



**Institut für Solare  
Energieversorgungstechnik**

Verein an der Universität Kassel e.V.

**KASSELER SYMPOSIUM  
ENERGIE – SYSTEMTECHNIK**

Energie und Kommunikation

**13. - 14. November 2003**

**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**



## **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)

### **Programmkomitee**

Dr.-Ing. Martin Hoppe-Kilpper (Vorsitzender)  
Dipl.-Ing. M.Sc. Cornel Enßlin (ISET)  
Dr.-Ing. Oliver Haas (Uni Kassel)  
Dipl.-Ing. Kurt Rohrig (ISET)

### **Organisation**

Brigitte Klingebiel  
Cornel Enßlin

Kassel 2003



**INHALTSVERZEICHNIS**

<b>Impressum .....</b>	<b>2</b>
<b>Vorwort .....</b>	<b>5</b>
<b>Trends in Intelligent Systems, the Web and e-Services in Energy .....</b>	<b>7</b>
<i>Prof. H. Akkermans, EnerSearch, Schweden</i>	
<b>Aspekte für Planung und Betrieb von Netzen mit großer Windeinspeisung .....</b>	<b>18</b>
<i>Dr.-Ing. U. Radtke, E.ON Netz GmbH, Lehrte</i>	
<i>Dr.-Ing. W. Winter, E.ON Netz GmbH, Bayreuth</i>	
<b>Windparkmanagement – Steuer- und Regelungsmöglichkeiten im Netzbetrieb .....</b>	<b>30</b>
<i>Dr.-Ing. F. Fischer, Enercon GmbH, Aurich</i>	
<b>Kommunikation und Fehlerfrüherkennung in Windenergieanlagen: 10 Jahre Forschung am Institut für Solare Energieversorgungstechnik .....</b>	<b>35</b>
<i>P. Caselitz / J. Giebhardt, ISET e.V.</i>	
<b>Modell einer Kommunikationsschnittstelle – Von den Grundlagen bis zur Schnittstelle für die dezentrale Stromversorgung .....</b>	<b>47</b>
<i>Dr. O. Haas, Universität Kassel</i>	
<b>Planung kostenoptimaler Informations- und Kommunikations-Infrastrukturen .....</b>	<b>61</b>
<i>A. Bley / A. Zymolka, Konrad-Zuse-Zentrum für Informationstechnik, Berlin</i>	
<b>Anwendung etablierter Standards in der Kommunikation für die dezentrale Erzeugung .....</b>	<b>78</b>
<i>Dr. B. Buchholz, Siemens AG, Erlangen</i>	
<i>H. Schubert, Siemens AG, Nürnberg</i>	



<b>Energiewandlung und Kommunikation in Photovoltaikkomponenten .....</b>	<b>95</b>
<i>Dr. C. Bendel / J. Kirchhof, ISET e.V. N. Henze, Universität Kassel</i>	
<b>Sunny Beam – Innovatives Kommunikationssystem für Photovoltaik-Anlagen .....</b>	<b>108</b>
<i>T. Henne / G. Cramer (Co-Autor, SMA) / W. Reichenbächer (Co-Autor, SMA), SMA Regelsysteme GmbH, Niestetal</i>	
<b>Flexible Datenkommunikation im liberalisierten Energiemarkt – Energielogistik für den Handel mit Strom und Gas .....</b>	<b>111</b>
<i>D. Heinze, AKTIF Technology GmbH, Senftenberg</i>	
<b>Das JEVIS System – Verteiltes Management von Energie- und Betriebsdaten .....</b>	<b>126</b>
<i>Dr. P. Palensky, Envidatec GmbH, Hamburg</i>	
<b>Das Windpower Management System – Integration großer Windleistungen in die elektrische Energieversorgung .....</b>	<b>141</b>
<i>K. Rohrig, ISET e.V.</i>	
<b>Einsatzgebiete und Einsatzmöglichkeiten von Internet- Informationsportalen .....</b>	<b>150</b>
<i>H. Schmitz, Energieportal GmbH &amp; Co. KG, Essen</i>	
<b>Multifunktionale Kommunikation im Niederspannungsnetz .....</b>	<b>159</b>
<i>D. Nestle / C. Hardt / T. Loh / V. Schlebusch, ISET e.V.</i>	
<b>Betrieb und Optimierung dezentraler Anlagen .....</b>	<b>174</b>
<i>Prof. E. Handschin / H. Neumann, Universität Dortmund</i>	



## Vorwort

Unser heutiges Energieversorgungssystem wurde für die Aufgabe konzipiert, mit wenigen großen, zentralen Erzeugungsanlagen eine große Anzahl räumlich verteilter Lasten, bzw. Verbraucher zuverlässig und kostengünstig mit Energie zu versorgen. Diese Aufgabe wurde in Europa noch bis vor wenigen Jahren von Versorgungsunternehmen wahrgenommen, die in geschützten, monopolistischen Märkten von der Energieerzeugung und -übertragung bis hin zur -verteilung an den Endkunden für die gesamte Versorgungskette zuständig waren. Ausgelöst durch die EU Richtlinien zur Deregulierung der Energiemärkte und nachfolgende nationale Gesetzgebungen wurden auch in Deutschland durch Aufhebung der Gebietsmonopole und die unternehmerische Trennung entsprechend den Versorgungsaufgaben erste Schritte zur Umstrukturierung unseres Energieversorgungssystems unternommen.

Obwohl bereits heute ohne Einsatz moderner Informations- und Kommunikationstechnologien (ICT) der sichere Betrieb unseres zentralen Energieversorgungssystems nicht mehr denkbar ist, wird vermutlich der Übergang zu dezentralen Versorgungsstrukturen von einer noch stärkeren Nutzung der IC-Technologien geprägt sein. Es ist davon auszugehen, dass dabei die Energienetze immer stärker mit den Daten- und Informationsnetzen zusammenwachsen. Dieser Trend ergibt sich schon allein aus dem Umstand, dass die Anzahl der Energieerzeugungsanlagen, deren aktueller Betriebszustand überwacht werden muss, drastisch zunehmen wird, Energiemanagement-Aufgaben (einschließlich Laststeuerung) auf regionaler Ebene weiter zunehmen und Energiemengen in verstärktem Maße in Abhängigkeit von Angebot und Nachfrage an Börsen gehandelt werden. Das heißt, dass dezentrale Energieerzeugungsanlagen zunehmend über geeignete Schnittstellen verfügen müssen, um mit regionalen oder lokalen Betriebsführungseinheiten und Datenerfassungssystemen (SCADA) sowie verteilten dezentralen Regelungseinheiten (DCS) über das Internet/Intranet kommunizieren zu können. Darüber hinaus sind zunehmend ICT-Lösungen im Bereich von Informationssystemen und Datenbanken, Betriebsüberwachung und Energieprognosen, Fernüberwachung und Ferndiagnose, Schalt- und Schutzeinrichtungen, Zähl- und Abrechnungswesen, sowie standortspezifische Optimierungen der Betriebsführung notwendig.

Dieses 8. Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik richtet sich an ein ingenieurtechnisches Fachpublikum und soll einen Überblick über den Stand der Technik, neueste Trends und praktische Erfahrungen aus dem Bereich "Energie und Kommunikation" im Umfeld der dezentralen Energieversorgung vermitteln. Die Vorträge reichen dabei



von Kommunikationsschnittstellen für die dezentrale Energieerzeugung über Management- und Monitoring-Systeme für Offshore-Windparks bis hin zur Energielogistik für den Handel mit Strom und Gas.

Auch im Namen des gesamten Programmkomitees möchte ich mich bei allen Referenten ganz herzlich für ihre Beiträge zum Kasseler Symposium bedanken. Ein besonderer Dank gilt auch den Kolleginnen und Kollegen vom „Info-Service“ für die vorzügliche Organisation und Öffentlichkeitsarbeit sowie den Kolleginnen aus der Grafikabteilung für die Erstellung der Programmbroschüren, Poster und des Tagungsbands. Vielen anderen Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern des ISET sei gedankt für die umfangreiche Unterstützung die notwendig ist, um eine solche Veranstaltung erfolgreich durchzuführen.

Dr.-Ing. Martin Hoppe-Kilpper

Bereichsleiter Information und Energiewirtschaft

Vorsitzender des Programmkomitees

Alle Beiträge stehen auch im Internet unter [www.iset.uni-kassel.de](http://www.iset.uni-kassel.de) zur Verfügung.



# Trends in Intelligent Systems, the Web, and e-Services in Energy

Prof.Dr. J.M. (Hans) Akkermans  
Free University Amsterdam VUA, The Netherlands  
and EnerSearch AB, Malmö, Sweden  
Tel.: +31 20 444 7718 Fax: +31 653 254 053  
Email: [elly@cs.vu.nl](mailto:elly@cs.vu.nl), [Hans.Akkermans@enersearch.com](mailto:Hans.Akkermans@enersearch.com)  
World Wide Web: <http://www.cs.vu.nl/bi> and <http://www.enersearch.com>

## 1 Introduction

I briefly review the recent progress made in the area of knowledge-based technologies and distributed intelligence on the Internet and Web. I will particularly discuss two major ongoing developments in distributed intelligence: (1) the next, intelligent WWW generation known as the Semantic Web; and (2) intelligent agents and multi-agents systems as a distributed software architecture particularly suited to new electronic applications in an inherently networked and decentralized environment. These ICT developments will strategically impact the energy industry sector, for example by enabling new electronic energy services. This is illustrated by some recent results from international research projects, market studies and industrial field experiments.

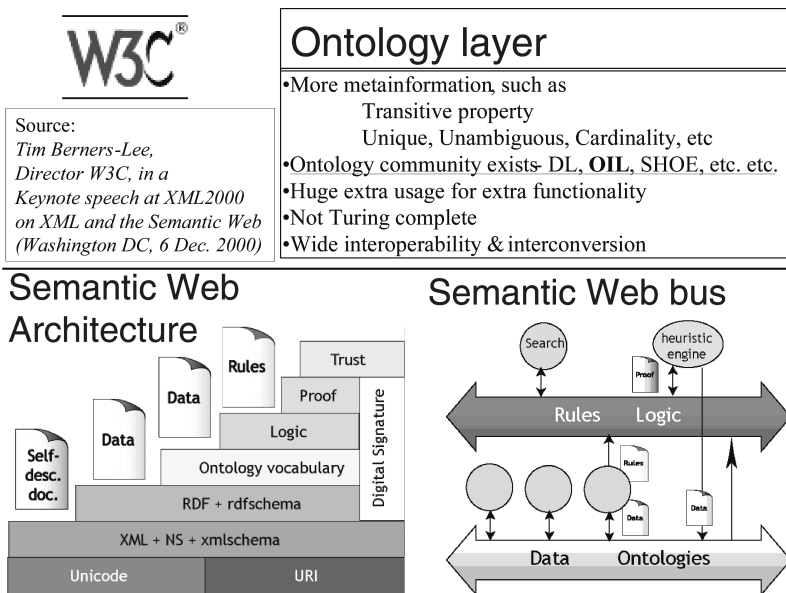
## 2 WWW's Next Generation: The Semantic Web

An exciting development in current intelligent information processing is the Semantic Web (cf. [Berners-Lee et al., 2001] [Davies et al., 2003]) and the innovative applications it promises to enable. The Semantic Web will provide the next generation of the World Wide Web. The current Web is a very interesting and successful, but also passive and rather unstructured storage place of information resources. This makes it increasingly difficult to quickly find the right information you need, a problem that becomes even more pressing with the scaling up of the Web. The vision of the Semantic Web is to make the Web from a passive information store into a proactive service facility for its users. This is done by equipping it with information management services, based on semantic and knowledge-based methods, that let the Web act - in the eyes of its users - as understanding the contents and meaning (rather than just the syntax) of the many information resources it contains and, moreover, as capable of knowledge processing these resources. In the words of Tim Berners-Lee, credited as the inventor of the Web,



and now director of W3C: “*The Semantic Web will globalise knowledge representation, just as the WWW globalised hypertext*”. This globalised semantic approach offers concrete research lines how to solve the problem of interoperability between systems and humans in a highly distributed but connected world.

Designing the infrastructure of the Semantic Web poses major technical and scientific challenges. This is already evident if we look at the envisaged technical architecture of the Semantic Web (see Figure 1) that somewhat resembles a delicately layered cake made from a variety of cyberspace ingredients.



**Figure 1: Ingredients and envisaged technical architecture of the Semantic Web.**

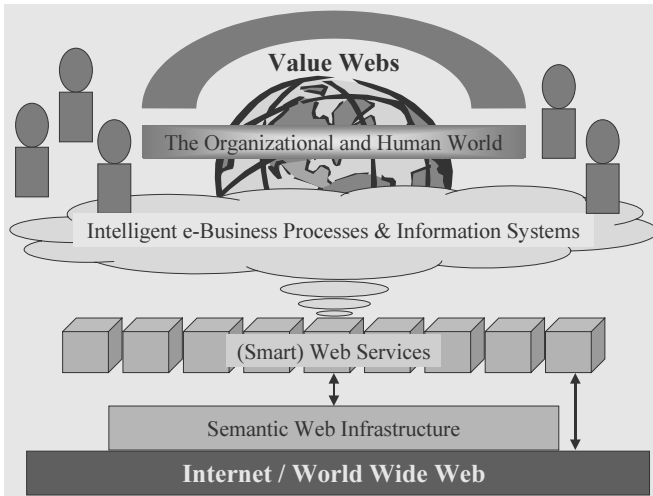
Some of these ingredients are based on combining existing results and experiences that stem from research areas such as intelligent systems, knowledge representation and reasoning, knowledge engineering and management, or ontology and agent technology. Others are still in the process of invention. Recent progress is reported in e.g. [Davies et al., 2003], [Iosif et al., 2003].

Challenging and interesting as this is, it is a necessary but not yet sufficient condition to realize the full potential of the Web. For a comprehensive R&D strategy it is necessary to look at the broader picture (depicted in Figure 2) of the Semantic Web: how it is going





to be useful in practical real-world applications, and how it will interact with and be beneficial to its users.



**Figure 2: The broader picture: Semantic Web infrastructure, smart services, e-applications and their human-world context.**

The ongoing worldwide research effort related to the Semantic Web currently shows an emphasis on those technological issues that are indicated in Figure 2 as web infrastructure and, to a lesser extent, smart web services. This is highly important research because generic semantic infrastructure (such as web ontology languages and content libraries) and associated generic smart web services (such as semantic search, semantic browsing, reasoning, knowledge processing and ontology management services) are a *conditio sine qua non* for the Semantic Web.

Nevertheless, it is also important to look already from the start from an *outside-in* perspective. What are the new business, domain, or user/customer applications that are not yet possible today but will be tomorrow as a result of the Semantic Web? Why would businesses, markets or individuals be willing to adopt such innovations?

After all, many great innovations fail or have very long lead times because of significant upfront investments. These are in many cases not just of a financial nature: in addition they require behavioural or -even more problematic- cultural changes from their adopters (whether individuals or organizations). We must recognize that the Semantic Web is such a great innovation. Consequently, there is no reason to assume that the new wave

of intelligent information processing is immune to the age-old established social laws that govern innovation adoption [Rogers, 1995].

### 3 Distributed intelligence: agents and electronic services in energy

To illustrate some of the pertinent issues I will consider a few specific examples of advanced intelligent information processing that aim the creation and introduction of innovative e-applications for end users (the third level in Figure 2). In addition to the Web becoming smarter (which is denoted by the Semantic Web effort), it will also become more universal in the sense that it will not just connect computers, but essentially any device. This is variously referred to as “ambient intelligence”, “universal connectivity” or “pervasive computing”. Mobile commerce applications are one step in this direction, but basically all equipment, including home appliances such as personal audio and video, telecom and home control systems, and even heaters, coolers or ventilation systems, will become part of the Web. This enables a broad spectrum of e-applications and e-services for end consumers in many different industry areas: home security, e-health, e-entertainment, e-shopping, distance learning, digital media services, and smart buildings that are able to manage themselves. All of these new imagined e-services are technically challenging, but will also require and induce different behaviours and attitudes from the end consumers as well as from the businesses delivering these e-services.



**Figure 3: Smart building field experiment site at ECN, Petten, The Netherlands.**

As a specific example, we take smart buildings. With several colleagues from different countries, we are researching how smart buildings can serve those who live or work in it [Ygge & Akkermans, 1999], [Gustavsson, 1999], [Kamphuis et al., 2001]. This work has progressed to the point that actual field experiments are carried out (Figure 3), whereby



the social aspects are investigated as an integrated part of the research. One of the issues studied is comfort management: how buildings can automatically provide an optimally comfortable climate with at the same time energy use and costs that are as low as possible.

Technically, smart comfort management is based on intelligent agents (so-called *HomeBot* agents, see e.g. [Ygge and Akkermans, 1999], [Gustavson, 1999]) that act as software representatives of individual building users as well as of various types of equipment that play a role in the energy functionality, usage and production in a building (e.g. heaters, sun-blinds, ventilators, photovoltaic cells). These *HomeBot* agents communicate with each other over Internet and various communication media, and negotiate in order to optimise the overall energy efficiency in the building. This optimisation is based on multi-criteria agent negotiations taking place on an electronic marketplace. These take place in the form of a multi-commodity auction, where energy is being bought and sold in different time slots. They are based on the current energy needs, local sensor data, model forecasts (e.g. weather, building physics), and the going real-time power prices. The e-market outcome then determines the needed building control actions in a fully distributed and decentralised way.

The calculation model optimises the total utility, which is a trade-off between cost and comfort, over the coming 24 hours, taking into account both the customer preferences and the actual energy prices. This optimisation is redone every hour, because expected energy prices, outside temperatures, etc. may change, which results in different optimal device settings. Needed forecasts of comfort aspects in a building are based on simple thermodynamic climate models. Energy prices are in general known a certain period (typically 24 hours) in advance. The system reacts on electricity prices, trying to use as little energy as possible when prices are high. In simulations we have concentrated on two dimensions: the economic aspect and the inside climate.

The economic aspect is illustrated by a scenario featuring two archetypes: Erika, a yuppie who wants to make no concessions to her comfort level whatsoever irrespective of cost; and Erik, a poor student who wants to keep comfort levels acceptable when at home, but also needs to economise as much as possible. Some typical results are presented in Figure 4. They do show that significant savings without loss of comfort are possible in smart self-managing buildings.

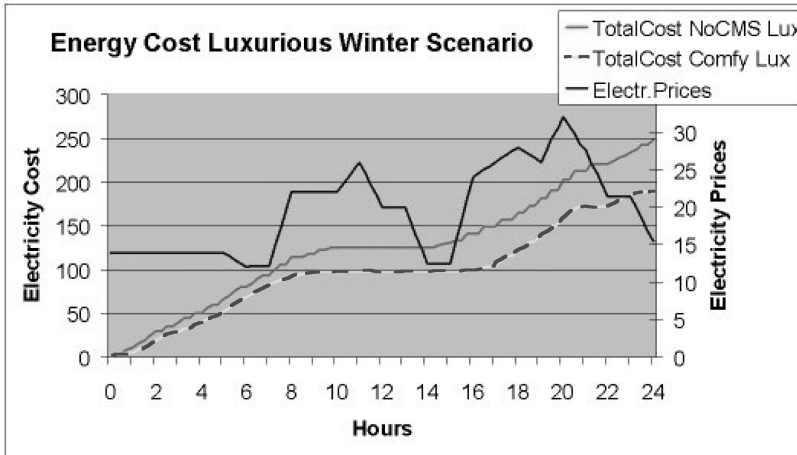


Fig. 4a

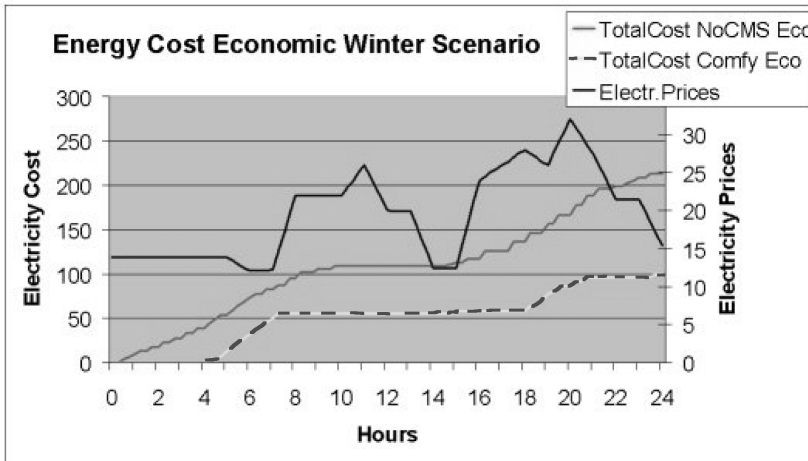


Fig. 4b.

