Hochdruckpumpe fördert hierbei Wasser aus einem kleinen Vorlagebehälter. In einem kompakten Brenner-Dampferzeuger-System wird das Wasser nun in hoch energetischen Dampf umgewandelt, welcher anschließend in einer Expansionsmaschine unter Abgabe von technischer Arbeit entspannt wird. Nach der Expansion wird der Dampf kondensiert und fließt als Frischwasser zurück in den Vorlagebehälter der Hochdruckpumpe.

Der beschriebene Kreislauf besteht aus den folgenden Bauteilen:

- Speisewasserpumpe
- Wärmetauscher inklusive Dampferzeuger
- Expansionsmaschine
- Kondensator mit Schnittstelle zum externen Heizkreis



- Speisewassertank
- Luft-, Brennstoff- und Rauchgaskreislauf

Der Kreisprozess wurde zunächst als klassischer einstufiger Clausius-Rankine-Prozess ausgelegt. Die Hochdruckpumpe für das Arbeitsmedium saugt reines, entionisiertes Wasser aus dem Vorlagebehälter an und bringt es auf den für den Betrieb nötigen Druck von derzeit 3 MPa bis zukünftig 6 MPa. Das Arbeitsmedium passiert zunächst einen Wärmeübertrager für die Abgaswärmerückgewinnung und wird dort für den Eintritt in den sich daran anschließenden Dampferzeuger vorgeheizt.

In dem hochtemperaturbeständigen, sehr kompakten Dampferzeuger wird das vorgeheizte Arbeitsmedium in hochenergetischen Dampf mit Temperaturen über 400 °C (zukünftig bis über 500 °C) und Drücken bis zu 6 MPa überführt. Die kompakte Gestaltung des Dampferzeugers beruht auf einer Vielzahl eng gebündelter, dünner Rohre in spezieller, patentierter Anordnung. Diese Rohre sind für besonders hohe Temperaturen und Drücke ausgelegt und sorgen für eine äußerst effiziente Wärmeübertragung. Zudem sind die Rohre so angeordnet, dass die Wärmestrahlung optimal genutzt wird, die bis zu 30 % der gesamten im Brenner umgesetzten Energie ausmachen kann.

Der erzeugte, äußerst energiereiche Dampf gelangt jetzt zum Einlass der Expansionsmaschine. Der gesamte Expansionsvorgang läuft geräuscharm ab und ist exakt regelbar. Das gesamte System kann insbesondere durch die eingesetzte Regelung sehr schnell und dynamisch auf Laständerungen reagieren.

Nachdem der überhitzte Dampf zur Erzeugung von mechanischer und in Folge elektrischer Leistung genutzt wurde und seine technische Arbeit abgegeben hat, dient die Restwärme aus dem Kondensator zu Heizzwecken und der Brauchwassererwärmung. Im Anschluss an die Kondensation gelangt das Arbeitsmedium wieder in den Tank, womit der Kreislauf geschlossen ist. Eine Besonderheit ist, dass der erzeugte Dampf nicht unbedingt über die Expansionsmaschine geleitet werden muss, sondern ebenfalls im geschlossenen Kreislauf lediglich zur Erzeugung von Heizungswärme verwendet werden kann. Dadurch ist gewährleistet, dass die elektrische und die thermische Leistung in gewissen Bereichen voneinander unabhängig auszukoppeln sind.

Nach umfangreichen Untersuchungen wurden Werkstoffkombination für diejenigen beweglichen Teile der Expansionsmaschine entwickelt, die damit in Heißdampf berührenden Bereichen ölfrei selbstschmierende Eigenschaften bei gleichzeitig geringen Reib- und Verschleißwerten besitzen.

Mittelfristig wird sich Enginion auch einer 2-stufig arbeitenden Expansionsmaschine und der zugehörigen Zwischenüberhitzer-Einheit widmen, die in einigen Jahren ebenfalls seriennah entwickelt und erprobt werden soll.



Die Kreisprozessführung ist dem folgenden Ts-Diagramm zu entnehmen.

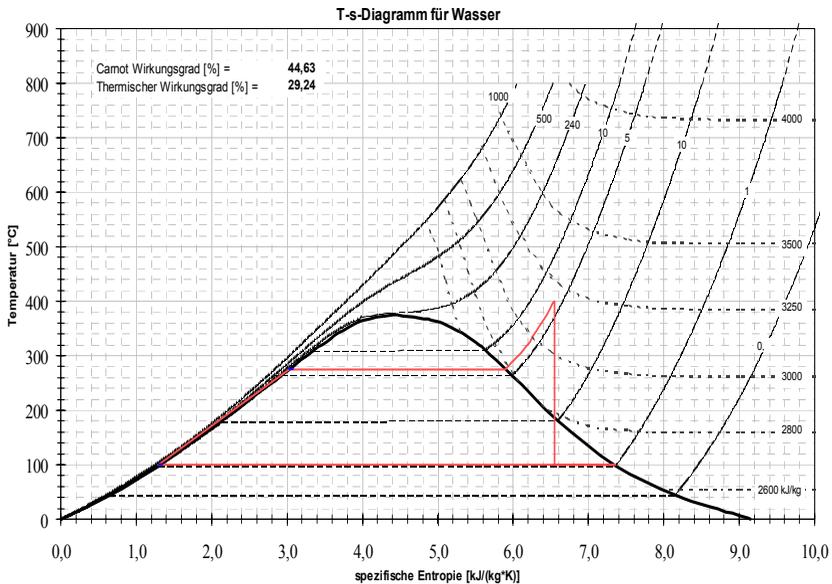


Abbildung 2: Beispielhafte Prozessdarstellung im T-s-Diagramm

### 3.2 Brennstoff-Luft-Gemisch

Zum Prozess gehören die Vermischung von Luft und Brennstoff, die Vorwärmung des Gemisches, die eigentliche Verbrennung und ein System zur Luftvorwärmung.

Um Dampf zu erzeugen, wird eine Energiequelle benötigt. Dafür gibt es ein spezielles Verbrennungssystem, das wahlweise mit einem Porenbrenner oder einem Oberflächenstrahlungsbrenner bestückt ist, welches das homogene Brennstoff-Luft-Gemisch extrem sauber verbrennt. Der Brennstoff und die vorgewärmte Luft werden in einer Mischkammer verwirbelt und dann zum Brenner geleitet. Es können sowohl gasförmige als auch flüssige Brennstoffe verbrannt werden.

Folgt man dem Weg der Verbrennungsluft, so wird diese von einem Radialgebläse angesaugt und der Brennstoffaufbereitung zugeführt. Diese dient insbesondere der Vorkonditionierung schwer verdampfbarer, flüssiger Brennstoffe wie z. B. Dieselkraftstoff oder Heizöl. Sie kann für gasförmige Brennstoffe, verflüssigte Gase und leicht siedende flüssige Brennstoffe wie Benzin und Methanol entfallen. Das optimal eingestellte Brennstoff-Luft-Gemisch durchläuft dann die Gemischvorwärmung und gelangt schließlich in den in sehr weiten Bereichen modulierbaren Brenner, in dem die äußerst



schadstoffarme externe Verbrennung auf einer hochporösen Festkörperoberfläche abläuft. Die Verbrennung wird von einem Steuergerät entsprechend dem gesamten Leistungsbedarf sowie hinsichtlich der Verteilung der bedarfsgerechten Strom- und Wärmeproduktion dynamisch und automatisch geregelt. Sowohl der heiße Abgasstrom als auch der ganz erhebliche Strahlungsanteil aus dem Brenner beheizen anschließend den Dampferzeuger, bevor das Abgas nach Durchlaufen der Wärmerückgewinnung ohne weitere Abgasnachbehandlung sehr schadstoffarm das System verlässt.

Bei diesem Verbrennungsvorgang bleiben die unverbrannten Kohlenwasserstoff- und Kohlenmonoxid-Emissionen auf einem sehr geringen Niveau. Die Menge an Stickoxid-Emissionen hängt vor allem von der maximalen Verbrennungstemperatur ab. In beiden Brennertypen kann die Temperatur so genau kontrolliert werden, dass die Stickoxide ebenfalls ausgesprochen gering ausfallen. Das entstehende heiße Gas wird nun in die Wärmeübertrager der Anlage geführt und verdampft so das Speisewasser.

Die wichtigsten Bauteile dieses Kreislaufes sind:

- Verbrennungsluftgebläse
- Feuerungsautomatik oder Brennstoffpumpe
- Poren- oder Oberflächenstrahlungsbrenner
- Verrohrung

### 3.3 Steuerung

Für diese Klein-KWK-Anlage wurde eine spezielle adaptive Echtzeitsteuerung entwickelt. Sie garantiert zu jeder Zeit einen Betrieb unter optimalen Bedingungen. Als externe Schnittstelle wurde das besonders sichere Feldbussystem CAN gewählt. Damit kann mit einer Vielzahl von Geräten kommunizieren und sogar ferngesteuert werden.

Das elektronische Herz der Steuerung ist die so genannte SCU (System Control Unit) auf ihr laufen alle Signale und Informationen der umliegenden Peripherie zusammen und werden dort verarbeitet. Das Zentrum bildet ein 16-Bit Mikrocontroller auf der Basis eines ST10 mit DSP-Einheit, auf dem alle Steuerungs- bzw. Regelalgorithmen ablaufen.

Die von Enginion entwickelte Software setzt auf ein Realtime-Operating-System auf, dass es ermöglicht alle auftretenden Aufgaben mittels Interrupt in Echtzeit zu verarbeiten. Die SCU gliedert sich in drei Grundfunktionseinheiten. Einmal ist dies der digitale Block. Dieser beinhaltet den oben genannten Prozessor, regelt die Kommunikation über CAN, I<sup>2</sup>C bzw. serieller Schnittstelle und stellt Ein- und Ausgänge für die umliegenden Bauelemente mit digitalen Ports zur Verfügung. Beispielsweise ist über den CAN-Bus das Entwicklungssystem und ein Motordrehgeber angeschlossen.



Die zweite Funktionseinheit sind die analogen Schaltungen. Da viele der zu überwachenden Größen der Klein-KWK-Anlage physikalischen Größen wie Druck und Temperatur sind, liegen diese meist nur als analoge elektrische Signale vor. Diese Werte werden in der Analogeinheit für die Verarbeitung im Mikrocontroller aufbereitet. Ein Beispiel ist hier der Drucksensor des Brauchwasserkreises. Die Drucksignale des Sensors sind mit Druckschwankungen durch die Bewegung der Speisewasserpumpe überlagert. In der Analogeinheit werden diese dann gefiltert und auf einen Pegel umgesetzt, der für den Controller lesbar ist.

Die dritte Baugruppe stellt die Leistungselektronik zur Verfügung. Sie ermöglicht das Ansprechen von leistungsstarken Schritt- und Brushless-DC-Motoren. Großer Wert wurde während der Entwicklung auf ein offenes Design gelegt. Dies ermöglicht die Schaltung möglichst ohne Änderung der Hardware an neue Anforderungen während der Entwicklung anzupassen. Der Vorteil dieser Lösung ist, dass alle wichtigen elektronischen Komponenten an einem Ort zusammengeführt sind. Dies ermöglicht den äußerst kompakten und kostengünstigen Aufbau sowie eine effiziente und problemlose Verkabelung.

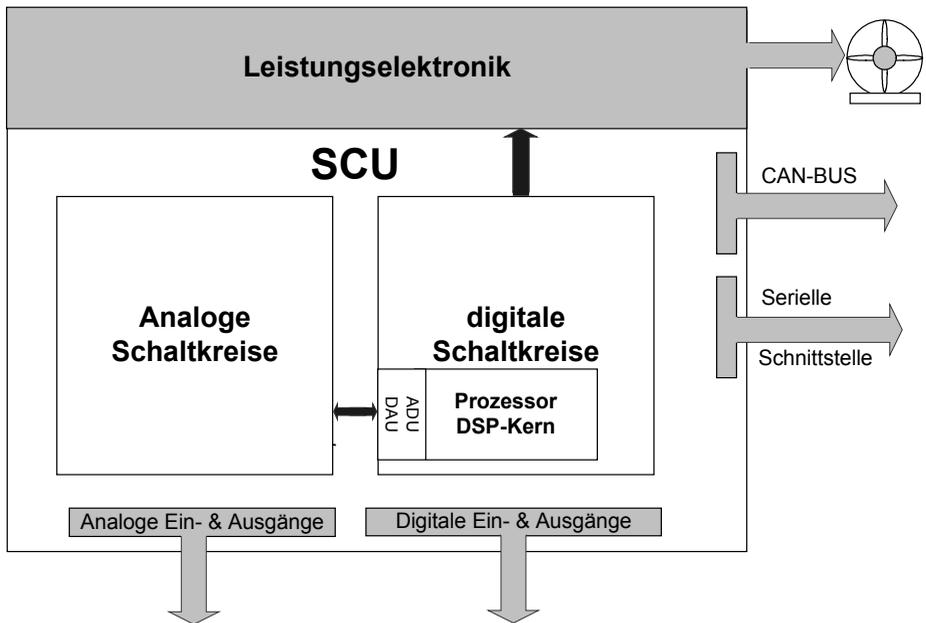


Abbildung 3: Blockschaltbild Steuergerät



### 3.4 Generator

Für die Umwandlung der mechanischen Energie in elektrische Energie wird ein Generator der Firma Perm Motor GmbH, Deutschland/Breisach eingesetzt. Hierbei handelt es sich um einen permanenterregten Synchron-Scheibenmotor. Der Antrieb erfolgt direkt über die Ausgangswelle der Expansionsmaschine.

#### Technische Daten des Generators

Bauart	Synchron-Scheibenmotor, permanenterregt
Phasen-/Leerlaufspannung	400 / 480 VAC; 3 phasig; Sternschaltung
Scheinleistung; Cosinus phi	6 kW; 0,95 bis 0,99
Wirkungsgrad	90,5 % bei 3000 min <sup>-1</sup>
Kühlung	Wassertemperatur 60°C



Drehmoment Nm	Drehzahl min <sup>-1</sup>	Leistung kW	Wirkungsgrad %
10,29	1000	1,077	85,7
10,07	2000	2,109	90,3
9,78	3000	3,073	91,6
9,41	4000	3,940	91,9
8,92	5000	4,668	91,8
8,27	6000	5,199	91,3

Abbildung 4: Generator

### 3.5 Netz- und Gebäudeeinspeisung

Die Leistungselektronik für die Netzanbindung ist eine speziell für Enginion durchgeführte Frequenzumrichterentwicklung der Firma SMA Regelsysteme GmbH, Niestetal.

Die elektrische Leistung des Generators wird bei einer Spannung zwischen 80V und 400V am Generator abgegriffen. Die Leistungselektronik wandelt die Ausgangsleistung des Generators mit einem Wirkungsgrad von 95% in Drehstrom mit 400 V<sub>eff</sub> gemäß Einspeiserichtlinien zur Netzeinspeisung um. Insgesamt beträgt die Einspeiseleistung des Konverters maximal 6 kW.

Der Konverter arbeitet im 4 Quadranten Betrieb, weil für den Startvorgang die Expansionsmaschine ein Starter benötigt wird. Hierzu wird der Generator über dem Konverter motorisch betrieben. Der Arbeitspunkt des Generators wird über die Leistungssollvorgabe eingestellt. Die Drehzahl der Expansionsmaschine und damit des Generators wird



von der Regelung des Dampfkreises übernommen. Der Konverter hält die Ausgangsleistung zur Einspeisung auf dem Leistungsvorgabewert. Dafür stellt er den Generatorstrom und damit das Generatormoment so ein, dass es zur aktuellen Generatorspannung und damit zur Drehzahl passt. Als Schnittstelle zwischen der Steuerung der Anlage und des Konverters wird der CAN-Bus verwendet. Darüber werden alle Steuersignale und Geräteparameter ausgetauscht.

Im Falle eines Not-Aus-Abschaltung oder eines Netzabfalls wird die Dampfzufuhr zur Expansionsmaschine gestoppt. Da diese aber dennoch für kurze Zeit ein Moment liefert, kann der Konverter nach dem Abschalten eine elektrische Energie von 15 kW/s aus dem Generator aufnehmen und so ein Hochlaufen der Drehzahl abzufangen.

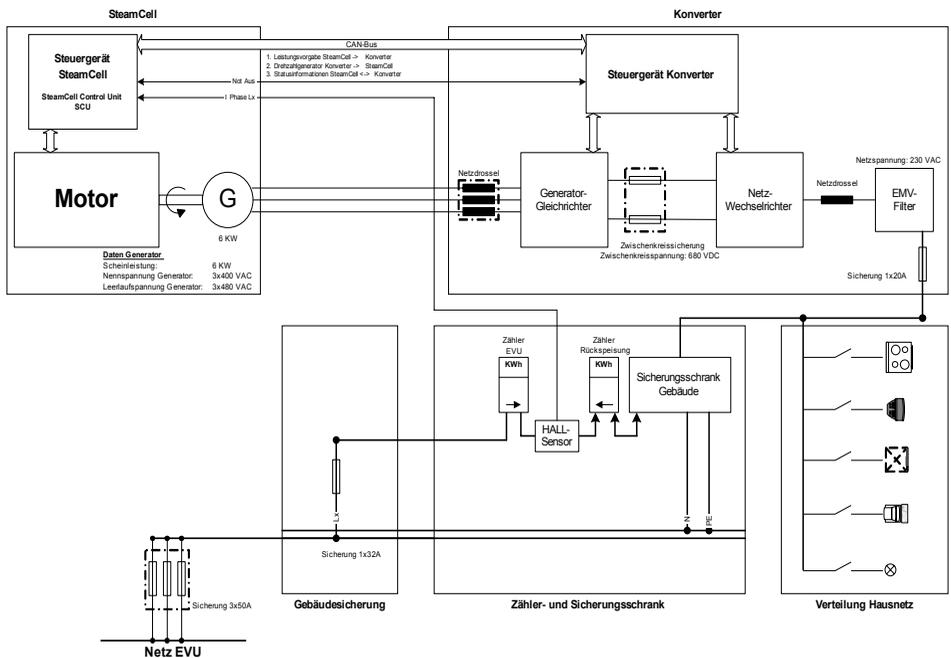


Abbildung 5: Netz- und Gebäudeeinspeisung

### 3.6 Darstellungen der Klein-KWK-Anlage

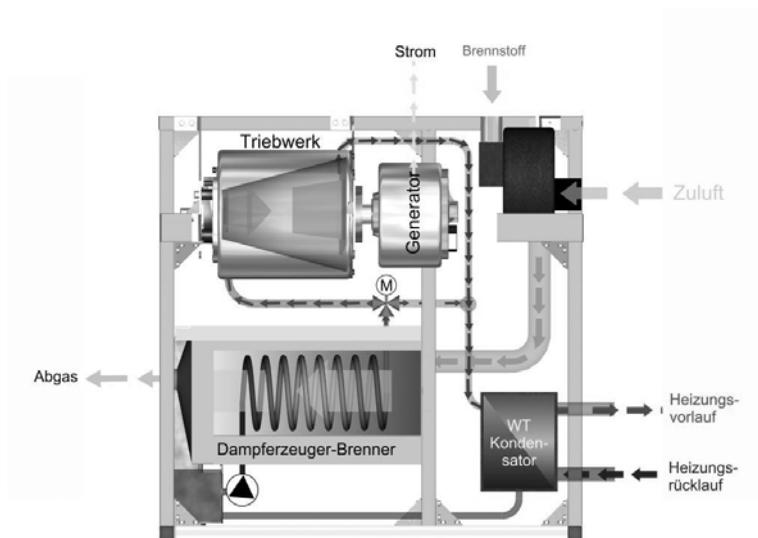


Abbildung 6: Fließschema der Energie- und Massenströme

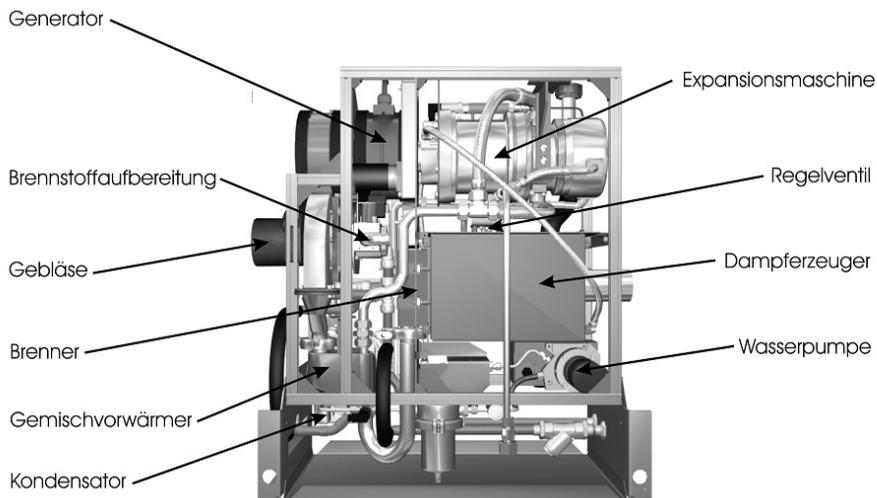


Abbildung 7: Geplantes Package der Klein-KWK-Anlage für den Prüfstandsaufbau

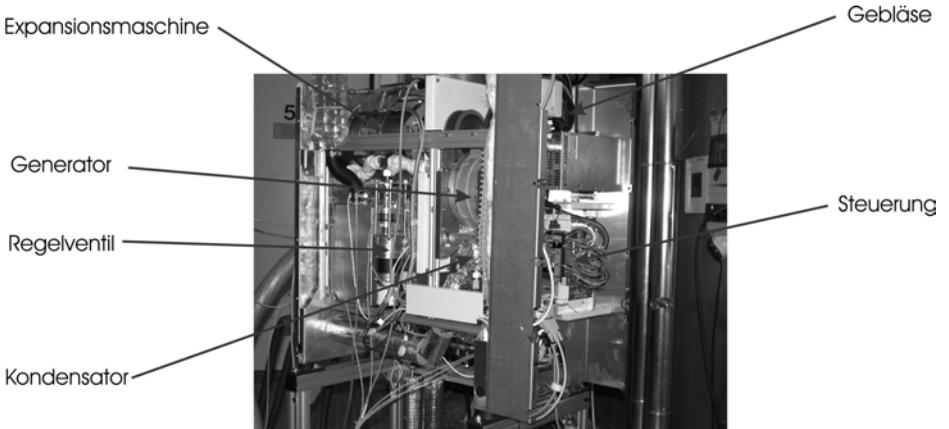


Abbildung 8: Die Prototyp-Maschine auf dem Prüfstand (ohne Verkleidung)

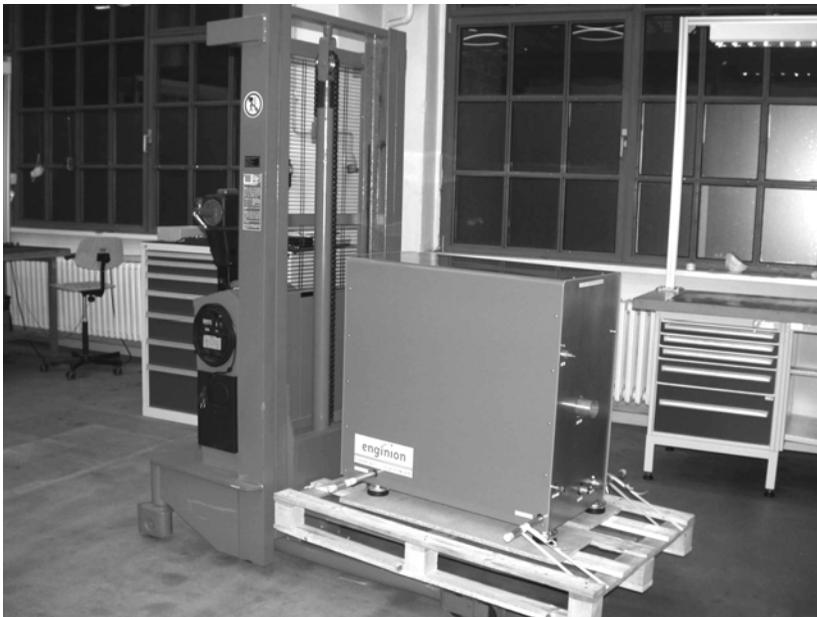


Abbildung 9: Der aktuelle Prototyp Gen02 zur Auslieferung an einen Partner



## **Erfahrungen mit dem Vaillant Brennstoffzellen-Heizgerät in der Hausenergieversorgung**

Th. Badenhop  
Vaillant GmbH  
Berghauser Straße 40, D-42859 Remscheid  
E-Mail: [thomas.badenhop@vaillant.de](mailto:thomas.badenhop@vaillant.de)  
[www.vaillant.de](http://www.vaillant.de)

### **1 Einleitung**

Im Jahre 1997 hat die Vaillant GmbH mit der Entwicklung von Brennstoffzellen-Heizgeräten für die Hausenergieversorgung begonnen. Im Zentrum der Aktivitäten bei der Vaillant GmbH steht die Entwicklung eines Brennstoffzellen-Heizgerätes für den Einsatz im Mehrfamilienhaus. Die Entwicklung dieses Brennstoffzellen-Heizgerätes erfolgt in enger Zusammenarbeit mit dem US-amerikanischen Brennstoffzellenentwickler und -hersteller Plug Power. In einer Vielzahl von Veröffentlichungen und Vorträgen ist über diese Zusammenarbeit und die Brennstoffzellentechnik bereits berichtet worden /1,2,3/, so dass hier auf eine umfassende Darstellung der Kooperation verzichtet werden kann.

Von herausragender Bedeutung für den Entwicklungsprozess ist die Durchführung von Labor- und Feldtests, die eine praxisgerechte Beurteilung des Entwicklungsstandes erlauben, sowie wertvolle Erkenntnisse für die Weiterentwicklung von Brennstoffzellen-Heizgeräten liefern. In einem ersten Feldtest mit drei Brennstoffzellen-Heizgeräten in Nordrhein-Westfalen, dem sog. NRW-Feldtest, wurde erstmals die Funktionsfähigkeit dieser Systeme im Mehrfamilienhaus und Kleingewerbe demonstriert. An diesem Feldversuch waren neben dem Systementwickler Vaillant auch die Unternehmen E.ON Engineering, die ELE Emscher Lippe Energie GmbH, die EUS – Gesellschaft für innovative Energiewandlung mbH sowie die E.ON Ruhrgas AG beteiligt /4/.

Aufbauend auf den NRW-Feldtest wurde der Einsatz von weiterentwickelten Brennstoffzellen-Heizgeräten für einen größeren Feldtest vorbereitet. An diesem umfangreicheren Feldtest sind zehn europäische Partner beteiligt. Im Rahmen dieses Beitrages wird über erste Ergebnisse und Erfahrungen aus diesen Feldversuchen berichtet.



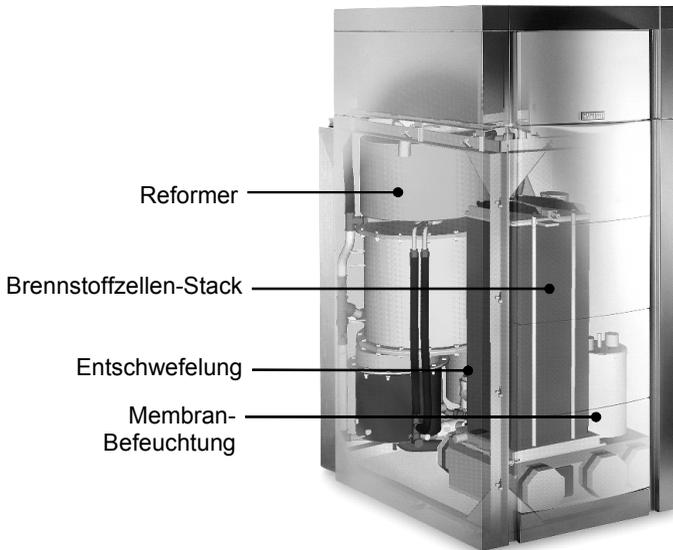
## 2 Vaillant Brennstoffzellen-Heizgerät

In dem NRW Feldtest wurden Vaillant Brennstoffzellen-Heizgeräte der ersten Generation eingesetzt, die im Wesentlichen aus vier Komponenten bestanden:

- Der Brennstoffzellen-Einheit (Abbildung 1)
- Dem Energiemananger, als der übergeordneten Regeleinheit
- Dem Wechselrichter zur Umwandlung von Gleichstrom in Wechselstrom
- Dem Zusatzkessel, einem bewährten Vaillant Brennwertheizgerät

Die Feldtestgeräte können mit den nachstehenden Eckdaten beschrieben werden:

- Elektrische Leistung: 2,5 bis 4 kW
- Thermische Leistung: 6,5 bis 11,5 kW
- Gewicht: 550 kg



**Abbildung 1:** Schematische Darstellung der Brennstoffzelleneinheit

Die Wirkungsgrade, der Modulationsbereich und die Baugröße der NRW-Feldtestgeräte entsprachen noch nicht den angestrebten Werten und wurden in den nachfolgenden Gerätegenerationen EURO1 und EURO 2 schrittweise verbessert, so dass EURO 2 Feldtestgeräte heute elektrische Wirkungsgrade über 30% aufweisen. Das Ziel des NRW-Feldtestprojektes war aber nicht die Optimierung von Wirkungsgraden und anderen funktionellen Parametern des Systems, sondern der Nachweis, dass Brennstoffzellen-Heizgeräte in Mehrfamilienhäusern eingesetzt werden können, was auch erfolgreich demonstriert werden konnte. Darüber hinaus konnten mit dem NRW-Feldtestgeräten wertvolle Praxiserfahrungen gesammelt werden, die in die weitere Entwicklung und Konstruktion der nachfolgenden Gerätegenerationen eingeflossen sind. Auch lieferte der NRW-Feldtest wertvolle Hinweise für die Weiterentwicklung des Energiemanagers, der übergeordneten Steuerung.