Figure 4: Cumulative costs for a smart building scenario on a Winter day in Holland: savings vary from 20 % in the luxurious setting (yuppie Erika, Fig. 4a) to 45 % in the economic setting (student Erik, Figure 4b).

There are several general points beyond the specific e-application that are worth noting here in the context of intelligent information processing. First, most current multi-agent



applications carry out information and transaction services. This application does that as well but it goes a significant step further: it is an example where agents carry out control tasks through an electronic marketplace that is a fully decentralized and large-scale alternative to common industrial central controllers [Ygge & Akkermans, 1999].

Secondly, technical and social considerations come together in the notion of comfort. In this application, comfort is the specialization of what counts as “*customer satisfaction*”, an inherently qualitative and perceptual notion for most customers:

- People will typically be able to say whether or not they “like” the climate in a building, but they will find it extremely hard to make this explicit beyond qualitative statements.
- Comfort is a personal concept: users will generally differ in to what extent a given building climate is perceived as comfortable, and what climate they personally prefer.
- Comfort is a sophisticated multi-dimensional concept, as it causally depends on many interacting factors such as air temperature, radiant temperature, humidity, air velocity, clothing, and a person’s metabolism (a measure of the person’s activity).
- Delivering comfort in buildings is an economic issue: from marketing studies it is known that the financial costs of energy and equipment needed for heating, cooling, air quality, and climate control are key issues for customers and building managers.

Generally speaking, distributed intelligence techniques will require not only technological research: social and economic studies need to be integrated in a holistic fashion. Agent technology is promising for many more applications than the ones discussed above: the EU-project CRISP is developing agent applications for a variety of novel scenarios in Distributed Energy Resources (DER) including demand-supply matching, decentralized network control and intelligent load shedding. The EU-project BUSMOD investigates new, networked business models for DER.

#### **4 The social challenge: business and market logics**

Intelligent information processing will become a societal success only if it is able to deal with three very different logics of value, that are stated in terms of not necessarily compatible considerations of technology, business models, and market adoption (Figure 5).

To start with the market considerations, the recent rise and fall of many e-commerce initiatives is testimony to the importance of correctly understanding the market logics. Extensive customer surveys were done related to the applications discussed in the pre-

vious section, with interesting conclusions ([Sweet et al., 2000], [Olsson and Kamphuis, 2001], [Jelsma, 2001]) such as:

- There actually *is* a strong customer interest in a broad variety of new-e-services, with a variability of this interest across different market segments.
- However, price and cost considerations are primary in this sector, with typically a window for incurring extra costs to the customer for new e-services of no more than 5-10 %.
- Design logics of modern buildings (cf. the one of Figure 3) can be such that they run counter to the use(r) logics, so that sometimes they prevent their users from doing the right thing, even if both share the same goal of energy efficiency or comfort optimization.

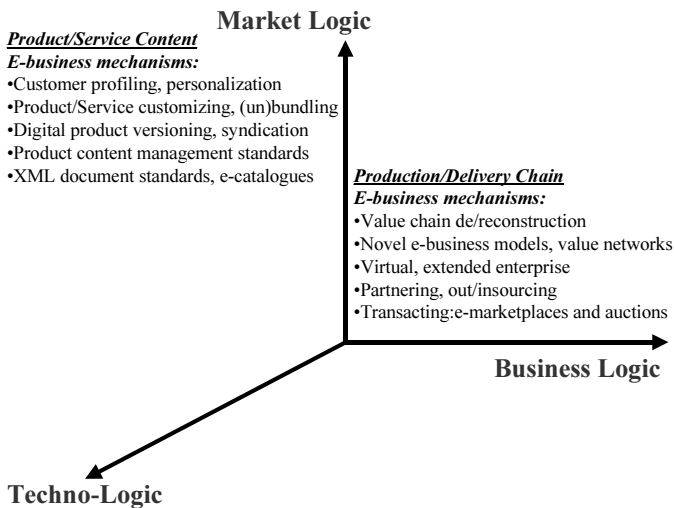
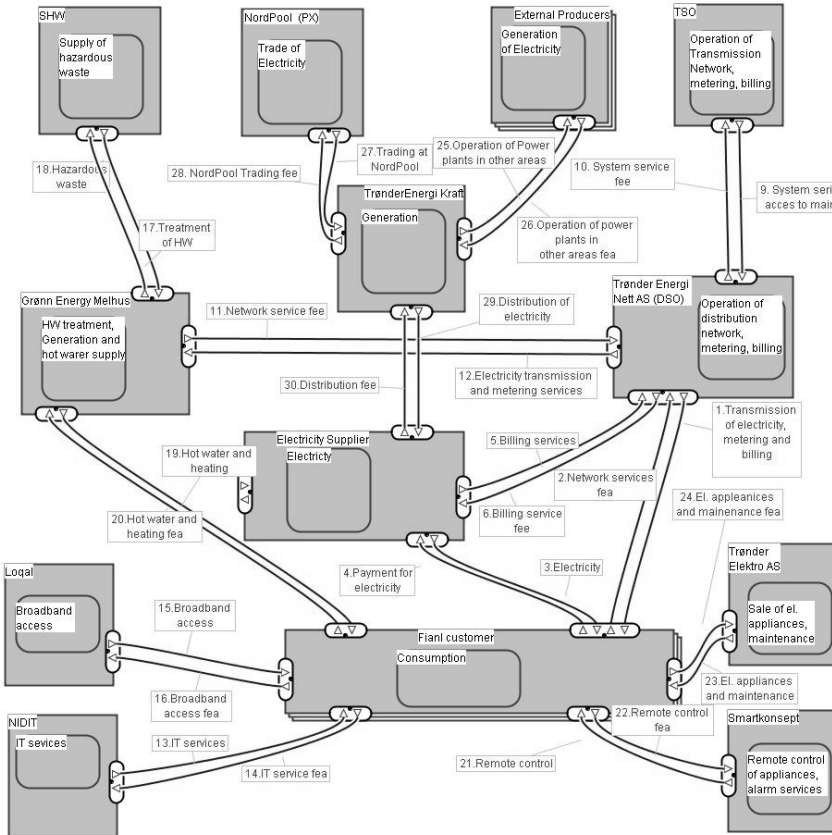


Figure 5: Three different value logics at play in e-applications [Akkermans, 2001].

Market logics refer to the demand side. Business logics refer to the supply side. Due to the developments of the World WideWeb, the same (digital) product or service can be created by wholly different value constellations. The degrees of freedom in designing business models have therefore significantly increased. An example of this is depicted in Figure 6. It shows a highly networked business model [Gordijn and Akkermans, 2001; Gordijn, 2002, Gordijn and Akkermans, 2003] relating to the offering of a whole bundle of utility-offered services (as considered in the OBELIX EU project; the BUSMOD project is investigating similar networked business models for distributed power generation and



DER). Clearly, many actors play a role, last but not least the customer, and establishing the business case for all actors is thus an important but non-trivial exercise. For example, it requires a thorough sensitivity analysis with respect to changes in important financial parameters in the business model. Such considerations similarly apply in the discussed smart building services, because many actors come into play also there and there is quite some freedom in designing the value constellation.



**Figure 6: Networked business model for new service bundles in energy by TrønderEnergi AS, Norway. The model is based on a methodology by the Free University Amsterdam, and developed for this case by SINTEF Energy Research in the EU-project OBELIX.**

Generally, distributed intelligence must ultimately enable the creation of *value webs*. Hence, there is a clear need to develop scientifically grounded business analysis tools



that help in understanding and designing the intertwined business-technology aspects of the next wave of intelligent information processing applications.

## 5 Conclusion

We are on the eve of a new era of intelligent information processing as a truly promising development centred on the Internet, the (Semantic) Web, and their distributed information system applications. In order to realize its full potential, however, we have to take it for what it is: a great innovation. This implies that we simultaneously have to address the technological, social, and business considerations that play a role in innovations and their adoption by the society at large.

**Acknowledgements.** This work has been partially supported by the European Commission, in the context of the projects OBELIX (project no. EU-IST-2001-33144; <http://obelix.e3value.com>), BUSMOD (project no. EU-EESD-NNE5-2001-00256; <http://busmod.e3value.com>), and CRISP (project no. EU-EESD-NNE5-2001-00906; <http://www.ecn.nl/crisp>).

## 6 References and further reading

[Akkermans, 2001] J.M. Akkermans: *Intelligent E-Business – From Technology to Value*, IEEE Intelligent Systems, Vol. 16, No. 4 (July-August 2001), pages 8-10.

(<http://computer.org/intelligent>).

[Berners-Lee et al., 2001] T. Berners-Lee, J. Hendler, and O. Lassila: *The Semantic Web*, Scientific American, May 2001.

[Davies et al., 2003] J. Davies, D. Fensel, and F. van Harmelen (Eds.): *Towards The Semantic Web – Ontology-Driven Knowledge Management*, Wiley, Chichester, UK, 2003.

[Gordijn & Akkermans, 2003] J. Gordijn and J.M. Akkermans: *Value-Based Requirements Engineering: Exploring Innovative E-Commerce Ideas*, Requirements Engineering journal, Vol. 8 (2003), pages 114-134 (Also available from the website of Springer-Verlag, 15 May 2003).

[Gordijn, 2002] J. Gordijn: PhD Thesis Free University Amsterdam VUA, June 2002. (See also <http://www.cs.vu.nl/~gordijn/>).

[Gustavsson, 1999] R. Gustavsson: *Agents with Power*, Communications of the ACM, Vol. 42, No. 3 (March 1999), pages 41-47.





[Iosif et al., 2003] V. Iosif, P. Mika, R. Larsson, and J.M. Akkermans: *Field Experimenting with Semantic Web Tools in a Virtual Organization*, in [Davies et al., 2003], Chapter 13, pp. 219-244.

[Kamphuis et al., 2001] R. Kamphuis, C. Warmer, and J.M. Akkermans: *SMART - Innovative services for smart buildings*. In ISPLC-2001, Proceedings of the 5<sup>th</sup> International symposium on Power-Line Communications and Its Applications, pp. 231-236. Lund University, Sweden, 2001.

[Jelsma, 2001] J. Jelsma: *The SMART System And Its Test Building: Matching Design Logics*, Netherlands Energy Research Foundation ECN, Report ECN-C-02-008, Petten, The Netherlands, December 2001.

[Olsson & Kamphuis, 2001] M. Olsson and R. Kamphuis: *Market Survey of Last-Mile Communication Services Using PLC*, PALAS EU-IST-1999-11379 Project Deliverable D9, Netherlands Energy Research Foundation ECN, Unit DEGO, Petten, NL, June 2001.

[Rogers, 1995] E.M. Rogers: *Diffusion of Innovations*, 4<sup>th</sup> Ed., The Free Press, New York, 1995.

[Sweet et al., 2000] P.S. Sweet, M. Olsson, and J.M. Akkermans: *PLC Service Business Model Development and Market Survey Instrument*, PALAS EU-IST-1999-11379 Project Powerline as an Alternative Local Access, Deliverable D7, EnerSearch, Malmö, Sweden, December 2000. (Available from <http://palas.regiocom.net> and <http://www.enersearch.se>).

[Ygge & Akkermans, 1999] F. Ygge and J.M. Akkermans: *Decentralized Markets versus Central Control - A Comparative Study*, Journal of Artificial Intelligence Research Vol. 11 (1999), pages 301-333 (<http://www.jair.org>). (Related work, see: <http://www.enersearch.com>).



## **Aspekte für Planung und Betrieb von Netzen mit großer Windeinspeisung**

Dr.-Ing. Uwe Radtke, E.ON Netz GmbH, Lehrte  
Dr.-Ing. Wilhelm Winter, E.ON Netz GmbH, Bayreuth

E.ON NetzRegionalzentrum Nord  
Vor dem Nordwald 14  
31275 Lehrte  
Tel.: +49 (0) 5132 88 2952 Fax.: +49 (0) 5132 88 2276  
uwe.radtke@eon-energie.com  
www.eon-energie.com

### **Kurzfassung**

Die derzeitigen technischen Grenzen der Windenergieeinspeisung werden für eine prognostizierte Entwicklung aufgezeigt. Der erforderliche Netzausbau, die Bereitstellung von Regelleistung und die daraus erwachsenen Kosten werden abgeleitet. Das Abschalten von Kraftwerksblöcken bei Windenergieeinspeisung verringert die Kurzschlussleistung des Netzes und stellt Netzplanung und –betrieb vor eine neue Herausforderung bei der Einhaltung der Versorgungsqualität.

### **1 Einleitung**

Der in den letzten Jahren zu verzeichnende hohe Zubau an regenerativen Energieerzeugungsanlagen dient weitgehend der Windenergienutzung. Im Zusammenhang mit dem absehbaren Zubau von Offshore-Windparks und dem Repowering von Onshore-Windvorrangflächen werden Auswirkungen auf den Betrieb des Verbundnetzes erwartet.

Für den Netzbetreiber steht dabei die Aufrechterhaltung der Versorgungsqualität an erster Stelle. Gleichzeitig ist er laut EEG dazu verpflichtet, Strom aus regenerativer Erzeugung prioritär ins Netz aufzunehmen.

Es ergibt sich eine Reihe von neuen Anforderungen an die Führung des Verbundnetzes und an die zukünftigen Netzkonzepte. Der Beitrag gibt einen Überblick über die abseh-



bare Entwicklung bei E.ON Netz und zeigt netztechnische und betriebliche Aspekte und deren Konsequenzen auf.

## **2 Stand und sich abzeichnende Entwicklung der installierten Einspeiseleistung**

In der Regelzone von E.ON Netz waren Mitte des Jahres 2003 Windenergieanlagen mit einer Einspeiseleistung von ca. 6.000 MW installiert. Der überwiegende Teil ist dabei an die Mittelspannungsnetze in Norddeutschland angeschlossen. Durch die spezifische Leistungserhöhung der heute verfügbaren Anlagen und die Bildung von Betreibergemeinschaften werden in zunehmendem Maße Großwindparks an das Hoch- und Höchstspannungsnetz angeschlossen. Die aktuelle Situation im nördlichen E.ON Netz erfordert höhere Anforderungen an die Betriebsführung hinsichtlich der Bereitstellung von Regelleistung aus den Kraftwerken. Zukünftig wird ein operatives Erzeugungsmanagement zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit eingeführt werden, das eine Reduzierung der eingespeisten Leistung aus Windenergieanlagen in netzgefährdenden Situationen durch die Netzführung ermöglicht werden.

Im Jahre 2005 wird im nördlichen E.ON Netz-Bereich mit einer installierten Onshore-Leistung von ca. 8.000 MW zu rechnen sein. Grundlage hierfür sind die im Rahmen der Landesraumplanungen ausgewiesenen Vorrangflächen für WEA. Darüber hinaus liegen bei E.ON Netz (Variante Offshore E) derzeit Anfragen von Offshore-Projekten von ca. 20.000 MW vor, während die Bundesregierung (Variante Offshore BR) nur von 10.000 MW ausgeht.

Welche der Projekte letztendlich realisiert werden, ist zur Zeit ebenso unklar wie die Auswirkungen des Repowering – d. h. der Ersatz von bestehenden Anlagen durch leistungsstärkere Einheiten auf den ausgewiesenen Windvorrangflächen. Bild 1 zeigt eine Prognose für die E.ON-Regelzone.

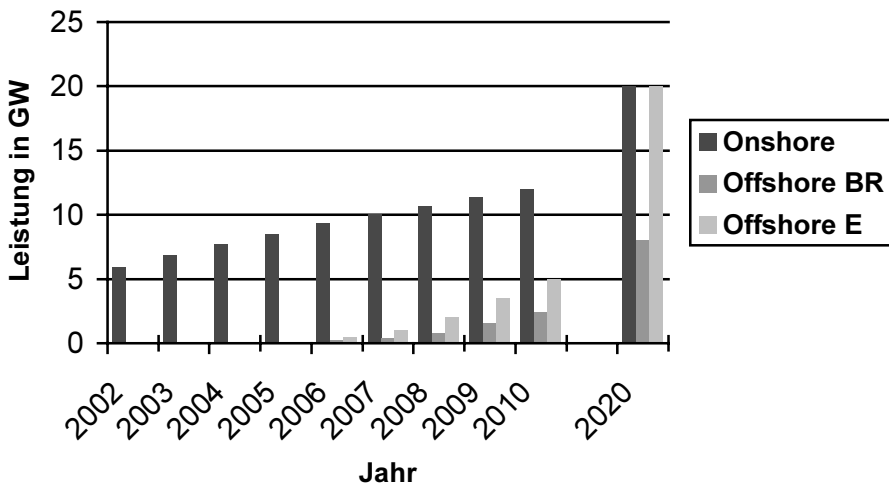


Bild 1: Prognostizierte Entwicklung der Windenergieeinspeisung in der E.ON-Regelzone

### 3 Grenzen der Windenergieeinspeisung und Netzausbau

Die Windenergieeinspeisung ist eine stochastische Erzeugung, die auf Grund der meteorologischen Einflüsse nur eingeschränkt vorhersagbar ist. Als wesentlicher Unsicherheitsfaktor zeigt sich hierbei die Prognosegenauigkeit der zeitlichen Entwicklung der Wetterlage.

Die Aufnahme der Energie aus WEA-Erzeugung führt bei den o. a. Zuwachsraten zum Erreichen der technischen Grenzen, die sowohl regional als auch hinsichtlich der betrachteten Spannungsebene auf unterschiedliche netztechnische Kriterien zurückzuführen sind. Dies sind im Einzelnen thermische Betriebsmittelgrenzen, Blindleistungs- und Spannungsstabilität sowie die Stabilität der Netzfrequenz.

Thermische Überlastungen treten auf, wenn der Abtransport der Einspeisung aus WEA die regional verfügbare Übertragungskapazität des Netzes überschreitet. Beispielhaft sind hier zur Zeit die Hoch- und Höchstspannungsnetze in den küstennahen Regionen zu nennen.

Der zunehmende Anschluss von Großwindparks und insbesondere die Aktivitäten im Offshore-Bereich können ohne geeignete Gegenmaßnahmen zu weiteren limitierenden

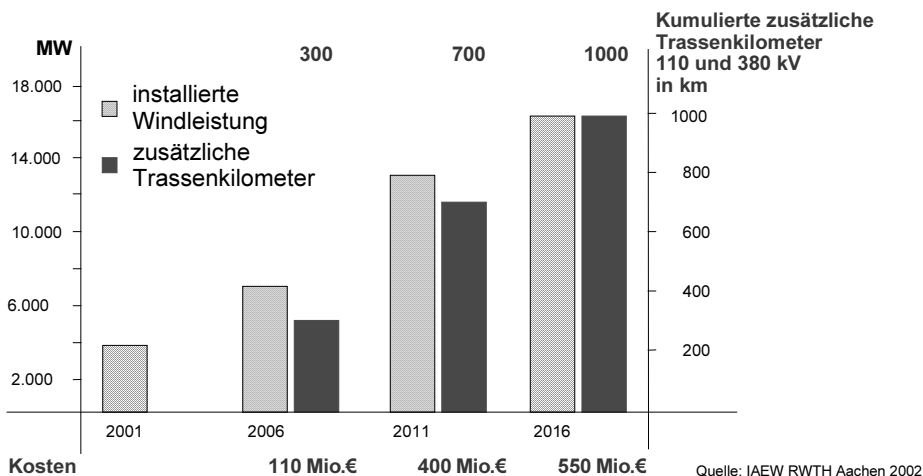


Kriterien auf Grund einer defizitären Blindleistungsbereitstellung und/oder eines gestörten dynamischen Systemverhaltens führen. Unterstellt man eine weitere Verdrängung von Großkraftwerken entsprechend der geplanten WEA-Kapazitäten, kann für bestimmte Betriebsfälle die Stabilität des Gesamtsystems nur noch eingeschränkt oder gar nicht mehr gewährleistet werden. Diese Situation kann zu großflächigen Störungen im europäischen Verbundnetz führen, die Versorgungsunterbrechungen nach sich ziehen können. E.ON Netz führt hierzu derzeit umfangreiche quasi-stationäre und dynamische Netzberechnungen durch.

Erste Ergebnisse machen deutlich, dass sich zur Aufrechterhaltung eines zuverlässigen Betriebes des Hoch- und Höchstspannungsnetzes erweiterte technische Anforderungen an die WEA ergeben, die letztlich von den Windparks ein ähnliches Betriebsverhalten wie von Kraftwerken fordern.

Die jetzt gültigen "Technischen Regeln für den Netzanschluss" von E.ON Netz wurden bedingt durch die Erfordernisse entsprechend erweitert. Außerdem ist absehbar, dass die geplanten Off-shore-Projekte Netzverstärkungen im Höchstspannungsnetz notwendig machen. E.ON Netz befindet sich hierzu im Dialog mit den betroffenen deutschen und europäischen Übertragungsnetzbetreibern.

Bedingt durch die Entwicklung im Offshore-Bereich werden die derzeit notwendigen und bereits beantragten Netzausbaumaßnahmen nach Anzahl und Umfang erheblich zunehmen. Bild 2 gibt einen Überblick für eine mögliche Entwicklung innerhalb der Regelzone von E.ON Netz und zeigt einen proportionalen Zusammenhang zwischen der Entwicklung von installierten WEA-Leistung und dem Zubau von Freileitungen.



**Bild 2: Prognostizierte Netzausbaukosten**

Da es sich hierbei um eine Prognose für den Windenergiezuwachs von 2001 handelt, die auch Bild 3 zu Grunde liegt, liegen die Werte für die installierte Leistung deutlich unter den im Bild 1 gezeigten Werten. Wesentliche Aussage ist jedoch der Zusammenhang zwischen installierter Windleistung und Trassenkilometern bzw. Kraftwerksreserve. Mit Blick auf die notwendigen Genehmigungsverfahren ist allerdings fraglich, ob die Realisierbarkeit von Netzausbaumaßnahmen mit der Entwicklung Schritt halten kann.

Ferner erfordert die Höhe der aktuell möglichen Windeinspeisung ein komplexes Engpassmanagement zur Gewährleistung der Netzsicherheit, der Aufrechterhaltung der Versorgungsqualität und einer diskriminierungsfreien Vermarktung des Netzzuganges.

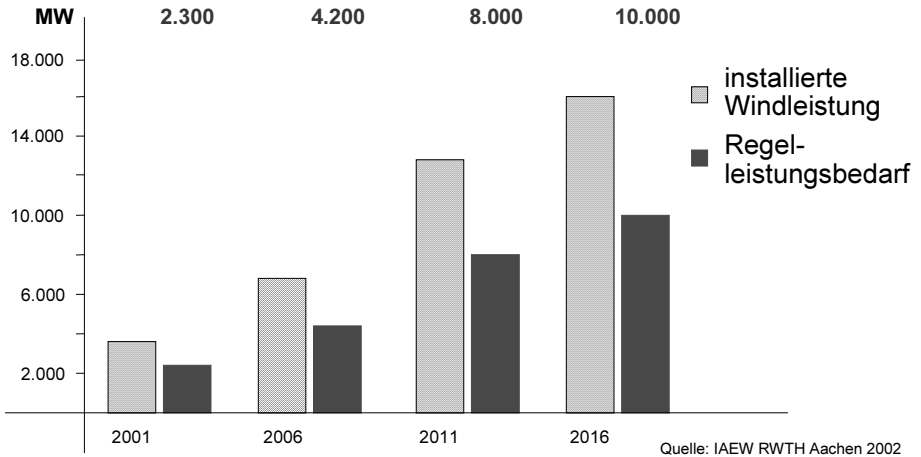
Das Engpassmanagement erfolgt durch Schaltzustandsänderungen und zunehmend durch Redispatching, d. h. durch Reduzierung oder Verlagerung der Erzeugung aus Kraftwerken. Angestrebt wird dabei eine Verbesserung der Windprognose, die ihrerseits zu einer Verbesserung der Engpassprognose führt, um dem stochastischen Phänomen der Windeinspeisung Rechnung zu tragen.

Als letztes Mittel zur Aufrechterhaltung der Netzsicherheit dient das Erzeugungsmanagement, d. h. die Reduzierung der eingespeisten WEA-Leistung im Falle einer Gefährdung für Betriebsmittel und System.



## 4 Windprognosefehler und Kraftwerksreserve

Die Kraftwerksreserve, die für den Wind in der E.ON-Regelzone vorzuhalten ist, wird bei steigendem WEA-Anteil vorrangig vom Prognosefehler der WEA-Einspeiseleistung bestimmt. Zur Aufrechterhaltung des derzeitigen, allgemein üblichen Zuverlässigkeitsniveaus in der E.ON-Regelzone müssen bei einem WEA-Ausbau von 16 GW maximal rund 10 GW und damit ein Vielfaches des heutigen Wertes an Kraftwerksreserve vorgehalten werden.



**Bild 3: Prognostizierter mittlerer Regelleistungsbedarf**

In diesem Zusammenhang ist die Frage von Interesse, ob bei einem ähnlich starken WEA-Zubau in den anderen Regelzonen und innerhalb des UCTE-Verbundes überhaupt ausreichend Reserveleistung zur Verfügung steht und die vorhandenen Verbundkuppleitungen die erforderlichen Leistungen zusätzlich übertragen können.

## 5 Betrieb mit verringerter Kurzschlussleistung

Im Netz wird die Kurzschlussleistung im Wesentlichen von Synchrongeneratoren zur Verfügung gestellt. Eine Verringerung der Kurzschlussleistung durch den Einsatz von Erzeugungsanlagen mit Pulswechselrichtern oder durch das Erfordernis des Entkop-



peln von Erzeugungsanlagen bei Netzfehlern hat Auswirkungen auf den Netzschutz und auf die Spannungsqualität.

Geringe Kurzschlussleistung bedeutet, dass der bei einem Kurzschluss im Netz entstehende Spannungseinbruch räumlich sehr ausgedehnt ist und entsprechend viele Netznutzer beeinträchtigt werden. Erzeugungseinheiten, die mit unverzögert wirkenden Entkuppelungseinrichtungen gemäß den bisher geltenden Anforderungen /VDEW 1998/ ausgestattet sind, würden weiträumig entkuppeln. Dies kann, besonders wenn die ausgefallene Leistung die Primärregelleistung des UCTE-Netzes überschreitet, zu instabilen Netzzuständen bis hin zum Netzzusammenbruch führen. Aus diesem Grund schreiben die Netzanschlussregeln für Hoch- und Höchstspannung der E.ON Netz bei Spannungseinbrüchen ein Verbleiben der Erzeugungseinheiten am Netz vor /E.ON Netz 2003/.

Schutzeinrichtungen in elektrischen Netzen benötigen für eine ordnungsgemäße Funktion ein Mindestmaß an Kurzschlussstrom. Dies bedeutet, dass Erzeugungseinheiten, die auf einen nahegelegenen Netzfehler speisen, einen für die Funktion der Schutzeinrichtungen ausreichend hohen Strom liefern müssen. Auf sehr hohe Kurzschlussströme aus einer einzelnen, nahe gelegenen Erzeugungseinheiten kann allerdings verzichtet werden, wenn weiter entfernt liegende Erzeugungseinheiten ihren Teil zum gesamten Kurzschlussstrom beitragen. Dies bedeutet, dass in den Steueralgorithmen der Wechselrichter der Erzeugungseinheit eine spannungsstützende Funktion implementiert werden muss, die bei kleinen Spannungsänderungen vorwiegend den Winkel des Stromes dermaßen ändert, dass eine Stützung der Spannung im Netz erfolgt.

Ein weiterer Aspekt ist die Spannungsqualität, die einerseits durch die Quellen, d. h. durch Oberschwingungen und Flicker erzeugende Einrichtungen, andererseits durch die Senken, d. h. durch Oberschwingungen und Flicker absorbierende Einrichtungen, bestimmt wird. Die Erzeugung von Oberschwingungen und Flicker durch regenerative Erzeugungseinheit kann durch entsprechende Vorgaben der Netzbetreiber auf das zulässige Maß beschränkt werden. Als Senken können Synchrongeneratoren betrachtet werden. Über mögliche Auswirkungen von zumindest temporär verdrängter Kraftwerkskapazität mit Synchrongeneratoren durch andere Energieumwandlungskonzepte auf die Spannungsqualität liegen noch keine Untersuchungen vor.





## 6 Netzanschlussbedingungen

Die Mindestanforderungen für das Errichten und das Betreiben von Anlagen am Netz sind in den Netzanschlussregeln festgelegt. Sie orientieren sich an den objektiven Bedürfnissen eines störungsfreien Netzbetriebes auf der einen Seite und an den Belangen eines bedarfsgerechten Anlagenbetriebes beim Anschlussnehmer auf der anderen Seite.

Sie gelten für reine Abnehmer, Kraftwerke und für regenerative Erzeugungseinheiten. Durch ihre Einhaltung wird sichergestellt, dass

- thermische Grenzwerte
- Grenzwerte für die Spannungsstabilität und
- Grenzwerte für die Frequenzstabilität

nicht verletzt werden. Sie regeln darüber hinaus das Verhalten bei Fehlern im Netz und gewährleisten damit, dass Störungen örtlich und zeitlich eng begrenzt bleiben. Die zunehmende Installation von Erzeugungseinheiten mit anderen Konzepten als direkt ans Netz gekoppelten Synchronmaschinen erfordert, das Regelwerk den sich ändernden Bedingungen rechtzeitig anzupassen. Bei der Weiterentwicklung des Regelwerkes werden die Betroffenen (Netzbetreiber, WEA-Hersteller etc.) in geeigneter Weise einbezogen. Eine deutschlandweite Vereinheitlichung der technischen Regeln wird durch eine Richtlinie des VDN (Verband der Netzbetreiber – VDN e. V.) angestrebt.

## 7 Anforderungen an das dynamische Verhalten von WEA

Der große Zuwachs an Anzahl und Leistung der Windenergieanlagen, die andere elektrische Eigenschaften als Großkraftwerke besitzen, hat die technischen Systemeigenschaften der Energieerzeugung geändert. Während thermische Großkraftwerke nach einem Ausfall längere Zeit benötigen, um wieder in Betrieb zu gehen, sind Windenergieanlagen in der Lage, sich nach einer störungsbedingten Abschaltung nach kurzer Zeit (z.B. nach wenigen Sekunden) mit dem Netz zu synchronisieren und Wirkleistung entsprechend der Sollwertvorgaben einzuspeisen.

Demgegenüber können Windenergieanlagen bisher nicht in dem Maße Netzregelaufgaben erfüllen helfen, wie es konventionelle Kraftwerke tun, die aktiv an der Netzregelung



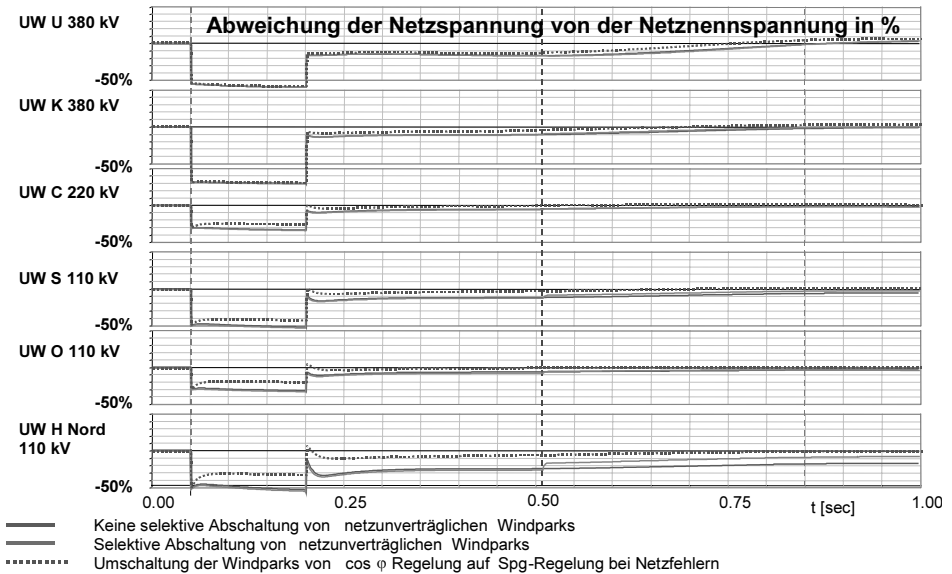
(Sekundenreserve, Leistungs-Frequenzregelung, Spannungsregelung, Bereitstellung induktiver Blindleistung, etc.) beteiligt sind.

Bedingt durch ihre größeren rotierenden Schwungmassen sind konventionelle Kraftwerke besser in der Lage, einen erheblichen Beitrag zum Kurzschlussstrom über mehrere Sekunden zu liefern, was einerseits spannungsstützend wirkt und andererseits die Netzschutzfunktionalität gewährleistet. Ein Übertragungsnetz mit überwiegend dezentralen Energieerzeugern bei gleichzeitigem Rückbau der konventionellen Kraftwerke neigt bei geringer Kurzschlussleistung zu stärkeren Spannungseinbrüchen und Frequenzschwankungen, was zum Verlust der Spannungsstabilität und der Selektivität der Netzschutzeinrichtungen führen kann.

Besonders beachtet werden muss dabei das dynamische Verhalten von Windenergieanlagen bei Netzstörungen. Aus diesem Verhalten erwachsen neue Anforderungen an Kraftwerke und insbesondere auch an Windenergieanlagen, um diese zukünftig in die Netzregelung mit einzubinden. Diese zusätzlichen Anforderungen sollen einerseits die Situation der dezentralen Energieeinspeisungen gegenüber konventionellen Kraftwerken berücksichtigen und andererseits verhindern, dass die systemtechnischen Grenzen eines sicheren Betriebs des Übertragungsnetzes nicht verletzt werden.

Gemessen an ihren Möglichkeiten, können sich moderne Windenergieanlagen an Spannungs- und Frequenzregelung, ähnlich wie konventionelle Kraftwerke beteiligen.

Zur Erhaltung und Verbesserung der Spannungsqualität ist es deshalb vorteilhaft, bei Netzstörungen und den damit verbundenen Spannungseinbrüchen eine Umschaltung von konstanter  $\cos\varphi$  - Regelung auf Spannungsregelung durchzuführen, wenn die Spannung am Windgenerator auf mehr als 10 % der Nennspannung zurückgegangen ist. Dadurch kann erreicht werden, dass die Klemmenspannung nach Fehlereintritt nicht weiter stark absinkt. Untersuchungsergebnisse zeigen, dass durch diese Maßnahme die Qualität der Netzspannung im Fehlerfall erheblich verbessert werden kann (Bild 4).



**Bild 4: Zeitlicher Verlauf der Netzspannungen in der Regelzone von E.ON Netz nach einem dreipoligen Netzfehler im 380-kV-Netz mit Fehlerklärung nach 150 ms**

Andererseits kann nach schweren Netzfehlern im 380-kV-Netz der Ausfall der installierten Windleistung durch die Spannungsregelung der Windenergieanlagen reduziert werden. Diese positive Auswirkung der neuen Anforderungen an die Windenergieanlagen könnte durch Maßnahmen des Repowerings und der Umrüstung der sich bereits in Betrieb befindlichen Anlagen in Zukunft noch verstärkt werden.

Sollten Windparks die neuen dynamischen Anforderungen nicht erfüllen können, kann es zum Schutz der regionalen Versorgungsstrukturen hilfreich sein, diese Windparks kurzzeitig vom Netz zu trennen. Dies erfordert jedoch nach Fehlerklärung eine schnelle Synchronisation der Windgeneratoren mit dem Netz und das schnelle Hochfahren der Anlagen auf den Sollwert, der vor Eintritt der Netzstörung vorgegeben war. Die gesamte Ausfallzeit sollte auf keinen Fall länger als 12 Sekunden andauern.

Nach Fehlerklärung müssen die Anlagen spätestens 2 Sekunden mit der Einspeisung von Wirkleistung beginnen und die Wirkleistung mit einem Gradienten von mindestens 10 % der Nennwirkleistung steigern. Ein Verbleiben der Windparks am Netz unter Ein-



haltung der Anforderungen bezüglich der Spannungsqualität ist aufgrund der Frequenzhaltung, die sich im gesamten UCTE-Verbund auswirkt, jedoch vorrangig anzustreben.

Eine erhebliche Verbesserung des Systemverhaltens ist zu erwarten, wenn die ausgefallenen Windparks ihre Wirkleistung spätestens 2 Sekunden nach Fehlerklärung mit einem Gradienten von 10 % der Nennwirkleistung erhöhen. Zur Einhaltung der Anforderungen sind ggf. Änderungen des Regelkonzeptes, der Dimensionierung oder Zusatzbeschaltungen erforderlich.

Für Windparks ohne Regelmöglichkeiten kann die Einhaltung der Anforderungen durch zusätzliche dynamische Kompensationseinrichtungen erreicht werden. Es ist zu erwarten, dass bei weiterem Zuwachs durch Repowering mit moderner Anlagentechnologie in Verbindung mit den neuen beschriebenen dynamischen Anforderungen an die Windparks eine erhebliche Reduzierung der maximalen Windausfallleistung möglich sein wird, so dass die systemtechnischen Grenzen wie Spannungsqualität, Spannungs- und Frequenzstabilität auch in Zukunft erfüllt werden.

## **8 Zusammenfassung**

Die Förderung der Windenergienutzung führt zu einem deutlichen Anstieg der Windeinspeiseleistung in der Regelzone von E.ON Netz. Der Transport und die Verteilung der aus Wind erzeugten Energie stoßen an technische Grenzen und schaffen Engpässe im Netz. Diese Engpässe können durch Anwendung eines lokalen Erzeugungsmanagements für einen Übergangszeitraum beherrscht werden.