### 3 Laboruntersuchungen

Die Untersuchungen im Labor im Rahmen des NRW-Projektes bestanden aus zwei Teilen. Zu einem wurde im Labor der E.ON Engineering alle elektro-spezifischen Anforderungen eingehend analysiert. Zum anderen wurde die Anlage nach Abschluss der Untersuchungen bei der E.ON Engineering im Entwicklungszentrum der E.ON Ruhrgas AG hinsichtlich ihres Betriebsverhaltens mit verschiedenen Gasqualitäten und Gasbeschaffenheiten untersucht.

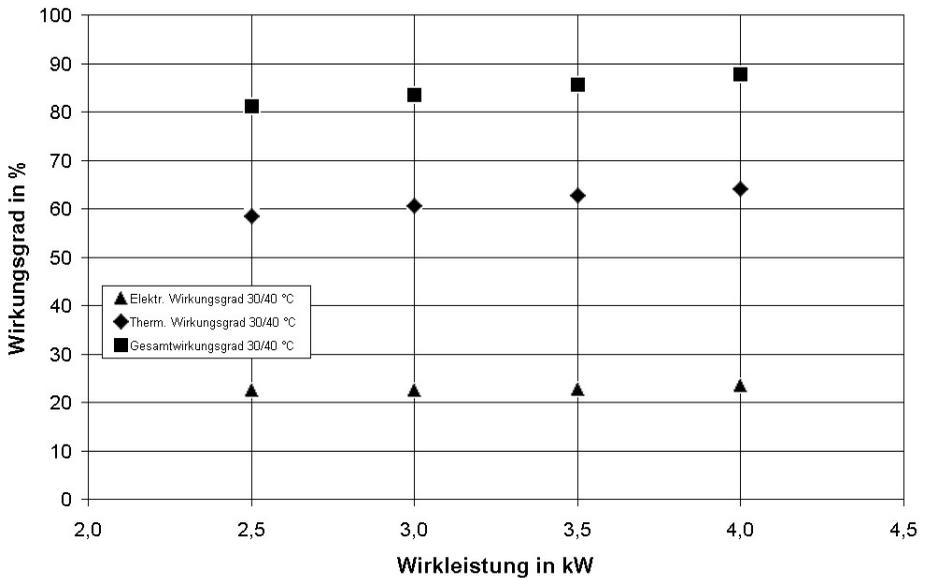


Abbildung 2: Vaillant Brennstoffzellen-Heizgerät auf dem Prüfstand in Dorsten /4/

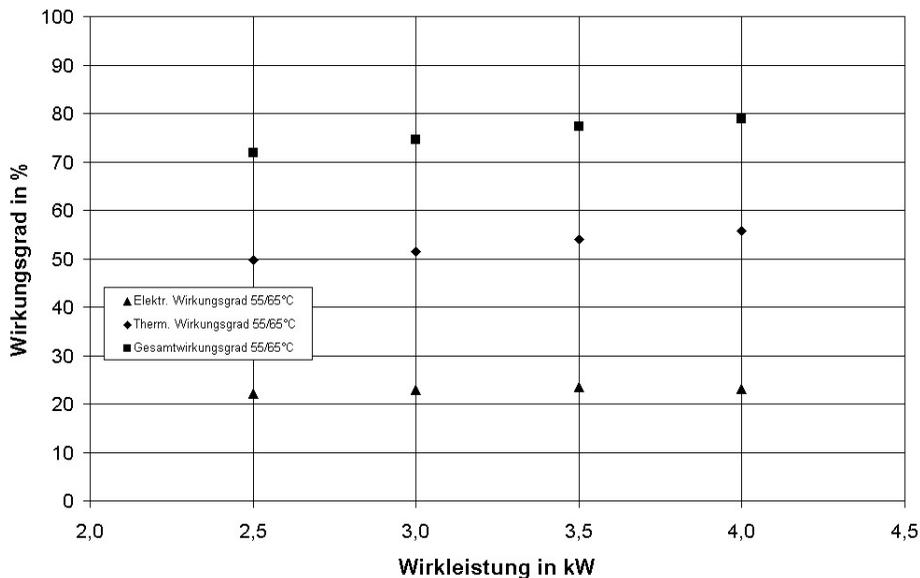


Abbildung 2 zeigt den Prüfstand des Vaillant Brennstoffzellen-Heizgerätes bei der E.ON Ruhrgas AG in Dorsten. Im Rahmen des Versuchprogrammes wurden Messungen am Brennstoffzellen-Heizgerät mit Erdgas L, Erdgas H sowie mit dem Prüfgas G20 (100% Methan) bei verschiedenen Leistungen und Temperaturen vorgenommen /4/.

Die Betriebszeit des Vaillant Brennstoffzellen-Heizgerätes auf dem Prüfstand der E.ON Ruhrgas AG betrug ca. 1.220 Stunden. Insgesamt hat das Brennstoffzellen-Heizgerät während der Laboruntersuchungen in Dorsten 3.491 kWh Strom erzeugt, wobei es nur 21 kWh selbst verbraucht hat. In den Abbildungen 3 und 4 sind die bei dieser Untersuchung ermittelten Wirkungsgrade des Vaillant Brennstoffzellen-Heizgerätes für die niedrigste Temperaturpaarung von 30/40 und für die höchste Paarung von 55/65 dargestellt /4/.



**Abbildung 3: Wirkungsgradmessungen bei der Temperaturpaarung 30/40, Erdgas L /4/**



**Abbildung 4:** Wirkungsgradmessungen bei der Temperaturpaarung 55/65, Erdgas L /4/

Die wesentlichen Ergebnisse der Untersuchungen bei der E.ON Ruhrgas AG in Dorsten sind nachstehend zusammengefasst /4/:

- Der elektrische Wirkungsgrad des Vaillant Brennstoffzellen-Heizgerätes ist über den gesamten Leistungsbereich nahezu konstant.
- Der thermische Wirkungsgrad des Brennstoffzellensystems steigt mit steigender Leistung sowie mit sinkender Rücklaufemperatur an.
- Es wurden von der E.ON Ruhrgas AG keine systematischen Wirkungsgradunterschiede beim Betrieb mit unterschiedlichen Erdgasqualitäten ermittelt.
- Die Emissionen des Vaillant Brennstoffzellen-Heizgerätes hinsichtlich Stickstoffoxiden und Kohlenmonoxid unterschreiten deutlich die Grenzwerte aller Vorschriften für Brennwertheizgeräte in Deutschland.



#### 4 Betriebserfahrungen aus dem NRW-Feldtest

Als Objekte für die Installation der NRW Feldtestanlagen wurden zwei Mehrfamilienhäuser sowie ein Gewerbeobjekt ausgewählt. Das erste Vaillant Brennstoffzellen-Heizgerät, welches im Rahmen des NRW Feldtests installiert wurde, ist in einem Mehrfamilienhaus in Gelsenkirchen eingebaut worden. Abbildung 5 zeigt den Heizungskeller der NRW Feldtestanlage in Gelsenkirchen.



**Abbildung 5: Vaillant Feldtestanlage in Gelsenkirchen**

An die guten Ergebnisse der Laboruntersuchungen konnten die Tests im Feld nicht vollständig anknüpfen. So zeigten sich beispielsweise eine Reihe von technischen Problemen und Störungen, die in manchen Fällen eine Unterbrechung des Betriebes bis zu ihrer Behebung erforderlich machten. Dies ist auch die Ursache für die zum Teil erheblichen Stillstandzeiten. Gerade das Auftreten dieser technischen Probleme im Feld, die in den Laboruntersuchungen nicht erkannt wurden, unterstreichen die Notwendigkeit Brennstoffzellen-Heizgeräte umfassend im Feld zu testen.

Zu den aufgetretenden technischen Störungen während des NRW-Feldtests gehörten in erster Linie

- Ausfälle des Wechselrichters,



- Probleme mit Elektronikbauteilen durch zu hohe Temperaturen sowie
- Störungen bei peripheren Komponenten, wie beispielsweise Sensoren und Ventile.

Die im Feldtest aufgetretenen Störungen wurden u.a. durch

- ✓ eine Schalloptimierung der Ansteuerung des Wechselrichters,
- ✓ verbesserte Kühlung der Elektronikbauteile sowie
- ✓ Einsatz anderer bzw. verbesserter Komponenten

behothen. Die Kernkomponenten des Brennstoffzellen-Heizgerätes, wie der Reformer und die Brennstoffzelle, zeigten praktisch keine technischen Probleme und haben sich im Feld bewährt. Die in diesen Baugruppen eingesetzten Katalysatoren wurden durch die Vielzahl der Betriebsunterbrechungen und der dadurch erforderlichen hohen Anzahl an Startvorgängen sehr stark belastet, dennoch haben die verwendeten Materialien die Erwartungen der Entwickler deutlich übertroffen. Trotz dieses positiven Ergebnisses bei den Materialien, war ein Austausch von Kernkomponenten nicht immer unumgänglich.

Die NRW Feldtestanlage in Gelsenkirchen erreichte trotz der oben dargestellten technischen Schwierigkeiten im Jahre 2002 insgesamt ca. 2.200 Betriebsstunden. Dabei produzierte die Anlage ungefähr 6.276 kWh elektrische Energie und lieferte dabei ca. 12.500 kWh thermische Energie für die Heizung und die Bereitung von Warmwasser.

## 5 Der europäische Feldtest

Während des laufenden NRW-Feldtests wurden die Vaillant Brennstoffzellen-Heizgeräte weiterentwickelt und für die nächste Feldtestphase vorbereitet. Im Rahmen des europäischen Feldtests, welcher von der europäischen Kommission gefördert wird, werden 31 Brennstoffzellen-Heizgeräte mit einer elektrischen Leistung von jeweils 4,6 kW in kleinen Gewerbebetrieben und Mehrfamilienhäusern installiert sowie miteinander vernetzt. Fokus dieses Feldtests ist die Nutzung von Brennstoffzellen, um das öffentliche Stromnetz zu optimieren. Dabei sollen die an das öffentliche Stromnetz angeschlossen und zentral gesteuerten Brennstoffzellen-Heizgeräte als ein virtuelles Kraftwerk fungieren. Während die Brennstoffzellen im NRW Feldtest ausschließlich wärmegeführt betrieben wurden, erlaubt die nächste Generation auch die zentrale Ansteuerung und den Betrieb mit vorgegebenen Lastprofilen, um als virtuelles Brennstoffzellen-Kraftwerk auf das öffentliche Stromnetz wirken zu können. Wenn auch die installierte elektrische Leistung dieses virtuellen Brennstoffzellen-Kraftwerk vergleichsweise gering auffällt, reicht die Anzahl der Feldtestanlagen doch aus, um die notwendige Kommunikationstechnik und das notwendige Management eines solchen virtuellen Kraftwerkes



zu untersuchen. Neben dieser Untersuchung soll der europäische Feldtest auch Aufschluss darüber bringen, wie sich das Vaillant Brennstoffzellen-Heizgerät in verschiedenen Regionen Europas verhält. Dabei sind auch die Auswirkungen auf das Betriebsverhalten durch die veränderten klimatischen Bedingungen, wie sie beispielsweise in Portugal oder Spanien vorherrschen von Interesse.

### 5.1 EURO1 Feldtestanlagen

Ende 2002 bis Anfang 2003 sind die ersten Feldtestgeräte der sog. EURO1 Generation in den Niederlanden und Deutschland (Abbildung 6) installiert worden.



**Abbildung 6: Feldtestanlage EURO1 in Remscheid**

Das Jahr 2003 war für die Anlagen von einer wärmegeführten Betriebsweise gekennzeichnet, d.h. die Feldtestanlagen arbeiteten als Heizungen, die zusätzlich auch Strom erzeugten. Wesentliche Daten zum Betrieb der EURO1 Anlagen sind in den Tabellen 1 und 2 zusammengefasst.

**Tabelle 1: Laufzeiten der EURO 1 Brennstoffzelleneinheiten**

<b>Standort</b>	<b>Betriebsstunden in 2003 [h]</b>	<b>Betriebsstunden in Jan. – April 2004 [h]</b>
Remscheid	2.665	1.427
Brake	2.323	1.483
Oldenburg	3.334	1.070
Baunatal 1	4.651	1.354
Baunatal 2	3.363	1.519
Groningen	4.952	1.509

**Tabelle 2: Stromproduktion der EURO 1 Brennstoffzelleneinheiten**

<b>Standort</b>	<b>Stromerzeugung in 2003 [kWh]</b>	<b>Stromerzeugung in Jan. – April 2004 [kWh]</b>
Remscheid	8.033	4.233
Brake	10.493	4.253
Oldenburg	10.922	3.379
Baunatal 1	13.934	4.127
Baunatal 2	10.694	4.727
Groningen	17.338	6.004

Bei den Betriebsstunden und der Stromerzeugung der Anlagen sind große Unterschiede erkennbar, die daraus resultieren, dass die ausgewählten Objekte verschieden groß sind und unterschiedliche Baujahre haben, wodurch sich ein sehr unterschiedlicher Wärmebedarf ergibt. Nach einem Jahr Betrieb von Anlagen der Feldtestgerätegeneration EURO1 sind nachstehend die wesentlichen Erfahrungen zusammengefasst:



- Bis zum April 2004 haben die sechs EURO1 Feldtestanlagen zusammen über 30.000 Betriebsstunden erreicht. In dieser Zeit ist insgesamt ca. 98.000 kWh elektrische und ca. 262.000 kWh thermische Energie produziert worden.
- In den Wohngebäuden hat das Vaillant Brennstoffzellen-Heizgerät der EURO1 Generation zwischen 15% und 40% des Wärmebedarfes gedeckt.
- Der von den Feldtestanlagen erzeugte elektrische Strom im Jahre 2003 und in den ersten vier Monaten des Jahres 2004 deckte zwischen 25% bis 70% des Strombedarfes der entsprechenden Objekte ab. Die relativ große Bandbreite begründet sich durch den sehr unterschiedlichen Strom- und Wärmebedarf der Objekte sowie durch die verschiedenen Anlagenlaufzeiten.
- Der erzeugte elektrische Strom der Feldtestgeräte wurde zu 90% in den Objekten auch wieder verbraucht. Etwa ein Anteil von 10% der Stromerzeugung aus Brennstoffzellen-Heizgeräten wurde in das öffentliche Stromversorgungsnetz nur eingespeist.

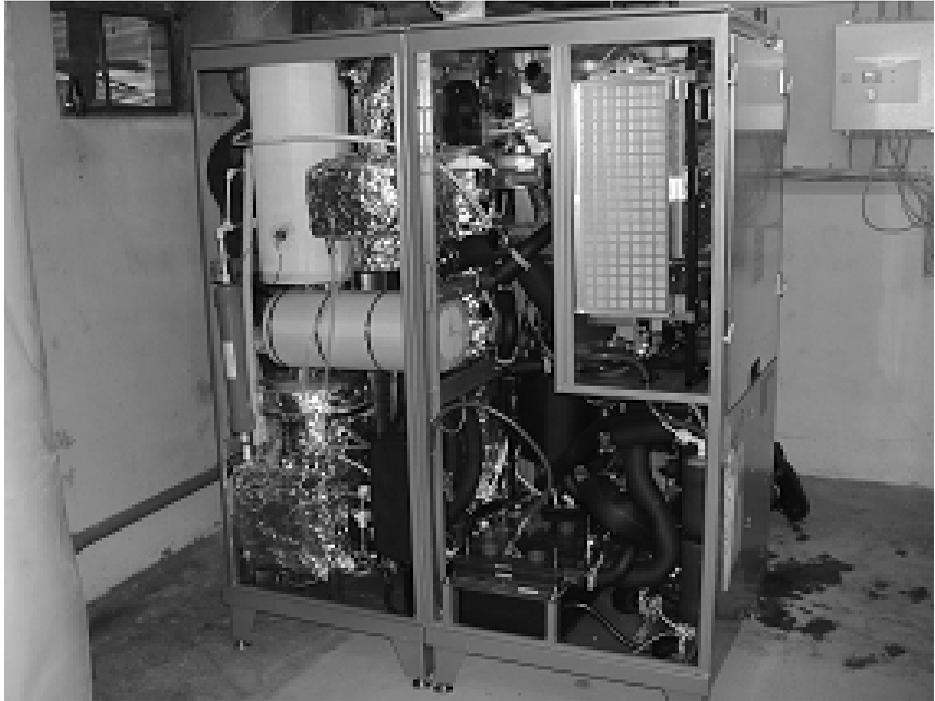
Die Erfahrungen des NRW Feldtests sind in die Entwicklung der Gerätegeneration EURO1 eingeflossen, wie die oben dargestellten Ergebnisse anschaulich zeigen. Dennoch gilt es bei der Einordnung der Betriebsergebnisse zu berücksichtigen, dass sich die Brennstoffzellen-Heizgeräte noch in einem sehr frühen Entwicklungsstadium befinden und die nachfolgenden Gerätegenerationen eine Verbesserung der bisherigen Ergebnisse und Werte erwarten lassen. Insbesondere das Energiemanagement vor Ort, d.h. das Zusammenspiel von einzelnen hydraulisch miteinander verbundenen Systemen (Brennstoffzellen/Speicher/Zusatzheizgerät), wird sich basierend auf den Erkenntnissen aus den Feldtests sukzessive weiter verbessern.

## 5.2 EURO2 Feldtestanlagen

Ende 2003 und Anfang 2004 hat Vaillant begonnen die dritte Generation Feldtestgeräte in ausgewählten Objekten zu installieren. Die sog. EURO2 Feldtestanlagen wurden in Deutschland, den Niederlanden und Spanien sowie Portugal installiert. Abbildung 7 zeigt ein EURO2 Feldtestgerät, welches in Baunatal bei Kassel installiert wurde.

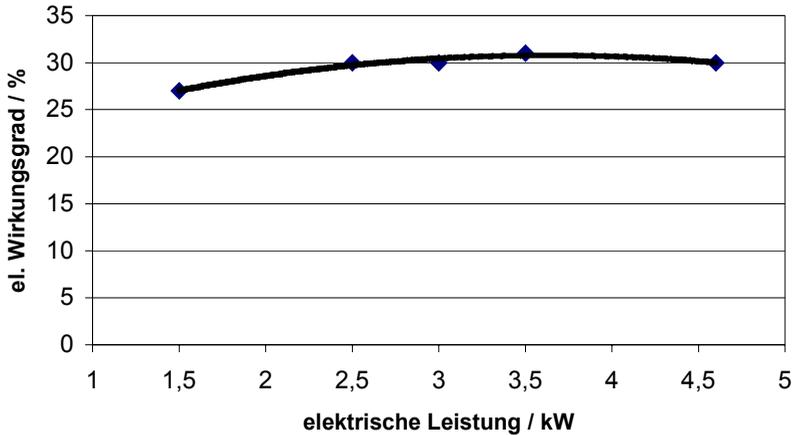
Untersuchungen im Labor vor der Installation im Feld zeigten, dass die EURO2 Anlagen mit elektrischen Wirkungsgraden von über 30% und einem verbesserten Modulationsbereich von 1,5 kW bis 4,6 kW elektrische Leistung deutlich Verbesserungen brin-

gen werden, sowohl gegenüber der ersten Feldtestgeneration aus dem NRW-Projekt, als auch gegenüber den oben ausführlich diskutierten EURO1 Anlagen. In Abbildung 8 sind die während der Zulassung gemessenen elektrischen Wirkungsgrade für die EURO2 Feldtestgeräten dargestellt. Wie schon die NRW- und EURO1-Feldtestgeräte erhielt auch das EURO2 Gerät eine CE Zertifizierung.

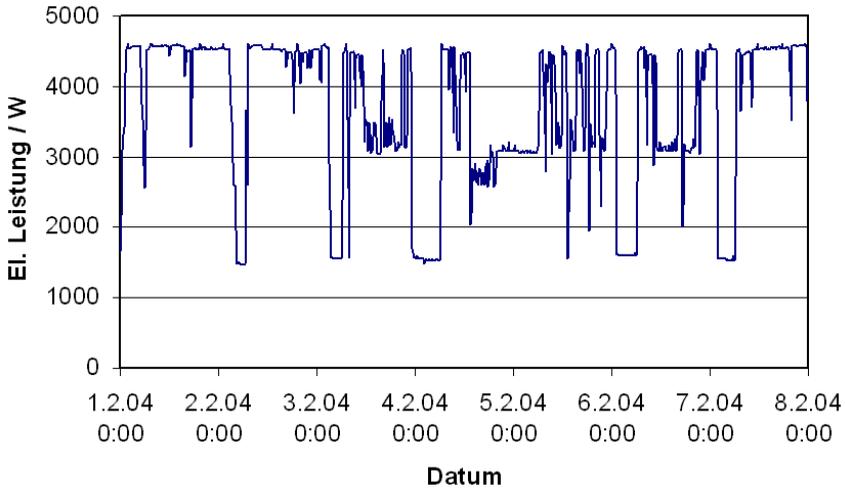


**Abbildung 7: EURO2 Feldtestgerät bei Installation in Baunatal**

Auch im Feld bestätigten die bereits Ende 2003 installierten EURO2 Geräte durch bessere Betriebsergebnisse gegenüber ihren Vorgängermodellen, die Labor bestimmten Werte hinsichtlich elektrischen Wirkungsgrad und Modulationsbereich. In Abbildung 9 ist ein Beispiel hierfür angegeben. Die Abbildung zeigt die elektrische Leistung einer EURO2 Anlage in einem Mehrfamilienhaus mit sieben Wohneinheiten.



**Abbildung 8:** Elektrischer Wirkungsgrad des EURO2 Feldtestgerätes bei der Zulassungsmessung



**Abbildung 9:** Elektrische Leistung einer EURO2 Feldtestanlage im April 2004



Durch ihre gute Modulationsfähigkeit und den niedrigen Kleinstlastpunkt zeigen EURO2 Anlagen im Zeitraum bis April 2004 deutlich längere Laufzeiten und dadurch auch eine erhöhte Stromerzeugung, als EURO1 Anlagen im gleichen Zeitraum. Die bis 2005 andauernde Feldtestphase soll wichtige Erkenntnisse, sowohl über das Betriebsverhalten in Mehrfamilienhäusern über einen längeren Zeitraum, als auch über die unterschiedlichen Möglichkeiten der Betriebsführung im Rahmen eines virtuellen Kraftwerkes liefern.

Weitere Informationen zum Projekt virtuelles Kraftwerk, wie beispielsweise die Liste der beteiligten Partner und deren Aufgaben, die Standorte der Vaillant Brennstoffzellen-Heizgeräte sowie aktuelle Ergebnisse aus diesem Projekt können der Internetseite der Initiative Brennstoffzelle IBZ ([www.initiative-brennstoffzelle.de](http://www.initiative-brennstoffzelle.de)) entnommen werden. Auch die Vaillant Homepage [www.vaillant.de](http://www.vaillant.de) gibt Auskunft über aktuelle Projektergebnisse und stellt eine umfassende Beschreibung des Vaillant Brennstoffzellen-Heizgerätes bereit.

## **6 Zusammenfassung & Ausblick**

Vaillant treibt zusammen mit seinem Partner der Plug Power Inc. seit Ende der 90er Jahre die Entwicklung von Brennstoffzellen-Heizgeräten voran. Die bisher gemachten Labor- und Feldtests mit mittlerweile drei Gerätegenerationen zeigen das offenkundige große Potential von Brennstoffzellen in der Hausenergieversorgung. Auch sind deutliche Fortschritte bei der Zuverlässigkeit und den elektrischen Wirkungsgraden erzielt und im Feld erfolgreich demonstriert worden. Dennoch werden noch einige Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten, -anstrengungen und nicht zuletzt Feldtests notwendig sein, um das Vaillant Brennstoffzellen-Heizgerät serienreif zu entwickeln. Allerdings zeigen die heutigen Feldtests auch, dass die gesetzten Entwicklungsziele für das Vaillant Brennstoffzellen-Heizgerät auch erreichbar sind.

## **7 Literatur**

- /1/ Berg, Joachim (2001): Concept of a fuel cell domestic heating system – status of the development an ongoing test program. Proceedings of the IRGC 2001, Amsterdam
- /2/ Dauensteiner, Alexander (2002): Das Brennstoffzellen-Heizgerät von Vaillant – Stand der Entwicklungen und Feldtests. H2 EXPO 2002, Hamburg, 12. Oktober 2002



- /3/ Klinder, Kai (2003): Entwicklungsstand der PEMFC für die Hausenergieversorgung. Tagung „Die Brennstoffzelle – Möglichkeiten und Grenzen ihrer Verwendung“, 24. Juni 2003, Duisburg
- /4/ Koschowitz, Micheal (2004): Labor- und Felderfahrungen mit Vaillant Brennstoffzellen-Heizgeräten, E.ON Ruhrgas AG 2004, Essen



## Brennstoffzellen für Ein- und Zweifamilienhäuser

K. Heikrodt

Viessmann Werke GmbH & Co KG

D-35107 Allendorf (Eder)

Tel.: +49 (0) 6452 70-1535, Fax: 49 (0) 6452 70-4535

E-Mail: [drh@viessmann.com](mailto:drh@viessmann.com)

[www.viessmann.com](http://www.viessmann.com)

### 1 Einleitung

Die anthropogenen CO<sub>2</sub>-Emissionen führen offensichtlich zu einer Klimabeeinflussung. Aus diesem Grund hat die Bundesregierung beschlossen, diese Emissionen bis 2005 um 25% gegenüber dem Stand von 1990 zu reduzieren, eine Zielsetzung, die ohne maßgebliche Mitwirkung der Hausenergietechnik nicht zu erreichen sind.

Steigendes Umweltbewusstsein und erschöpfliche Ressourcen sorgen für ein Umdenken in der Entwicklung von Anlagen für die Hausheiztechnik. Für Raumheizung und Warmwasserbereitung verbrauchen die deutschen Haushalte mehr als 1/4 der gesamten Endenergie. Der Stromverbrauch der Haushalte liegt bei ca. 1/3 des Gesamtstromverbrauchs. Gründe genug, um über den Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplung im Haushalt nachzudenken. Im Vergleich zu anderen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen weist nach Voruntersuchungen die erdgasbetriebene PEM-Brennstoffzelle das größte Potential auf, dezentral und im kleinem Leistungsbereich mit hohem elektrischen Wirkungsgrad, auch in der Teillast, die elektrische Energieversorgung im Haushalt zu unterstützen und die Wärmeerzeugung mit äußerst niedrigen Schadgasemissionen zu übernehmen.

Viessmann arbeitet seit dem 01.07.2000 an der Entwicklung einer Brennstoffzellenanlage, im Rahmen eines vom Bundesministerium für Wissenschaft und Arbeit (BMWA) geförderten Verbundvorhabens /HEIKRODT 2004/. Die Schwerpunkte der Entwicklungsarbeiten bei Viessmann liegen in der Entwicklung des Gaserzeugungssystems, des Brennstoffzellenstacks und der Senkung der bisher hohen Systemkosten, so wie der Steigerung von Lebensdauer und Zuverlässigkeit. Im Rahmen des Forschungsvorhabens wurde die Entwicklung mehrerer Laborgeräte durchgeführt. Derzeit laufen Lebensdaueruntersuchungen an Komponenten und Gesamtanlagen mit Blick auf erste Feldversuche in 2005.