Die Kurzschlussleistung in einem Netz wird im Wesentlichen von Synchrongeneratoren zur Verfügung gestellt. Eine Verringerung der Kurzschlussleistung durch den Einsatz von Erzeugungsanlagen mit Pulswechselrichtern oder durch das Erfordernis des Entkoppelns von Erzeugungsanlagen bei Netzfehlern hat Auswirkungen auf den Netzschutz und auf die Spannungsqualität. Geringe Kurzschlussleistung bedeutet, dass der bei einem Kurzschluss im Netz entstehende Spannungseinbruch räumlich sehr ausgedehnt ist und entsprechend viele Netznutzer beeinträchtigt werden.

Mittel- und langfristig erfordert der Ausbau der Windenergienutzung umfangreiche Netzverstärkungen im Hoch- und Höchstspannungsnetz insbesondere durch Zubau von Freileitungen, um den Anforderungen an eine adäquate Versorgungsqualität auch zukünftig gerecht zu werden.



Mit der Zunahme an Windeinspeisung steigt der Bedarf an Kraftwerksreserveleistung an, die immer dann eingesetzt werden muss, wenn es zur Abweichung der Ist-Werte der Windeinspeisung von der prognostizierten Windeinspeiseleistung kommt. Die Vorhaltung und der Einsatz dieser Kraftwerksreserve verursachen zusätzliche Kosten beim Übertragungsnetzbetreiber, die bundesweit gerecht zu verteilen sind.

## Literatur

- /VDEW 1998/ "Eigenerzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz – Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Eigenerzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz", Vereinigte Deutsche Elektrizitätswerke – VDEW – e.V., 2. Ausgabe 1998, Verlags- und Wirtschaftsgesellschaft der Elektrizitätswerke m. b. H. – VWEW, Frankfurt am Main
- /E.ON Netz 2003/ "Netzanschlussregeln Hoch- und Höchstspannung“ E.ON Netz GmbH, Bayreuth, 1. Juni 2003



## Windparkmanagement – Steuer- und Regelungsmöglichkeiten im Netzbetrieb

Dr.-Ing. Frank Fischer  
Enercon GmbH – R&D  
Dreekamp 5  
26605 Aurich  
Tel.: +49 (0) 4941 927-408 Fax: +49 (0) 4941 927-439  
frank.fischer@enercon.de

### 1 Einleitung

Deutschland ist bei der Nutzung der Windenergie weltweit führend, und der Anteil der Windenergie an der elektrischen Energieversorgung muss mittlerweile als substantiell bezeichnet werden. In einigen küstennahen Netzbereichen wie Nordfriesland, Dithmarschen, Ostholstein und Ostfriesland deckt die Windenergie zeitweilig nicht nur die gesamte Netzlast, darüber hinaus kann elektrische Energie in andere Regionen exportiert werden. Es ist zu erwarten, dass auch in den nächsten Jahren ein bedeutender weiterer Zubau von Windenergieanlagen erfolgen wird, wenn auch nicht mit den Steigerungsraten der letzten Jahre. Vor der Realisierung größerer Offshore-Projekte wird die Erschließung des Onshore-Potentials stehen, teilweise durch Nutzung neuer Standorte, teilweise durch Repowering, welches bereits, wenn auch in geringem Umfang, begonnen hat. In Bezug auf den Betrieb der Übertragungsnetze, die Laststeuerung und die Kraftwerkseinsatzplanung ergeben sich dadurch bedingt neue Herausforderungen, die die Integration der Windenergieanlagen in das Netzmanagement erfordern und die letztlich Windparks Kraftwerkseigenschaften zuordnen.

Durch die aktuellen Netzanschlussbedingungen für Windenergieanlagen, die national wie international neu formuliert werden, wird ein Beitrag der Windenergieanlagen zu den Systemdienstleistungen, die zur Aufrechterhaltung eines stabilen Betriebes des Energieversorgungssystems erforderlich sind, gefordert. Dies gilt insbesondere dort, wo schwache Netze oder Netzbereiche vorliegen bzw. wo eine in Bezug auf die konventionelle Kraftwerksleistung große Windenergieanlagenleistung installiert wurde. Die neuen Anforderungen beziehen sich im wesentlichen auf das Kurzschlussverhalten, den er-



weiteren Blindleistungsstellbereich und die Ankopplung an die EVU Leittechnik z.B. zur Leistungsfaktorregelung am Netzanschlusspunkt sowie zum Engpassmanagement.

In diesem Beitrag werden der derzeitige Stand der Integration von ENERCON Windenergieanlagen in das Netzmanagement betrachtet und Entwicklungstendenzen aufgezeigt.

## **1 Blindleistungsbereitstellung und Engpassmanagement**

Die Aufgaben des Netzmanagements, die durch Windparks umzusetzen sind, betreffen derzeit bzw. in naher Zukunft die Blindleistungsbereitstellung und das Engpassmanagement, mittelfristig auch die Regelleistung.

Die Blindleistungsbereitstellung mit dem Ziel, die Spannungshaltung abhängig von der Belastung des Netzes zu gewähren oder die lokale Blindleistungsbilanz auszugleichen um Übertragungsnetzkapazitäten zu optimieren, kann nach verschiedenen Kriterien erfolgen: Vorgabe eines Leistungsfaktors, eines Blindleistungsbetrages oder eines Spannungswertes am Netzanschlusspunkt. Es fehlen noch die Betriebserfahrungen, die einen der genannten Vorgabewerte prädestinieren.

Ein Engpass liegt dann vor, wenn in der aktuellen (oder prognostizierten) Lastflusssituation Grenzwertüberschreitungen im elektrischen System vorliegen oder das (n-1)-Kriterium verletzt wird. Mit dem Begriff Engpassmanagement ist eine Systematik gemeint, mit der ein aufgetretener Engpass im elektrischen Energienetz behoben bzw. ein absehbarer Engpass verhindert werden kann. Oberstes Ziel ist die Versorgungssicherheit bei gleichzeitiger maximaler Ausnutzung der vorhandenen Netzkapazität. Hinsichtlich der Entstehungsursache ist zu unterscheiden zwischen Engpässen verursacht durch Störungen, Revisionsarbeiten, Bauarbeiten oder massiver Änderung der Leistungseinspeisung. Der letztgenannte Grund ist insbesondere dort für die Windenergie zutreffend, wo ein erforderlicher Netzausbau bislang nicht erfolgte und Extrembedingungen wie Starkwind, Schwachlast und hohe Temperaturen zusammentreffen. In diesem Fall ist die eingespeiste Leistung temporär zu begrenzen.

## **2 Integration von ENERCON Windenergieanlagen in das Netzmanagement**

Bislang werden von über 40 ENERCON Windparks weltweit derartige Aufgaben übernommen.

1.) Tageszeitabhängige Blindleistungscharakteristik (Portugal)



- 2.) Mittelspannungsabhängige Blindleistungscharakteristik und / oder Leistungsreduzierung (D)
- 3.) Regelung des Leistungsfaktors am Netzanschlusspunkt (D)
- 4.) Engpassmanagement (D)
- 5.) Steuerung des Leistungsfaktors an den WEA durch die Netzleitstelle (D)
- 6.) Engpassmanagement und Regelung des Leistungsfaktors am Netzanschlusspunkt (D)
- 7.) Schnelle Regelung der Mittelspannung durch Blindleistungseinspeisung oder –aufnahme, koordiniert mit der Stufentransformatorregelung (Australien)

Mit Ausnahme der Punkte 1-3 erfordern diese Umsetzungen eine Einbindung in eine (derzeit open-loop) Regler- und Kommunikationsstruktur zwischen Windpark und Energieversorger.

Es gibt internationale Normungsbestrebungen (Communication for Control and Monitoring of Wind Power Plants, IEC 61400-25) für die Kommunikation zwischen Windpark und Energieversorger. Bis sich eine Standardisierung durchgesetzt hat, wird eine Prozessdatenschnittstelle basierend auf dem Vorschlag der E.ON (analoge Stromsignale 4-20 mA) umgesetzt.

### **3 Windparkregelungs- und Betriebsführungseinheit**

Eine für die Einbindung der Windenergie in das Netzmanagement erforderliche Komponente ist eine Windparkregelungs- und Betriebsführungseinheit (Bild 1), die derzeit als Prototyp in mehreren Windparks zum Einsatz kommt.

Aufgaben / Anforderungen sind:

- Prozessdatenschnittstelle zum Energieversorger (Steuerbefehle, Rückmeldesignale und Statusinformation)
- Regelung von Wirk- und Blindleistung am Netzanschlusspunkt
- Generierung von Steuergrößen für die angeschlossenen Windparks (unterschiedlicher Betreiber und Anlagenhersteller)
- Aufzeichnung von Betriebsdaten
- Fernwartung

Die Windparkregelungs- und Betriebsführungseinheit kommuniziert in Richtung des Energieversorgers sowie in Richtung der angeschlossenen Windparks über eine Schnittstelle, die der E.ON Spezifikation entspricht bzw. sich an diese anlehnt. Das ist derzeit die einzige, kurzfristig realisierbare Möglichkeit, auch Windparks unterschiedlicher Hersteller in ein Gesamtkonzept einzubinden. Die Modifikation, die erforderlich ist, betrifft die Neudefinition des Wertebereiches für den Leistungsfaktor (da sich der Lei-

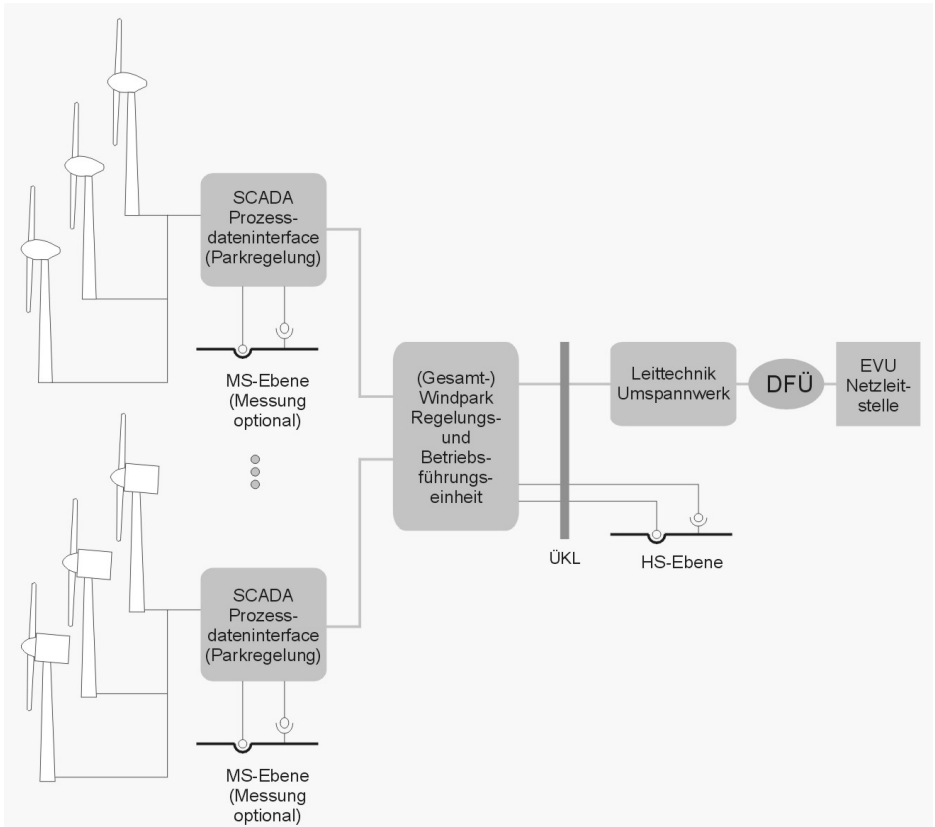




stungsfaktor an den Klemmen der Anlage erheblich vom geforderten Leistungsfaktor an den Windenergieanlagen unterscheiden kann) und die Interpretation dieses Wertes als unmittelbare Steuergröße für die Windenergieanlage.

Diese Komponente ist u.a. bezüglich folgender Kriterien auszulegen:

- Entkopplung des Zeitbereiches der Regelung von Wirk- und Blindleistung am Netzanschlusspunkt von denen unterlagerter Regelungen (einzelner Windpark, Pitchregelung) und überlagerter Regelungen (Netzbetriebsführung)
- Regelgüte (Antwortzeiten, Überschwingen, Genauigkeit)
- Ausfallsicherheit



**Bild 1: Konfiguration „Windparkregelungs- und Betriebsführungseinheit“**



## **4 Zusammenfassung**

Die zunehmende Nutzung der Windenergie bewirkt in Bezug auf den Betrieb der Übertragungsnetze, die Laststeuerung und die Kraftwerkseinsatzplanung neue Herausforderungen, die die Integration der Windenergieanlagen in das Netzmanagement erfordern und die letztlich Windparks Kraftwerkseigenschaften zuordnen.

Für die Einbindung der Windenergie in das Netzmanagement ist eine Windparkregelungs- und Betriebsführungseinheit erforderlich, die derzeit als Prototyp in mehreren hauptsächlich, aber nicht ausschließlich, aus ENERCON Windenergieanlagen bestehenden Windparks zum Einsatz kommt.



# **Kommunikation und Fehlerfrüherkennung in Windenergieanlagen: 10 Jahre Forschung am Institut für Solare Energieversorgungs- technik**

P. Caselitz, J. Giebhardt  
Institut für Solare Energieversorgungstechnik e.V.  
Königstor 59, 34119 Kassel  
Tel.: (0561) 7294-343, Fax: (0561) 7294-100  
e-mail: dce@iset.uni-kassel.de

## **1 Einleitung**

Die momentan durchgeführte Erschließung von Offshore Standorten für die Errichtung von Windparks stellt völlig neue Anforderungen an die Kommunikations- und Überwachungstechnologien in Windenergieanlagen. Mit Entfernungen zur Küste von z.T. mehr als 100 km müssen für diese Technologien völlig neue Lösungen entwickelt werden. Das Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET) beschäftigt sich seit mehr als 10 Jahren mit der Forschung und Entwicklung im Bereich der Kommunikation und Fehlerfrüherkennung bzw. Fehlervorhersage für Windenergieanlagen.

In dieser Zeit wurden mehrere Projekte durchgeführt, bei denen zunächst die Grundlagen für die technische Integration von Kommunikation und Fehlerfrüherkennung geschaffen wurden. Die daraus resultierenden technischen Entwicklungen wurden dann an verschiedenen Windenergieanlagen im Rahmen eines Feldtests über mehrere Jahre erprobt. Im Folgenden verlagerte sich der Schwerpunkt der Arbeit in Richtung der Integration von Kommunikation und Fehlerfrüherkennung in die Steuerungen von Windenergieanlagen und in die Einbindung in übergeordnete Windpark Management Systeme. Die aktuellen Forschungen beschäftigen sich mit der Übertragung der Ergebnisse auf den Bereich der Offshore Windenergieanlagen, wobei der Schwerpunkt insbesondere auf der Entwicklung neuer Wartungsstrategien liegt.

Der nachfolgende Bericht gibt einen Überblick über die Forschungsarbeiten des Instituts für Solare Energieversorgungstechnik während der letzten 10 Jahre und präsentiert die erzielten Ergebnisse. Außerdem erfolgt ein Ausblick über zukünftig erforderliche Arbeitsschwerpunkte für die Weiterentwicklung von Systemen zur Kommunikation und Fehlerfrüherkennung, insbesondere von Offshore Windenergieanlagen.



## **2 Forschungsprojekte „Kommunikation und Fehlerfrüherkennung“**

### **2.1 Online Messdaten aus dem WMEP-Fernmessnetz**

Mit dem Fernmessnetz des „Wissenschaftlichen Mess- und Evaluierungsprogramms“ (WMEP) steht seit dem Jahr 1992 ein System zur Datenerfassung an Windenergieanlagen zur Verfügung. Mit Hilfe von Datenerfassungsgeräten können die Messgrößen Wirkleistung, Windrichtung und Windgeschwindigkeit sowie die Netzkopplung als Statusinformation erfasst werden. Alle Messgrößen werden mit einer Frequenz von 10 Hz abgetastet und zu 5 min-Mittelwerten weiterverarbeitet. Zusätzlich stehen die 10 Hz-Werte auch für trigger-gesteuerte Ereignismessungen und Online-Messungen beliebiger Dauer zur Verfügung. Die Fernmessnetzstandorte sind mit einem Telefonanschluß ausgestattet und via MODEM von der Zentrale im ISET anwählbar.

Um erste Untersuchungen zum Schwingungsverhalten von Windenergieanlagen durchführen zu können, wurden im Jahr 1993 über das Fernmessnetz per Modem regelmäßig die 10 Hz Rohdaten der Datenerfassungsgeräte abgefragt. Dabei wurde ein repräsentativer Querschnitt der damals modernsten Anlagentypen ausgewählt. Die Rohdaten wurden mit verschiedenen Verfahren der elektronischen Datenverarbeitung analysiert, z.B. durch Bildung von statistischen Kenngrößen (Mittelwert, Standardabweichung usw.) oder durch die numerische Spektralanalyse.

### **2.2 Das Projekt „Fehlerfrüherkennung in Windkraftanlagen“ (1994/02 - 1999/01)**

Anfang des Jahres 1994 begannen die Arbeiten an dem vom Bund, vom Land Hessen und von Industriepartnern geförderten Projekt „Fehlerfrüherkennung in Windkraftanlagen“ (Förderkennzeichen 0329304A). In den 5 Jahren der Projektlaufzeit konnten umfangreiche Untersuchungen zu den Grundlagen der Fehlerfrüherkennung und Zustandsüberwachung von Windenergieanlagen durchgeführt werden. Die Ergebnisse dieser Arbeiten flossen direkt in die Entwicklung des ersten kommerziell verfügbaren Fehlerfrüherkennungssystems für Windenergieanlagen ein, das seit 1998 unter der Produktbezeichnung "VIBRO-IC" auf dem Markt angeboten wird.

Die Firma Bruel&Kjaer Vibro GmbH (früher: Schenck Vibro GmbH), Darmstadt, produziert die Hard- und Firmware des Systems. ISET hat die auf wesentliche Fehlerquellen in Windenergieanlagen abgestimmten Detektionsverfahren erarbeitet und durch Computersimulationen und experimentelle Untersuchungen verifiziert. Durch die Überwachung der Leistungskennlinie und der Turmschwingungsspektren werden z. B. verschiedene Rotorfehler wie Unwucht, Schräganströmung, Eisansatz usw. diagnostiziert.

In einem 1998 durchgeführten Feldtest an einigen Anlagen der 600 kW-Klasse hat das Fehlerfrüherkennungssystem "VIBRO-IC" seine Eignung für den Einsatz an Windener-



gieanlagen bewiesen. Das modulare Systemkonzept ermöglicht eine problemlose Anpassung an neue Anlagen, z. B. der Multimegawattklasse. Die Installation ist auch nachträglich mit geringem Aufwand möglich. Insbesondere für Offshore Projekte ist dabei eine deutliche Reduktion der Ausfallzeiten und des Aufwands für Wartung und Instandhaltung zu erwarten. Aufgrund seiner Robustheit und Netzwerkfähigkeit ist das entwickelte Fehlerfrüherkennungssystem für den Einsatz in diesen Anlagen besonders geeignet.

### **2.3 EU-Projekt „CleverFarm“ (2000/04 - 2003/09)**

Das Projekt "CleverFarm" wurde gefördert im Rahmen des EU JOULE Programms (ERK6-CT-1999-00006). Ziel war es, ein intelligentes, computergestütztes System zu entwickeln, das verschiedene Managementfunktionen für komplette Windparks integriert und mit Überwachungsfunktionen der einzelnen Anlagen verknüpft. ISET hat dabei die Implementierung des Fehlerfrüherkennungssystems VIBRO-IC für Windenergieanlagen übernommen.