## 2 Versorgung von Ein- Und Zweifamilienhäusern

Die Wohnbevölkerung in Deutschland umfasste im Jahr 2000 82,2 Mio. Menschen, die in einem Bestand von 38,4 Mio. Wohnung lebten, zu Vergleich waren in diesem Jahr 42,8 Mio. PKW und Kombi angemeldet. Die Gebäudestruktur weist (in 2001) 10,24 Mio. Einfamilienhäuser, 3,37 Mio. Zweifamilienhäuser und 1,97 Mio. Mehrfamilienhäuser auf /STATBA/. Anlagenanzahl und Energieverbrauch machen den Markt der Ein- und Zweifamilienhäuser sowohl im Bestand als auch im Neubau interessant, er ist aber hinsichtlich der Anforderungen sehr schwierig. Bild 1 zeigt das Anlagenschema einer Brennstoffzellen-Hausenergieversorgungsanlage. Es wird nicht der Anspruch erhoben, das Haus autark nur mit Gas als Primärenergieträger zu versorgen. Die Brennstoffzelle muss nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten ausgelegt und betrieben werden. Die durch die Brennstoffzelle erzeugte Wärme wird vollständig für das Heizungssystem oder die Trinkwassererwärmung genutzt

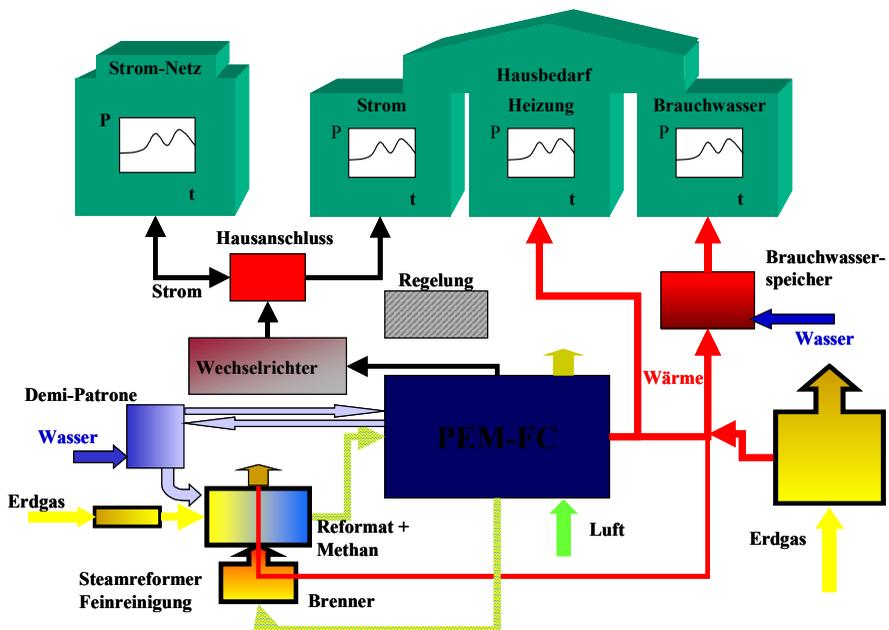
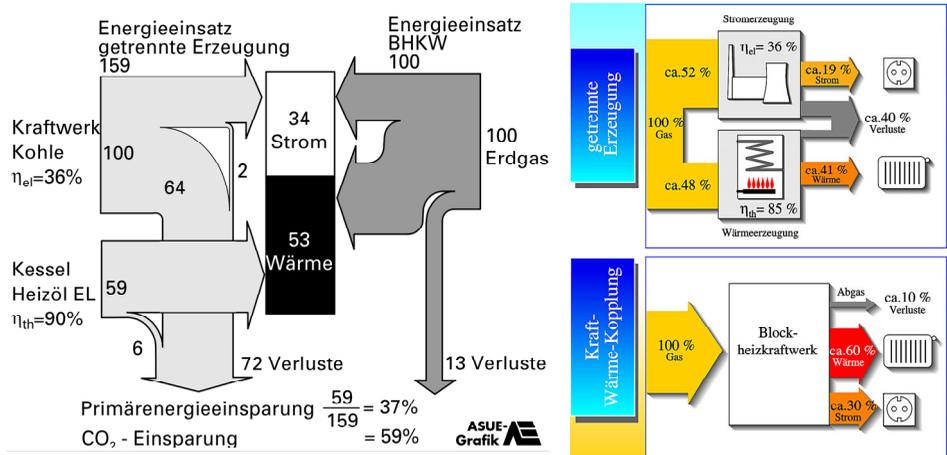


Bild 1: Anlagenschema einer Brennstoffzellen-Hausenergieversorgungsanlage



Die Wirtschaftlichkeit von Brennstoffzellenanlagen wird durch das KWK-Gesetz und die ökologische Steuerreform unterstützt /ASUE KWK 2002/, /ASUE ÖKST 2003/. Danach erhalten Betreiber von KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung unter 2000 kW und einem Jahresnutzungsgrad der Anlage über 60% eine Befreiung von der Öko-Mineralölsteuer von 0,366 Ct/kWh ( $H_0$ ) bei Erdgas und zusätzlich bei einem Jahres- bzw. Monatsnutzungsgrad von mindestens 70% auch von der bisherigen Mineralölsteuer von 0,184 Ct/kWh ( $H_0$ ) bei Erdgas.

Aus Bild 2 /ASUE ÖKST 2003/ lässt sich auch der ökologische Nutzen einer KWK-Anlage erkennen. Im Vergleich zur Stromerzeugung aus Kohlekraftwerken und Wärmeerzeugung mit einem Heizöl-Kessel kann mit einer KWK-Anlage 36% Primärenergie und 58%  $CO_2$  eingespart werden.



**Bild 2: Getrennte Energieerzeugung vs. KWK**

Der Strombedarf von Einfamilienhäusern, auch die Tagesganglinien, können mit relativ wenig Aufwand messtechnisch erfasst werden. Ob die erhaltenen Messwerte auch repräsentativ für verschiedene durchschnittliche EFH und RH gelten und somit als typisch bezeichnet werden können, ist nicht sicher.

Der jährliche Stromverbrauch ist abhängig von verschiedenen Faktoren wie Personenzahl im Haushalt, Art und Fläche und elektrischer Ausstattung. In /HEIKRODT 2004/ wurde diese Tatsachen im einzelnen aufgeführt und der jährliche Stromverbrauch auf die Wohnfläche bezogen (Tabelle 1).



Es ist in Zukunft nicht davon auszugehen, dass der Haushaltsstromverbrauch mit abnehmender Personenanzahl zurückgeht, obwohl das gestiegene Umweltbewusstsein vieler Menschen und der vermehrte Einsatz von stromsparenden Haushaltsgeräten dafür sprechen. Es kommen in vielen Haushaltsbereichen vermehrt elektrische Geräte zum Einsatz, die den Alltag erleichtern werden oder der Unterhaltung und Freizeitgestaltung dienen. Die Elektrifizierung der Haushalte nimmt damit weiter zu.

Der in Tabelle 1 angegebene Wohnflächendurchschnitt von 92 m<sup>2</sup> ist repräsentativ für Reihenhäuser. Für freistehende EFH ist er zu niedrig bemessen. Der Durchschnitt liegt hier bei etwa 140 m<sup>2</sup>. Einfamilienhäuser aus dem Bestand mit dieser durchschnittlichen Wohnfläche haben einen Verbrauch von ungefähr 4200 kWh/a. Somit kann mit einer Abweichung von etwa 10 % ein durchschnittlicher jährlicher Stromverbrauch von 3800 bis 4600 kWh für diese Gebäude angenommen werden.

**Tabelle 1: Durchschnittlicher jährlicher Stromverbrauch abhängig von der Wohnfläche**

Wohnfläche in m <sup>2</sup>	Anteil in %	Ø jährlicher Stromverbrauch	
		gesamt	pro m <sup>2</sup>
bis 40	4,4	1382 kWh	42 kWh
41 bis 60	20,4	1921 kWh	36 kWh
61 bis 80	25,6	2614 kWh	37 kWh
81 bis 100	19,4	3299 kWh	36 kWh
101 bis 120	11,7	3822 kWh	34 kWh
121 bis 140	7,1	4198 kWh	32 kWh
über 140	11,4	4955 kWh	28 kWh
<b>Ø 92</b>	<b>Σ 100,0</b>	<b>3077 kWh</b>	<b>35 kWh</b>

Der Wärmebedarf von Gebäuden ist mit ausschlaggebend für den Einsatz von Brennstoffzellen-Hausenergieversorgungsanlagen. Die in der Anlage entstehende Wärme kann zum Beheizen der Wohnräume oder zur Erwärmung des Brauchwassers genutzt werden. Um die produzierte Wärme der BZ-HEVA in Wohngebäuden optimal nutzen zu können, müssen deren thermische Lastprofile bekannt sein und sinnvolle Regelstrategien entwickelt werden.

Die Ermittlung repräsentativer Tagesganglinien des Heizwärmebedarfs von Wohnhäusern gestaltet sich aber schwierig. Der Grund dafür ist, dass der Verlauf des Heizwärmebedarfs in Gebäuden von einer Vielzahl von Faktoren abhängt, die je nach Klimaregion und Gebäudebauart erheblich voneinander abweichen können. Die Tageslastprofi-



le zeigen zwar grundsätzlich gleichartige Verläufe, es treten aber teilweise beachtliche Differenzen in der Höhe der Leistungen auf.

Der Trinkwarmwasserverbrauch (TWW-Verbrauch) stellt die dritte Art von Lastgängen dar, die zur Auslegung einer Brennstoffzellen-Hausenergieversorgungsanlage bekannt sein müssen. Die analysierten Messdaten stammen auch hier von der durch das IWU untersuchten und vermessenen Niedrigenergiehaussiedlung in Niedernhausen im Taunus.

Der Warmwasserbedarf von Wohngebäuden ist recht genau durch Messungen zu bestimmen, weil er, ähnlich wie der Strombedarf, nicht oder kaum von regionalen oder bauspezifischen Faktoren beeinflusst wird, wie dies beim Heizwärmebedarf der Fall ist. Lediglich die Anzahl der Hausbewohner, das Nutzerverhalten und die sanitäre Ausstattung des Hauses haben Einfluss auf den TWW-Verbrauch.

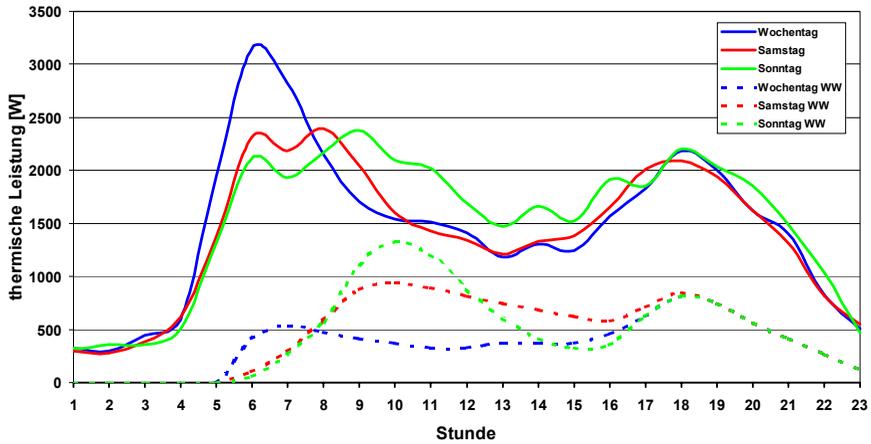
Das Nutzerverhalten lässt sich nach VDI 2067/ in drei Kategorien einteilen:

- niedrige Ansprüche: 15 bis 30 Liter pro Person und Tag
- mittlere Ansprüche: 30 bis 60 Liter pro Person und Tag
- hohe Ansprüche: 60 bis 120 Liter pro Person und Tag

Die Werte sind auf eine Warmwassertemperatur von 60 °C bezogen. Dieses Temperaturniveau wird aus hygienischen Gründen für die Warmwasserbereitung empfohlen. Durch Beimischung von kaltem Wasser lässt sich die jeweils gewünschte Auslauftemperatur erreichen.

Bild 3 zeigt exemplarisch für ein Niedrigenergiehaus mit einem 3 bis 4 Personenhaushalt den thermischen Lastgang und Energiebedarf für die Trinkwassererwärmung in der Übergangszeit.

Aus diesen Überlegungen resultiert die Auslegung Brennstoffzellenanlage. Die elektrische Nettoleistung wurde mit 2 kW festgelegt, woraus sich eine thermische Leistung von 5 kW ergibt. Die elektrische Leistung ist mit 2 kW für ein Einfamilienhaus eher hoch angesiedelt, der gute Teillastwirkungsgrad und eine Modulation von 1:5 sprechen für diese Auslegung. Die Auslegungsdaten sind in Bild 4 zusammengefasst.



**Bild 3: Wärme-Lastgänge NEH, Übergangszeit**



Erzeugung von **elektrischer Energie** und **Wärme zur Hausheizung** und **Trinkwassererwärmung** in Ein- und Mehrfamilienhäusern

**Brennstoffzelle**

<b>PEMFC</b>	2 kW <sub>el</sub> Netto
Modulationsgrad	1:5
Druck	Normaldruck
Kathode	Betrieb mit unbefeuchteter Luft
CO-Toleranz	< 20 ppm Betrieb ohne air bleed
Auslegungsspannung	> 650 mV bei 0,6 A/cm <sup>2</sup>
Wasserstoffumsatz	> 80 %
Luftumsatz	> 60 %

**Gesamtanlage**

Heizmitteltemperaturen	bis 75°C
Ges. Wirkungsgrad	> 90 % Niedertemperatur-Heizkreis
Elektr. Wirkungsgrad	> 32 %
Lebensdauer	> 40.000 h
Geringer Wartungsaufwand	
Kaltstartzeit (20°C)	< 15 min
Thermische Leistung	3-5 kW
Gewicht	120 kg
Abmaße	60 * 70 * 100 (cm)
Wärmespitzenabdeckung	Zusatzgerät

**Bild 4: Auslegungsdaten**

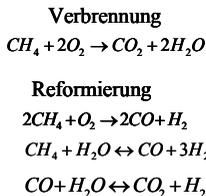
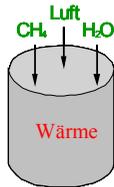


### 3 Gaserzeugung

Das nachfolgende Bild 5 zeigt einen Vergleich von autothermer Reformierung und Dampfreformierung. Der wesentliche Unterschied findet sich in der Reformatzusammensetzung. Der für eine drucklos arbeitende Anlage notwendige hohe Wasserstoffgehalt ist beim Dampfreformer gegeben, da die Edukte lediglich Erdgas und Wasser sind und ein externer Brenner die Energie für den endothermen Reformierprozess liefert. Bei der autothermen Reformierung wird die für den Prozess notwendige Energie durch eine unterstöchiometrische innere Verbrennung erzeugt und Stickstoff aus der Verbrennungsluft mit durchgeführt wird. Ein externer Brenner ist auch in einer Anlage mit autothermen Reformer notwendig, um den Energieinhalt des Anodenrestgases auszunutzen.

Zusammengefasst sprechen für die Dampfreformierung ein hoher  $H_2$ -Anteil von 50 bis 60% im Reformat, die Möglichkeit, die Abwärmen vollständig im System zu verwerten und der Einsatz eines nahezu konventionellen Brenners mit Standardflamüberwachung. Der Brenner verwertet auch das Anodenrestgas, bei allen Betriebszuständen jedoch muss Erdgas beigemischt werden.

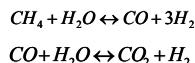
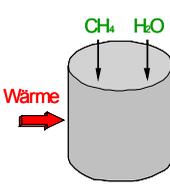
#### Autotherme Reformierung



$H_2$	35 – 45 %
$CO_2$	25 – 30 %
$H_2O$	15 – 25 %
$N_2$	20 – 30 %

- + Keine externe Wärmequelle erforderlich
- + Günstiges Start- und Lastwechselverhalten
- + Wirkungsgrad  $\eta = 74 \%$ , mit Wärmenutzung bis zu  $\eta_{WN} = 78 \%$
- Zusätzlicher Stickstoff (aus Luft) im Feedstrom

#### Dampfreformierung



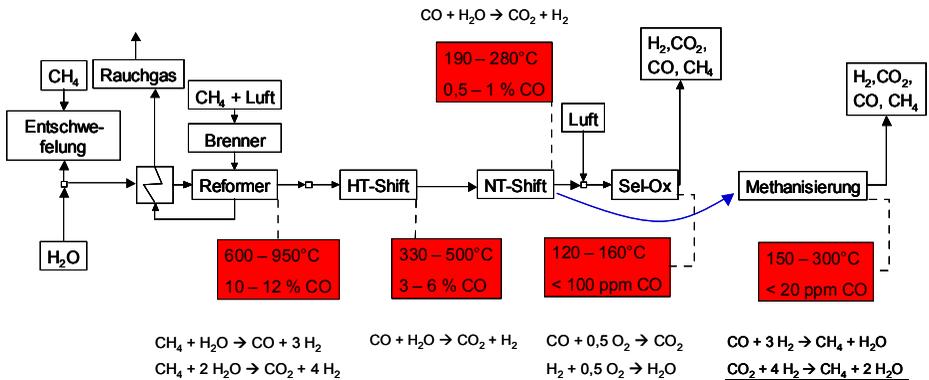
$H_2$	50 – 60 %
$CO_2$	20 – 25 %
$H_2O$	10 – 20 %
$N_2$	-----

- + Hoher Wirkungsgrad ( $\eta = 71 \%$ )
- + Vollständige Verwertung der Systemabwärme möglich ( $\eta_{WN} = 86 \%$ )
- + Maximale Umsetzung von Wasser und Methan zu Wasserstoff
- Komplexer Aufbau und Prozessführung

Bild 5: Vergleich von autothermer und Dampfreformierung

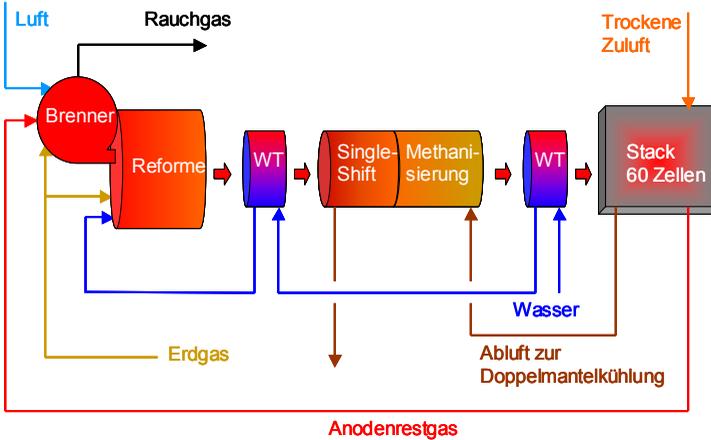


Der schematische Aufbau einer Dampfreformierung mit anschließender Feinreinigung ist in Bild 6 dargestellt. Anstelle einer selektiven partiellen Oxidation (Sel-Ox) als letzte Feinreinigungsstufe kann auch eine selektive Methanisierung eingesetzt werden, womit eine Luftzufuhr nicht mehr notwendig ist. Es erscheint zwar widersprüchlich, Wasserstoff wieder zu Methan zu wandeln, das erzeugte Methan wird aber im Reformerbrenner umgesetzt und dem Prozess zugefügt. Die Energiemenge aus Restmethan und Anodenrestgas reicht nicht aus für den endothermen Prozess der Reformierung, zusätzlich Erdgas ist notwendig. Der durch die Methanisierung bedingte Wirkungsgradverlust ist daher sehr gering.



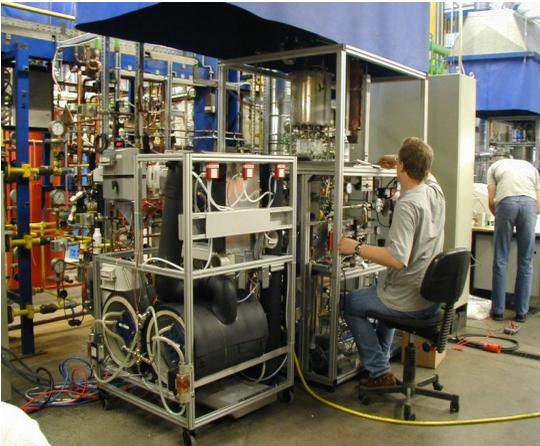
**Bild 6: Schemata Dampfreformierung, Feinreinigung mit Sel-Ox oder Methanisierung**

Die Reformierung läuft in der Regel bei Temperaturen von 800°C ab, um einen maximalen Umsatz zu H<sub>2</sub> zu gewährleisten. Mit dem Niedertemperatur-Reformerkonzept, bei dem die Reformierung bei 600 °C abläuft, wird zwar weniger Wasserstoff erzeugt aber auch weniger CO. Ein Methanschleup ist akzeptabel, das Methan wird über das Anodenrestgas dem Brenner zugeführt. Mit dem Niedertemperatur-Reformerkonzept lässt sich die an sich aufwändige Feinreinigung recht einfach aufbauen (Bild 7). Die beiden Shiftstufen werden zusammengeführt zu einer Singleshiftstufe und die Sel-Ox durch eine Methanisierung ersetzt. Singleshift und Methanisierung arbeiten auf gleichem Temperaturniveau, benötigen daher keinen zwischengeschalteten Wärmeaustauscher und können in einer Stufe ausgeführt werden.



**Bild 7: Schematischer Aufbau Gaserzeugung SOFA 3**

Die Entwicklungsfortschritte sind in Bild 8 dargestellt. Der erste Prototyp SOFA 1 ist mit einer Gaserzeugung bestehend aus Reformer, HT-Shift, NT-Shift und Sel-Ox und zwei umluftbefeuchteten Stacks ausgeführt. Der dritte Prototyp SOFA 3 hat eine Gaserzeugung nach Bild 7 und einen Stack mit unbefeuchteter Kathode. Größe und apparativer Aufwand sind durch diese Maßnahmen entschieden reduziert worden.



**Bild 8: Prototypen SOFA 1 und SOFA 3**



## 4 Stack

Die Stackentwicklung führte von den zwei Stacks mit Umluftbefeuchtung und 140 Zellen auf einen Stack mit 60 Zellen, der ohne zusätzliche Kathodenbefeuchtung betrieben werden kann. Beide Prototypen lieferten 2 kW elektrische Leistung. Der Luftumsatz an der Kathodenseite wurde deutlich erhöht, um den Wasseraustrag mit der Abluft zu reduzieren. Die technischen Daten und die Ausführung des Stacks im Prototyp SOFA 3 sind in Bild 9 dargestellt.

DC-Leistung	2,2 kW (650 mV mittlere Zellspannung ) 60 Zellen (39 V Nennspannung ) Zellfläche 140 cm <sup>2</sup> (Stromdichte 400 mA/cm <sup>2</sup> )
Nennleistungsdichte	0,27 W/cm <sup>2</sup>
Stacktemperatur	70 °C
Kühlung	Wasserkühlung
H <sub>2</sub> -Umsatz	> 70% bei Dampfpreformat ( H <sub>2</sub> -Gehalt ca. 75 % )
Luftumsatz	> 50 %
Druckverluste	Anode < 10 mbar Kathode < 10 mbar



**Bild 9: Stack Prototyp SOFA 3**

## 5 Gesamtsystem

Das Gesamtsystem Prototyp SOFA 3 ist in Bild 8 dargestellt. Das Gerät kann mit gängigem Erdgas betrieben werden, eine Entschwefelung ist im Gehäuse untergebracht. Die elektrische Bruttoleistung beträgt 2,2 kW DC, das entspricht einer Nettoleistung von 2,0 kW AC. Der elektrische Wirkungsgrad ist mit 28% noch nicht im Zielgebiet, eine Verbesserung ergibt sich u.a. schon mit der zunehmenden Güte der peripheren Verbraucher. Heizwassertemperaturen von 35°C bis 75°C sind möglich. Die Abgasemissionen sind durch Einsatz weitgehend konventioneller Brennertechnik besser als der Grenzwert "Blauer Engel" und die Schallemissionen vergleichbar konventioneller Gasheiztechnik. Die Kaltstartzeit, Start der Anlage bei einer Systemtemperatur von 20°C bis zum Beginn der Erzeugung von elektrischer Energie, beträgt knapp 30 min,



die Warmstartzeit nach 1 h Anlagenstop ca. 15 min. Die Abmaße des Gesamtsystems Prototyp SOFA 3 sind in cm 80x80x105 mit einem Gewicht von 150 kg.

## 6 Zusammenfassung und Ausblick

Die Schwerpunkte der weiteren Brennstoffzellenentwicklung sind sicherlich in der Entwicklung der Gasaufbereitung und des Stacks zu sehen, wobei für die Peripheriekomponenten auch nur wenige fertige Serienlösungen vorhanden sind. Im Verlauf des Projektes sind hinsichtlich Funktionalität, Wirkungsgrad, Kompaktheit und Reduktion der Bauteile große Fortschritte erzielt worden. Die Dauerhaltbarkeit ist bei weiten noch nicht abgesichert und das Kostenziel insbesondere beim Stack längst nicht erreicht.

Das Brennstoffzellen-Heizgerät ist im Sinne eines Serienproduktes ein nur wenig erprobtes Gerät. Die reversiblen und irreversiblen Einflüsse auf die Funktion und die Dauerhaltbarkeit sind wenig bekannt, insbesondere das Degradieren der Katalysatoren stellt ein großes Problem dar. Für den stationären Einsatz sind Lebensdauerforderungen von 40.000 h für das Ein- und Zweifamilienhaus und bis zu 80.000 h für das Mehrfamilienhaus zu erfüllen. Realtime-Tests würden sich über Jahre hinziehen, Accelerated- und Rapid-Aging-Testprocedures für Komponenten und Gesamtsysteme sind nicht bekannt und werden zur Zeit erst entwickelt und qualifiziert. Auf eine breite Wissensbasis kann leider nicht zurückgegriffen werden, so dass neben der Weiterentwicklung zum Serienprodukt noch umfangreiche Grundlagenuntersuchungen betrieben werden müssen.

## 7 Literatur

- /HEIKRODT 2004/ Heikrodt, K., Britz, P.: Erdgasbetriebene PEMFC-Hausenergieversorgungsanlage – innovativer Beitrag zur Emissions- und Energiereduktion, Fortschr.-Ber. VDI Reihe 6 Nr. 516, Düsseldorf 2004
- /ASUE KWK 2002/ ASUE: KWK-Gesetz 2002, Kaiserslautern 2002/
- /ASUE ÖKST 2003/ ASUE: "Die ökologische Steuerreform" Vorteil für Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen – Stand 1.1.2003, Kaiserslautern
- /STABA Statistisches Bundesamt 2001
- /VDI 2067/ VDI Richtlinie 2067, Blatt 12: Berechnung der Kosten von Wärmeversorgungsanlagen, Düsseldorf 1988



## Integration dezentraler Generatoren in das Verteilungsnetz – Pilot- und Experimentieranlage im DeMoTec –

A. Engler, O. Haas\*, M. Landau, V. Schlebusch,  
A. Shustov, Ph. Strauß, M. Vandenberg  
Institut für Solare Energieversorgungstechnik e.V. (ISET)  
Königstor 59, D-34119 Kassel  
\*Universität Kassel, IEE-EVS  
Tel.: +49 (0) 561 7294-243, Fax: +49 (0) 561 7294-200  
E-Mail: aengler@iset.uni-kassel.de

### 1 Einleitung

Zur Untersuchung systemtechnischer Aspekte bezüglich der Integration dezentraler Stromerzeuger, -speicher und -verbraucher wurde das *Demonstrationszentrum für Modulare Energieversorgungstechnik*, kurz *DeMoTec* eingerichtet. Im Rahmen des Projektes „Vernetzung modularer Systeme“, gefördert vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, FKZ. Nr. 0329900B, wurde die Experimentierplattform *DeMoTec* (s.

Abbildung 1-1) des ISET weiter ausgebaut. Neben weiteren Testaggregaten wurde insbesondere die Möglichkeit zur automatischen Zusammenschaltung von drei unabhängigen Niederspannungsnetzen und ihre Verbindung über eine physikalische Mittelspannungsnetznachbildung (s. Abbildung 1-2 und Abbildung 1-3) realisiert. Parallel dazu wurde eine umfangreiche Kommunikationsinfrastruktur installiert, welche Server, Ethernet und auch Power Line Communication (PLC) umfasst. Zusätzlich wurde eine Plattform geschaffen, die die Untersuchung von adaptiven Schutzkonzepten ermöglicht. Im oben genannten Projekt werden die folgenden Arbeitsschwerpunkte bearbeitet:

- Entwicklung einer adaptiven Netzschutztechnik,
- informationstechnische Vernetzung von dezentralen elektrischen Komponenten und Versorgungsstrukturen,
- Standardisierung von Kommunikationsprotokollen und
- Entwicklung von Energiemanagementsystemen.