Ein Prototyp des CleverFarm-Systems wird zur Zeit im Windpark Nojsomheds Odde (Lolland, Dänemark) getestet. Nach Abschluss der Installationsarbeiten ist das System vollständig in die Netzwerkstruktur des Windparks Nojsomheds Odde (Lolland, DK) integriert. Das System VIBRO-IC wurde in zwei Anlagen des Windparks installiert. Auf der Basis einer Ethernetverbindung mit TCP/IP Protokoll stehen die Daten im gesamten Netzwerk zur Verfügung. In das System ist ein Embedded-PC mit Webserver integriert. Damit können die Daten mit jedem kommerziellen Internet-Browser visualisiert werden. Als Datenformate werden HTML bzw. XML verwendet.

Die Archivierung erfolgt in einer SQL-Datenbank auf dem zentralen Windpark Linuxserver. Über Java Server Pages kann auf die Datenbank interaktiv über Webbrowser zugegriffen werden. Homepage: [www.cleverfarm.com](http://www.cleverfarm.com)

### **2.4 EU-Projekt „Offshore M&R“ (seit 2003/01)**

Im Projekt Offshore M&R sollen die Grundlagen für zustandsabhängige Wartungs- und Instandhaltungsstrategien von Windenergieanlagen in Offshore Windparks entwickelt werden. Als Basis solcher Strategien müssen Systeme zur Zustandsüberwachung und zur Fehlerfrüherkennung in die Technologie von Windenergieanlagen und Windparks integriert werden. Dabei werden sowohl erprobte als auch neu entwickelte Verfahren verwendet. Weiterhin werden Algorithmen zur zustandsabhängigen Wartungs- und Instandhaltungsplanung implementiert. Die geplante Software wird als "Plug-In" für übergeordnete Produkte ausgelegt, z.B. für Windpark Management Systeme (Cleverfarm).



Das Projekt wird in mehreren Phasen durchgeführt. Zunächst erfolgen die Definitionen für den Datenaustausch, die Hardware, die Überwachungsverfahren und die Wartungsstrategien. Danach werden die entwickelten Komponenten in die Technologie von WEA und Windparks eingebunden. Abschließend erfolgt die funktionelle Erprobung aller Komponenten, zunächst im Labor und später im Rahmen eines Feldtests an Windenergieanlagen in mehreren Windparks.

Partner im Projekt sind Forschungseinrichtungen, Anlagenhersteller, Entwickler von Überwachungssystemen, Windparkbetreiber und Anbieter von Wartungs- und Instandhaltungsdienstleistungen, wodurch eine umfassende und zielorientierte Bearbeitung des Projektthemas gewährleistet ist.

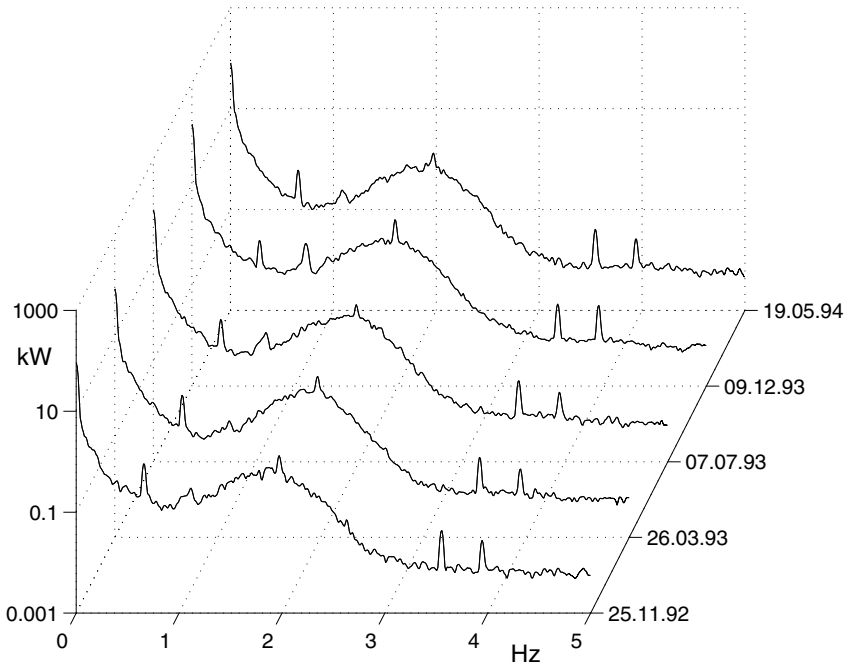
Ausführliche Informationen zu den oben beschriebenen Projekten stehen auf den folgenden Internet-Seiten zur Verfügung:

- Fehlerfrüherkennung in Windkraftanlagen [www.iset.uni-kassel.de](http://www.iset.uni-kassel.de) (Suchbegriff „Fehlerfrüherkennung“ eingeben)
- Cleverfarm: [www.cleverfarm.com](http://www.cleverfarm.com)
- Offshore M&R: [www.iset.uni-kassel.de/osmr](http://www.iset.uni-kassel.de/osmr)

### 3 Projektergebnisse

#### 3.1 Auswertung der WMEP Onlinemessungen

Am Beispiel von numerisch berechneten Spektren sollen die Möglichkeiten der Datenauswertung gezeigt werden, die sich aus den Rohdaten der Online Messungen ergaben. Abb. 1 zeigt eine Wasserfalldarstellung von Spektren der Wirkleistung einer Windenergieanlage HSW250 (Nennleistung 250 kW) über einen Zeitraum von etwa eineinhalb Jahren. Erkennbar ist ein charakteristischer Verlauf, bei dem einzelne Komponenten hervortreten. Diese Komponenten können den wesentlichen Strukturschwingungen der Windenergieanlage zugeordnet werden. Deutlich zu erkennen sind die Peaks der Rotordrehzahl bei 0,5 Hz, der ersten Turmbiegeeigenschwingung bei 1,1 Hz und der Blattpassierfrequenz bei 1,5 Hz mit den jeweiligen Harmonischen.



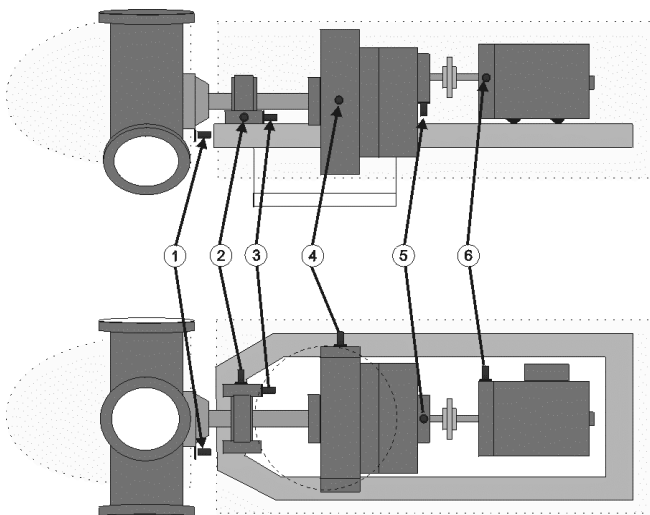
**Abb. 1: Wasserfalldarstellung von Spektren der Wirkleistung einer HSW 250**

Eine genaue Analyse der Daten ergab, dass zwar erste Kenntnisse über den allgemeinen Zustand einer Windenergieanlage abgeleitet werden konnten. Für die genauere Analyse des Zustands einzelner Komponenten waren die Messdaten aber nur sehr begrenzt geeignet. Insbesondere für die Überwachung der Zustände von Lagern und Getrieben reichte der begrenzte Frequenzumfang von max. 5 Hz der Messungen nicht aus. Im Rahmen des Projekts „Fehlerfrüherkennung in Windkraftanlagen“ wurde daher eine umfassende Konzeption für die Sensorik, Messdatenerfassung und –auswertung erarbeitet, die im folgenden Abschnitt erläutert wird.

### 3.2 Sensorik und Messtechnik zur Fehlerfrüherkennung

Bei den Untersuchungen und Recherchen zu den Verfahren, die zur Zustandsüberwachung und Fehlerfrüherkennung in Windenergieanlage eingesetzt werden konnten, zeigte sich schnell, dass auf die zusätzliche Installation von Sensorik und Messtechnik

nicht verzichtet werden konnte. Als Ergebnis dieser Arbeiten ergab sich eine messtechnische Konzeption, die sowohl die Analyse der niederfrequenten Strukturschwingungen einer Windenergieanlage als auch die Überwachung von Vibrationen der Lager und Getrieberäder erlaubte. Das Prinzip dieser Konfiguration ist in Abb. 2 dargestellt.



**Abb. 2: Typische Sensorkonfiguration zur Fehlerfrüherkennung in Windenergieanlagen**

Hierbei dient ein induktiver Näherungssensor (Pos. 1) zur Bestimmung der absoluten Rotorposition für die Analyse Rotordrehwinkel abhängiger Strukturschwingungen. Die Pos. 2,3 und 4 zeigen niederfrequente Beschleunigungssensoren, mit denen die Gondelschwingungen im Frequenzbereich von 0,2 Hz bis zu 10 Hz erfasst werden. Sensor 3 ist in Richtung der Rotorachse orientiert. Die Sensoren 2 und 4 sind quer zur Rotorachse angeordnet. Diese Sensoren erlauben gleichzeitig die Erfassung von Lagervibrationen bis zu ca. 500 Hz. Die Pos. 5 und 6 zeigen Sensoren zur hochfrequenten Vibrationsmessung (bis 20 kHz) an schnell drehenden Lagern und Getrieberädern. Für die relativ kompakten Getriebe der Feldtestanlagen mit Leistungen bis 600 kW war die Verwendung von zwei Sensoren ausreichend. Bei den wesentlich größeren Getrieben von Windenergieanlagen der Multimegawatt-Klasse empfiehlt sich der Einsatz weitere Vibrationssensoren.

Zur Klassierung der Beschleunigungs- und Vibrationsmesssignale müssen zusätzliche Messgrößen erfasst werden (z. B. Wirkleistung und Windgeschwindigkeit). Für die Spektralanalyse müssen außerdem die Drehfrequenzen verschiedener Wellen bekannt sein. Diese Informationen können aus Signalen von Impulsgebern gewonnen werden. Die oben genannten Signale sowie die ebenfalls benötigten Statussignale (z. B. Netz-



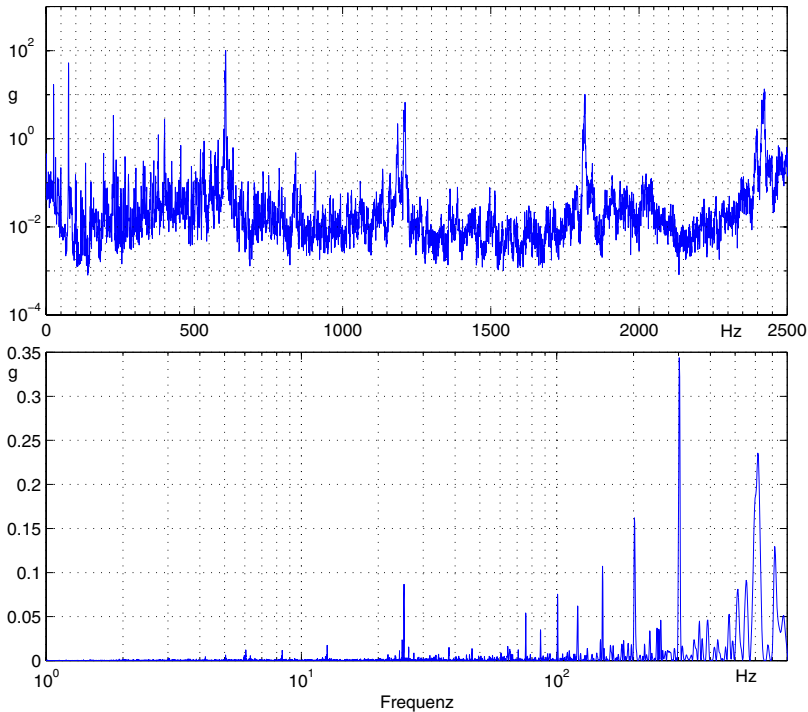


kopplung des Generators) können mit geringem technischen Aufwand aus der Anlagensteuerung ausgekoppelt werden. Durch die Verwendung von Optokopplern ist dabei eine vollständige galvanische Trennung zwischen Windenergieanlage und Fehlerfrüherkennungssystem gewährleistet.

## **4 Analyse von Vibrationen und Strukturschwingungen an Windenergieanlagen**

### **4.1.1 Vibrationen und Körperschall**

Zahneingriffsvorgänge in Getrieben und das Abrollen von Wälzkörpern in Lagern von Getrieben und Generatoren erzeugen Körperschall. Dieser Körperschall lässt sich in Form von Vibrationen an der Gehäuseoberfläche detektieren. Als Beispiel für die Analyse von Vibrationssignalen ist in Abb. 3 das Spektrum des Getriebekörperschalls einer 600 kW Anlage dargestellt. Das obere Diagramm zeigt das Leistungsdichtespektrum. Deutlich zu erkennen ist ein Peak bei ca. 600 Hz und dessen Harmonische. Diese Frequenz korrespondiert mit dem Zahneingriff der dritten Getriebestufe. Um solche periodischen Anteile in einem Spektrum hervorzuheben, eignet sich die Cepstrum-Analyse. Das Cepstrum eines Signals ergibt sich durch die nochmalige Anwendung des FFT-Algorithmus auf den Betrag des Leistungsdichtespektrums. Im unteren Diagramm von Abb. 3 ist das Cepstrum dargestellt. Die Peaks repräsentieren jeweils periodische Anteile im Spektrum, die zu den Harmonischen verschiedener Zahneingriffsfrequenzen, Überrollfrequenzen und Wellendrehzahlen eines Getriebes gehören.



**Abb. 3: Leistungsdichtespektrum und Cepstrum des Getriebekörperschalls**

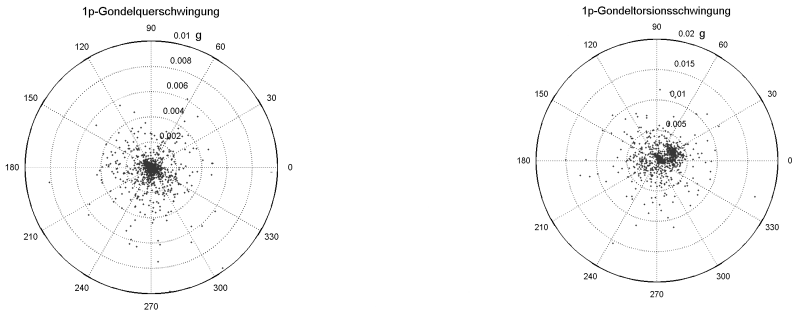
#### 4.1.2 Strukturschwingungen der Windenergieanlage

Neben Lagern und Getriebe muss auch die tragende Struktur einer Windenergieanlage überwacht werden. Schäden an der Struktur entstehen durch Schwingungen, die durch die aerodynamischen Kräfte am Rotor induziert werden. Am Beispiel der mit Rotordrehzahl eingepprägten Gondelschwingung, der sogenannten 1p-Schwingung, sollen diese Effekte verdeutlicht werden. So wird z.B. durch eine Massenunwucht des Rotors die Gondel zu Schwingungen quer zur Rotorachse angeregt, die über die in Abschnitt 3.2 beschriebenen Beschleunigungssensoren erfasst werden. Aerodynamische Unsymmetrien regen die Gondel dagegen zu Torsionsschwingungen um die Hochachse des Turms an

Um die oben genannten Rotorfehler zu detektieren, werden die Amplituden und Phasen der 1p-Gondelschwingung in einem Polardiagramm dargestellt. Abb. 4 links zeigt ein solches Diagramm für die Querschwingung der Gondel einer Megawattanlage. Es liegen weder ausgeprägte Amplituden noch eine konstante Phasenlage vor, so dass sich keine



Hinweise auf eine Massenunwucht ergeben. Die in Abb. 4 rechts gezeigten Werte der Gondeltorsionsschwingung zeigen eine Häufung von Amplitudenwerten bei einem Winkel von ca.  $30^\circ$ . Dies deutet auf eine sich entwickelnde aerodynamische Unsymmetrie des Rotors hin. Zur Einschätzung der weiteren Entwicklung der Fehlerausprägung müssen die Langzeittrends von Amplituden und Phasen erfasst und ausgewertet werden.



**Abb. 4: Polardarstellung der Gondelschwingungen bei Rotordrehfrequenz**

## 4.2 Kommunikationsstrukturen für Windenergieanlagen

Moderne Windparks verfügen heute über leistungsfähige Kommunikationsstrukturen. Dabei hat sich die Verwendung des Netzwerkstandards Ethernet weitgehend durchgesetzt. Für die Überbrückung weiterer Entfernungen und zur Erhöhung der EMV-Verträglichkeit werden dabei optische Übertragungskanäle verwendet (Glasfasern). Damit lassen sich problemlos die heute üblichen Datenraten von 100 Mbit/s realisieren. Außerdem ermöglicht der Einsatz der Glasfaser auch die Verwendung neuer Techniken zur Sprachkommunikation, z.B. „Voice over IP“. Das erlaubt dem Wartungspersonal die sichere Kommunikation, z.B. von einem Offshore Windpark zur Übergabestation an Land.

Abb. 5 zeigt die Netzwerkstruktur eines Windparks mit einem zentralem Server („Farm Server“), wie sie auch im Projekt Cleverfarm realisiert wurde. Die Verwendung von Internet-Technologien (TCP/IP-Protokoll mit HTML bzw. XML Datenformat) ermöglicht dabei den Zugriff auf die aktuellen Betriebsdaten aller Anlagen sowie auf die Datenbanken des Farm Servers von jedem Punkt des Windparks aus.

Im Farm Server werden auch die Betriebsdaten und Zustandsinformationen der einzelnen Windenergieanlagen in Datenbanken archiviert. Der Datenabruf erfolgt mit einem Internet-Browser über ein Virtual Private Network (VPN) durch Einwahl in einen ISDN Router oder über GSM/GPRS Verbindung. Spezielle Zugangssoftware ist daher nicht erforderlich, der Zugang kann mit jedem Internet fähigen Rechner realisiert werden. Über die gleichen Informationskanäle können auch Alarme an das Wartungspersonal des Windparks gesendet werden, wenn kritische Zustände einzelner Windenergieanlagen dies erfordern.

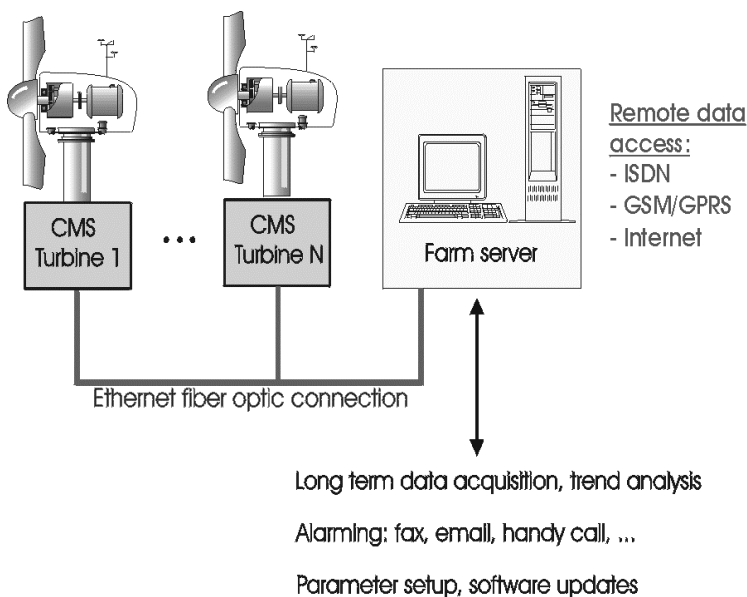


Abb. 5: Netzwerkstruktur in modernen Windparks

## 5 Zukünftige Entwicklungen im Bereich Kommunikation und Fehlerfrüherkennung

Der wirtschaftliche und technisch sichere Betrieb von Windparks mit Anlagen der Multi-megawattklasse erfordert eine leistungsfähige Kommunikationsstruktur und eine effektive Zustandsüberwachung. Dies gilt insbesondere für Offshore Windparks. Das Institut für Solare Energieversorgungstechnik arbeitet daher in verschiedenen Bereichen an der Weiterentwicklung und Implementierung solcher Strukturen mit. Im Rahmen des Projekts „Offshore M&R“ werden u. a. die Grundlagen für die Kommunikation zwischen der Steuerung einer Windenergieanlage mit einem Fehlerfrüherkennungssystem erarbeitet.



Auch der Informationsaustausch mit einem übergeordneten Farm Server (siehe Abb. 5) ist Gegenstand des Projekts. Schließlich werden neue Konzepte für die Archivierung von Daten und die zustandsorientierte Wartung und Instandhaltung von Offshore Windenergieanlagen entwickelt.

### **5.1 Standardisierung und Normen**

Für den Bereich der Kommunikation in Windenergieanlagen wird zur Zeit ein internationaler Standard erarbeitet, die IEC 61400-25 „Communications for monitoring and control of wind power plants“. In die verschiedenen Revisionsschritte der Norm ist auch ISET mit einbezogen.

Für Fehlerfrüherkennungs- und Zustandsüberwachungssysteme existieren noch keine offiziellen Normen. Erste Ansätze für eine Standardisierung resultieren in Form von Empfehlungen der Versicherungsgesellschaften Allianz und Gothaer Versicherung. Hier werden Anforderungen an die Funktionalität von Fehlerfrüherkennungssystemen und an Verfahren zur Wartung und Instandsetzung von Windenergieanlagen formuliert. In diese Anforderungen flossen auch Ergebnisse der ISET-Projekte ein.

### **5.2 Anforderungen an die Hersteller**

Zur Gewährleistung einer effektiven und wirtschaftlichen Wartung und Instandhaltung sind die folgenden Anforderungen an die Hersteller von Windenergieanlagen zu formulieren:

Lückenlose Dokumentation aller Komponenten der Anlage, insbesondere der kinematischen Daten von Lagern und Getrieben;

Aktualisierte Wartungsvorschriften, die auch an konstruktive Änderungen der jeweiligen Anlantentypen angepasst werden;

Logbücher über durchgeführte Arbeiten, z.B. den Austausch von Komponenten, den Wechsel von Schmierstoffen usw.;

Um diese Informationen immer aktuell zu halten, bietet sich der Einsatz von elektronischen Datenbank- und Informationssystemen an. Diese werden auf dem zentralen Farmserver installiert und stehen dann in jeder Anlage des Windparks zur Verfügung. Die gespeicherten Informationen können vom Windparkbetreiber oder von Wartungsdienstleistern durch Einwahl in den Farmserver abgerufen und für die Planung der erforderlichen Arbeiten verwendet werden. Auf gleichem Wege erfolgen dann auch die Updates der oben aufgelisteten Daten durch den Hersteller der Windenergieanlage.



## 6 Literatur

/1/ P. Caselitz, J. Giebhardt, M. Mevenkamp: Online fault detection and prediction in wind energy converters, Tagungsband EWEC 1994, Thessaloniki, Griechenland

/2/ P. Caselitz, J. Giebhardt, M. Mevenkamp, M. Reichardt: Einsatz von Fehlerfrüherkennungssystemen zur effektiveren Instandhaltung von Windkraftanlagen, Tagungsband DEWEK 1998, Wilhelmshaven

/3/ P. Caselitz, J. Giebhardt, M. Mevenkamp, J. Petschenka, M. Reichardt: Abschlussbericht zum Forschungsvorhaben „Fehlerfrüherkennung in Windkraftanlagen“, ISET, Kassel 1999

/4/ P. Caselitz, J. Giebhardt: Advanced maintenance and repair for offshore wind farms using fault prediction techniques, Tagungsband “The World Wind Energy Conference and Exhibition”, Berlin, 2-6 July, 2002

/5/ M. Durstewitz, C. Ensslin, B. Hahn, M. Hoppe-Kilpper, K. Rohrig: Windenergie Report Deutschland 2001, ISET, Kassel, 2002

/6/ Committee draft of IEC 61400-25, 2003

/7/ T. Gellermann, G. Walter: AZT-Untersuchungsbericht „Anforderungen an Condition Monitoring Systeme für Windenergieanlagen“, München, 2003

/8/ Gothaer Versicherung: Grundsätze zur zustandsorientierten Instandhaltung von Windenergieanlagen, 2002



# **Modell einer Kommunikationsschnittstelle – Von den Grundlagen bis zur Schnittstelle für die dezentrale Stromversorgung**

Dr. Oliver Haas  
Universität Kassel  
Wilhelmshöher Allee 71, 34121 Kassel  
Tel.: (0561) 804-6516, Fax: (0561) 804-6521  
E-Mail: oliver.haas@uni-kassel.de

## **1 Einleitung**

Aufgrund der sich ändernden Versorgungsstrukturen (Trend zur Dezentralisierung) wächst die Bedeutung der Kommunikationstechnik in der elektrischen Energieversorgung. Nur sie ermöglicht den notwendigen Austausch von Daten zwischen Betreiber und Versorgungsunternehmen, die für einen zuverlässigen Betrieb der Anlagen erforderlich sind. Dazu gehören Fernwirkleinrichtungen zur Steuerung und Überwachung, die von einer übergeordneten Leitstelle aus koordiniert werden.

Der Datenaustausch kann aber nur dann erfolgreich sein, wenn alle Geräte, die miteinander kommunizieren müssen, auch die „gleiche Sprache sprechen“. Leider sieht die Realität ganz anders aus: Protokolle und Datenformate verschiedener Hersteller sind bisher nicht zueinander kompatibel und erfordern aufwendige Zusatzeinrichtungen zur Anpassung von Übertragungssystemen (Gateways) und des Anwendungsprotokolls (Protokollumsetzer). Für die erfolgreiche Verbreitung von dezentralen Versorgungsanlagen ist daher eine standardisierte Kommunikationsschnittstelle für den Datenaustausch zwischen Versorgungskomponenten untereinander und mit einer übergeordneten Kontrolleinheit unerlässlich.

Um eine Einführung in diese Problematik zu geben, wird zunächst auf wichtige Fachbegriffe in der Kommunikationstechnik eingegangen, bevor anhand eines Kommunikationsmodells das grundlegende Prinzip eines Kommunikationssystems erläutert wird. Anschließend wird darauf aufbauend ein Lösungsansatz zur Schaffung einer standardisierten Kommunikationsschnittstelle für Geräte der dezentralen Stromversorgung aufgezeigt.



## 2 Fachbegriffe der Kommunikationstechnik

Zum besseren Verständnis des vorliegenden Beitrags werden in diesem Abschnitt einige wichtige Fachbegriffe erläutert, die häufig verwandt werden oder deren Vieldeutigkeit zu Mißverständnissen führen könnte. So ist zum Beispiel die Bezeichnung *Schnittstelle* ein sehr weitläufiger Begriff, der unbedingt einer einschränkenden Definition bedarf.

### Kommunikation

Der Begriff *Kommunikation* geht auf das lateinische Wort *communicatio* zurück. Es bezeichnet einen Vorgang, bei dem Nachrichten zwischen zwei oder auch mehreren Partnern (dem mitteilenden *Kommunikator* oder *Sender* und dem oder den *Kommunikanten* oder *Empfänger(n)*) über einen Kanal ausgetauscht werden.

Voraussetzung für Kommunikation ist, dass die Bedeutung der verwendeten Zeichen (ursprünglich Rauch oder Schall) zwischen Sender und Empfänger vereinbart wurde (Code). Grundsätzlicher Unterschied zwischen der Betrachtung in Technik bzw. Ergonomie ist der Zweck.

Zweck technischer Kommunikation ist die Übertragung von Nachrichten von einem Sender zu einem Empfänger über einen Kanal. Dieser kann Signale auf materiellen (z.B. auf Papier) oder auch auf immateriellen Trägern (z.B. Licht) befördern, womit sich gesprochene Sprache, Texte oder Bilder übertragen lassen.

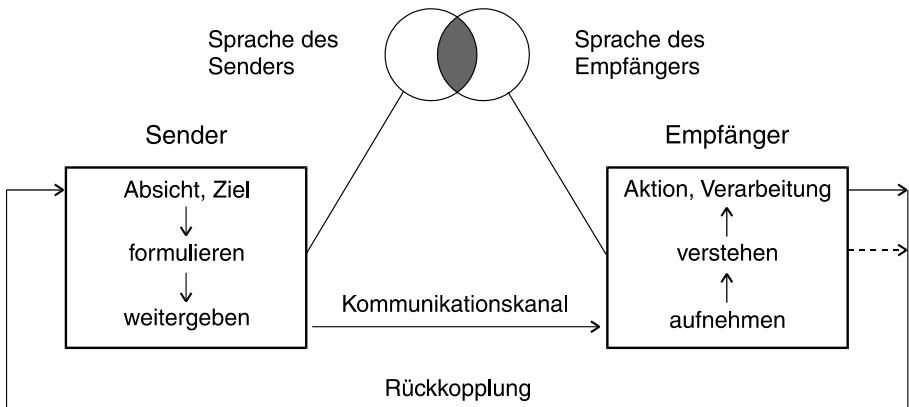
In der Ergonomie dient die Kommunikation der Verständigung. Dies setzt voraus (vergleiche Abb. 1), dass die Partner, die Information austauschen, sich verstehen. Dazu gehört, zusätzlich zur Kenntnis des Codes, auch das Begreifen von Inhalt und Bedeutung der übertragenen Nachricht. In der Beziehung zwischen Mensch und Maschine wird der Begriff *Kommunikation* oft (und unzutreffend) an Stelle von Interaktion benutzt.

Bei der dezentralen Stromversorgung ist der Begriff *Kommunikation* als Verbindung zwischen zwei Versorgungskomponenten untereinander sowie zwischen einer Versorgungskomponente und der übergeordneten Betriebsführungseinheit (Leitstelle) zu verstehen. Auch das Begreifen des Nachrichteninhalts in Form von einheitlichen Befehlen und Diensten (Services) spielt eine wichtige Rolle.

### Nachricht

Nach /Charwat 1992/ wird der Begriff *Nachricht* in der Ergonomie und Kommunikationstechnik als Mitteilung jeglicher Art definiert, die ein Sender über einen Kanal zu einem oder mehreren Empfängern zum Zweck der Verständigung übermittelt. Dabei ist unerheblich, ob die auf diese Weise weitergegebenen Daten für die Empfänger eine Information bedeuten (also einen Neuigkeitswert besitzen).





**Abb. 1: Kommunikationsmodell in der Ergonomie, Quelle: /Charwat 1992/**

Gleiches gilt für den benutzten Kanal oder Code. Berichtet die Nachricht vom Eintreffen eines Ereignisses, wird sie *Meldung* genannt. In der Nachrichtentechnik wird der Begriff *Nachricht* (auch *Telegramm* genannt) präzisiert als eine Folge von Signalen oder Zeichen, die zur Übermittlung von Daten dienen. Deren Bedeutung ist dabei gleichgültig. Wichtig ist deren fehlerfreie Übertragung.

### Daten

Daten werden nach /Charwat 1992/ in der Ergonomie definiert als Rohstoff, in dem die Information verborgen ist. Sie sind ein wertneutraler Sammelbegriff für beliebige Angaben (Sachverhalte, Namen, Zusammenhänge, Gegenstände, usw.) jedweder Art, die durch Signale wahrnehmbar sind. Der Begriff läßt keinerlei Rückschlüsse über Art und Bedeutung des Dateninhalts zu. In der Informatik werden Daten definiert als Zeichen, die als Objekte erfasst, übertragen, gespeichert, nach beliebigen Algorithmen verarbeitet und ausgegeben werden können.

### Schnittstelle

Das Lexikon der Mensch-Maschine-Kommunikation /Charwat 1992/ definiert den Begriff *Schnittstelle* zunächst sehr allgemein als Bezeichnung für eine Grenze zwischen zwei Teilen eines Systems (z.B. Geräte, Komponenten, Baueinheiten), an der sie trennbar verbunden sind. In Systemen der Informatik oder Nachrichtentechnik werden über diese Grenzen Daten seriell oder parallel ausgetauscht. Man unterscheidet Schnittstellen nach Zweck, Art und Lage ...



In der Kommunikationstechnik bezeichnet der Begriff Schnittstelle (engl. Interface) eine Verbindungsstelle zwischen zwei oder mehreren Geräten, die zur Übertragung von Daten, Adressen und Steuersignalen dient. Sie soll die Anforderung zum funktionellen, elektrischen und konstruktiven Anschluß der Komponenten eines Systems sicherstellen (Codierung, Pegel, Stecker) /SchHa:1999/.

Laut der Definition aus dem Normentwurf /E DIN 2382-9/ ist eine Schnittstelle eine gemeinsam genutzte Grenze zwischen zwei Funktionseinheiten, die durch verschiedene Merkmale bezüglich der Funktionen, der physikalischen Zusammenschaltung, des Austausches der Signale und gegebenenfalls weiterer zutreffender Eigenschaften der Funktionseinheiten definiert ist.

Zur Vereinheitlichung der Schnittstellen hat das CCITT<sup>1</sup> eine Reihe von Empfehlungen veröffentlicht. In diesen Empfehlungen werden sowohl die mechanischen Eigenschaften (Größe, Aufbau etc.) als auch die elektronischen Eigenschaften (Abschirmung, Übergangswiderstände etc.) der Anschlüsse festgelegt. Ferner wird beschrieben, welcher Spannungsverlauf bestimmte Signale repräsentiert und wie der Datenaustausch organisiert wird /Philips 1992/.

### **Protokoll**

Nach CCITT ist ein Protokoll eine formale Beschreibung von Verfahren für die Kommunikation in derselben hierarchischen Schicht. Grundsätzlich sind Protokolle Sammlungen von Regeln und Vereinbarungen, um den Datenaustausch zwischen Computersystemen beherrschen zu können. Hierzu muss man sich mit den Problembereichen „Übertragungs-Syntax“, „-Semantik“ und „-Zeitablauf“ auseinandersetzen. Die *Syntax* beschreibt Datenstrukturen für Kommandos und Antworten, die als Reaktionen auf die Kommandos übertragen werden /Philips 1992/. Die *Semantik* ist eine Sammlung von Anfragen, Aktionen und Antworten, die von einem Benutzer zur Verfügung gestellt werden. Der *Zeitablauf* (timing) bezieht sich auf die zeitliche Reihenfolge von Ereignissen während einer Übertragung.

### **Offenes System**

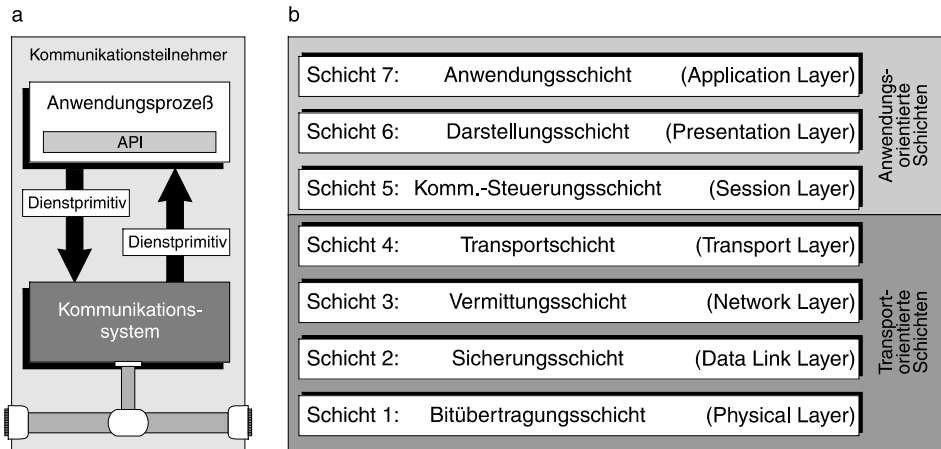
Unter *Offenen Systemen* werden Systeme verstanden, die herstellerneutral angelegt sind, also offen sind für eine große Vielfalt an Produkten. Ihr Merkmal ist die Offenlegung der zugehörigen Schnittstellen, da nur hierdurch ein breiter und diskriminierungs-

---

<sup>1</sup> CCITT: International Telegraph and Telephone Consultativ Committee. Beratendes Organ der Internationalen Fernmeldeunion ITU, das für Standardisierungen und Empfehlungen in der Fernmeldetechnik zuständig ist.



freier Zugang zur Schnittstellenspezifikation für alle Produkthanbieter sicher gestellt wird. In der Normenreihe EN ISO/IEC 7498 wird der generelle Aufbau und die Struktur eines Offenen Kommunikationssystems durch ein abstraktes Modell beschrieben. Hierfür wurde das ISO/OSI-Referenzmodell (s.a. Abb. 2b) geschaffen. Als allgemeines Modell für die Kommunikation zwischen Systemen auf der Basis digital kodierter Daten definiert es, welche Funktionen in welchem Zusammenhang in einer Kommunikationsbeziehung auftreten und stellt damit die Rahmenbedingungen für die Erarbeitung von Normen auf /DIN 7498/.



**Abb. 2: Kommunikationsmodell (a) für die abstrakte Beschreibung der inneren Strukturen eines Kommunikationsteilnehmers nach /DIN 66348/ und ISO/OSI-Referenzmodell der Kommunikation (b) nach /DIN 7498/**

### Dienste und Dienstprimitive

Der Begriff Dienst (engl. service) wird in /DIN 2382-26/ definiert als Fähigkeit einer gegebenen Schicht und der darunterliegenden Schichten, die für die Instanzen der nächsthöheren Schicht bereitgestellt wird. Die Bezeichnung Schicht (engl. layer) stammt aus dem ISO/OSI-Referenzmodell /DIN 7498/ und stellt dort eine Gliederungsebene dar. In diesem Modell werden drei Arten von Diensten definiert: Anwendungsdienste, Transportdienste und Kommunikationsdienste. Weiterhin können sie unterschieden werden in *bestätigte* und *unbestätigte* Dienste. Bestätigte Dienste warten auf eine Rückmeldung, ob die Ausführung erfolgreich oder fehlerhaft war. Unbestätigte Dienste erwarten dagegen keine Bestätigung. Die Dienste werden aufgerufen durch sogenannte Dienstprimitive (engl. service primitives).