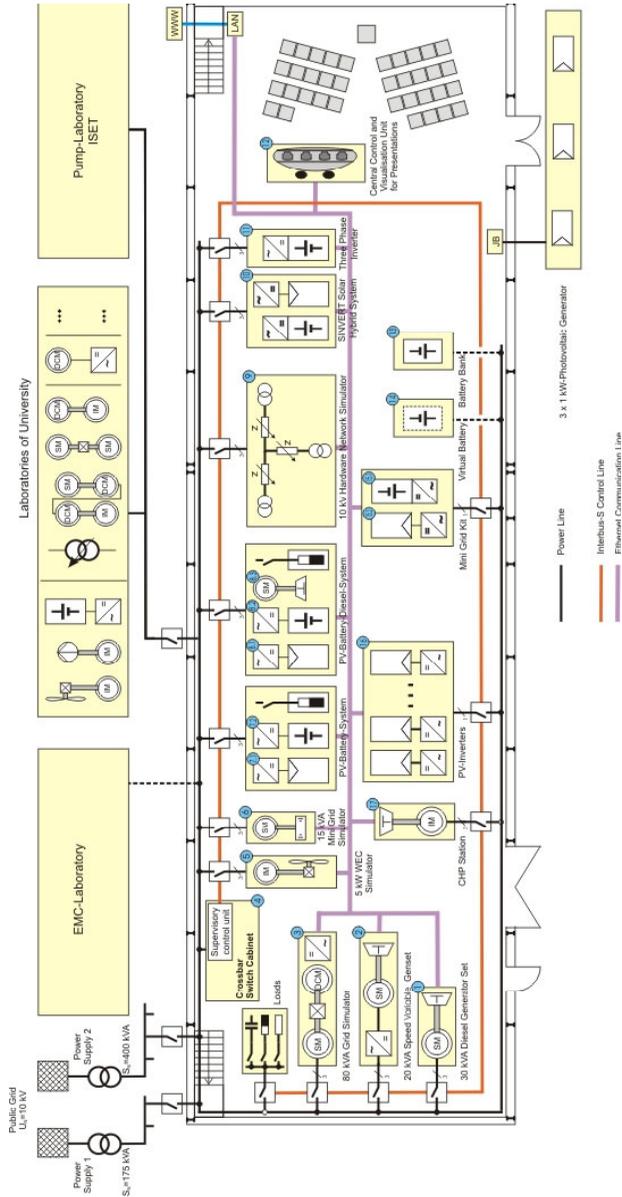


Abbildung 1-1: Aggregate im DeMoTec



Zur systemtechnischen Überprüfung der neuen Ansätze ist die Integration aller Ergebnisse in eine gemeinsame Experimentieranlage sehr hilfreich. Im Folgenden werden die einzelnen Arbeitsschwerpunkte ausgeführt.



Abbildung 1-2: Gesamtansicht der Mittelspannungsnachbildung



Abbildung 1-3: Ansicht einer dreiphasigen Leitungsnachbildung

## 2 Netzschutztechnik in Versorgungsnetzen mit hohem Anteil dezentraler Energieerzeuger

### 2.1 Probleme konventioneller Netzschutztechnik mit dezentraler Einspeisung

Die zunehmende Integration verteilter Erzeugung in elektrische Verteilnetze beeinflusst die Funktionalität der konventionellen Schutztechnik. Dabei müssen folgende Aspekte besonders berücksichtigt werden:

- bidirektionaler Leistungsfluss,
- Änderung in der Netzhierarchie,
- die dargebotsabhängige Energieerzeugung sowie
- Verfügbarkeit und Beitrag der verschiedenen dezentralen Eigenerzeugungsanlagen zum Kurzschlußstrom.

In /Hadjsaid 1999/ wurde gezeigt, dass es durch Einspeisung dezentraler Energie ins Verteilungsnetz zu Veränderungen in der Stromverteilung kommt und das kann im Hinblick auf die Schutzeinrichtungen in elektrischen Netzen und Anlagen zu Problemen führen. Die wichtigsten Aspekte in diesem Zusammenhang sind die Leistungsfluss-



richtungsumkehr im Verteilungsnetz, die Beeinflussung des Kurzschlussstrombeitrags, die automatische Wiedereinschaltung (AWE), Synchronisation der Eigenerzeugungsanlagen (EE-Anlagen) mit der Hauptquelle oder anderen gleichberechtigten Quellen nach AWE, sowie das Verhalten der EE-Anlagen bei Fehlern im Netz, hervorgerufen durch Kurz- oder Erdschlüsse und bei wartungsbedingten Freischaltungen von Netzbezirken, während EE-Anlagen weiter in das Verteilungsnetz speisen. Da diese Veränderungen die Kurzschlussstromrichtung sowie -betrag beeinflussen, wurde in /Hadjsaid 1999/ vorgeschlagen, die Schutzselektivität nach jedem neuen Anschluss von dezentralen EE-Anlagen zu überprüfen.

Wie aus /Brahma 2004/ und /Brahma 2002/ hervorgeht, ist das Problem der Integration vieler dezentraler Eigenerzeugungsanlagen in das bestehende elektrische Netz und vor allem die sich ergebenden Sicherheits- und Zuverlässigkeitsfragen immer aktueller. Eine Analyse von den bisher vorgeschlagenen Konzepten zeigt, dass weitere Untersuchungen auf dem Gebiet der Netzschutztechnik für das Netz der Zukunft notwendig sind. Dabei wird das Energie- und Netzmanagement eine große Rolle spielen, das die Erzeugung und Übertragung der elektrischen Energie in geeigneter Weise steuert. Die Aufgaben der Signalübertragung wird durch die Kommunikationstechnik übernommen, die möglichst zuverlässig, robust, schnell und einfach funktionieren soll.

## **2.2 Neue netzschutztechnische Konzepte**

Zur Lösung der oben ausführten Probleme sollten Digitalrelais verwendet werden. Im Vergleich zu herkömmlichen Schutzrelais besteht eine Kommunikation mit sogenannten Subnetzmanagement-Agenten, die dem Schutzgerät regelmäßig, aber nicht notwendigerweise in Echtzeit, Daten von den Niederspannungsanlagen übermitteln. So werden insbesondere auf der Niederspannungsebene zusätzliche Kosten für den Netzschutz vermieden. Das Schutzgerät muss adaptiv sein und die Schutzeinstellungen entsprechend der jeweils aktuellen Situation bezüglich der Verfügbarkeit der Kurzschlussleistung von EE-Anlagen anpassen. Dazu ist eine Datenbasis notwendig, die auch Informationen der Netztopologie und –betriebsmittel enthalten muss. Außerdem ist eine Leistungsfluss- und Kurzschlussberechnung zu integrieren. Darüber hinaus ist eine ständige Kommunikation mit den weiteren „Stützpunkt“-Schutzgeräten vorgesehen. Unter „Stützpunkt“-Schutzgeräten werden hier verteilte kommunikationsfähige digitale Schutzgeräte verstanden, die gemeinsam ein Schutznetz bilden, welches gemäß dem integrierten adaptiven Schutzkonzept den Sicherheitsanforderungen bei unterschiedlichem Durchdringungsgrad von dezentralen Energieerzeugern und derer einreisenden Leistungen genügt.

Ziel der Entwicklung sind Sicherheits- und Schutzkonzepte, die praktisch umsetzbar und unabhängig von der Leistung, Anzahl und Anschlussort der EE-Anlagen sind. Sie



müssen einen stabilen und zuverlässigen Netzbetrieb und ein selektives Schutzverhalten bei Fehlerfällen gewährleisten.

### **2.3 Integration des Netzschutzes in die Experimentierumgebung**

Die neuen Schutzkonzepte werden an der 10 kV - Mittelspannungsnetznachbildung im DeMoTec erprobt. Sie bietet die Möglichkeit, verschiedene Netzkonfigurationen mit typischen Netzbetriebsmitteln und unterschiedlichem Durchdringungsgrad von EE-Anlagen zu untersuchen. Es werden drei Subnetze realisiert und netzschutztechnisch erfasst.

Die drei dazu erforderlichen „Stützpunkt“-Schutzgeräte werden in einem echtzeitfähigem Rechner implementiert, der die notwendigen Messdaten erfasst sowie Schaltbefehle in Echtzeit ausgeben kann. Die adaptiven Schutzkonzepte werden mit LabVIEW™ graphisch entwickelt und dargestellt.

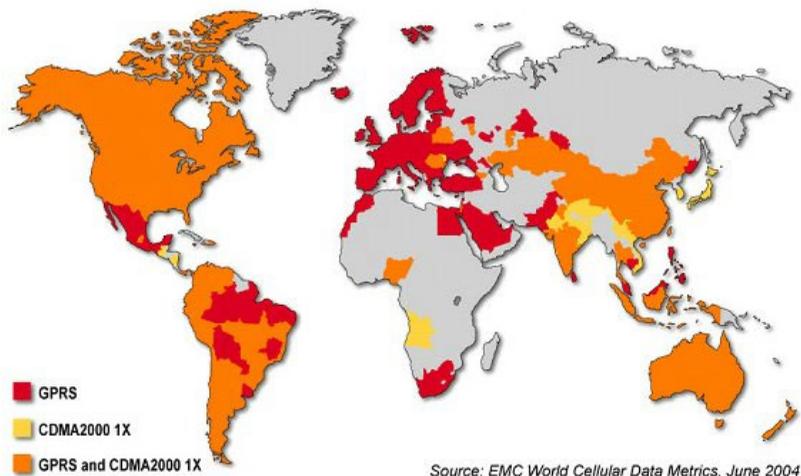
## **3 Informationstechnische Vernetzung dezentraler elektrischer Komponenten und Versorgungsstrukturen**

Für den sicheren und wirtschaftlichen Betrieb des öffentlichen Stromnetzes ist im Laufe der vergangenen Jahrzehnte eine zuverlässige Kommunikationsinfrastruktur für den Informations- bzw. Datenaustausch aufgebaut worden. Der Informationsaustausch kann, in Abhängigkeit der Anforderungen sowohl mittels betriebseigener Kommunikationsinfrastrukturen in Form von autarken Datenleitungen, eigenen Lichtwellenleiterstrecken, Funknetzen etc. als auch mittels betriebsfremder Infrastrukturen (GSM, Mietleitungen etc.) gewährleistet werden. Je nach Anforderungsprofil ist ein geeignetes System aus dem Pool der provider-basierten und non-provider-basierten Kommunikationssysteme auszuwählen. Aufgrund der Liberalisierung des Telekommunikationsmarktes (Wettbewerbssituation, Kostenreduktion) setzten sich in verstärktem Maße providerbasierte Systeme für die Anbindung neuer Komponenten durch.

Bedingt durch die zum Teil sehr hohen Investitionskosten für Netzerweiterungen und den relativ geringem Strombedarf bzw. geringe wirtschaftliche Leistungsfähigkeit, wird der Ansatz untersucht, ländliche infrastrukturschwache Gebiete, speziell in Entwicklungsländern, durch den Einsatz kleiner EE-Anlagen schrittweise zu elektrifizieren und zu vernetzen.

Leider verfügen entsprechende Gebiete meistens nicht über eine, für den Stromnetzbetrieb ausreichende Kommunikationsinfrastruktur. In vielen Fällen ist die Telefonnetzdichte bzw. die Netzabdeckung der provider-basierten Funklösungen (GSM, CDMA) in den ländlichen Strukturen sehr gering, so dass eigenständige Lösungen für die kom-

munikationstechnische Anbindung der elektrischen Komponenten geschaffen werden müssen.



**Abbildung 3-1: Mobilfunkabdeckung weltweit**

Das Projekt *Vernetzung Modularer Systeme* untersucht deshalb auch die Anwendung autarker Kommunikationssysteme für die Vernetzung elektrischer Komponenten (Erzeuger und Verbraucher) im Nah- und im Fernbereich (hier > 1km).

Allgemein können Übertragungen leitungsgebunden oder nicht leitungsgebunden erfolgen. Die leitungsgebundene Übertragung geschieht meist über spezielle Datenübertragungskabel, Fernsprechaußenkabel bzw. Lichtwellenleiter, wodurch eine relativ große Datenrate ermöglicht wird.

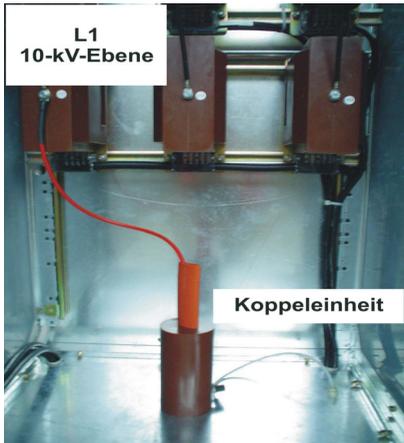
In Hinblick auf die Integration in ländliche Strukturen erweisen sich jedoch die notwendigen Verlegungsarbeiten und die immer noch hohen Investitionskosten (z.B. LWL-Gradientenkabel: ca. 600 €/km (Erdkabel); LWL ca. 1700 €/km) als nachteilig. So kann für große Übertragungsdistanzen eine diesbezügliche Verwendung als nicht zielführend erachtet werden.

Ohne zusätzlichen Verkabelungsaufwand zur Signalübertragung können hier „Powerline Carrier“ (PLC) bzw. bei Verwendung des Verteilnetzes „Distribution Line Carrier“ (DLC) verwendet werden. Sie ermöglichen einen leitungsgebundenen Datenaustausch

zwischen den einzelnen Komponenten durch die Verwendung Stromversorgungsleitungen.



Um das Nutzungspotential der PLC bzw. DLC für die Vernetzung näher untersuchen zu können, wurde ein 10-kV-mittelspannungs- DLC-System in die Mittelspannungsnetz-nachbildung (MNN) integriert.



**Abbildung 3-2: kapazitive Koppereinheit**



**Abbildung 3-3: DLC-Einheit**

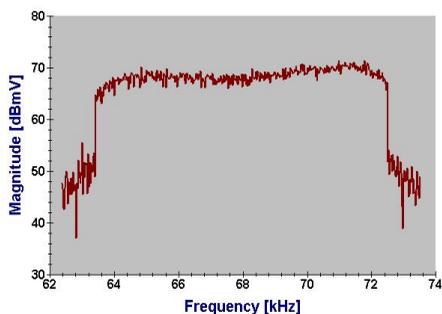
Das Gesamtsystem besteht aus drei lokal getrennten Kommunikationsendgeräten (Slaves) und einer Mastereinheit, die im Gegensatz zur induktiven Einkopplung auf den Erdschirm von Kabeln, jeweils über kapazitive Koppereinheiten (Phase-Erde) direkt auf einen „heißen“ Leiter einkoppeln. Jedes Kommunikationsendgerät stellt über ein Gateway die Verbindung zu einem unterlagerten Informationsnetz her, so dass über das DLC-System drei unabhängige und lokal getrennte Teilnetze informationstechnisch über die Mittelspannungsebene verbunden sind.

Handelsübliche DLC-Systeme sind überwiegend für die Kommunikation zwischen einer zentralen Leitwarte (Anschluss an den Master) und den einzelnen Slaves (Anschluss z.B. an RTU) ausgelegt und nicht für einen Datentransfer zwischen den einzelnen Slaves. Durch diverse softwaretechnische Änderungen am implementierten System konnte jedoch eine Slave to Slave Kommunikation realisiert werden. Ein masterseitiges, zyklisches „Polling“ der einzelnen Slaves und die anschließende Übertragung der empfangenen Daten vom Master zum Zielslave, vermittelt, von außen betrachtet, den Eindruck einer direkten Übertragung. Der Master funktioniert vorrangig als Vermittlungseinheit zwischen den Slaves.

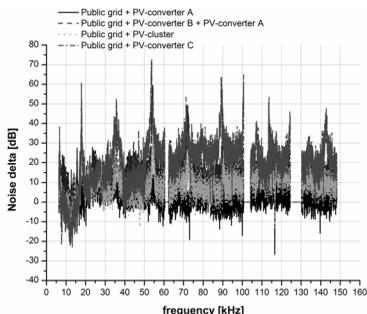
Das eingesetzte Übertragungssystem benutzt zur optimalen Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Übertragungsbandbreite<sup>1</sup> „orthogonal frequency division multiplexing“ (OFDM, siehe Abbildung 3-4), so dass die Informationssymbole auf vielen, orthogonalen Trägern parallel übertragen werden. Die zu belegende Bandbreite (5-40 kHz), die Mittenfrequenz (11-142 kHz), die FFT-Länge (128-512) und die Nettodatenpaketgröße (35-115 Byte) etc. können in weiten Bereichen frei variiert werden. In Abhängigkeit der Einstellung ergeben sich Burst-Zeiten von ca. 27-57 ms je OFDM Übertragung.

Da der DLC-Übertragungskanal zeitvariant ist und unterschiedliche Störprofile in Abhängigkeit der Belastung, der angeschlossenen Erzeuger und Verbraucher aufweist, ist es sinnvoll den Kanal vor einer Parameterfestlegung zu analysieren. Abbildung 3-5 visualisiert die Erhöhung des Rauschens bzw. des Störsignals in Abhängigkeit der Anschlusskomponenten (niederspannungsseitig an die MNN angeschlossenen PV-Wechselrichter) im Übertragungskanal bezogen auf das Grundrauschen (Public grid). Es ist klar ersichtlich, dass die Störungen auf dem Kanal nicht konstant sind, sondern je nach Aggregat und Frequenzbereich verschieden große Werte aufweisen.

#### *Magnitude of Complex Spectrum*



**Abbildung 3-4: gemessener OFDM-Kanal:**  
Bandbreite: 10 kHz; FFT: 512; Mittenfrequenz: 67



**Abbildung 3-5: Störungen in Abh. von niederspannungsseitig angeschl. PV-Wechselrichtern; Werte kleiner 0 dB: Eigenrauschen**

Erste Versuche ergaben, in Abhängigkeit der Parametrierung, Nettodatenraten von ca. 5 kbps. Inwieweit diese Datenrate durch optimierte Parameterwahl noch zu steigern ist, müssen zukünftige Tests zeigen. Ziel ist die kommunikationstechnische Ein- bzw. An-

<sup>1</sup> Bandbreite, Sendepiegel etc. maßgeblich bestimmt durch DIN EN 50065-1



bindung des 10-kV-DLC-Systems an die unterlagerten TCP/IP-Kommunikationsnetze (Ethernet).

Bedingt durch den Umstand, dass bei DLC die elektrische Versorgungsleitung als Transportmedium verwendet wird (Möglichkeit der Unterbrechung, Erdschluss etc.) und eine relativ geringe Datenrate zur Verfügung steht, ist es nachvollziehbar, dass DLC-Systeme nicht für die Übertragung von zeitkritischen, schutztechnisch relevanten Daten eingesetzt werden können. Vielmehr ist der Einsatzbereich von DLC-Systemen in der Übertragung zeitunkritischer Daten zu suchen, so dass z.B. Fahrpläne, Leistungsprognosen, Daten für Börsenmodelle etc. via DLC übermittelt werden können. Das sich in der Endaufbauphase befindlichen System soll, speziell in Hinblick auf unterschiedliche niederspannungsseitige Last- und Erzeugerkomponenten, Aufschlüsse bzw. den Nachweis liefern, ob und inwieweit DLC für eine autarke, kommunikationstechnische Anbindung geeignet ist.

Wie eingangs erwähnt, kann der Datenaustausch nicht leitungsgebunden realisiert werden. Beschränkt man die Suche nach einem geeignetem System auf non-provider-basierte Techniken, so müssen die häufig verwendeten Mobilfunk- bzw. Satellitenverbindungen außer Acht gelassen werden.

Für die Anbindung in Nahbereich können die im 2,4 GHz arbeitenden Funksysteme (WLAN, Bluetooth, etc.) eine Alternative darstellen. Aufgrund der relative kleinen

Sendeleistung (bis zu 100 mW EIRP<sup>2</sup>) sind jedoch üblicherweise nur Reichweiten bis einigen hundert Metern zu überbrücken. Funksysteme des ISM<sup>3</sup>-Bandes (bis zu 500 mW EIRP) erlauben hingegen schon Reichweiten bis zu zwei Kilometern.

Mit steigender Frequenz wächst die Grundfunkfeldämpfung des Systems, so dass allgemein, ohne zusätzlichen Aufwand (größere Sendeleistung, bessere Empfangstechnik etc.) die Übertragungsentfernung abnimmt.

Für eine Anbindung von Komponenten im Fernbereich (z.B. Messwerterfassung einer dezentralen Windanlage) kommen daher eher Systeme zum Einsatz, die auf die Randbedingungen (Übertragungsdistanz, Topografie, Datenvolumen, gesetzliche Rahmenbedingungen etc.) angepasst werden müssen.

Um prinzipiell den Nachweis führen zu können, dass ein Einsatz von autarken Funksystemen für die Vernetzung bzw. Anbindung dezentraler Energieerzeuger im Fernbereich möglich ist, wurde exemplarisch ein Funkkommunikationssystem über eine Dis-

---

<sup>2</sup> EIRP: äquivalente isotrope Strahlungsleistung

<sup>3</sup>ISM: industrial scientific and medical Band

tanz von ca. 12 km (ISET-Gemarkung „Alte Schanze“) zur Messdatenerfassung einer Windkraftanlage aufgebaut.

Aufgrund der zu überbrückenden Distanz, der Topografie, der gesetzlichen Regelungen in Bezug auf Bandbreite, Mittenfrequenz, Sendeleistung, etc. als auch wirtschaftliche und sicherheitstechnische Aspekte fiel die Entscheidung ein genehmigungspflichtiges System des „nichtöffentlichen Datenfunks“ zu verwenden. Mit einer Sendefrequenz von 448,125 MHz ergeben sich näherungsweise Reichweiten im optischen Bereich, so dass die Sichtlinie und die erste Fresnel-Zone möglichst nicht abgeschattet werden sollte. Je nach Parametrierung des Systems sind in Anlehnung an den festgelegten Kanalabstand von 12,5 kHz Datenraten bis 19,2 kbps zu realisieren. Inwieweit das implementierte System, mit einer Sendeleistung von bis zu 2 W EIRP, eine sichere Kommunikation ermöglicht, ist erst noch durch Langzeitbeobachtung (Einfluss der Jahreszeiten etc.) zu verifizieren.

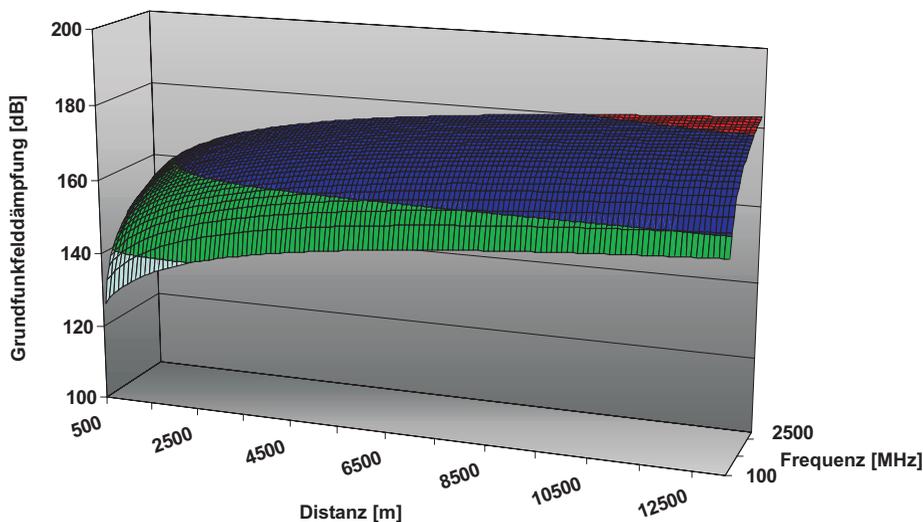
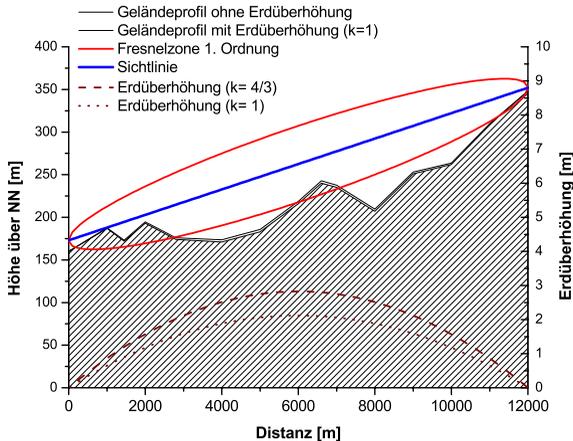


Abbildung 3-6: Grundfunkfelddämpfung in Abhängigkeit der Distanz und Frequenz



**Abbildung 3-7: Darstellung der 1. Fresnel-Zone (ISET-Alte Schanze)**

Durch die Implementierung des DLC-Systems und des Datenfunksystems wurde eine Testinfrastruktur für die informationstechnische Vernetzung dezentraler Komponenten geschaffen, die sowohl non-provider-basierte leitungsgebundene als auch nicht leitungsgebundene Techniken berücksichtigt.

## 4 Standardisierung in der Kommunikation

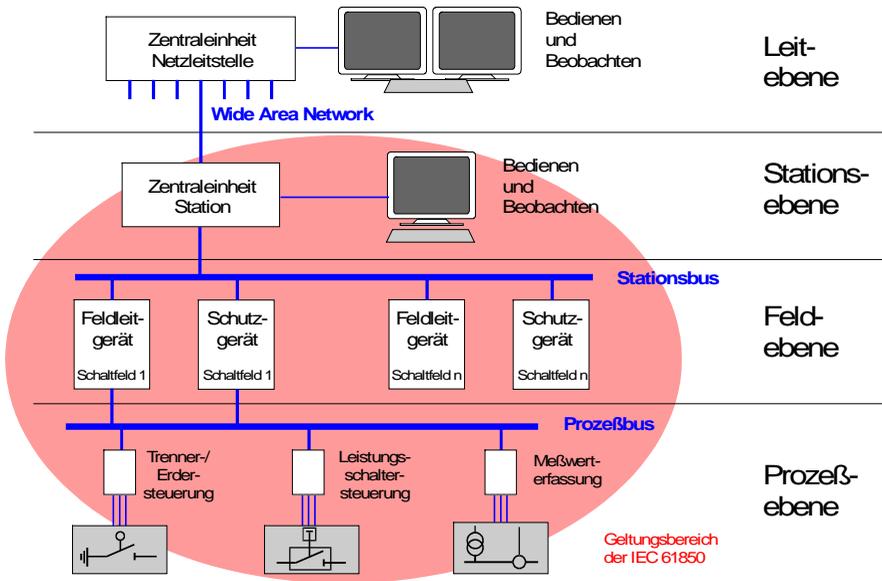
### 4.1 Die Normenreihe IEC 61850

Die internationale Normenreihe IEC 61850 *Kommunikationsnetze und -systeme in Stationen* /IEC 61850/ definiert die gesamte Kommunikation für die Schutz- und Leittechnik auf der Stationsebene bis hinab zur Prozessebene (siehe Abbildung 4-1). Sie gliedert sich zur Zeit in zehn Teile, die ihrerseits weiter unterteilt sind (kursiv: Namen der zugehörigen deutschen Norm):

- Teil 1: Introduction and overview (*Einleitung und Überblick*; noch nicht veröffentlicht)
- Teil 2: Glossary (*Begriffe*; noch nicht veröffentlicht)
- Teil 3: General requirements (*Allgemeine Anforderungen*)
- Teil 4: System and project management (*System- und Projektverwaltung*)



- Teil 5: Communication requirements for functions and device models  
(*Kommunikationsanforderungen für Funktionen und Gerätemodelle*)
- Teil 6: Configuration description language for communication in electrical substations related to IEDs (*Sprache für die Beschreibung der Konfiguration für die Kommunikation in Stationen mit intelligenten elektronischen Geräten (IED)*)
- Teil 7-1: Basic communication structure for substations and feeder equipment – Principles and models (*Grundlegende Kommunikationsstruktur für stations- und feldbezogene sekundärtechnische Ausrüstung – Grundsätze und Modelle*)
- Teil 7-2: Basic communication structure for substations and feeder equipment – Abstract communication service interface (ACSI) (*Grundlegende Kommunikationsstruktur für stations- und feldbezogene sekundärtechnische Ausrüstung – Abstrakte Schnittstelle für Kommunikationsdienste*)
- Teil 7-3: Basic communication structure for substations and feeder equipment – Common data classes (*Grundlegende Kommunikationsstruktur für stations- und feldbezogene sekundärtechnische Ausrüstung – Gemeinsame Datenklassen*)
- Teil 7-4: Basic communication structure for substations and feeder equipment – Compatible logical node and data classes (*Grundlegende Kommunikationsstruktur für stations- und feldbezogene sekundärtechnische Ausrüstung – Kompatible Logikknoten- und Datenklassen*)
- Teil 8-1: Specific communication service mapping (SCSM) – Mappings to MMS (ISO/IEC 9506-1 and ISO/IEC 9506-2) and to ISO/IEC 8802-3 (*Spezifische Abbildung von Kommunikationsdiensten (SCSM) – Abbildung auf MMS (nach ISO/IEC 9506-1 und ISO/IEC 9506-2) und ISO/IEC 8802-3*)
- Teil 9-1: Specific communication service mapping (SCSM) – Sampled values over serial unidirectional multidrop point to point link (*Spezifische Abbildung von Kommunikationsdiensten (SCSM) – Abgetastete Werte über serielle Simplex-Mehrfach-Punkt-zu-Punkt-Verbindung*)
- Teil 9-2: Specific communication service mapping (SCSM) – Sampled values over ISO/IEC 8802-3 (*Spezifische Abbildung von Kommunikationsdiensten (SCSM) – Abgetastete Werte über ISO/IEC 8802-3*)
- Teil 10 Conformance testing (*Konformitätsprüfung*)



**Abbildung 4-1: Kommunikationsbeziehungen und Hierarchie-Ebenen in der Schutz- und Leittechnik mit Geltungsbereich der IEC 61850 (nach /SchuDi 2000/, /BruLa 2000/)**

#### 4.1.1 Ziele und Zweck

Die IEC 61850 wurde geschaffen, um eine einheitliche, herstellernerneutrale Kommunikation in der Stationsleittechnik zu erreichen, sowie die Interoperabilität von Geräten verschiedener Hersteller der Stationsausrüstungen zu gewährleisten. Dazu wurden folgende Anforderungen an die Normenreihe gestellt /BuSchu 2003/:

- Abdecken aller Informationsinhalte der Stationen bis hin zu kleinen digitalen Einheiten (also auch für digitale Wandler oder Sensoren und Aktoren unmittelbar am Prozess),
- Offenheit für Erweiterungen,
- Offenheit für zukünftige Übertragungsverfahren,
- Durchsetzen eines Systemgedankens, der sich in dem Begriff Interoperabilität ausdrückt und weit über die Festlegungen zu Kodierung von Informationen und Kommunikationsdiensten hinaus geht.

Hierfür waren folgende Ziele zu erfüllen

- Schaffung einer einheitlichen Sprache für die Kommunikation in Schaltanlagen,



- Aufbau der Kommunikation nach den Regeln eines Offenen Systems (ISO/OSI-Schichtenmodell der Kommunikation /DIN 7498/, /Haas 2003/)
- Einführung einer separaten, abstrakten Ebene der Kommunikation, dem Abstract Communication Service Interface ACSI (vergleiche hierzu auch die Definition einer abstrakten Kommunikationsschnittstelle in /Haas 2002/)

#### 4.1.2 Kommunikations- und Gerätemodell

Der Teil IEC 61850-7-1 definiert die abstrakte Beschreibung von Geräten der Stationsleittechnik (Schutz- und Leitgeräte zum Steuern und Überwachen von Leistungsschaltern, Transformatoren etc.) in der Form von geräteunabhängigen Modellen. Dabei wird ein reales Objekt – in der Norm als *Physisches Gerät* (Physical Device PHD) bezeichnet – wie z.B. ein Leistungsschalter oder ein Fernwirkgerät (Remote Terminal Unit RTU), entsprechend seiner Funktionalität in ein oder mehrere logische Geräte (Logical Device LD) zerlegt. Das logische Gerät repräsentiert also genau eine Funktion des physischen Geräts wie z.B. die Generatorüberwachung einer RTU. Diese Funktion ist wiederum in Unterfunktionen unterteilt, den sogenannten logischen Knoten (Logical Nodes LN).

Jeder logische Knoten ist aus mehreren Datenklassen (kurz Daten genannt) zusammengesetzt, die eine anwendungsspezifische Bedeutung haben. Die Datenklassen bilden die Basis für den Informationsaustausch zwischen Geräten über das Kommunikationsnetz. Die meisten Interaktionen mit einem Gerät sind durch Daten in logischen Knoten und den zugehörigen Diensten (Services) definiert. Was für eine Anwendungsinformation Daten darstellen, ist in der IEC 61850-7-3 durch gemeinsame Datenklassen (Common Data Classes CDC) oder in IEC 61850-7-4 für spezielle Datenklassen (zugeschnitten auf einzelne Geräte der Stationsleittechnik) festgelegt. Jede gemeinsame Datenklasse definiert die möglichen Dienste, die erlaubt werden, wenn auf diese Daten zugegriffen werden soll (z.B. schreiben/lesen oder nur lesen). Die sogenannte funktionale Abhängigkeit (Functional Constraint FC) definiert dieses Merkmal für jede Information einer bestimmten Datenklasse. Die Information von Datenklassen wird gefordert (mandatory M) oder kann optional (O) sein. Die Dienste (z.B. GetDataValues, Operate) sind in der IEC 61850-7-2 beschrieben /IEC 61850-7-1/.

Die Namen von logischen Knotenklassen (z.B. „XCBR“ für Leistungsschalter) und die Namen von Datenklassen (z.B. „Pos“ für die Schalterstellung eines realen Schalters) definieren die genormte Bedeutung (Semantik) eines Stationsautomatisierungsgeräts. Diese abgekürzten Begriffe sind genormte Namen, die unabhängig vom verwendeten Kommunikationssystem für die Nachrichtenübermittlung verwendet werden.

Alle Daten sind hierarchisch in einer Baumstruktur gegliedert. Jedes Element dieser Baumstruktur ist eine eigene Datenklasse. Daten können in Datensätze gruppiert wer-



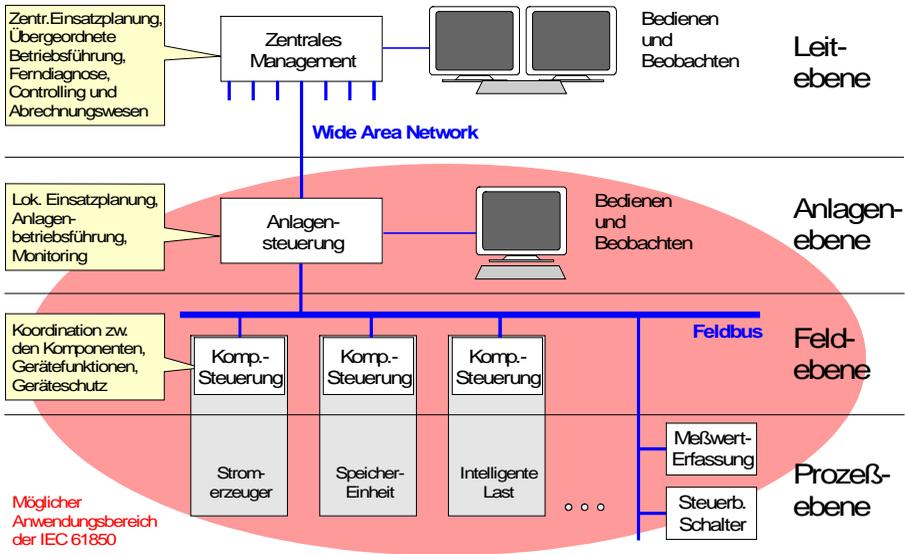
den und sofort gemeldet oder für eine spätere Anfrage archiviert werden. Die Dienste *Steuern* (Control) und *Melden* (Report) bilden einen Teil der Schnittstelle eines logischen Knotens. Andere Dienste, die mit Daten ausgeführt werden können, sind *Substitution* für das Ersetzen von Werten in Daten, *Get* und *Set* zum Lesen und Schreiben von Daten und Datensätzen, *Dir* und *Definition* (GetDataDirectory, GetDataDefinition) liefern die Verzeichnisinformation von einem Datenexemplar bzw. die Definition eines Datenexemplars. Von einem abstrakten Standpunkt aus können die Schnittstellen eines logischen Knotens zusammengefasst werden. Die Dienste tragen im Prinzip die Informationen, die durch sogenannte Pieces of Communication (PICOM) definiert sind, wie sie in IEC 61850-5 eingeführt sind.

### 4.1.3 Bedeutung für Anlagen zur dezentralen Energieversorgung

Die in Abschnitt 4.1.1 aufgeführten Anforderungen und Ziele führten dazu, dass die IEC 61850 nicht nur für die Kommunikation in Schaltanlagen hervorragend geeignet ist, sondern für jegliche Automatisierungsaufgabe in der Energieversorgung /BuSchu 2003/.

Die Gestaltung der Normenreihe hinsichtlich ihrer Offenheit und Erweiterbarkeit prädestiniert sie für die Anwendung für die Kommunikation in dezentralen Stromversorgungssystemen. Der Vergleich der Abbildung 4-1 und Abbildung 4-2 zeigt die Gemeinsamkeiten zwischen den Strukturen der Stationsleittechnik und der dezentralen Stromversorgung auf. Der mögliche Anwendungsbereich der IEC 61850 und ihrer Derivate wurde dabei rot gekennzeichnet und umfasst die Anlagen- bis hinunter zur Prozess-Ebene analog zur Stationsleittechnik. Auch im Hinblick auf die zukünftig erforderliche Kommunikation zwischen dezentralen Einheiten und Energieversorgungsunternehmen ist die Verwendung von IEC 61850 konformer Kommunikationstechnik von entscheidender Bedeutung, da sonst extra Gateways geschaffen werden müssten.

Verschiedene Arbeitsgruppen beschäftigen sich daher zur Zeit mit der Anwendung und Erweiterung der IEC 61850 auf den Gebieten Windkraft, Brennstoffzelle und Photovoltaik etc. Beispielsweise definiert die IEC 61400-25 basierend auf dem Datenmodell der IEC 61850-7-4 das ergänzende Datenmodell für Windkraftanlagen /IEC 61400/. Eine Arbeitsgruppe des EPRI (DER – Distributed Energy Resources) beschäftigt sich in den USA mit der Erweiterung des Datenmodells für dezentrale Energieversorgungsanlagen. Das nationale Komitee der USA ist ebenfalls an das IEC herangetreten, mit dem Wunsch eine neue Arbeitsgruppe zu diesem Thema ins Leben zu rufen /BuSchu 2003/.



**Abbildung 4-2: Kommunikationsbeziehungen und Hierarchie-Ebenen eines modular aufgebauten autonomen Energieversorgungssystems mit dezentral angeordneten Komponenten sowie möglicher Anwendungsbereich von IEC 61850 / DER**

#### 4.2 Anwendung der IEC 61850 im Projekt „Vernetzung modularer Systeme“

Basierend auf einem Arbeitspapier der DER werden auch im Rahmen des Projektes „Vernetzung modularer Systeme“ Datenmodelle für einzelne Komponenten erarbeitet. Allerdings ist hier zunächst nicht an eine vollständige Implementierung der Standards gedacht. Die Anwendung beschränkt sich zunächst auf die Definition eines sogenannten Namensraumes für ausgewählte Versorgungskomponenten. Dieser Namensraum beinhaltet jedoch alle für die Kommunikation notwendigen logischen Geräte, Knoten sowie die dazugehörigen Datenklassen.

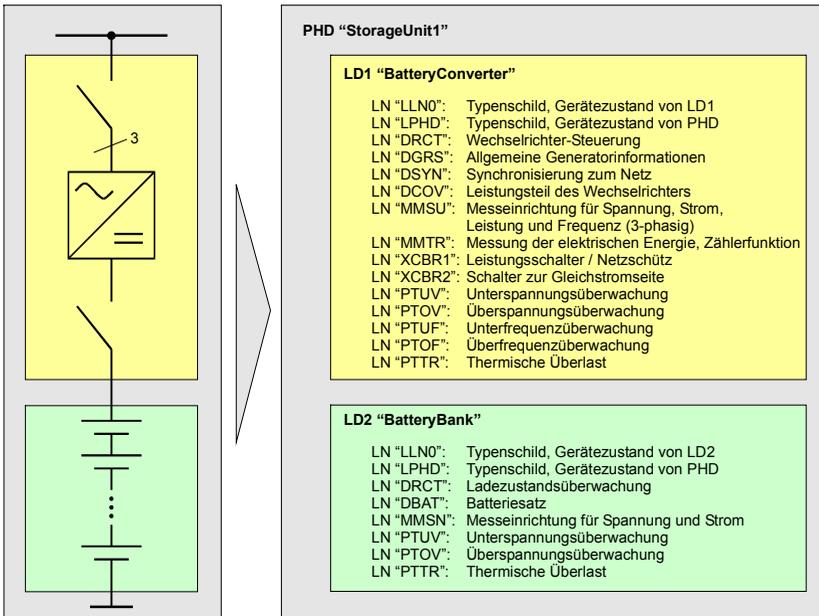
Übertragen werden die Informationen mit Ethernet TCP/IP unter Verwendung des Protokolls XML-RPC, das bereits – mit Hilfe einer RTU als Gateway – zur Steuerung, Überwachung und Konfiguration eines Batteriestromrichters vom Typ Sunny Island™ eingesetzt wird. Auch die IEC 61850 konforme Kommunikation erfolgt über ein, entsprechend der Baumstruktur aufgebautes, XML-codiertes Telegramm, nutzt jedoch kein RPC.



#### 4.2.1 Modell einer Batteriespeichereinheit

Wenn z.B. die Batteriespeichereinheit eines dezentralen Stromversorgungssystems modelliert werden soll, ergibt sich folgender Ansatz:

1. Festlegung des physischen Geräts: PDName = Storageunit1.
2. Definition der logischen Geräte:
  - logisches Gerät 1 (LD1): LDName = BatteryConverter,
  - logisches Gerät 2 (LD2): LDName = BatteryBank.
3. Zuordnung der Gerätefunktionen zu logischen Knoten und Benutzung der hierfür vorgegebenen Bezeichnungen. Sie hierzu Abbildung 4-3.
4. Bestimmung aller für die Modellierung erforderlichen Daten und Benennung entsprechend der Normvorgaben unter Berücksichtigung der vorgeschriebenen Datenattribute.



**Abbildung 4-3: Ansatz zur Modellierung einer 3-phasigen Batteriespeichereinheit nach IEC 61850 / DER**



## 4.2.2 Namensraum und Objektreferenz

Der Standard unterscheidet zwischen Objektnamen und Objektreferenzen. Im Gegensatz zu der Benennung von Datenklassen, die nur auf eine hierarchische Ebene verweisen, geben Objektreferenzen (ObjectReference) den kompletten Datenpfad der Baumstruktur an. Die Namensgebungskonvention gemäß IEC 61850-7-2 definiert je nach Verschachtelungstiefe einer Baumstruktur verschiedene Objektreferenzen. Die einzelnen Ebenen werden dabei durch einen Punkt (analog zu den objektorientierten Programmiersprachen) getrennt. Je nach Verschachtelungstiefe ergeben sich daher unterschiedliche Referenzen, die wie folgt definiert sind:

1. Verweis auf einen logischen Knoten: ObjectReference *LNRef* = LDName/LNName

LDName = Logical Device Name: z.B. StorageUnit1

LNName = Logical Node Name: z.B. DBAT (Batteriesatz)

ergibt: *StorageUnit1/DBAT* .

2. Verweis auf einen vollständigen Datenwert: ObjectReference *DataRef* =

LDName/LNName.DataName[.DataName[. ...]]

LDName = Logical Device Name: z.B. StorageUnit1

LNName = Logical Node Name: z.B. MMSU (Messwernerfassung)

DataName = Compatible DataClass.DataClass: z.B. PhV.phsA (Spannung der Phase 1)

ergibt: *StorageUnit1/MMSU.PhV.phsA* .

3. Verweis auf ein Datenattribut: ObjectReference *DataAttributeReference* =

LDName/LNName.DataName[.DataName[. ...]].DataAttributeName

DataAttributeName = DataAttribute.DataAttributeComponent: z.B. cVal.mag.f (komplexer Analogwert, der als 32bit-Floating-Point-Wert codiert ist)

ergibt: *StorageUnit1/MMSU.PhV.phsA.cVal.mag.f* .

Das letzte Beispiel zeigt, dass nicht nur der Datenwert, sondern seine vollständige Definition einschließlich aller Attribute Bestandteil einer Datenklasse ist. Auf diese Weise kann durch gezielte Abfragen bei der Inbetriebnahme eines Gerätes (Dienst *Definition*) der Befehlsumfang ermittelt werden, ohne dass der Empfänger zuvor Kenntnis von neuen Daten und Datenattributen haben muss.



## 5 Entwicklung von Energiemanagementsystemen

Die Aufgabe des Energiemanagementsystem (EMS) ist es, den täglichen Betrieb komplizierter Energiesysteme zu unterstützen, indem es eine optimierte Betriebsführungsstrategie zur Verfügung stellt. Gegründet auf kurzfristigen Last- und Wettervorhersagen und auf dem aktuellen Zustand des Systems, hat das EMS die Zielsetzung einen ökonomisch optimierten Fahrplan für die folgenden 24 Stunden vorzuschlagen.

### 5.1 Kostenoptimierte Betriebsführungsstrategie

Das Energiemanagementsystem soll eine ökonomische Energieaufteilung unter den Generatoren, Verbrauchern und Speichern ermitteln, um die Last optimal versorgen zu können. Die Berechnung des Fahrplans wird, ähnlich wie im konventionellen Netzmanagement, für den Basiszeitschritt des Planungshorizontes durchgeführt mit dem Ziel, die Betriebskosten des Versorgungssystems herabzusetzen. Das Betriebsführungsmodul sollte auch in der Lage sein, die gültigen Standards der Netzqualität (z.B. EN 50160) und die Versorgungssicherheit sicherzustellen. Weitere Einschränkungen ergeben sich aus Nutzerverträgen und den unabhängigen Energieerzeugern (erneuerbare Energiequellen) mit ihren spezifischen Bestimmungen. Zusätzlich sollten physikalische Randbedingungen, wie z. B. thermischer Bedarf bei Blockheizkraftwerken berücksichtigt werden.

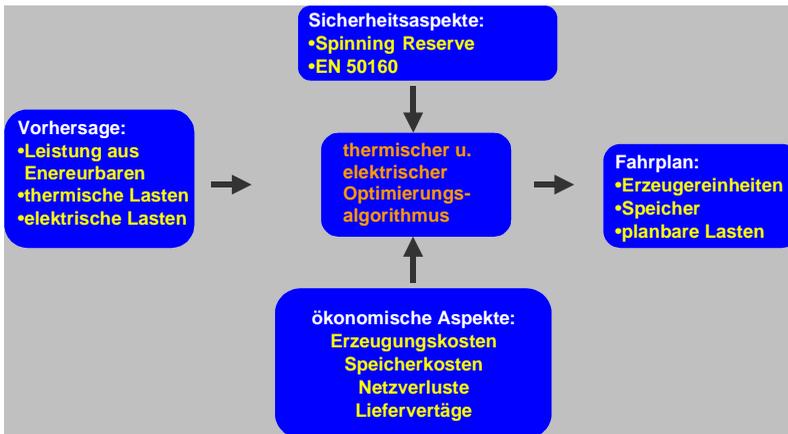


Abbildung 5-1: Zielsetzungen des Betriebsführungs-Algorithmus

Die Einsatzplanung für Generatoren und die Energieverteilung ist ein komplexes Problem. Mathematisch ist es ein nichtlineares, stochastisches Optimierungsproblem. Die Ergebnisse sollen möglichst unverzüglich zur Verfügung stehen (Online-Systeme), was eine effektive Methode voraussetzt. Insbesondere in kleineren Versorgungssystemen

nimmt die Kompliziertheit wegen der Verwendung nicht zu vernachlässigender Speichereinheiten und der schwierigeren Vorhersagbarkeit von erneuerbaren Energien und der Lasten zu. Die verwendete Optimierungsmethode basiert auf zwei Techniken: Prioritätslisten und genetische Algorithmen.

## 5.2 Energieaustausch zwischen Subnetzen

Zwei Möglichkeiten sind für die Organisation des Energieaustauschs zwischen Subnetzen denkbar:

1. *Kooperative Lösung*: eine übergeordnete Überwachungsmaßeinheit versucht, einen gesamten ökonomischen Bestwert zu finden.
2. *Marktlösung*: jedes Subnetz ist in der Lage, Angebote für Nachfrage und Erzeugung auf dem Markt zu unterbreiten. Der Elektrizitätspreis ist entsprechend der demand/generation/price Kurve festgelegt

Mit der Multi-Agenten Software-Plattform JADE (TILab) wurde die Marktlösung realisiert. Die abschliessenden Tests werden im DeMoTec durchgeführt. Hier werden zwei Subnetze über die Mittelspannungsebene gekoppelt und mit entsprechender Informationstechnik ausgestattet.

## 5.3 Softwarestruktur für die Marktlösung

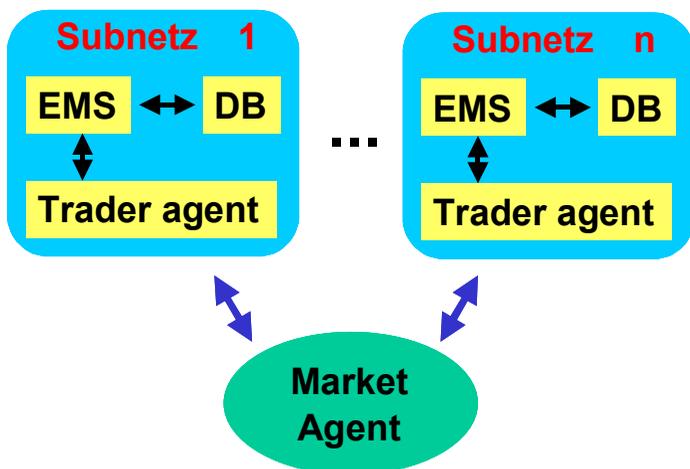


Abbildung 5-2: Softwarestruktur für die Marktlösung



### 5.3.1 EMS: Energiemanagement

Die Software soll einen kostenoptimalen Betrieb der verschiedenen Generatoren sicherstellen. Entsprechende Entwicklungen wurden mit Matlab/Simulink durchgeführt. Mit Matlab "Real time Workshop" Toolbox wurde C-Code für die Generierung und Bewertung entsprechender Steuerprofile erzeugt und die Simulation ermöglicht.

### 5.3.2 DB: Datenbank

Eine implementierte Datenbank soll als Schnittstelle zwischen den Komponenten und dem Energiemanagementsystem dienen.

### 5.3.3 Trader Agent

Der „Trader Agent“ reagiert auf Nachfrage des „Market Agenten“ und erfragt beim EMS des jeweiligen Subnetzes nach den Kosten für das Importieren und Exportieren von Energie. Die wesentliche Aufgabe der „Trader Agenten“ ist die Kommunikation zwischen den unterschiedlichen Energiemanagementsystemen und dem „Market Agent“. Des Weiteren ist so eine einfachere Umsetzung der Kommunikation auf TCP/IP möglich. Es wird die Software *JADE* (Java Agenten-Entwicklungsumgebung) verwendet.

### 5.3.4 Market Agent

Die Aufgabe des „Market Agenten“ ist es, den entsprechenden Subnetzen Energiepreise für den Import zu unterbreiten und Angebote für den Export zu analysieren. Er berechnet einen Marktpreis und bestimmt den Energieaustausch für die nächste Periode. Auch hier wird *JADE* zur Entwicklung verwendet. Der „Market Agent“ kann auf jedem im System befindlichen Rechner installiert werden. In der Experimentieranlage des DeMoTec wird der Master-Rechner der Power Line Communication verwendet.

## 6 Zusammenfassung und Ausblick

Zur Unterstützung von Entwicklungsaufgaben im Projekt „*Vernetzung Modularer Systeme*“ wurde im DeMoTec, der Demonstrations- und Entwicklungsumgebung des ISET und der Universität Kassel eine Mittelspannungsnetz nachbildung und daran angeschlossene Niederspannungsteilnetze mit Generatoren und Lasten aufgebaut. Diese Experimentierumgebung wurde mit einer flexibel konfigurierbarer Sicherheits- und Kommunikationstechnik ergänzt, sodass Versuche zu neuen Schutzkonzepten, Kommunikationsstandards und Energiemanagementsystemen durchgeführt werden können. Alle drei Entwicklungspfade werden weiter in dieser Experimentierumgebung mit typischen dezentralen Eigenerzeugungsanlagen durchgeführt. Es ist geplant diese Anlagen im Rahmen eines akkreditierten Labors als Teil des Test- und Prüfzentrums wei-



ter auszubauen und weiterhin für Demonstration, Schulung und Experiment einzusetzen.

## 7 Literatur

/Hadjsaid 1999/ N. Hadjsaid, J. Canard, F. Dumas: Dispersed generation impact on distribution networks, IEEE Computer Applications in Power, Vol. 12, April 1999

/Brahma 2004/ S. Brahma, A. Girgis: Development of Adaptive Protection Scheme for Distribution Systems With High Penetration of Distributed Generation, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 19, No. 1, January 2004

/Brahma 2002/ S. Brahma, A. Girgis: Microprocessor-Based Reclosing to Coordinate Fuse and Recloser in a System with High Penetration of Distributed Generation, Proceedings IEEE Power Engineering Society, Winter Meeting, Vol. 1, No. 1, 2002

/BruLa 2000/ C. Brunner und G. Lang: Löst der Prozessbus die 1 A–5 A/100 V Schnittstelle ab? In: FGH (Hrsg.): FGH/VDEW-Fachtagung Kommunikationsnormung in der Stationsleittechnik – Ergebnisse, Erfahrungen, Realisierungsansätze, Perspektiven. November 2000 – Tagungsunterlagen ohne Angabe der Veröffentlichung

/BuSchu 2003/ B. M. Buchholz und H. Schubert: Anwendung etablierter Standards in der Kommunikation für verteilte Energieerzeugung. In: ISET (Hrsg.): Achtes Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik – Energie und Kommunikation, Tagungsband 2003, Selbstverlag.

/DIN 7498/ NA Informationstechnik: DIN EN ISO 7498-1, Informationstechnik – Kommunikation offener Systeme – Teil 1: Basisreferenzmodell: Basismodell (ISO/IEC 7498-1:1994); engl. Fassung EN ISO/IEC 7498-1:1995 / Deutsches Institut für Normung e.V. Berlin, Beuth Verlag 1994

/Haas 2002/ O. Haas: Kommunikation für dezentrale Stromversorgungssysteme. Dissertation an der Universität Kassel. Kassel, Berlin: dissertation.de 2002

/Haas 2003/ O. Haas: Modell einer Kommunikationsschnittstelle – Von den Grundlagen bis zur Schnittstelle für die dezentrale Stromversorgung. In: ISET (Hrsg.): Achtes Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik – Energie und Kommunikation, Tagungsband 2003, Selbstverlag

/IEC 61400/ International Electrotechnical Commission: IEC 61400 Wind turbines – Part 25: Communications for monitoring and control of wind power plants, CD, Ausgabe 2003-08-07.



/IEC 61850/ International Electrotechnical Commission: IEC 61850 Communication networks and systems in substations Parts 1–10. (Eintrag gilt für alle in dieser Veröffentlichung genannten Teile)

/SchuDi 2000/ H. Schubert und R. Dinges: Heutige und zukünftige Kommunikationsstandards. In: FGH (Hrsg.): FGH/VDEW-Fachtagung Kommunikationsnormung in der Stationsleittechnik – Ergebnisse, Erfahrungen, Realisierungsansätze, Perspektiven. November 2000 – Tagungsunterlagen ohne Angabe der Veröffentlichun



## Sunny Island – vom SMA Off-Grid Testzentrum zur ländlichen Elektrifizierung in China

M. Meinhardt, M. Wollny  
SMA Technologie AG  
Hannoversche Str. 1-5, D-34266 Niestetal  
Tel.: +49 (0) 561 9522-0, Fax: +49 (0) 561 9522-100  
E-Mail: Mike.Meinhardt@SMA.de, Michael.Wollny@SMA.de  
www.sma.de

### 1 Einleitung

Der Aufbau einer vom öffentlichen Stromnetz unabhängigen Energieversorgung stellt besondere Anforderungen an die Systemtechnik. Inselssysteme oder sogenannte Off-Grid Systeme werden mit verschiedenen Komponenten wie Batteriewechselrichtern, PV-Modulen, Windgeneratoren, String-Wechselrichtern, Batterien und Dieselgeneratoren realisiert und von unterschiedlichen Herstellern angeboten. Die Verfügbarkeit und Robustheit der Komponenten spielen hierbei eine wesentliche Rolle, wenn es um die Energieversorgung meist entlegener Einrichtungen oder gar Dörfer geht, die fernab der öffentlichen Stromnetze versorgt werden müssen. Ein Off-Grid Testzentrum hat die Aufgabe, die Qualität der SMA-Produkte zu gewährleisten. Gleichzeitig können typische Anwendungen und Situationen in Inselnetzen vorab untersucht und wichtige Informationen und Erfahrungen gesammelt werden.