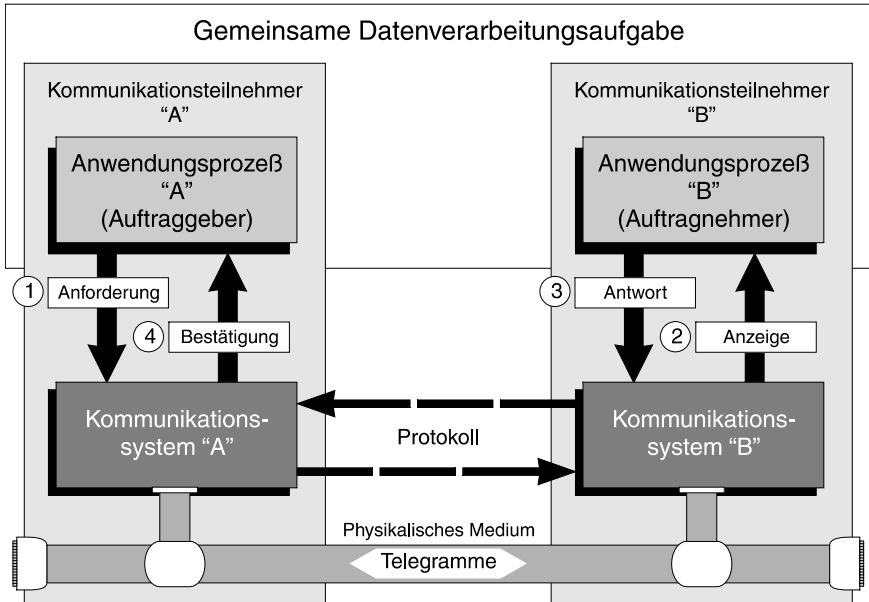
Nach /DIN 66348/ ist ein Anwendungsdienstprimitiv eine implementierungsneutrale Beschreibung einer Vorgehensweise, deren Befolgung zu einer spezifischen lokalen Interaktion zwischen Anwendungsprozess und Kommunikationssystem führt. Jede Dienstprimitiv-Beschreibung beinhaltet die Beschreibung einer spezifischen Gruppe von Parametern, die der beim Informationsaustausch übergebenen Datenstruktur entspricht.

In diesem Sinn sind Dienstprimitive quasi die kleinsten Struktureinheiten, die sich innerhalb einer Kommunikationsschicht befinden. Zur erfolgreichen Kommunikation zwischen einem Anwendungsprozess und dem Kommunikationssystem muss ihre Syntax sowohl dem Anwendungsprozess als auch der Anwendungsschicht bekannt sein (s.a. Kapitel 3). Daher ist die einheitliche Definition der Anwendungsdienste und -dienstprimitive ein wichtiger Ansatzpunkt für die Realisierung einer einheitlichen, anwendungsbezogenen Kommunikationsschnittstelle.

### 3 Kommunikationsmodell

Das Kommunikationsmodell ermöglicht die abstrakte Darstellung der inneren Struktur eines Kommunikationsteilnehmers. Wie in Abb. 2a dargestellt, kann ein Teilnehmer in die Funktionseinheiten *Anwendungsprozess* und *Kommunikationssystem* zerlegt werden. Die Dienstprimitive fungieren dabei als Bindeglieder. Der *Anwendungsprozess* ist der Teil eines Kommunikationsteilnehmers, der für eine bestimmte Anwendungsaufgabe die Informationsverarbeitung ausführt /DIN 66348/. Dies kann z.B. die Steuereinheit einer Energieversorgungskomponente sein. Strikt von der Informationsverarbeitung getrennt ist die Informationsübertragung, die Aufgabe des *Kommunikationssystems* ist. In der Systemkomponente wird dies repräsentiert durch die Kopplungseinheit des gewählten Bussystems.

Das Bussystem einer geräte-einheitlichen Kommunikationsverbindung sollte als Offenes System ausgeführt sein und ist daher nach den Regeln des ISO/OSI-Referenzmodells aufgebaut (s. Abb. 2b). Auf das Kommunikationsmodell übertragen bedeutet dies, dass sich eine vom gewählten Bussystem unabhängige Kommunikationsschnittstelle an der Systemgrenze zwischen Anwendungsprozess und Anwendungsschicht des Kommunikationssystems befindet. Diese Schnittstelle wird repräsentiert durch das Application Program Interface (API). Es ist zuständig für den lokalen Informationsaustausch zwischen Anwendungsprozess und Kommunikationssystem. Die abgebildeten Dienstprimitive sind Teil des API und beschreiben den Informationsaustausch. Das Beispiel einer Interaktion zwischen zwei Kommunikationsteilnehmern zeigt Abb. 3. Dargestellt ist eine Anfrage des Teilnehmers *A* an den Teilnehmer *B*. Der Anwendungsprozess *A* startet die Anfrage mit dem Aufruf des Anwendungsdienstprimitivs



**Abb. 3: Kommunikationsbeziehung zwischen zwei Teilnehmern nach /DIN 66348/. Dargestellt wird die Abarbeitung einer Anfrage von Teilnehmer A an Teilnehmer B und die Reihenfolge der aufgerufenen Dienstprimitive**

*Anforderung* (engl. request). Dieses veranlasst das Kommunikationssystem A, ein Telegramm über das physikalische Medium (z.B. verdrehte Zweidrahtleitung, Lichtwellenleiter) an das Kommunikationssystem von Teilnehmer B zu senden. Das Dienstprimitive *Anzeige* (engl. indication) wird aufgerufen und teilt dem Anwendungsprozess B mit, dass eine Anfrage von Teilnehmer A vorliegt. Anwendungsprozess B beantwortet die Anfrage und ruft das Anwendungsdienstprimitive *Antwort* (engl. response) auf. Damit wird Kommunikationssystem B beauftragt, ein Antwort-Telegramm an das Kommunikationssystem von Teilnehmer A zu senden, welches das Anwendungsdienstprimitive *Bestätigung* (engl. confirmation) aktiviert und so die Antwort von Teilnehmer B dem Anwendungsprozess A übermittelt.

Das gemeinsame Protokoll beinhaltet die Regeln für den Nachrichtenaustausch der Kommunikationssysteme A und B und stellt eine reibungslose Datenübertragung zwischen den beiden Anwendungsprozessen sicher; zusätzlich müssen diese jedoch die gleiche Semantik besitzen, um miteinander erfolgreich zu kommunizieren. Daher ist für die Interoperabilität der Versorgungskomponenten eine herstellerneutrale Implementierung des Anwenderprotokolls erforderlich und sollte unbedingt durch einen Standard festgeschrieben werden.

## 4 Die „Abstrakte Kommunikationsschnittstelle“ AKOM

In diesem Kapitel wird eine abstrakte Kommunikationsschnittstelle (AKOM) vorgestellt. Der Inhalt bezieht sich auf die Veröffentlichung in /Haas 2002/. Beschrieben werden die Einordnung in das Kommunikationsmodell sowie die Umsetzung der Kommunikationsobjekte mit den zugehörigen Dienstprimitiven. Die Details der Datenstrukturen werden nicht behandelt, weil diese Bestandteil einer durchzuführenden Standardisierung sind und von den Herstellern der Versorgungskomponenten festgelegt werden sollten.

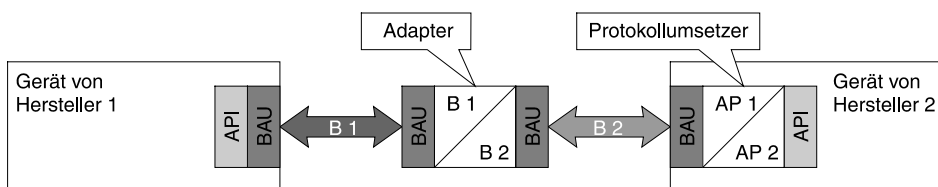
Warum soll eine abstrakte Kommunikationsschnittstelle geschaffen werden? Die Antwort auf diese Frage kann Abb. 4a entnommen werden. Einführend ist hier die Kommunikation zwischen zwei Geräten verschiedener Hersteller dargestellt, die

- unterschiedliche Busankopplungen (Bus Access Unit BAU) besitzen:

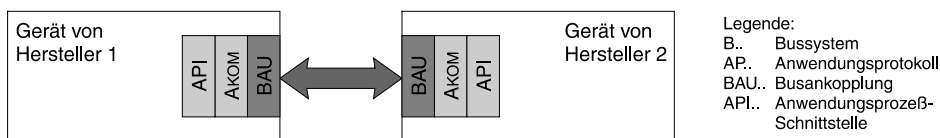
Zur Kopplung der beiden BAU wird ein Adapter benötigt, der die Abbildung der Schnittstellen von Bussystem B 1 auf das Bussystem B 2 durchführt und umgekehrt;

- mit unterschiedlichen Anwendungsprotokollen arbeiten:

Damit die empfangene Information des Geräts 1 von dem API in Gerät 2 interpretiert und umgesetzt werden kann, ist ein Protokollumsetzer erforderlich, der die Semantik (Befehlsumfang und Dienste) und die Syntax (Datenstruktur des Befehls) des Anwendungsprotokolls AP 1 in das Anwendungsprotokoll AP 2 umsetzt.



a) Ohne standardisierte Schnittstellen und Protokolle



Legende:  
B.. Bussystem  
AP.. Anwendungsprotokoll  
BAU.. Busankopplung  
API.. Anwendungsprozess-Schnittstelle

b) Mit abstrakter Kommunikationsschnittstelle AKOM

**Abb. 4: Kommunikation zwischen zwei Geräten unterschiedlicher Hersteller ohne (a) und mit einheitlicher Schnittstelle (b)**

Wenn dagegen eine einheitliche Anwendungsschnittstelle wie in Abb. 4b vorhanden ist, müssen die Geräte 1 und 2 nur mit der richtigen Busankopplung ausgestattet sein. Alle



übermittelten Befehle werden verstanden und können ohne zusätzlichen Interpreter durch das jeweilige API direkt ausgeführt werden. Dabei gibt es zwei Möglichkeiten:

- Der Hersteller unterstützt eine standardisierte physikalische Schnittstelle, für die ein separates Kommunikationsmodul angeboten wird. Die AKOM ist in dieses Kommunikationsmodul integriert, das mit eigener Intelligenz ausgestattet ist und für jedes unterstützte Bussystem vorhanden sein muss.
- Der Hersteller unterstützt alle gängigen physikalischen Schnittstellen der Bussysteme, so dass die jeweilige Busankopplung direkt angeschlossen werden kann. Die AKOM ist dann als ein Teil der Anwendungsschicht in der BAU integriert. Hierfür muss die Mikroprozessoreinheit der Busankopplung genügend Arbeitsspeicher und Rechenleistung bereitstellen; die Realisierung der AKOM erfolgt vollständig auf der Software-Ebene durch das Anwenderprogramm der Busankopplung.

Die erforderliche Anpassung an das Kommunikationssystem beschränkt sich also auf ein zu standardisierendes Kommunikationsmodul oder ein Softwaremodul. Die einzige Einschränkung, die dem Hersteller vorgeschrieben wird, ist die Implementierung der AKOM-Dienstprimitive und -Kommunikationsobjekte als Teil des API.

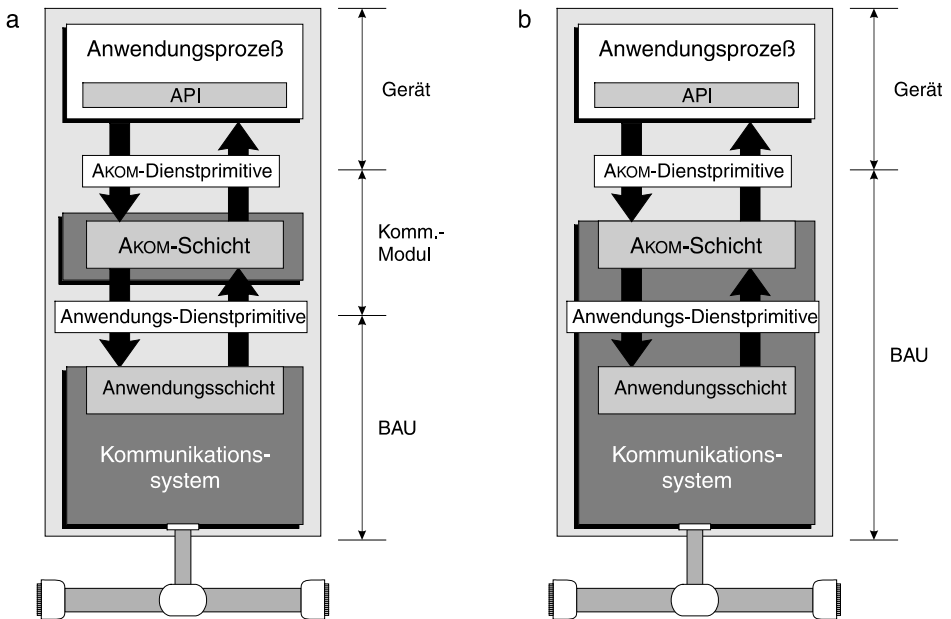
Durch die Einführung einer zusätzlichen Kommunikationsschicht entsteht im Prinzip ein *Abstrakter* Kommunikationsbus, der eine nach außen standardisierte und für alle Systemkomponenten obligatorische Schnittstelle hat, nach innen aber alle denkbaren Bussysteme und Übertragungsmedien unterstützt. Jeder Hersteller kann dann ein Kommunikationsmodul für das gewünschte interne Bussystem anbieten. Wenn hierfür eine Standard-Steckverbindung vorgesehen ist, so kann – beim Austausch einer Komponente gegen ein Produkt eines anderen Herstellers – das Modul in der neuen Komponente wieder verwendet werden.

#### 4.1 Kommunikationsmodell

Um die Wirkungsweise der abstrakten Kommunikationsschnittstelle beschreiben zu können, wird auf das Kommunikationsmodell in Abb. 2 zurückgegriffen. Dort ist die vom Kommunikationssystem abhängige Ankopplung des Anwendungsprozesses dargestellt. Der Datenaustausch mit der Anwendungsprozessschnittstelle erfolgt hier über die Dienstprimitive der Anwendungsschicht. Wird das Kommunikationssystem ausgetauscht, muss bei der bisherigen Implementierung eines Buszugangs auch die Darstellung der Anwendungsprimitive im API geändert werden, d.h. beim Wechsel des Bussystems muss auch ein Teil der Firmware erneuert werden.

Durch die Einführung der AKOM-Schicht, wie sie in Abb. 4 gezeigt ist, entfällt diese geräteseitige Anpassung. Unabhängig davon, ob die AKOM-Schicht in einem eigenen

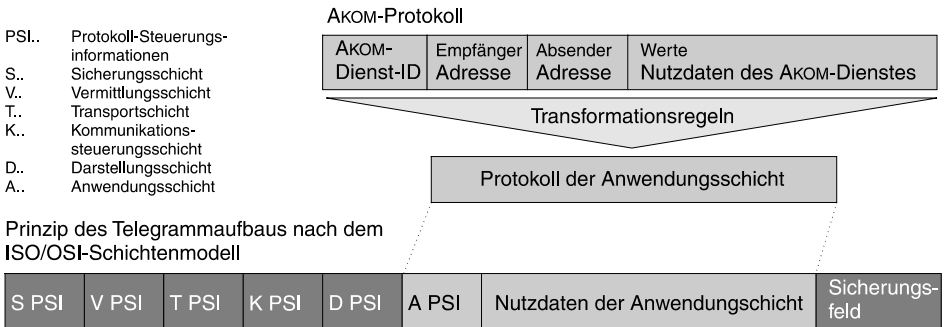
Kommunikationsmodul (Abb. 5a) oder als reine Software-Lösung (b) realisiert wird, besteht ihre Aufgabe darin, die Anwendungsprozessschnittstelle an die Anwendungsschicht des Kommunikationssystems anzupassen. Durch die Integration der AKOM-Dienstprimitive und der zugehörigen Datenstrukturen in das Geräte eigene API beschränkt sich diese Anpassung auf die Transformation des AKOM-Protokolls in das Protokoll der Anwendungsschicht. Abbildung 6 zeigt die Umsetzung in ein Kommunikations-Telegramm nach dem Prinzip des ISO/OSI-Schichtenmodells (s.a. Kap. 3).



**Abb. 5: Einordnung der abstrakten Kommunikationsschnittstelle in das Kommunikationsmodell. Implementierung der AKOM in separatem Kommunikationsmodul (a) oder als reine Software-Lösung in der BAU (b)**

Die Transformationsregeln hierfür sind Bussystem spezifisch. Je nach Syntax des Anwendungsschicht-Protokolls müssen z.B. die logischen Adressen in Gruppenadressen oder physikalische Adressen (bei direkter Adressierung) umgeformt werden. Das bedeutet, dass für jedes unterstützte Bussystem eine eigene AKOM-Implementierung erstellt werden muss. Die AKOM-Dienste selbst bleiben aber unverändert. Die Einführung der Abstrakten Kommunikationsschnittstelle begrenzt deshalb die Standardisierung des API auf die Implementierung der im nächsten Abschnitt vorgestellten Kommunikationsobjekte und der zugehörigen AKOM-Dienste.





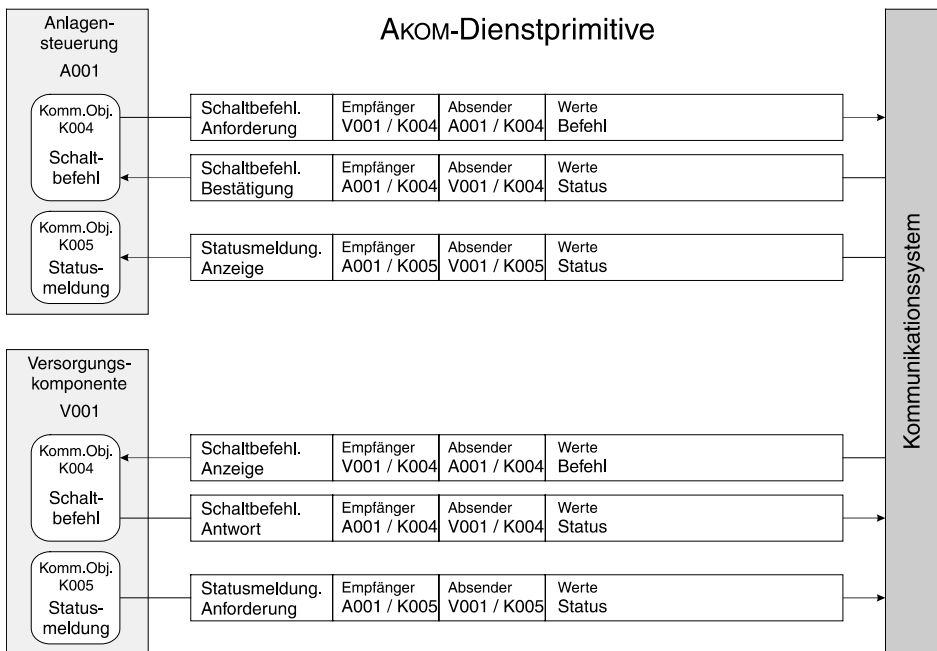
**Abb. 6: Umsetzung des AKOM-Protokolls in ein Kommunikationstelegramm nach dem Prinzip des ISO/OSI-Schichtenmodells**

### 4.2 Dienste und Kommunikationsobjekte

Unter dem Begriff *Kommunikationsobjekt* wird eine Funktionseinheit verstanden, die eine bestimmte Datenstruktur im Speicherbereich des Anwendungsprozesses repräsentiert. Der Zugriff auf diese Datenobjekte erfolgt über Dienste und die dazugehörigen Dienstprimitive (s.a. Kapitel 2).

Am Beispiel der Kommunikationsobjekte *Schaltbefehl* und *Statusmeldung*, die Aufgaben der Betriebsführung erfüllen, soll das Zusammenwirken von Kommunikationsobjekten und Diensten näher erläutert werden. Abbildung 7 zeigt die Datenstruktur der zugehörigen Anwendungsdienste. Der Dienst *Schaltbefehl* ist als bestätigter Dienst dargestellt und wird z.B. im Speicherbereich von Anlagensteuerung A001 und Versorgungskomponente V001 durch das Kommunikationsobjekt K004 repräsentiert. Das zugehörige Dienstprimitive *Schaltbefehl.Bestätigung* enthält als Daten den aktuellen Betriebszustand. Dieser Wert wird außer zur Bestätigung des Schaltbefehls immer dann benötigt, wenn sich der Betriebszustand einer Komponente ändert. Deshalb wurde zusätzlich das Kommunikationsobjekt *Statusmeldung* definiert, das ereignisgesteuert – ohne Anforderung der Anlagensteuerung – nach einer Zustandsänderung den unbestätigten Dienst *Statusmeldung* aufruft. Dieser veranlasst das Kommunikationssystem, ein Telegramm mit dem neuen Zustand an die Anlagensteuerung zu übermitteln.