Durch die fortschreitende Industrialisierung in China während der letzten Jahre, kommt einer langfristigen und verlässlichen Energieversorgung eine immer größere Bedeutung zu. Trotz großer Anstrengungen der chinesischen Regierung sind noch immer rd. 30 Mio. Menschen und zusätzlich über 25.000 Dörfer nicht elektrifiziert. Davon betroffen sind vor allem weite Landstriche der west- und südwestlich gelegenen Provinzen sowie einige Inseln entlang der ostchinesischen Küste. In diesen Landesteilen werden auch mittel- und langfristig viele Haushalte nicht an das öffentliche Netz angeschlossen. Gründe hierfür sind im Wesentlichen die ungünstigen topographischen Bedingungen, die niedrige Besiedlungsdichte und der damit verbundene geringe Energieverbrauch. Eine Ausdehnung des Verbundnetzes ist daher aus ökonomischen Gesichtspunkten nicht vertretbar.

China ist ca. 27-mal so groß wie Deutschland und die Provinz Yunnan, im Südwesten gelegen, ist etwa so groß wie die alte Bundesrepublik und hat 40 Millionen Einwohner. Keine andere Provinz in China hat mehr Reichtum und Vielfalt an Flora und Fauna zu



bieten. Deshalb ist die Provinz ein überaus beliebtes Reiseziel. Mehr als 36 Millionen Touristen - meist Chinesen selbst - reisten letztes Jahr dorthin.

Das Leben der Menschen allerdings findet zum Teil auf dem Boden einer anderen Realität statt. Die überwiegende Bevölkerungsmehrheit lebt nämlich noch immer in bitterarmen, agrarisch geprägten Regionen. Der lockende Wohlstand in den Städten führt schon seit Jahren zu einer Landflucht ungeahnten Ausmaßes. In den kommenden zehn Jahren, so Schätzungen, könnten bis zu 500 Millionen Menschen in ganz China ihre angestammten Siedlungsräume verlassen. Allein daraus resultiert zum einen eine städtebauliche Mammut-Aufgabe, aber auch die komplette Entvölkerung ländlicher Gebiete, die fatal für die kulturelle Entwicklung Chinas wäre.



Abb. 1: Die Kreditanstalt für Wiederaufbau unterstützt den Aufbau von Dorfstromversorgungssystemen in den Provinzen Yunnan und Xinjiang (China)



## 2 Off-Grid Testzentrum bei SMA

Beim Aufbau einer vom öffentlichen Stromnetz unabhängigen Energieversorgung werden besondere Anforderungen an die Systemtechnik gestellt. Bei der Entwicklung zentraler Hauptkomponenten einer Inselversorgung, wie dem Batteriewechselrichter Sunny Island, ist die Entwicklungsarbeit, Optimierung und der Funktionstest der Geräte aufwendig. Der Sunny Island zeichnet sich gegenüber anderen Produkten auch durch die umfangreichen integrierten Management-Funktionen aus. Der Sunny Island übernimmt hierbei wichtige Aufgaben als Systemmanager im Inselnetz. Neben der Stabilisierung von Spannung und Frequenz im Inselnetz ist das Herzstück der Betriebsführung das Batteriemangement, das neben einer genauen Ladezustandsanzeige ein optimales Lademanagement durchführt. Auf diesen Informationen aufbauend können Zu- oder Abschalten von Lasten, Start oder Stopps von externen Generatoren, Abschaltungen von weiteren Einspeisern (z. B. Windenergieanlagen), Regelung der PV-Leistung und einiges mehr vom Sunny Island selbst gesteuert werden. Die Managementfunktionen haben dabei sowohl auf die Anlagenperformance als auch auf die Zuverlässigkeit des Systems einen hohen Einfluss.

Eine optimale Einbindung des Generators sowie die zuverlässige Ausregelung bei Energieüberangebot und fehlender Lastanforderung reduzieren die Systemkosten und verlängern die Lebensdauer kostenintensiver Komponenten wie Batterie und Generator.

Um diese Komplexität von Inselnetzen weiter zu vereinfachen, sind ausgiebige Untersuchungen notwendig, die das Zusammenspiel und Verhalten der Inselkomponenten untereinander dokumentieren. Das Ziel der aufgebauten Off-Grid Testumgebung bei SMA ist es hierbei:

- die Qualität bei den von SMA entwickelten Off-Grid Produkten sicherzustellen,
- eine Testumgebung aufzubauen, die entwicklungsbegleitend Untersuchungen möglich macht und
- beim Support von Kunden und Installateuren wichtige Fragestellungen bzgl. Anlagenplanung und Fehlern im Feld beantworten hilft und eine Optimierung der Systemparameter erlaubt.

### 2.1 Aufbau und Struktur des Off-Grid Testzentrums

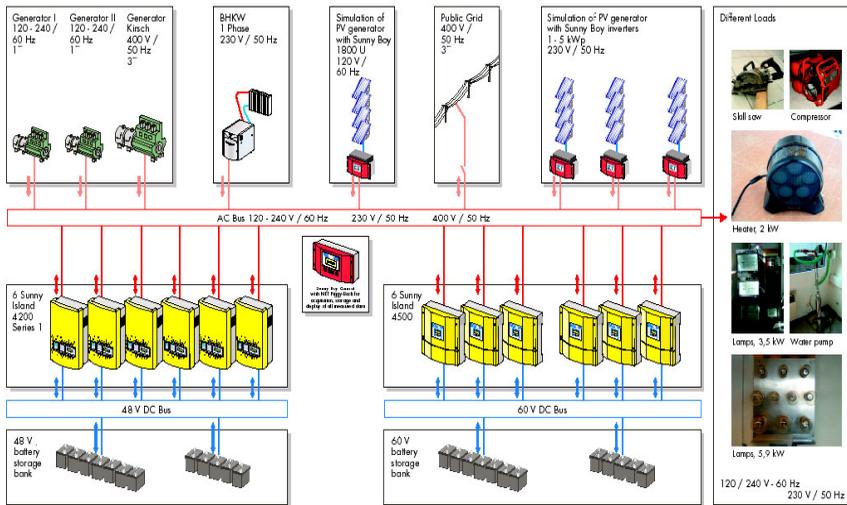
Ziel der Entwicklung der Sunny Island Batteriewechselrichterserie ist es, Batteriestromrichter zu entwickeln und mit weiteren Komponenten zu testen, die optimal für den Einsatz in Off-Grid Anwendungen geeignet sind. Das genaue Verhalten der Inselbausteine und die speziellen Anforderungen beim Betreiben von Inselnetzen machen eine flexible Testumgebung notwendig. Damit ist sicher gestellt, dass Hybridsysteme auf



Basis der SMA Off-Grid Produkte zu einer zukunftssicheren und wirtschaftlichen Investition für den Anlagenbetreiber werden.

### 2.1.1 Flexibler Testaufbau

Der Aufbau des Off-Grid Testzentrums besteht daher aus frei konfigurierbaren und parallel zu schaltenden Komponenten, die in Inselssystemen Verwendung finden. Es lassen sich DC- oder AC-seitig basierende Inselnetze aufbauen und untersuchen. Neben dem bidirektionalen Batteriewechselrichter Sunny Island für 230 V / 50 Hz oder 120 V / 60 Hz, können Generatoren verschiedener Leistungsklassen 1- und 3-phasig, ein Mini-BHKW und verschiedene Batterietypen zu einem Inselnetz verschaltet werden. Ein PV-Simulator, AC-gekoppelte PV-Generatoren über Sunny Boys sowie Verbraucher von unterschiedlichen Herstellern und typische Off-Grid Lasten wie Pumpen zur Wasserversorgung, stehen zum Test zur Verfügung. Die Abbildung 1 zeigt die prinzipielle Struktur des SMA Off-Grid Testzentrums.



**Abb. 2: Struktur des Off-Grid Testzentrums bei SMA, AC-gekoppeltes Systemkonzept**

Eine weitere Inseltestumgebung an einem günstigen Windstandort im Norden des Firmenstandortes erlaubt den Test von kleinen Windgeneratoren, die auf der AC-Seite gekoppelt werden.



## 2.1.2 Verfügbare Testkomponenten

Die folgenden Abbildungen zeigen eine Auswahl der zur Verfügung stehenden Geräte und Komponenten.

### a) Generatoren

- 3-phasig 400 V / 50 Hz , 9 kVA Diesel, Kirsch
- 1-phasig 120 V / 240 V , 60 Hz, 4,7 kVA, Honda
- 1-phasig 120 V / 60 Hz, 6,9 kVA, Coleman
- 1-phasig 230 V / 50 Hz, 2,9 kVA, Eisenmann
- 1-phasig 220 V / 50 Hz, 10 kVA, Dingxin chinesischer Hersteller



**Abb. 3: Auswahl von Generatoren (1-, 3-phasig) für 230 V / 50 Hz oder 120 V / 60 Hz Anwendungen**

### b) Batteriespeicher

- 60 V Batteriespeicher mit freien Elektrolyten OPzS 490 Ah, BAE
- 48 V Gel Batteriespeicher OPzV 160 Ah, Sonnenschein
- 48 V Gel Batteriespeicher OPzV 150 Ah, Hoppecke
- 60 V Gel Batteriespeicher OPzV-Typ



**Abb. 4: Batteriespeicher für 60 V**

### c) Mini-BHKW auf Erdgas- oder Flüssiggasbasis



- 1-phasig 230 V, 50 Hz, 4,7 kVA<sub>el</sub>, 19 kW<sub>th</sub>, in Kombination mit Sunny Island 4500, Ecoland



**Abb. 5: Mini-BHKW von ecopower mit 500 l Warmwasserspeicher**

#### d) PV-Simulator und kleine Windgeneratoren

- 1800 Wp PV-Simulator mit Sunny Boy 1800U (120 V, 60 Hz),
- 3000 Wp PV mit Sunny Boy 3000,
- 1000 Wp PV mit Sunny Boy 1100E,
- 1000 Wp PV mit Sunny Boy 850E,
- 2500 W Windgenerator mit Windy Boy 2500, Proven,
- 5000 W Windgenerator aeroSmart, SMA



**Abb. 6: PV-Simulatoren und Windgeneratoren im SMA Off-Grid Testzentrum**

#### e) Lasten

Typische Verbraucher in netzfernen Energieversorgungen von Solar Homesystems bis Hybridsystemen sind:

- Lampen



- TV, Radio, Telefon
- Wasserpumpen
- Kühlaggregate
- Elektrische Werkzeuge großer Leistung (z. B. Säge)
- Klimaaggregate

Einen weiteren Schwerpunkt der Untersuchungen bilden energiesparende Verbraucher wie:

- Mikrowelle
- Kompaktfluoreszenzlampen

Zur Verfügung stehen:

- 230 V, 50 Hz Lasten – z. B. Lampen, Heizgeräte, einfache halbwellen Geräte etc.
- 120 V, 60 Hz Lasten – z. B. Lampen, Kreissäge, Heizgeräte, Kompressoren
- 240 V, 60 Hz Lasten – z. B. Lampen, Wasserpumpen
- 3-phasig 400 V, 50 Hz Lasten – z. B. Kompressoren



**Abb. 7: Auswahl verschiedener Wechselspannungsverbraucher**

Die Erfahrungen der letzten Jahre zeigen, dass entwicklungsbegleitende Untersuchungen aber auch der Test von Komponenten einen wichtigen Beitrag leisten, um Inselssysteme erfolgreich einzusetzen und betreiben zu können. Bei verschiedenen nationalen und internationalen Projekten werden diese vielfältigen Testmöglichkeiten von SMA sehr intensiv genutzt. Wesentliche Vorteile für den Kunden sind der reibungslose Aufbau und der zuverlässige Anlagenbetrieb vor Ort.

Für die Elektrifizierung von chinesischen Dörfern mit den modularen Systemkomponenten Sunny Island und Sunny Boy sowie Dieselgeneratoren wurden mit Projektstart die verschiedenen Einbindungen mit den in China zum Einsatz kommenden chinesischen Generatoren und Komponenten im Testcenter erfolgreich untersucht.



### **3 Deutschland unterstützt Programm zur ländlichen Elektrifizierung**

Vor diesem Hintergrund initiierte die chinesische Regierung bereits 1996 ein Programm, in dessen Verlauf bis 2010 die ländlichen Regionen in den westlichen Provinzen durch dezentrale Energieversorgungssysteme hauptsächlich durch Photovoltaik und Windkraftanlagen elektrifiziert werden sollen. Die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) unterstützt dabei die chinesischen Staatsregierung beim Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien. Bis zu 170 Dörfer in den Provinzen Yunnan und Xinjiang werden mit Hilfe der Solarenergie elektrifiziert. Das Potential für deren Nutzung ist aufgrund der intensiven Sonneneinstrahlung von 1700 kWh/m<sup>2</sup>/a und einer Sonnenscheindauer von 2500 - 3100 h/a äußerst günstig.

Durch die Bereitstellung von Strom aus erneuerbaren Energien werden zusätzliche CO<sub>2</sub>-Emissionen vermieden und damit ein wichtiger Beitrag zum Klima- und Ressourcenschutz geleistet.

Begleitend zur Finanzierung der Dorfstromanlagen durch die KfW, unterstützt die Gesellschaft für technische Zusammenarbeit (GTZ) die Ausbildung lokaler Techniker, den Aufbau von Service- und Wartungsstrukturen sowie die nachhaltige technische Qualitätssicherung.

Die dezentrale Stromversorgung auf Basis der erneuerbareren Energien ermöglicht so eine Verbesserung der Lebenssituation der Dorfbewohner in den beiden Provinzen.

### **4 Kriterien bei der Auswahl der Dörfer**

Neben der wichtigen Ausbildung von Installateuren und lokalen Anlagenbetreuern sind bei der Auswahl geeigneter Dörfer unterschiedliche Kriterien zu Grunde gelegt worden. Ein wichtiges Merkmal bei der Auswahl des Standortes ist neben dem hohen Potential für die Verwendung von Sonnenenergie die Entfernung zum öffentlichen Stromnetz. Hier ist für kleine Dörfer eine Entfernung von mindestens 8 km bzw. bei größeren Dörfern eine Entfernung von 15 km vom öffentlichen Stromnetz vorgegeben.

Bei der Auswahl wurde auf eine zusammenhängende Dorfstruktur geachtet, um die Kosten bei Systemplanung, Installation, Wartung und Datenmonitoring zu reduzieren. Die wichtigsten Systemkomponenten sind daher in einem eigens errichteten Technikhaus untergebracht. Von hier aus werden die Haushalte im Dorf über Freileitungen mit Strom versorgt. Der Solargenerator ist vor dem Technikhaus im Freien aufgestellt.

Eine Voraussetzung für die Teilnahme der Dorfbewohner an dem Elektrifizierungsprogramm in den Provinzen ist die Bereitschaft zur Zahlung eines Strompreises von RMB 2,00 / kWh (0,20 €). Dieser Betrag ist ein Beitrag, um die Installation und spätere Betreuung sowie Wartung der Anlage zu finanzieren.



Im Hinblick auf die lokalen Bedingungen und die geringen Einkommen in den Dörfern wurden Pre-Paid-Kartensysteme für jeden Haushalt installiert, die den Strombezug organisieren helfen. Gleichzeitig ist in einigen Dörfern ein separater Schutz installiert, um eine Leistungsabgabe über 200 W pro Haushalt zu verhindern, damit ein stabiler Anlagenbetrieb gewährleistet werden kann.

## 5 AC-Kopplung bietet Flexibilität und viele Vorteile

In den ausgewählten Provinzen werden in zwei Ausschreibungsschritten bis zu insgesamt 170 Dorfstromanlagen installiert. Im ersten Schritt sind 27 Dörfer in den Provinzen Yunnan und Xinjiang mit reinen PV- oder PV-Hybridstromanlagen ausgestattet worden.

Die Dorfstromversorgungen sind als AC-gekoppelte Inselnetze aufgebaut. Dies ermöglicht sowohl die einfache und kostengünstige Vernetzung der Energielieferanten als auch der Verbraucher auf der Wechselstromseite. Durch den modulartigen Aufbau können neben der Photovoltaik jederzeit Windräder, Verbrennungsaggregate oder Wasserkraftanlagen mit den Anforderungen wachsen und deren Leistung der Energieversorgung zugeführt werden.

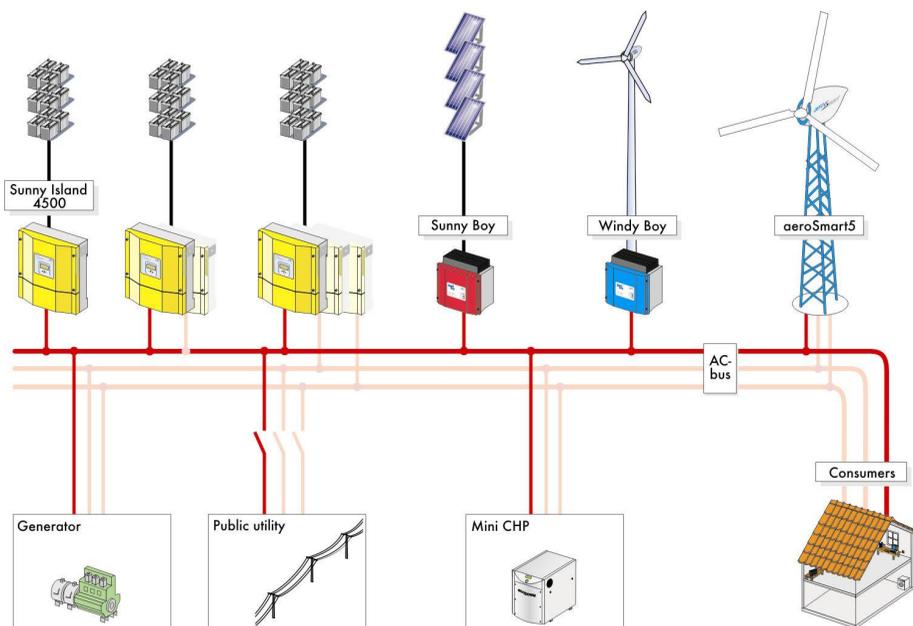


Abb. 8: AC-gekoppelte Energieversorgungsstruktur

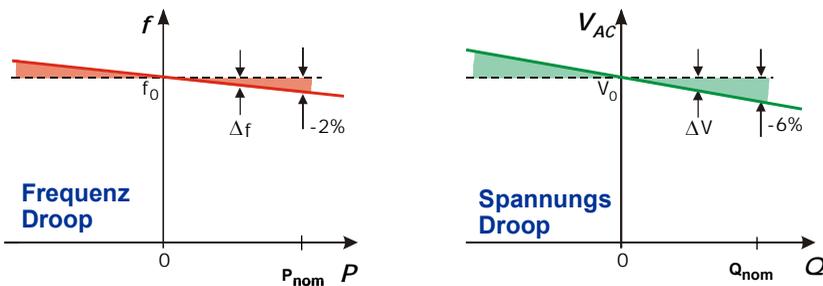


Die neue Systemtechnik der AC-Kopplung zusammen mit dem kommunikationslosen Parallelbetrieb von spannungsgeregelten Energieerzeugern setzen neue Maßstäbe.

Der Leistungsbereich dieser Inselssysteme reicht von 3 bis 100 kW und kann 1- und 3-phasig realisiert werden. Hinsichtlich der Anlagenplanung und des Aufbaus verfügen die Systeme über eine Reihe von Vorteilen (Design, Installation, Erweiterbarkeit und Kompatibilität). Dies senkt gleichzeitig die spezifischen Systemkosten. Aus ökonomischer Sicht sind kleine Inselssysteme mit Batteriespeicher im kW-Leistungsbereich deutlich günstiger als Anlagen, bei denen ausschließlich Dieselgeneratoren eingesetzt werden. Sogar größere Hybrid-Systeme (5 - 30 kW), bei denen ein Dieselgenerator nur zur Vermeidung von langfristiger Batteriespeicherung eingesetzt wird, können zu geringeren Kosten betrieben werden als Stationen, die ausschließlich mit Dieselgeneratoren arbeiten.

Neu an dieser modularen Systemtechnik ist die Möglichkeit, die Sunny Islands oder auch 3-phasige Sunny Island-Systeme auf der AC-Seite spannungsgeregelt parallel zu schalten.

Dies wird realisiert durch ein neues, in Kooperation mit dem Institut für solare Energieversorgungstechnik e.V. (ISET) entwickeltes Verfahren (Droop-Mode) zum kommunikationslosen Parallelbetrieb von Stromrichtern mit Spannungsquellencharakteristik. Hierfür wurde das für die Kopplung von Synchronmaschinen typische regelungstechnische Verhalten den Stromrichtern mittels einer sehr schnellen, digitalen Regelung eingeprägt. Bei diesem Verfahren ist die Wirkleistung über eine Statik abhängig von der Netzfrequenz und die Blindleistung von der Netzspannung. Den genauen Zusammenhang gibt Abbildung 9 wieder.



**Abb. 9: Frequenz- und Spannungsstatik für den Parallelbetrieb**

Der Parallelbetrieb ermöglicht Sunny Island Systeme in der Leistung beliebig zu skalieren und bei steigender Verbraucherleistung einfach zu erweitern.



Die Vorteile der AC-Kopplung sowie der Parallelschaltung von mehreren Sunny Islands auf der AC-Seite sind vor allem:

- Struktur 100 % kompatibel zum öffentlichen Netz,
- einfache Installation, da Standardkomponenten (Verbraucher, Installationstechnik etc. für 230 V AC) aus der Hausinstallation verwendet werden können,
- Leistungsaddition aller ins Netz einspeisender Komponenten,
- beliebig skalierbar und auch für größere Systeme (von 3 kW bis in den Megawatt Bereich) einsetzbar,
- problemlos auf allen Ebenen erweiterbar,
- mit netzparallelen und netzbildenden Energieerzeugern (Dieselaggregaten, Kleinwasserkraftwerken, Windenergieanlagen etc.) kombinierbar,
- Aufbau von verteilten Systemen und
- höchste Zuverlässigkeit durch redundanten Systemaufbau.

## 6 Dorfstromversorgung mit Sunny Island

Kern einer solchen Dorfstromversorgung ist der Inselwechselrichter Sunny Island 4500. Er ist einsetzbar für ein 1-phasiges Inselsystem von 4,5 kW, das aus einem einzigen Sunny Island 4500 besteht, bis hin zu Systemen mit 3-phasiger Versorgung und praktisch allen Leistungsbereichen durch Parallelschaltung mehrerer Geräte.

Im Einzelnen bestehen die in China zum Einsatz kommenden Anlagen neben dem eigentlichen PV-Generator sowie der Batterieeinheit aus mindestens zwei Inselwechselrichtern Sunny Island 4500, zwei String-Wechselrichtern und einer Kommunikationseinheit.

Das im Sunny Island integrierte intelligente Batterie-, Last- und Inselmanagement, wie etwa der Betrieb des Dieselgenerators im Bereich des optimalen Wirkungsgrades, trägt dazu bei, die zur Verfügung stehende Energie sinnvoll zu verwalten bzw. den Verbrauch von Dieselmotorkraftstoff zu minimieren.

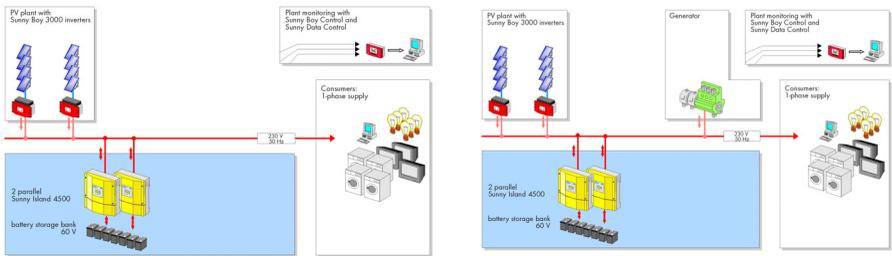
Durch eine regelmäßige Ausgleichladung, die temperaturkompensierte Ladespannung und die Überwachung des Ladezustands wird eine Tiefentladung der Batterie vermieden und gleichzeitig ihre Lebensdauer deutlich verlängert.

Neben der Lieferung der Hauptsystemkomponenten Sunny Island, Sunny Boy und Sunny Boy Control, erstellte SMA die Dokumentationen für die AC-Verteilung und Installation. Zu dem erfolgreichen Gelingen des Projektes gehörte auch die Schulung und

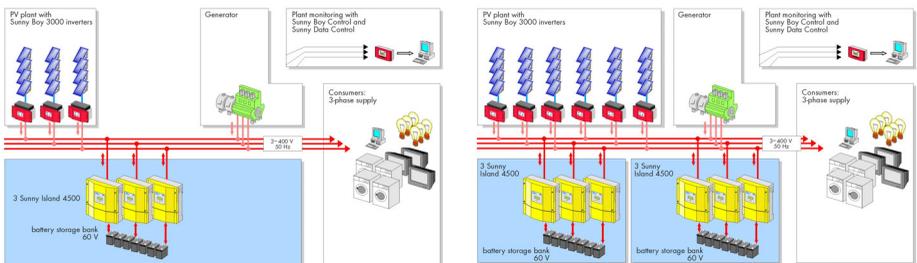


das Training der lokalen Verantwortlichen und Installateure. Die Unterstützung bei Inbetriebnahme und die Mithilfe bei dem Aufbau der ersten PV-Hybridanlage durch SMA Spezialisten sichert den nachhaltigen Know-how-Transfer.

Für die 27 Dörfer kommen 4 Basissysteme zur Anwendung. Die installierten 1-phasigen PV-Inselanlagen bestehen neben dem eigentlichen PV-Generator (4,5 - 9 kWp) sowie der Batterieeinheit mit einem Energieinhalt von 72 - 96 kWh aus mindestens zwei Inselwechselrichtern Sunny Island 4500 (9 kW), zwei oder drei Sunny Boy 3000 (3 - 9 kW AC) und einer Kommunikationseinheit, dem Sunny Boy Control Plus. Bei größeren Dörfern mit mehr als 30 Haushalten kommt zusätzlich ein Dieselgenerator zum Einsatz (10 - 15 kW AC).



**Abb.10: 1-phasige AC-gekoppelte Inselversorgungsstruktur**



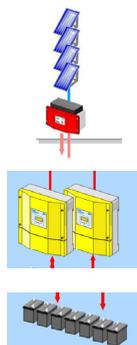
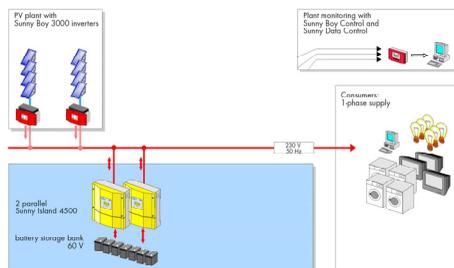
**Abb. 11: 3-phasige AC-gekoppelte Inselversorgungsstruktur**

Die 3-phasigen PV-Anlagen bestehen neben dem eigentlichen PV-Generator (7,5 - 17 kWp) sowie der Batterieeinheit mit einem Energieinhalt von 72 - 192 kWh aus mindestens drei Inselwechselrichtern Sunny Island 4500 (13,5 - 27,5 kW), drei bis sechs Sunny Boy 3000 (9 - 18 kW AC), einem Dieselgenerator (bis 25 kW AC) und einer Kommunikationseinheit, dem Sunny Boy Control Plus.

Bei mehr als 2.500 Sonnenstunden pro Jahr ist für Dörfer mit weniger als 30 Haushalten eine Energieversorgung ohne Dieselgenerator vorgesehen. Bei ca 50 % der aus-



gewählten Dörfer sind mehr als 30 Haushalte zu versorgen. Hier wird neben der Solar-energie, die den Hauptanteil der Stromerzeugung liefern soll, zusätzlich ein Dieselgenerator in die Dorfstromversorgung mit eingebunden. Neben den klimatischen Unterschieden in den beiden Provinzen mit Temperaturen um  $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$  in den Wintermonaten in der Provinz Xinjiang, was eine Vorheizung des Dieselgenerators nötig macht, und geographischer Lage der Dörfer über 3000 m / über NN und hohen Umgebungstemperaturen, sind zusätzlich Maßnahmen, wie Lastabschaltung bei kritischen Batteriezustand oder Energiesparmodus bei schlechter Sonneneinstrahlung, implementiert worden. Der Systemmanager Sunny Island übernimmt hierbei das gesamte Insel- und Energiemanagement, um eine lange Lebensdauer der Batterien und der Systemkomponenten zu gewährleisten.



$$P_V = 4,5 \text{ kWp}$$

$$P_{AC} = 9 \text{ kW}$$

$$E_{BAT} = 72 \text{ kWh}$$

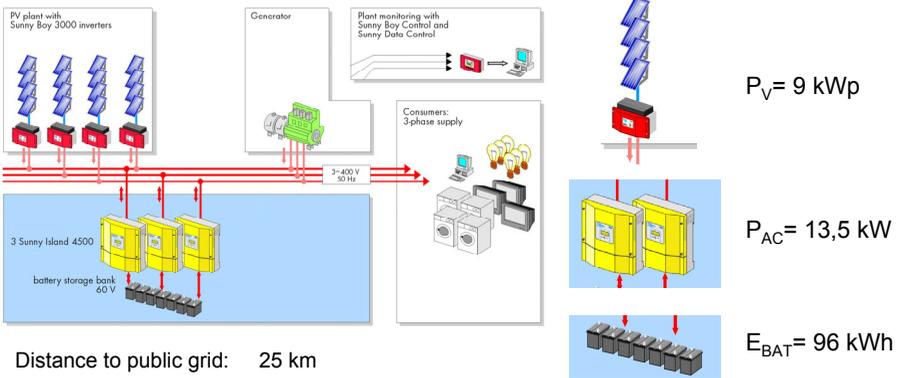
Elevation of village:	3170 m
Distance to public grid:	13 km
Radiation:	$\sim 1700 \text{ kWh/m}^2/\text{a}$
Sunshine:	$\sim 2500 \text{ h/a}$
Population:	21 households / 65 persons
Village area:	400 m x 300 m



**Abb. 12: 1-phasige AC-gekoppelte Dorfstromversorgung für 21 Haushalte (Provinz Yunnan in China)**



**Abb. 13: Technikhaus mit 2 Sunny Boy 3000 und 4,5 kWp Solargenerator von Shell Solar (linkes Bild). Einweihung der ersten Dorfstromversorgung auf Basis der AC-Kopplung in Provinz Yunnan (rechtes Bild).**



Distance to public grid: 25 km  
 Radiation: ~ 1700 kWh/m<sup>2</sup>/a  
 Sunshine: ~ 2500 h/a  
 Population: 43 households / 250 inhabitants  
 Village area: 800 m x 200 m

**Abb. 14: 3-phasige AC-gekoppelte Dorfstromversorgung für 48 Haushalte (Provinz Xinjiang in China)**



**Abb. 15: Technikhaus mit 9 kWp Solargenerator von Shell Solar und Sunny Boy 3000 (linkes Bild). Das Dorf Dabaiyanggou an der Grenze zu Mongolien in der chinesischen Provinz Xinjiang (rechtes Bild)**



**Abb. 16: Energiezähler mit integriertem Lastabwurf bei Verbraucherleistung größer 200 W / Haushalt und Pre-Paid-Kartensystem (linkes Bild). Verkauf von Stromkarten an die Dorfbewohner zum Preis von 0,20 € / kWh (rechtes Bild).**

## 7 Ausblick

Die AC-Kopplung hat sich in den letzten Jahren in vielen Anlagen weltweit bewährt. Die Vorteile dieser Technik ermöglichen den Einsatz in den unterschiedlichsten Anwendungen. Vor allem bei der Elektrifizierung netzferner, entlegener Gebiete erlaubt sie den Aufbau einer zukunftssicheren und flexiblen Stromversorgung. Weitere geplante Projekte weltweit zeigen, wie wichtig diese neue Technologie bei der Konfiguration wirtschaftlich arbeitender Inselnetzsysteme bereits ist und zukünftig sein wird. Der erfolg-



reiche Einsatz einer großen Anzahl von Sunny Island Systemen zur Dorfstromversorgung von chinesischen Dörfern bestätigt dies. Viele weitere geplante oder in der Diskussion befindliche internationale Projekte zeigen, dass diese Systemtechnik ihre Stellung in den nächsten Jahren noch deutlich ausbauen wird. Durch die Modularität ist es einfacher geworden, die Systeme ohne großen Installationsaufwand sowohl bei den Stromlieferanten als auch bei den Verbrauchern den jeweiligen Erfordernissen anzupassen.

SMA untersucht im Off-Grid Testzentrum das Konzept der AC-Kopplung und die vielfältigen und einfachen Erweiterungsmöglichkeiten. Diese Testumgebung ist erforderlich, damit die Ergebnisse in die Entwicklung der Off-Grid Produkte bei SMA einfließen können. Die Vorteile dieser Technik führen zu zukunftssicheren und preiswerten Inselsystemen im Bereich der ländlichen Elektrifizierung.

## 8 Literatur

- [1] Engler, A.; Hardt, C.; Bechtel, N.; Rothert, M.;  
Next Generation of AC Coupled Hybrid Systems – 3 Phase Parallel Operation of Grid Forming Battery Inverters;  
Kassel Sept. 2003
- [2] Cramer, G; Rothert, M.;  
Die Zukunft der ländlichen Elektrifizierung- Felderfahrung mit AC gekoppelten Hybridsystemen  
Erneuerbare Energien: Heft:10/2003
- [3] Klinghammer, W; Shenghong, Ma  
A New Vision for Remote Villages in Western China: Village Electrification by PV Hybrid Plants - The Solar Energy Program of MoF and KfW in China  
2<sup>nd</sup> European PV Hybrid and Mini Grid Conference Sept. 2003, Kassel, Germany



## **Die größte Windkraftanlage der Welt – Prototyp der 5-Megawatt-Anlage REpower 5M in Brunsbüttel**

M. Skiba

REpower Systems AG

Alsterkrugchaussee 378, D-22335 Hamburg

Tel.: +49 (0) 40 539307-33, Fax: +49 (0) 40 539307-37

E-Mail: [m.skiba@repower.de](mailto:m.skiba@repower.de)

[www.repower.de](http://www.repower.de)

Die weltgrößte Windenergieanlage wird derzeit in Brunsbüttel errichtet und soll noch in diesem Jahr Strom ins Netz einspeisen.

Mit einer Nennleistung von 5 Megawatt und einem Rotordurchmesser von 126 Metern wird die REpower 5M die größte und leistungsfähigste Windenergieanlage der Welt sein. In diesen Dimensionen bietet die 5M eine hohe technische Verfügbarkeit unter Einsatz wirtschaftlich attraktiver Lösungen und setzt damit neue Maßstäbe in der Wirtschaftlichkeit von Windenergieanlagen.

Windparks mit Anlagen dieser Größenordnung erreichen das Leistungsniveau konventioneller Kraftwerke. Es bestehen daher hohe Anforderungen an die Steuerung und die Regelung, um eine bestmögliche Integration in das Stromnetz zu gewährleisten. Schon in der Vergangenheit haben REpower-Windenergieanlagen Maßstäbe in der Netzverträglichkeit gesetzt. Auch die 5M ist als vollwertiges Kraftwerk optimal in jedes Netz zu integrieren.

Dank ihrem modularen Aufbau und ihrer logistischen Handhabbarkeit ist die 5M sowohl Offshore als auch Onshore einsetzbar. Als Offshore-Version ist sie für die speziellen Anforderungen auf hoher See ausgelegt. Dazu zählen beispielsweise die redundante Auslegung einzelner Komponenten, um eine maximale Verfügbarkeit zu gewährleisten, eine permanente Betriebsüberwachung und ein überaus zuverlässiger Korrosionsschutz. Mit einem ganzheitlichen, leistungsfähigen Servicekonzept – Onshore sowie Offshore – sorgen wir auch bei der 5M für einen dauerhaft zuverlässigen und damit wirtschaftlichen Betrieb.



### Technische Daten REpower 5M

Nennleistung	Rotordurchmesser	Nabenhöhe	Leistungsregelung	Rotordrehzahl
5 MW	126,0 m	100 – 120 m Onshore 90 –100 m Offshore	Pitch (elektrisch)	6,9 – 12,1 1/min (+15%)



## Modulare PV-Hybridsysteme für netzferne Gebiete - Pilotanlagen Kythnos und Starkenburger Hütte

M. Landau, R. Geipel

Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET) e.V.

Königstor 59, D-34119 Kassel

Tel.: +49 (0) 561 7294-228, Fax: +49 (0) 561 7294-200

E-Mail: [mlandau@iset.uni-kassel.de](mailto:mlandau@iset.uni-kassel.de)

### 1 Einleitung

Die Idee, netzgekoppelte PV-Anlagen und auch photovoltaische Hybridsysteme bedarfsgerecht und kostengünstig erweitern zu können, begleitet das ISET nun seit über 10 Jahren (vgl. /KLEINKAUF 1993/ und /KLEINKAUF 1997/). Mit einem Baukastensystem bestehend aus wechselstromseitig gekoppelten Stromerzeugern, Speichern und Lasten, die von einer Betriebsführung gemanagt werden, soll auch in netzfernen Gebieten der Aufbau einer angepassten Stromversorgung künftig einfach möglich sein. Diesen Ansatz und dessen Weiterentwicklung haben verschiedene Bundesministerien (BMFT, BMBF, BMWi, BMU)<sup>1</sup>, die Europäische Kommission<sup>2</sup> sowie private Organisationen und Industrieunternehmen im Rahmen von Forschungs- und Entwicklungs- sowie Demonstrationsprojekten gefördert (vgl. /ROTHERT 2001/).

Bei all den innovativen Projektansätzen darf nicht vergessen werden, dass es dabei grundsätzlich gilt, die in der Forschung erarbeiteten Innovationen in wirtschaftliche Erfolge umzusetzen. Hierfür müssen jedoch Betriebserfahrungen mit realen Anlagen unter typischen Einsatzbedingungen gewonnen werden. Mit den Pilotanlagen *Starkenburger Hütte* und *Gaidroumantra* hat das ISET gemeinsam mit Partner Innovationen realisiert und Erfahrungen gesammelt. Nachfolgend soll die Weiterentwicklung der Technologie verdeutlicht werden und einige ausgewählte Aspekte aus dem gut sieben-jährigem Betrieb der Pilotanlage „Starkenburger Hütte“ sowie dem dreijährigem Betrieb des Mikronetzes in der Bucht *Gaidroumantra* auf der griechischen Kykladeninsel Kythnos dargestellt werden.

---

<sup>1</sup> Förderkennzeichen: 0329900B, 0329833/8 und 0329539A

<sup>2</sup> Förderkennzeichen: JOR-CT98-0215 und JOR-CT98-0244



## 2 Pilotanlage Starkenburger Hütte

Berghütten bieten ein hervorragendes Umfeld für die Erprobung von hybriden Stromversorgungsanlagen. Durch ihre exponierten Lagen sind die Anschlusskosten an das öffentliche Verbundnetz derartig hoch, dass der Eigenbedarf an elektrischer Energie wirtschaftlicher mit Hilfe eigener kleiner Stromerzeuger sichergestellt wird. Nicht selten kommt hierfür ein Dieselaggregat zum Einsatz. Dessen Geräusch- und Geruchsemissionen beim Betrieb werden jedoch von den erholungssuchenden Gästen häufig als störend empfunden. Abgesehen davon laufen die in der Regel groß dimensionierten Dieselaggregate häufig im Teillastbetrieb mit sehr schlechtem Wirkungsgrad. Hier bietet sich der Einsatz von photovoltaisch gestützten Hybridsystemen an. Vergleichsweise günstige Voraussetzungen für den Einsatz von PV-Anlagen sind auch der überwiegend in der einstrahlungsreichen Sommersaison stattfindende Wirtschaftsbetrieb und der begrenzte Komfort der Hütten. Nicht zu vergessen ist die gute Möglichkeit, Wissen über den Einsatz Erneuerbarer Energien in der Öffentlichkeit zu verbreiten. Die Gäste der Hütten sind hier sicherlich gute Multiplikatoren.

Vor diesem Hintergrund hat es bereits 1989 erste Gespräche mit den Verantwortlichen der *DAV-Sektion Starkenburg* (bei Darmstadt) über den Einsatz von Photovoltaik (PV) zur Stromversorgung gegeben. In einem ersten Schritt wurden Energiekonzepte für die *Starkenburger Hütte* erstellt. Nach Abschluss der Bauplanung Mitte der 90er Jahre wurde dann 1996 mit dem Um- und Erweiterungsbau begonnen. Abb. 2-1 zeigt die Hütte auf dem Stand von 1940 und nach dem Umbau von 1997.



**Abb. 2-1: Die Starkenburger Hütte mit Haupt- und Bettenhaus im Jahr 1940 (Quelle: Postkarte) und die heutige Ostansicht mit dem Erweiterungsbau (rechts)**

Zeitgleich mit den Bauvorbereitungen wurde am ISET in verschiedenen Forschungsvorhaben (vgl. /ROTHERT 2001/) an der Weiterentwicklung der Modularen Systemtechnik und anderer innovativen Ansätze gearbeitet. Für die Demonstration der bis dahin erzielten FuE-Ergebnisse suchte das ISET ein geeignetes Demonstrationsprojekt und hat es mit der *Starkenburger Hütte* auch gefunden.

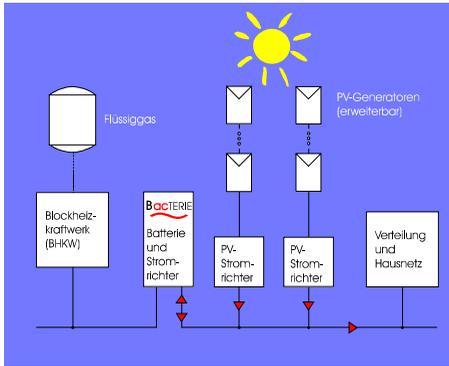


Folgende Entwicklungen und/oder innovative Ansätze sind Bestandteil des Pilotprojektes:

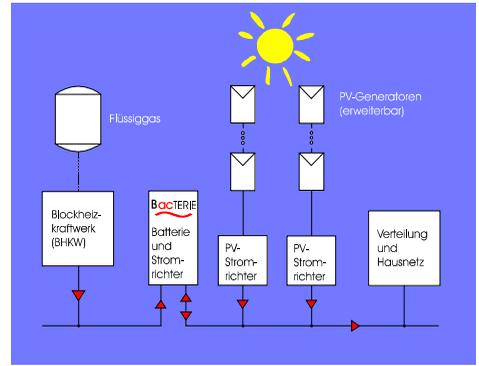
- Wechselstromseitige Kopplung der Photovoltaik durch Nutzung von Strangwechselrichtern
- Einsatz von modularen Wechselstrombatterien (vgl. /SCHMITZ 1996/)
- Einsatz von bidirektional arbeitenden Batteriewechselrichtern
- Verwendung von verschlossenen Gel-Blei-Batterien
- Individuelles Batteriemangement durch Stromrichter und separate Batteriekontrolleinheit
- Aktives Energiemanagement durch den Hüttenwirt unter Bereitstellung von geeigneten technischen Betriebsdaten
- Aufbau des PV-Generators mit rahmenlosen Modulen
- Mit Flüssiggas betriebenes BHKW als Ersatzstromversorgung

Bei der Planung im Winter 1996/97 wurde deutlich, dass beim Anlagenkonzept zwischen den Monaten mit Wirtschaftsbetrieb (Sommersaison) und ohne Wirtschaftsbetrieb (Wintersaison) unterschieden werden musste. Während in den Sommermonaten die eingespeiste PV-Leistung direkt zur Versorgung der elektrischen Wechselstromlasten genutzt werden konnte und solare Deckungslücken durch das BHKW kompensiert würden, galt es in den Wintermonaten den Batterieladezustand aufrecht zu erhalten bzw. die Batterien allmählich voll zu laden. Aufgrund von Erfahrungswerten wurde mit energetischen Ausfallzeiten von bis zu drei Wochen durch verschneite PV-Generatoren gerechnet. Bei dem Eigenbedarf eines Batteriestromrichters von ca. 35 W ließe sich diese Ausfallzeit nur in Verbindung mit einer vergleichsweise großen Batterie überbrücken. Damit konnte schnell festgestellt werden, dass bereits bei Beurteilung der Mehrkosten für den größeren Batterieverband eine Wechselstromkopplung der PV außerhalb der Sommersaison aus wirtschaftlichen Gründen auszuschließen ist. Für die Wintersaison ist deshalb eine DC-Kopplung der PV-Generatoren über Solarladeregler realisiert worden.

Die Abbildung 2-2 verdeutlicht die Energieflüsse zwischen den Versorgungskomponenten, die in der Sommersaison die Stromversorgung sicherstellen. Die eingesetzten Batteriestromrichter bilden drei einphasige 230-V-Wechselstromnetze. Bei Bedarf wird das mit Flüssiggas betriebene BHKW gestartet. Nach erfolgreicher Synchronisation der Wechselstromnetze auf das Drehstromnetz des BHKWs übernimmt dieses die Versorgung der angeschlossenen elektrischen Lasten inklusive der *BacTERIE*n. Die PV-Strangwechselrichter speisen in beiden Betriebsphasen wechsellspannungsseitig in das Hausnetz ein. Um eine Rückspeisung in den Synchrongenerator des BHKW zu vermeiden, können die PV-Wechselrichter automatisch vom Netz getrennt werden.



**BHKW außer Betrieb**  
 BacTERIE bildet 230-V-Wechselstromnetz  
 PV speist in Wechselstromnetz ein



**BHKW manuell oder automatisch gestartet**  
 BHKW stellt Drehstromnetz zur Verfügung  
 Batterie wird nach I-U-Verfahren geladen  
 PV speist in Wechselstromnetz ein

**Abb. 2-2: Wechselstromgekoppeltes Anlagenkonzept der Starkenburger Hütte für den Sommerbetrieb**

1997 sind erstmalig im Bereich der DAV-Hütten rahmenlose PV-Module (vgl. Abb. 2-3) zum Einsatz gekommen. Regenwasser kann damit ungehindert von der Moduloberfläche abfließen und vorhandene Staubpartikel mitnehmen. Eine Verschmutzung der Randbereiche, wie sie bei gerahmten Modulen häufig festzustellen ist, konnte bisher nicht beobachtet werden. Eine Reinigung der PV-Module war bisher nicht notwendig.

Seit der Inbetriebnahme bis zum September 2002 waren insgesamt 45 110-W<sub>p</sub>-Module installiert, welche in drei Strängen je 770 W<sub>p</sub> und drei Strängen je 880 W<sub>p</sub> geschaltet waren. Die 880-W<sub>p</sub>-Stränge sind umschaltbar installiert. Für den Sommerbetrieb werden die 8 Module seriell und im Winter in 2 parallele Gruppen mit je 4 Modulen seriell geschaltet. Dieser Aufwand resultiert aus den zulässigen Eingangsspannungsbereichen von Strangwechselrichter und Solarladeregler. Aufgrund einer zusätzlichen und ganzjährigen Versorgungsaufgabe, dem Betrieb eines Umsetzers für Mobilfunk mit einem Leistungsbedarf von 35 Watt, wurde die drei 770-W<sub>p</sub>-Stränge um je ein Modul erweitert und ebenso zweistufig schaltbar installiert. In Verbindung mit einer leistungsmäßigen Verstärkung der Solarladeregler steht damit seit Oktober 2002 die doppelte Leistung für die Wintersaison zur Verfügung.



**Abb. 2-3:** Westansicht der Hütte mit den 6 PV-Generatoren je 880 Wp sowie Details der Modultragekonstruktion. Die verwendeten 110-Wp-Module sind rahmenlos.

Abbildung 2-4 zeigt die Funktionseinheiten, welche unter dem Hüttendach installiert sind. Hierzu zählen die Sommer-/Winter-Umschalter für die Nennspannung der PV-Generatoren (96 V / 192 V), der Überspannungsschutz sowie die Strangwechselrichter.



**Abb. 2-4:** Für den Winterbetrieb mit Solarlader können die Solargeneratoren auf halbe Nennspannung umgeschaltet werden (links). Im Sommerbetrieb speisen 6 *Sunny Boys* die Solarenergie wechselstromseitig in das Hüttennetz ein.

Die für den Winterbetrieb notwendigen solaren Batterielader nebst Zubehör sind in einem *DC-Verteiler* untergebracht, welcher sich im zentralen Versorgungsraum im Keller befindet (vgl. Abb. 2-5). Jeder der drei Laderegler verfügt über eine Nennleistung von 1,8 kW. Der Funksender wird ausschließlich in der Wintersaison über die Lastausgänge der Laderegler versorgt.



**Abb. 2-5: Aufbau des DC-Verteilers (links) und des AC-Verteilers (rechts)**

Im AC-Verteiler sind alle für den Sommerbetrieb erforderlichen Anschlüsse der eingesetzten Stromerzeuger zusammengefasst. An dieser Stelle wird die von der Photovoltaik und dem BHKW gelieferte elektrische Arbeit für das Monitoring erfasst. Elektrische Schütze, welche von dem Batteriestromrichter angesteuert werden, ermöglichen phasenweise die Trennung der PV-Stromrichter vom Netz. Dies ist aus Gründen der Netzstabilität notwendig, wenn die von den Strangwechselrichtern eingespeiste Leistung weder von den Lasten noch der Batterie vollständig aufgenommen werden kann. Für Revisionsarbeiten an der *BacTERIE* besteht die Möglichkeit mittels Umschalter jede elektrische Phase des Hausnetzes direkt mit dem Generator des BHKW zu verbinden. Der Abgang des AC-Verteilers ist direkt mit der Hausverteilung, welche gut zugänglich im Treppenhaus installiert ist, verbunden.

Die drei *BacTERIE*n sind die zentralen Komponenten der Pilotanlage. Sie enthalten alle für eine „Wechselstrombatterie“ erforderlichen Funktionseinheiten bei geringem Raumbedarf (vgl. Abb. 2-6).



**Abb. 2-6: Ansichten der *BacTERIE*: Im oberen Bereich ist die Elektronik installiert, die Batterien befinden sich darunter in einem gesonderten Batteriefach. Deutlich sind die schwarzen Kühltaschen vor den Zellen zu sehen.**

Zum Einsatz sind bidirektional arbeitende Stromrichter mit einer Nennleistung von 3,3 kVA gekommen. Die Stromrichter verfügen über ein Batteriemangement, in welches die aktuellen Batteriewerte wie Spannung, Strom und Zelltemperatur eingehen. Mit Hilfe von parametrierbaren Lastrelais wird beispielsweise der Motorgenerator zur Batterieladung gestartet oder die PV-Einspeisung bei zu geringer Leistungsnachfrage im Netz weggeschaltet. Dies ist notwendig, da der Lastausgang vom Batteriestromrichter nicht abgeregelt werden kann. Beim Betrieb ohne BHKW stehen drei unabhängige Wechselstromnetze zur Verfügung. Den eingesetzten Geräte fehlt die Möglichkeit der Synchronisation, weshalb in diesem Betriebszustand kein Drehstromnetz verfügbar ist. Dieses wird gebildet, wenn die 3 Batteriestromrichter ihre Lastausgänge auf die um  $120^\circ$  versetzten Phasen des Synchrongenerators synchronisiert und zugeschaltet haben.

Zur Verbesserung des Batteriemangements verfügt die *BacTERIE* über eine gesonderte Batteriekontrolleinheit – kurz *BaKo* –, welche u.a. den Ladezustand aus gemessenen Spannungs-, Strom- und Temperaturwerten berechnet. Erreicht der Ladezustand einen Minimalwert von 20 %, so fordert die *BaKo* das BHKW an und nimmt diese Anforderung erst bei Erreichen eines oberen Grenzwertes wieder zurück. Durch diese additive Bewertungsstrategie können insbesondere tiefe Entladungen der Batterie, die bei kleinen Lastströmen durch die Spannung nicht zuverlässig zu identifizieren sind, vermieden werden. Dies verringert das Risiko einer vorzeitigen Batteriealterung.

Die Brauchbarkeitsdauer von Bleibatterien hängt weiterhin wesentlich von deren Betriebstemperatur ab. Als Faustformel gilt: Eine Erhöhung um  $+10^\circ\text{C}$  bezogen auf die Normtemperatur  $+20^\circ\text{C}$  führt zu einer Halbierung der Brauchbarkeitsdauer. Vor die-



sem Hintergrund verfügt die *BacTERIE* über ein ausgefeiltes Temperaturmanagement. Dessen Aufgabe ist es, vergleichsweise hohe Temperaturen in den Batterieschränken zu vermeiden und die Betriebstemperaturen der Einzelzellen möglichst gut auszugleichen. Dies geschieht mittels Wärmetauschern, die die Wärme an den Batteriewänden abnehmen und über ein flüssiges Trägermedium verteilen. Überschüssige Wärme wird einem Luftkühler zur Abführung außerhalb des Batterieschranks zugeführt. Einer vorzeitigen thermischen Alterung von Einzelzellen oder des Gesamtverbandes aufgrund von nicht abgeführter Wärme wird damit aktiv vorgebeugt.

In den drei *BacTERIE*en sind ausschließlich verschlossene Gel-Blei-Batterien unterschiedlicher Hersteller zum Einsatz gekommen. Trotz der vergleichbaren Betriebsbedingungen und des guten Batteriemangements wurden sehr unterschiedliche Erfahrungen gewonnen. Einen kurzen Überblick über wichtige Ereignisse gibt Tabelle 2-1.

**Tabelle 2-1: Ausgewählte Ereignisse der Batterieverbände; Quelle: ISET-Logbuch**

Jahr	<i>BacTERIE 1</i>	<i>BacTERIE 2</i>	<i>BacTERIE 3</i>
1997	Einbau von 24 Zellen Typ OPzV 2V/ 250Ah Hersteller 1	Einbau von 8 Blöcken Typ OPzV 6V / 300Ah Hersteller 2	Einbau von 8 Blöcken Typ OPzV 6V / 300Ah Hersteller 3
1998	Kein Eintrag	Austausch von 2 Batterieblöcken	Kein Eintrag
2001	Kein Eintrag	$C < 0,8 C_N$	Kein Eintrag
2002	Kein Eintrag	Kein Eintrag	Austausch eines Batterieblockes
2004	Kein Eintrag	Austausch des Verbandes bei $C < 0,7 C_N$	Kein Eintrag
Kapazität Okt. 2004	$C > 1,10 C_N$	$C = 0,89 C_N$	$C = 0,98 C_N$

Generell kann aufgrund der seit 1999 regelmäßig durchgeführten Kapazitätstest festgestellt werden, dass der stressfreie Winterbetrieb mit Vollladungen durch die Batterielader zur Erhöhung der nutzbaren Batteriekapazitäten geführt hat und deshalb empfehlenswert ist. Hinsichtlich des Einsatzes von geschlossenen Gel-Blei-Batterien muss auch festgestellt werden, dass es deutliche Qualitätsunterschiede zwischen den Herstellern gibt. Hier gilt es u.a. durch geeignete Abnahme- und Kontrollverfahren sicherzustellen, dass die Batterieverbände die kalkulierte Brauchbarkeitsdauer auch erreichen werden.

Um den elektrischen Energiebedarf, der an guten Sommertagen bis zu 50 kWh betragen kann, sicher zu decken, verfügt die Pilotanlage über ein kleines BHKW. Dieses wird CO<sub>2</sub>-schonend mit Flüssiggas betrieben. Der 15-kVA-Synchrongenerator ermöglicht die Versorgung der elektrischen Lasten bei gleichzeitiger Nachladung der Batterieverbände. Die beim Betrieb anfallende Wärme wird zur Warmwasserbereitung sowie zur Beheizung der Hütte verwendet. Abb. 2-7 zeigt das Aggregat, welches bis zum Ende der Sommersaison 2004 insgesamt in 6163 Betriebsstunden 41.065 kWh problemlos in das elektrische Hüttennetz eingespeist hat.



**Abb. 2-7: Einsatz eines mit Flüssiggas betriebenen Blockheizkraftwerkes mit Synchrongenerator**

In der Phase der Anlagenplanung 1996/7 wurde zunächst intensiv über einen stark automatisierten Betrieb mit Hilfe eines Betriebsführungsrechners nachgedacht. Dieser Ansatz wurde aber aufgrund der Komplexität und der erwarteten Störanfälligkeit des dafür notwendigen Steuergerätes verworfen. Statt dessen entstand ein Informations- und Bedientableau, welches dem Hüttenpersonal die Möglichkeit zur aktiven Anlagensteuerung gibt. Die wichtigen Leistungskenngrößen wie die aktuellen Lastströme in den Phasen und ggfs. die elektrische Auslastung des BHKW sowie Informationen über den aktuellen Ladezustand der Batterien stehen dem Hüttenpersonal an zentraler Stelle, der Getränkekeihe in der Küche, zur Verfügung (vgl. Abb. 2-8). In Verbindung mit den sich täglich ändernden Betriebsbedingungen (Wetterlage, erwartete Anzahl von Tagesgästen usw.) kann das BHKW jederzeit vom Bedientableau aus manuell gestartet und gestoppt werden. Über Leuchtdioden, deren Lichtintensität mit ansteigenden Lastströmen zunimmt, erhält das Hüttenpersonal schnell einen Überblick über die aktuelle Lastsituation. Lastkreise können vom Bedientableau bequem zu- oder weggeschaltet werden, wodurch bei Leistungsengpässen der Start des Motorgenerators vermieden werden kann. Da der Hüttenpächter für das Flüssiggas und die Wartungskosten finanziell selbst aufkommen muss, besteht seinerseits ein großes Eigeninteresse, den Gasverbrauch und die Betriebsstunden zu minimieren. In den vergangenen Jahren sind die



beschrieben Möglichkeiten zum Energie- und Leistungsmanagement rege genutzt worden.



**Abb. 2-8: Informations- und Bedientableau im Schankbereich der Hütte. Wesentliche Informationen wie Lastströme, Ladezustände und Generatorauslastung sind auf einen Blick zu erfassen. Bei Bedarf können einzelne Lastgruppen zentral abgeschaltet oder das BHKW manuell gestartet werden.**

Pilotanlagen zeichnen sich in der Regel durch einen erhöhten Aufwand für die Anlagenüberwachung (Monitoring) und Betriebsdokumentation aus. Dies gilt auch für die Anlage der *Starkenburger Hütte*. Mit Hilfe eines Datenloggers werden seit 1997 die energetisch relevanten Anlagenwerte erfasst und in 10-Minuten-Intervallen aufgezeichnet. Diese Aufzeichnungen wurden und werden durch besondere Messungen, beispielsweise Kapazitätstest und ein Logbuch ergänzt und ergeben so ein detailliertes Bild über die Fortentwicklung der Anlage und des Nutzerverhaltens. Abb. 2-9 zeigt u.a. zwei PV-Module, die den Winterbetrieb der Datenerfassungsanlage auch bei starken Schneefällen sicherstellen. In Verbindung mit zwei 12-V-Solarbatterien ist das Messsystem energetisch autark vom Hauptsystem ausgeführt.



**Abb. 2-9:** Die Pilotanlage wird seit 1997 messtechnisch betreut. Ein Datenlogger speichert die von den Trennverstärkern gelieferten Messwerte (links). Die Anlage kann per GSM-900-Modem erreicht werden. Zur Versorgung stehen zwei absolut schneefrei montierte Solarmodule zur Verfügung (rechts)

Bei aller Technikbetrachtung und -erprobung darf nicht vergessen werden, dass Pilot-systeme auch zur Zufriedenheit der Nutzer arbeiten müssen. Mit dem Pächterehepaar Hofer (vgl. Abb. 2-10) werden deshalb alle technischen Maßnahme besprochen.



**Abb. 2-10:** Das Pächterehepaar Hofer (3. und 4. von links) mit Freunden



### 3 Pilotanlage Gaidouromantra auf Kythnos

Die Pilotanlage in der Bucht *Gaidouromantra* auf der griechischen Insel *Kythnos* stellt in vielerlei Hinsicht gegenüber der oben beschriebene Anlage der *Starkenburger Hütte* eine konsequente Weiterentwicklung des modularen Systemgedankens in der Praxis dar, deren wesentliche Merkmale nachfolgend beschrieben werden.

Im Vergleich zur rauen Bergregion der Stubai Alpen bietet die griechische Insel mediterranes Klima. Insbesondere in den Sommermonaten Juni bis September wird die Insel als Naherholungsgebiet von Athener Bürgern gern genutzt. In vielen Inselbuchten finden sich kleine Häuser, die nicht alle an das Stromnetz des öffentlichen griechischen Versorgers PPC angeschlossen sind. Für die Elektrizitätsversorgung werden in diesen netzfernen Gebieten in der Regel motorische Stromerzeuger eingesetzt. So auch in der Bucht *Gaidouromantra*, in der bis vor gut 3 Jahren jedes der 11 Häuser keinen Anschluss an ein Versorgungsnetz hatte. Ab dem Jahr 2001 hat sich dies mit finanzieller Unterstützung der Europäischen Union geändert (vgl. Abb. 3-1).



Abb. 3-1: Informationsschild an der Bucht *Gaidouromantra* auf *Kythnos*

Im Rahmen des FuE-Projektes *PV-MODE* (vgl. /STRAUSS 2000/) hat ISET gemeinsam mit

- dem griechischen Forschungsinstitut C.R.E.S.,
- der deutschen SMA Regelungstechnik GmbH (heutige SMA Technologie AG) und
- der Kommune Kythnos

ein kleines dreiphasiges Netz zur elektrischen Versorgung von 4 der 11 Häuser erstmals in modularer Systemtechnik aufgebaut. Drei Batteriewechselrichter vom Typ *Sunny Island* bildeten ein Drehstromnetz, in welches die beiden räumlich verteilten PV-Generatoren über Strang-Wechselrichter vom Typ *Sunny Boy* wechselstromseitig einspeisten. Zur Energiespeicherung wurde eine Bleibatterie mit flüssigem Elektrolyten eingesetzt. Der 60-V-Verband besteht aus 30 Zellen vom Typ 8 *OPZS 800 LA* des griechischen Herstellers *ERGON* mit einer Kapazität von 800 Ah ( $C_{10}$ ). Zur Vermeidung von Säureschichtung verfügt der Verband über eine externe Säureumwälzung.

Nahezu zeitgleich entstand im Rahmen des Projektes *MORE* ein zweites kleines Inselnetz zur Versorgung der verbleibenden 7 Häuser. Dieses wurde mit den selben Partnern und ebenfalls in modularer Systemtechnik, d.h. mit dezentral und wechselstromseitig einspeisenden PV-Generatoren aufgebaut. Im Vergleich zum System „PV MODE“ verfügte es jedoch zusätzlich über ein motorisches 9-kVA-Stromerzeugungsaggregat, welches in Abbildung 3-2 auf dem Weg zum Einbau in das Systemhaus zu sehen ist.



**Abb. 3-2: Transport der Anlagenkomponenten zum Systemhaus. Am Ende der Straße übernahmen Esel die Lasten; Quelle: SMA.**

Das Mini-Netz *MORE* wurde ebenfalls dreiphasig mit Batteriewechselrichtern vom Typ *Sunny Island* realisiert, wobei die eingesetzte Speicherbatterie (*ERGON*, 2V/ 7 *OPZS*) mit einer Kapazität von 490 Ah ( $C_{10}$ ) deutlich kleiner dimensioniert wurde. Gemeinsam mit der Mess- und Überwachungstechnik wurden diese Anlagenteile im eigens dafür erbauten Systemhaus untergebracht (vgl. Abbildungen 3-3 und 3-4).

Bei der Gestaltung der PV-Anlagen wünschten die Haus- und Grundbesitzer, dass die Module – ähnlich wie die Vordächer - möglichst flach gestaltet werden. Aus diesem



Grund wurde der PV-Generator des Systemhauses mit einem sehr geringen Neigungswinkel von  $5^\circ$  ausgeführt. Der Betrieb der letzten Jahre hat jedoch deutlich gezeigt, dass bei einer derart flachen Installation der Reinigungseffekt durch Regen erwartungsgemäß stark vermindert ist. Um dennoch eine vergleichsweise gute Solarausbeute erreichen zu können, ist eine regelmäßige mechanische Reinigung erforderlich.

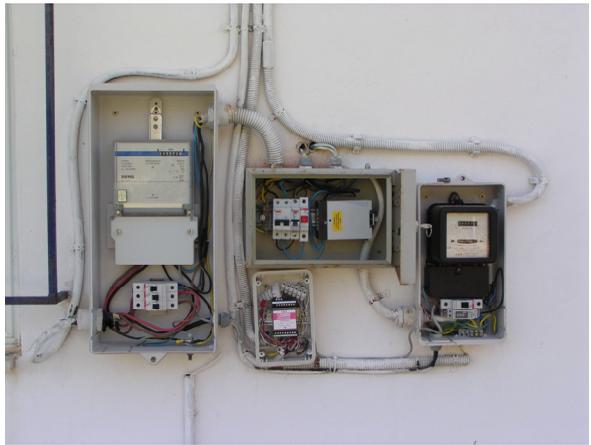


**Abb. 3-3: Im Mai 2003: Das Stromversorgungssystem wird durch einen griechisch-orthodoxen Geistlichen offiziell eingeweiht. Links ist das Systemhaus mit einer der insgesamt 6 PV-Anlagen zu sehen.**

Die beiden Mini-Netze *PV MODE* und *MORE* wurden bis zum Sommer 2003 in der ursprünglich geplanten Konfiguration erprobt /LANDAU 2004/. Je drei Batteriestromrichter bildeten ein dreiphasiges, schiefastfähiges Mini-Netz. Synchronisationspulse gewährleisteten einen jeweils um  $120^\circ$  phasenversetzten Betrieb der Batteriestromrichter. Im Mini-Netz *MORE* wurde der motorische Stromerzeuger automatisch zur Nachladung des Batterieverbandes gestartet. Die Umschaltung der Versorgung vom Stromrichter auf den motorischen Stromerzeuger erforderte eine Kurzunterbrechung der Netzversorgung für ca. 1 Sekunde. Für den Fall eines Leistungsüberschusses (vollgeladene Batteriespeicher, keine oder geringe Netzlast) wurden die von den dezentral installierten PV-Wechselrichtern eingespeiste Leistung über eine RS-485-Schnittstelle abgeregelt. Bei eintretendem Energiemangel senkten die Batteriewechselrichter die Netzfrequenz ab. Diese Absenkung wurde und wird auch heute noch von Schaltgeräten (Frequenzwächter) detektiert, die in jeden Hausanschluss integriert sind. Bei Erreichen eines einstellbaren Schwellenwertes, beispielsweise 47 Hz, werden dann Lasten in den versorgten Häuser kontrolliert abgeschaltet. Hebt der Batteriestromrichter die Frequenz bei verbessertem Ladezustand der Batterie wieder an, so schalten die Frequenzwächter bei Überschreiten der eingestellten Schalthysterese zeitverzögert zu. Die einzelnen Häuser waren auf die 3 Phasen verteilt und jeweils mit 6- bzw. 10-A-Leitungsschutzschaltern abgesichert. Die Abbildung 3-5 zeigt einen typischen Hausanschluss.



**Abb. 3-4:** Neben der Mess- und Steuertechnik zeigt das linke Bild die drei Batteriestromrichter. Sie bilden ein 10-kVA-Mini-Netz. Die zugehörige Speicherbatterie schließt sich im rechten Bild an. Der zweite, stärkere Batterieverband (rechts) aus dem Projekt PV-MODE verfügt über eine Einrichtung zur Säureumwälzung.



**Abb. 3-5:** Die Häuser sind mit dem Systemhaus über Freileitungen verbunden. Das rechte Bild zeigt einen typischen Anschluss für ein Haus mit PV-Anlage: Zähler Hausverbrauch (links), Einheit für Lastabschaltung und LON-Schnittstelle für Zählerdatenübertragung zum Systemhaus (Mitte) und PV-Einspeisezähler (rechts).

Auch bei diesem Pilotprojekt ist es verständlich, dass auch in die Anlagensteuerung und die Messdatenerfassung (Monitoring) erhöhter Aufwand investiert werden muss. Anforderungen an die Fernparametrierbarkeit der einzelnen Komponenten sowie einer



einfachen Systemsteuerung per Datenfernübertragung haben u.a. zu der in Abb. 3-6 gezeigten Visualisierungsoberfläche geführt. Die Kommunikation wird seit der Inbetriebnahme über GSM 900 geführt.

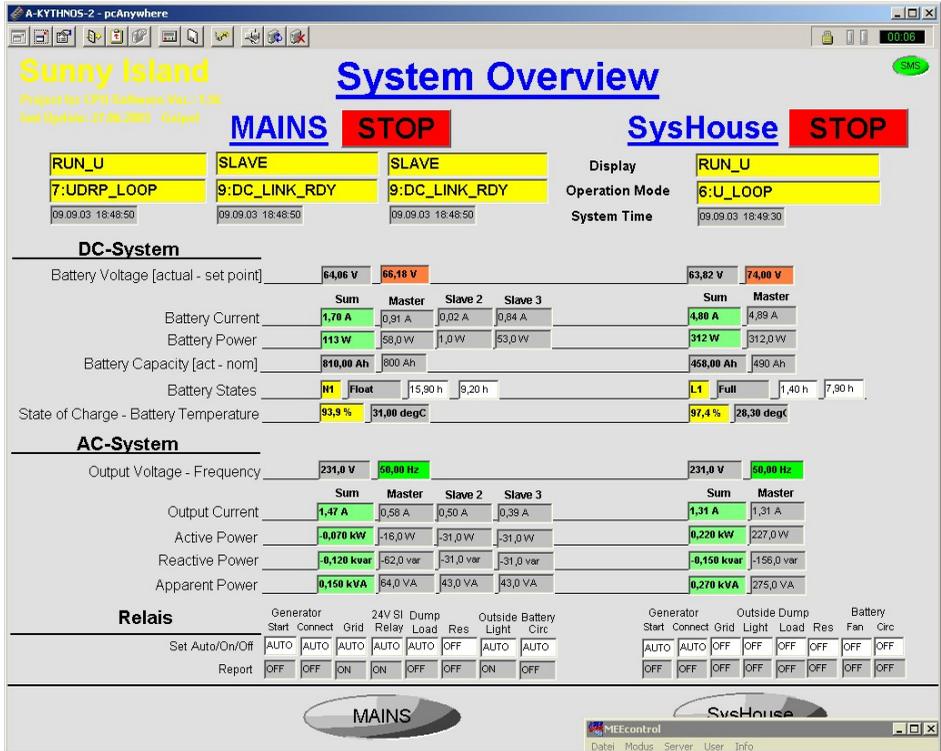


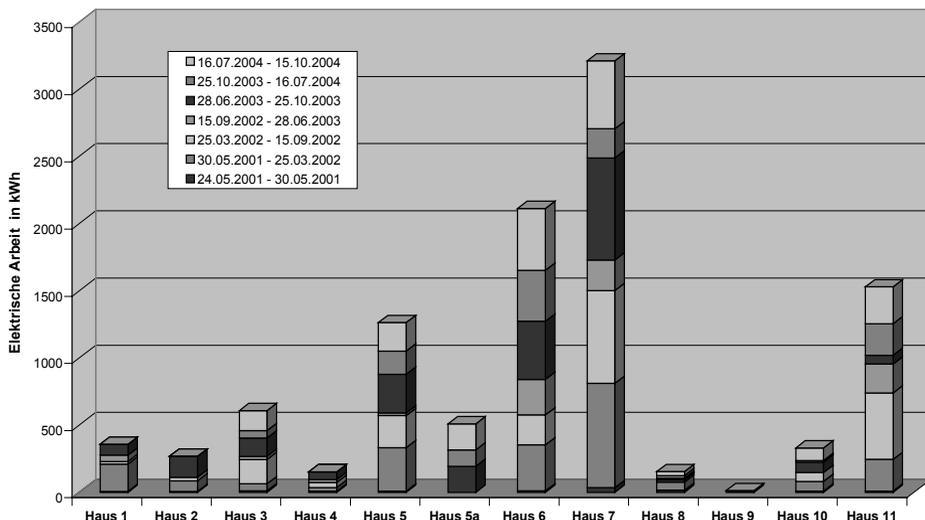
Abb. 3-6: Beispiel einer Visualisierungsoberfläche zur Steuerung und Parametrierung des Hybridsystems

Bis zum Sommer 2003 konnte die Innovation der konsequenten Wechselstromkoppelung der Photovoltaik bei deren dezentraler Einspeisung im Zusammenspiel mit Hybridsystemen in beiden Mini-Netzen unter ständiger Verbesserung der Komponenten und deren Abstimmung aufeinander erfolgreich erprobt werden.

Bei Betrachtung der Abbildungen 3-7 bis 3-9 wird deutlich, dass der Energiebedarf der Häuser nicht den ursprünglich Steigerungserwartungen gefolgt ist. Darüber hinaus bestand auch nach 2 Betriebsjahren kein Bedarf, leistungsstarke Lasten mit Drehstromanschluss zu betreiben. Vor diesem Hintergrund wurde überlegt, in welcher Weise die Versorgung energetisch optimiert werden könnte. Um einen Energieeinspareffekt

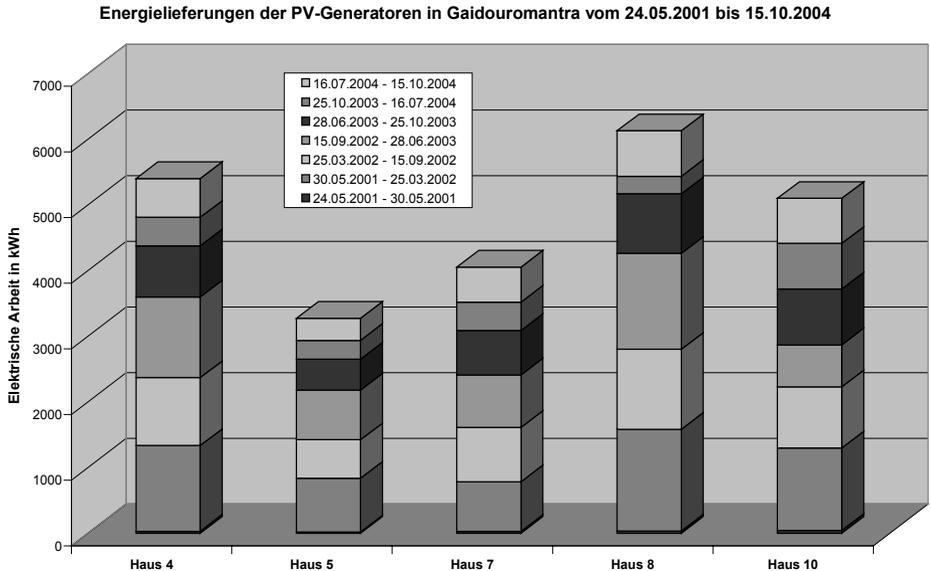
zu erreichen, mussten die Verlustleistungen beim Betrieb der beiden Mini-Netze reduziert werden. Die technische Lösung lautet: Vernetzung der beiden Mini-Netze bei gleichzeitigem Umbau auf ein einphasiges Netz mit leistungsstarker Phase.

**Energiebezug der Häuser in Gaidouromantra von 24.05.2001 bis 15.10.2004**



**Abb. 3-7: Entwicklung des Energiebezugs der an das Mini-Netz angeschlossenen Häuser im Zeitraum vom 24.05.2001 bis zum 15.10.2004**

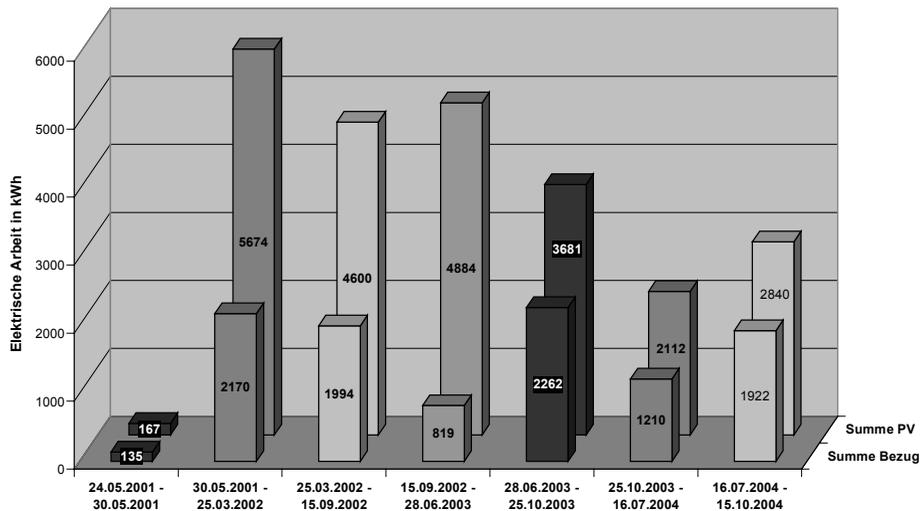
Technisch möglich wurde dieser Umbau durch das neue Regelverfahren *SELSYNC*<sup>®</sup> (vgl. /ENGLER 2001, ENGLER 2003/). Dieses ermöglicht den gleichberechtigten Parallelbetrieb der Batteriestromrichter. Anstelle der ursprünglich 6 Batteriestromrichter arbeiten nunmehr 3 Einheiten parallel auf einer Phase. Ihre Kurzschlussleistungen addieren sich, so dass Sicherungselemente auch bei selektiver Auslegung sicher ausgelöst werden. Für die Netzregelung wird die Frequenz konsequent als Führungsgröße genutzt. Bei deren Anhebung reduzieren die PV-Wechselrichter die eingespeiste Leistung. Im umgekehrten Fall wird die Leistungsabgabe im Rahmen des Möglichen erhöht. Dies gilt sowohl für die PV-Stromrichter als auch für den motorischen Stromerzeuger. In dieses Konzept ist auch die Lastabschaltung über die oben vorgestellten Frequenzwächter integriert. Sowohl Erzeuger als auch Lasten werden über Frequenzstatiken im Hinblick auf ein stabiles Netz geregelt. Weitere Details können /LANDAU 2004/ entnommen werden.



**Abb. 3-8: Entwicklung der Energielieferungen der in das Mini-Netz einspeisenden PV-Anlagen**

Der Umbau der beiden Mini-Netze erfolgte im Sommer 2003 und wurde im Rahmen des Forschungsvorhabens *Vernetzung Modularer Systeme – Netzregelung zur wirtschaftlichen Optimierung dezentraler Energiestrukturen mit hohem Anteil erneuerbarer Energiequellen* unter dem Förderkennzeichen 0329900B vom *Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit* (BMU) gefördert.

Seit dem Abschluss von notwendigen Optimierungsarbeiten im Mai 2004 wird das Mini-Netz nunmehr ohne erwähnenswerte Störungen betrieben. Positive Rückmeldungen der Nutzer bestätigen dies. Das der Umbau auch die gewünschte Energieeinsparung erbracht hat, kann Abb. 3-9 entnommen werden. Das Verhältnis von eingespeister PV-Energie und an die Nutzer gelieferte elektrische Arbeit hat mit 68 % den höchsten Wert seit Betriebsbeginn erreicht.

**Energiebezug und eingespeister PV-Ertrag in Gaidouromantra vom 24.05.2001 bis 15.10.2004****Abb. 3-9: Entwicklung von Energiebezug und PV-Einspeisung im Vergleich**

Abschließend gibt Abbildung 3-10 einen Überblick über die Bucht *Gaidouromantra*, wie sie sich in den Jahren 2001 und 2004 darstellte. Die dezentral aufgebauten PV-Generatoren fallen im Vergleich zu den Häusern nicht auf. Das neugebaute Haus ist seit Ende 2003 an das Mini-Netz angeschlossen. Die Erweiterung war problemlos möglich.

**Abb.3-10: Blick über die Bucht *Gaidouromantra* im Mai 2001 (links) und im Mai 2004 (rechts). Das neue Haus ist im mittlerer Bildbereich zu sehen.**



## 4 Zusammenfassung und Ausblick

Die Pilotanlagen der *Starkenburger Hütte* sowie der Bucht *Gaidouromantra* der griechischen Insel *Kythnos* werden vorgestellt. Dies geschieht insbesondere vor dem Hintergrund der Innovationen aus dem FuE-Bereich der Modularen Systemtechnik.

Im rauen Bergklima der Stubaitaler Alpen konnte bereits 1997 gezeigt werden, dass der Einsatz von handelsüblichen Strangwechselrichtern, wie sie bei verbundnetzgekoppelten PV-Anlagen Verwendung finden, problemlos möglich ist. Die verwendeten rahmenlosen PV-Module zeigen auch nach 8 Betriebsjahren keinerlei Verschleißerscheinungen.

Der Einsatz von bidirektionalen Batteriewechselrichtern hat sich in Verbindung mit einem guten Batteriemangement bewährt. Das Konzept der *BacTERIE* ermöglicht einen platzsparenden Aufbau der Batterie-Wechselrichter-Einheit unter Berücksichtigung von normativen Installationsanforderungen und einem aktiven Management der Batterietemperatur zur Erhöhung deren Brauchbarkeitsdauer.

Die Verwendung von verschlossenen Blei-Gel-Batterien als Energiespeicher wird auch in Zukunft Bestand haben. Neben einer guten Wareneingangskontrolle des Batterieverbandes bei der Lieferung kommt dem eingesetzten Batteriemangement bei der erreichbaren Brauchbarkeitsdauer des Verbandes eine zentrale Bedeutung zu.

Die zwischenzeitlich entwickelte und eingeführte Technologie *SELFSYNC*<sup>®</sup> ermöglicht den angepassten Betrieb von mehreren Batterie-Wechselrichtern in einer „leistungsstarken“ Phase. Bedarfsabhängig werden dabei Batterie-Wechselrichter zu- oder abgeschaltet. Dies vermindert die Betriebsverluste und kann die Standzeiten der Wechselrichter erhöhen. Der Betrieb wird seit dem Frühling 2004 erfolgreich im Mini-Netz *Gaidouromantra* demonstriert.

Bei den betrachteten Pilotanlagen spielt die Einbindung der Nutzer bzw. Betreiber in den Anlagenbetrieb eine wichtige Rolle. Mit Hilfe eines zentral installierten Kontroll- und Steuerungsfeldes ist der Hüttenwirt über den Zustand seiner Anlage informiert. Abhängig von der jeweils erwarteten Wetterlage und der Besucherzahl steuert er manuell den Betrieb des Motoraggregates mit dem Ziel einer hohen Auslastung bei minimaler Betriebsstundenzahl. Ein Wartungsfond, in welchen Hüttenpächter und Eigentümer paritätisch einzahlen, sichert den Anlagenbetrieb auch wirtschaftlich dauerhaft.

Der Betrieb eines elektrischen Mini-Netzes erfordert andere und weitergehende Strukturen. Die Anlagenkontrolle und Wartung muss zentral organisiert sein. Für einen nachhaltigen Betrieb sind geeignete Tarifmodelle erforderlich, mit denen die Dienstleistung Elektrizität kostendeckend an die Nutzern verkauft werden kann. Hier können jedoch Hemmnisse hinsichtlich rechtlichen Umsetzbarkeit bestehen.



## 5 Literatur

- /ENGLER 2001/ Engler, A., Hardt, C., Strauss, P., Vandenbergh, M.: Parallel Operation of Generators for Stand-Along Single Phase Hybrid Systems. EPVSEC, Munich, October 2001
- /ENGLER 2003/ Engler, A.: Vorrichtung zum gleichberechtigten Parallelbetrieb von ein oder dreiphasigen Spannungsquellen. Deutsches Patent Nr. 101 40 783.1
- /KLEINKAUF 1993/ W. Kleinkauf, J. Sachau, H. Hempel: Modulare Energieaufbereitung und Anlagentechnik – Strategische Ansätze zur Gestaltung PV-gerechter Systemtechnik. Forschungsverbund Sonnenenergie, Themen 92/93, Köln, 1993, S. 9-16
- /KLEINKAUF 1997/ W. Kleinkauf, F. Raptis: Elektrifizierung mit erneuerbaren Energie-Hybridanlagentechnik zur dezentralen, netzkompatiblen Stromversorgung. Forschungsverbund Sonnenenergie, Themen 96/97, Köln, 1997, S. 4-12
- /LANDAU 1998/ M. Landau, T. Krieger, C. Schmitz, P. Zacharias: Modulare Stromversorgung mit Photovoltaik für die Starkenburger Hütte. 13. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein 1998, S. 67-72
- /LANDAU 2004/ M. Landau, A. Engler, R. Geipel, T. Heinzemann, M. Rothert, P. Strauß: Vernetzung stromrichterdominierter PV-Hybridssysteme. 19. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein 2004, S. 306-311
- /ROTHERT 2001/ M. Rothert, P. Zacharias: 10 Jahre Modulare Systemtechnik - Von einer Idee zu einer Technik für das neue Jahrtausend. 16. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein 2001, S. 477 ff.
- /SCHMITZ 1996/ C. Schmitz: Vorteile einer modularen Wechselstrombatterie. In: Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik, ISET, Kassel
- /STRAUSS 2000/ Ph. Strauss, R.-P. Wurtz, O. Haas, M. Ibrahim, J. Reekers, D. Mayer, C. Trousseau, F. Perez-Spiess, T. Romanos, S. Tselepis, M. Bächler: Stand-alone AC PV Systems and Micro Grids with new Standard Power Components – First Results of two European Joule Projects „PV-MODE and MORE. 16<sup>th</sup>



European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Glasgow, 01.-05. May 2000, Proceedings of the International Conference held in Glasgow, United Kingdom, 01.-05. May 2000, Volume III, page 2613-1617