Wenn vereinbart wurde, dass an Stelle des Dienstprimivs *Schaltbefehl.Bestätigung* das Dienstprimitive *Statusmeldung.Anzeige* verwendet wird, kann das Kommunikationsobjekt *Schaltbefehl* auch durch einen unbestätigten Dienst realisiert werden.



**Abb. 7: Datenstruktur und Anwendungsdienste der Kommunikationsobjekte Schaltbefehl und Statusmeldung**

Mit dieser Form der Darstellung können alle Kommunikationsobjekte und Dienste der Abstrakten Kommunikationsschnittstelle implementierungsneutral definiert werden und bilden so einen guten Ausgangspunkt für eine zukünftige Standardisierung.

## 5 Zusammenfassung und Ausblick

Zu Beginn wurden wichtige Fachbegriffe der Kommunikationstechnik beschrieben. Nach der Erläuterung eines Kommunikationsmodells, mit der die Interaktion zwischen zwei Kommunikationspartnern dargestellt werden kann, wird aufbauend darauf eine Möglichkeit für die Schaffung einer einheitlichen Kommunikationsschnittstelle aufgezeigt, die den Anschluss von Komponenten beliebiger Hersteller an ein Bussystem erlaubt, ohne dass Gateways zur Anpassung der verschiedenen Schnittstellen erforderlich sind.

Aber nicht nur die einheitliche Geräteschnittstelle ist entscheidend, benötigt wird auch eine einheitliche Semantik, die das Verstehen der übermittelten Befehle erst sicherstellt. Hierfür sind sogenannte Kommunikationsobjekte vorgesehen, die wichtige Bestandteile einer abstrakten, d.h. universell verwendbaren Kommunikationsschnittstelle sind. Die



abstrakte Kommunikationsschnittstelle, in diesem Papier kurz AKOM genannt, wirkt als zusätzliche Ebene zwischen der Anwendungsschicht des Bussystems und der Prozessschnittstelle einer Applikation. Sie stellt ein Protokoll, das Bestandteil einer Norm werden muss, mit herstellernerutralen Diensten und Dienstprimitiven bereit.

Wenn diese Dienste im API implementiert sind, ist zukünftig bei einer Änderung des Kommunikationssystems kein Eingriff mehr in die Geräte-Firmware notwendig. Entweder wird einfach das Kommunikationsmodul ausgetauscht oder der entsprechende Busankoppler mit der passenden AKOM-Schicht eingesetzt. Für jedes zugelassene Bussystem muss daher eine eigene AKOM-Implementierung vorhanden sein, die die Anpassung an das jeweilige Bus-Protokoll übernimmt.

Es wurde bewusst vermieden, einen Vorschlag für die Standardisierung der Kommunikationsschnittstelle zu machen, der auf einem bestimmten Bussystem beruht. Gerade in diesem Bereich schreitet die technische Entwicklung derart schnell voran, dass nicht absehbar ist, welches der gegenwärtig auf dem Markt verfügbaren Systeme sich durchsetzt. Um hier nicht auf das „falsche Pferd“ zu setzen, muss der zu entwickelnde Standard für eine einheitliche Kommunikation in der Modularen Energie-Systemtechnik offen bleiben für neue technische Entwicklungen. Die vorgestellte abstrakte Kommunikationsschnittstelle kann diese Forderung erfüllen. Sie ist auf der Feldebene definiert und für die Kommunikation mit der Anlagensteuerung vorgesehen. Von dort kann die Verbindung zu einem Wide-Area-Network geschaffen werden, das Fernsteuerung und -diagnose von jedem beliebigen Ort in der Welt ermöglicht, was gerade für einen wirtschaftlichen Betrieb von zukünftigen Energieversorgungsanlagen in Entwicklungs- und Schwellenländern unbedingt erforderlich sein wird.



## 6 Literatur

- /Charwat 1992/ Charwat, H. J.: Lexikon der Mensch-Maschine-Kommunikation. 1. Auflage. München, Wien: R. Oldenbourg Verlag, 1992
- /SchHa:1999/ Scherff, B.; Haese, E.; Wenzek, H. R.: Feldbussysteme in der Praxis: Ein Leitfaden für den Anwender. 1. Auflage. Berlin, Heidelberg, New York: Springer Verlag, 1999
- /Philips 1992/ Philips: Referenz Datenkommunikation. 1. Auflage. Aachen: Elektor Verlag GmbH, 1992
- /E DIN 2382-9/ NA Informationstechnik: E DIN ISO/IEC 2382-9, Informationstechnik – Begriffe – Teil 9: Datenkommunikation / Deutsches Institut für Normung e.V. Berlin: Beuth Verlag, 1996
- /DIN 7498/ NA Informationstechnik: DIN EN ISO/IEC 7498-1, Informationstechnik – Kommunikation Offener Systeme – Teil 1: Basisreferenzmodell: Basismodell (ISO/IEC 7498-1:1994); englische Fassung EN ISO/IEC 7498-1:1995 / Deutsches Institut für Normung e.V. Berlin: Beuth Verlag, 1994
- /DIN 2382-26/ NA Informationstechnik: DIN ISO/IEC 2382-26, Informationstechnik – Begriffe – Teil 26: Kommunikation Offener Systeme (ISO/IEC 2382-26:1993) / Deutsches Institut für Normung e.V. Berlin: Beuth Verlag, 1998
- /DIN 66348/ NA Technische Grundlagen: DIN 66348-3, Schnittstelle für die serielle Meßdatenübermittlung – Teil 3: Anwendungsdienste, Telegramme und Protokolle / Deutsches Institut für Normung e.V. Berlin: Beuth Verlag, 1998
- /Haas 2002/ Haas, O.: Kommunikation für dezentrale Stromversorgungssysteme. Dissertation an der Universität Kassel. Kassel, Berlin: dissertation.de 2002



## Planung kostenoptimaler Informations- und Kommunikations-Infrastrukturen

A. Bley, A. Zymolka  
Konrad-Zuse-Zentrum für Informationstechnik Berlin  
Abteilung Optimierung  
Takustraße 7, 14195 Berlin  
Tel: (030) 84185-229, (030) 84185-248 Fax: (030) 84185-269  
E-Mail: bley@zib.de zymolka@zib.de

### 1 Einleitung

Moderne Informations- und Kommunikationsnetze sind sehr komplizierte Systeme, die sich aus zahlreichen Bausteinen zusammensetzen. Für die einzelnen Funktionalitäten gibt es eine große Vielfalt von technischen Geräten, verkehrssteuernden Verbindungsprotokollen und Softwareschnittstellen. Erst durch ein reibungsloses Zusammenspiel aller Bestandteile entsteht eine Infrastruktur, auf der verschiedene Informations- und Kommunikationsdienste realisiert werden können.

Beim Entwurf und Ausbau solcher Kommunikationssysteme müssen zahlreiche interdependente Entscheidungen getroffen und gleichzeitig mannigfaltige Bedingungen berücksichtigt werden, um ein funktionstüchtiges, qualitativ hochwertiges und kostengünstiges Netzwerk zu gestalten. Im Rahmen der Netzplanung ergeben sich dabei viele interessante und nur schwer lösbare Fragestellungen. Neben der Größe der Netze bestimmt in erster Linie die Vielfalt an Alternativen und Randbedingungen die Komplexität dieser Aufgaben. Die meisten Funktionalitäten und Dienste lassen sich mit technisch verschiedenen Konzepten realisieren. So kann zum Beispiel die Datenübertragung zwischen zwei Punkten über selbstverlegte optische Glasfasern, permanente Mietleitungen oder temporäre GSM-Verbindungen erfolgen. In ähnlicher Weise gibt es für praktisch jede Funktionalität Geräte oder ganze Systeme verschiedener Hersteller in den unterschiedlichsten Leistungs- und Preisklassen. Für IP-Knotenpunkte etwa ist ein ganzes Spektrum technischer Varianten vom DSL-Router für ein Heimnetzwerk bis zum modular aufgebauten Gigabit-Router für Hochgeschwindigkeitsnetze verfügbar. Außerdem lassen sich verschiedene operative Anforderungen, wie zum Beispiel die Ausfallsicherheit des Netzes, meist auf verschiedenen Ebenen mit unterschiedlichen Konzepten realisieren.



Die zu berücksichtigenden technischen und organisatorischen Alternativmöglichkeiten und Randbedingungen sind normalerweise so vielfältig und komplex, dass eine manuelle Planung praktisch nicht mehr möglich ist. Nur durch den Einsatz mathematisch basierter Lösungsansätze und automatisierter Verfahren können eine hohe Planungsqualität und –sicherheit gewährleistet und die vorhandenen Verbesserungspotentiale voll ausgeschöpft werden. Die mathematische Optimierung stellt die geeigneten Mittel zur Lösung solcher komplexen Planungsprobleme zur Verfügung. Sie konnte sich als erfolgreiches Werkzeug für vielerlei anwendungsorientierte Fragestellungen etablieren und hat als Ergebnis langjähriger Forschung und Entwicklung ein umfangreiches Sortiment an geeigneten Lösungsansätzen und -methoden anzubieten. /Graham+ 1999/. Basierend auf diesen mathematischen Modellen und Theorien lassen sich effiziente Algorithmen und automatisierte Planungswerkzeuge für zahlreiche praktische Probleme entwickeln.

Ziel dieses Vortrages ist es, das Potential und die Methodik der mathematischen Optimierung bei der kostenoptimalen Planung von Kommunikationsnetzen darzustellen, siehe auch /Bley+ 2003/ und /SansoSoriano 1999/. Dabei orientieren wir uns exemplarisch an einer typischen praxisrelevanten Planungsaufgabe, der Struktur- und Konfigurationsplanung beim Aufbau eines mehrstufigen Telekommunikationsnetzwerkes. Im folgenden stellen wir zunächst diese kombinatorische Planungsaufgabe im Detail vor. Anschließend gehen wir auf die Methodik der mathematischen Optimierung ein und skizzieren kurz die wesentlichen Modellierungstechniken und einige charakteristische Verfahrensansätze. Als weitere Anwendung greifen wir abschließend die Planung einer adäquaten Informations- und Kommunikationsinfrastruktur für ein dezentrales Energieversorgungsnetz auf. Wir beschreiben mögliche grundsätzliche Strukturalternativen und zeigen auf, in welcher Form die mathematische Optimierung den Planungsprozess und die Auswahl der günstigsten Infrastruktur begleiten und unterstützen kann.

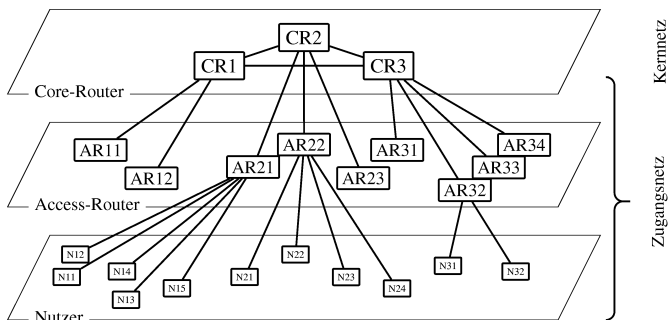
## 2 Netzstruktur- und Konfigurationsplanung

Informations- und Kommunikationsnetze sollen in der Praxis verschiedene, an sie gestellte Aufgaben erfüllen. Ihr Zweck kann es sein, Telefongespräche zwischen verschiedenen Standorten zu vermitteln, Informationsdienste für mehrere Nutzer zur Verfügung zu stellen oder spezielle technische Anlagen zu überwachen und zu steuern. Damit sie diese Aufgaben effizient erfüllen können, müssen die Netzwerke für die erwarteten Übertragungs- oder Dienstanforderungen passend strukturiert und dimensioniert sein.

In vielen Anwendungsfällen ist es aus technischen oder organisatorischen Gründen unvorteilhaft oder sogar unmöglich, alle Netzelemente gleich zu behandeln und ein alles umfassendes Netz aufzubauen. Insbesondere größere Netze werden deshalb üblicher-



weise partitioniert und in mehrere Hierarchieebenen gegliedert. Dadurch entstehen für die Planung und den Betrieb leichter handhabbare Teilnetze. Netzelemente verschiedener Ebenen erfüllen dabei häufig unterschiedliche Aufgaben. Bei der Vermittlung und Signalisierung in Telefonnetzen sind die Nutzeranschlüsse die Netzelemente der untersten Ebene. Ihnen übergeordnet sind die Nebenvermittlungsstellen, die zwar Leitungen zusammenfassen, aber noch keine Gespräche vermitteln können. Die oberste Ebene besteht schließlich aus den Vollvermittlungsstellen, die neben der Signalisierung auch die Gebührenerfassung abwickeln. Ähnlich sind auch verteilte Informationssysteme mit Servern, Proxies und Clients oder Teilnetze des Internet mit Kernnetzknotten, Zugangsknoten und Nutzeranschlüssen aufgebaut, wie in Abb. 1 dargestellt.

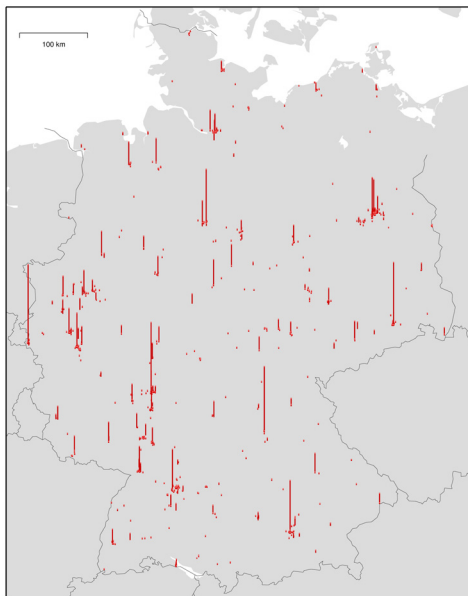


**Abbildung 1: Schematischer Aufbau eines IP-Netzes mit 3 Netzebenen**

Der Entwurf solcher mehrschichtigen Netze ist eine komplexe strategische Planungsaufgabe. Dabei ist eine Vielzahl langfristiger und kostspieliger Entscheidungen zu treffen, die sich später nicht mehr oder nur mit sehr hohem Aufwand revidieren lassen, und es müssen zahlreiche technische und organisatorische Bedingungen berücksichtigt werden. Im folgenden diskutieren wir die verschiedenen relevanten Aspekte der Netzstruktur- und Konfigurationsplanung exemplarisch anhand der Planung eines großen IP-Netzes, des Gigabit-Wissenschaftsnetzes G-WiN /BleyKoch 2000/, /BleyKoch 2002/.

## 2.1 Netzstrukturplanung

Bei der Netzstrukturplanung ist zu entscheiden, an welchen Standorten Netzknoten welcher Ebene eingerichtet und wie diese untereinander zu Teilnetzen verbunden werden. Ausgangspunkt dafür ist die Menge aller relevanten Standorte. Dazu zählen alle Nutzeranschlüsse oder Clients, zwischen denen Daten übertragen werden sollen bzw. von denen Dienste in Anspruch genommen werden. Ferner zählen auch die Standorte aller möglichen Transit- oder Serviceknoten dazu, siehe Abbildung 2.

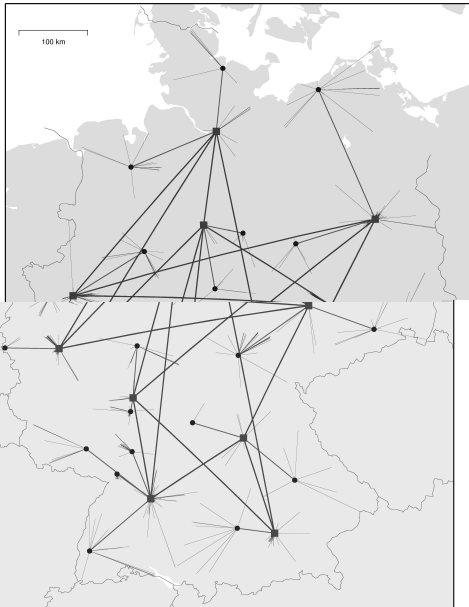


**Abbildung 2: G-WiN Standorte mit Quellen-Verkehrsanforderungen**

An jedem Standort können Netzknoten einer oder mehrerer Hierarchieebenen eingerichtet werden. Allerdings gibt es Einschränkungen, an welchen Standorten Knoten welcher Ebenen eingerichtet werden müssen oder können. Außerdem kann die Anzahl der Knoten in den verschiedenen Teilnetzen oder Hierarchieebenen aus technischen oder planerischen Gründen beschränkt sein. Im G-WiN konnten Kernnetzknoten der höchsten Ebene zum Beispiel nur an Standorten aufgebaut werden, die über die nötige technischen Voraussetzungen sowie Wartungs- und Servicepersonal verfügten. Zudem durften einem einzelnen Kernnetzknoten nicht zu viele Nutzeranschlüsse zugeordnet werden, um Überlastungen zu vermeiden.

Zwischen den Netzknoten können verschiedene Verbindungen eingerichtet werden. Durch die Auswahl der Verbindungen wird die topologische Struktur der Teilnetze festgelegt. Welche Verbindungen zwischen den Knoten möglich sind, kann dabei sowohl von der geographischen Lage der Standorte als auch von der Hierarchieebene der Netzknoten abhängen. So kann zum Beispiel zwischen zwei Standorten eine Verbindung möglich sein, wenn an beiden ein Kernnetzknoten eingerichtet ist, während eine Anbindung des einen Standortes an den anderen nicht möglich ist, wenn einer der Standorte nur ein einfacher Nutzeranschluss ist.





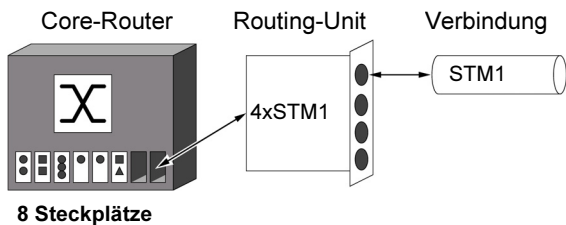
**Abbildung 3: Erste Ausbaustufe des G-WiN: das Ebene-1 Kernnetz ist zweifach zusammenhängend**

Je nach praktischer Anwendung kann es zusätzliche Bedingungen an die einzelnen Teilnetze geben. Beispielsweise dürfen die Zugangsnetze oft aus technischen Gründen nur streng hierarchisch aufgebaut sein: jeder Knoten (bis auf die der obersten Ebene) muss an genau einen Knoten der nächsthöheren Ebene angebunden sein. Das Kernnetz, welches die Knoten der höchsten Ebene miteinander verbindet, muss in der Regel erhöhten Sicherheitsanforderungen genügen. Bei der Planung des G-WiN musste das Kernnetz so stark vermascht sein, dass es beim Ausfall einzelner Knoten oder Links nicht in mehrere Teile zerfällt, siehe Abbildung 3.

## 2.2 Netzkonfiguration

Im zweiten Teil der Aufgabe, bei der Netzkonfiguration, sind die Netzelemente so zu dimensionieren, dass das Gesamtnetz die erwarteten Übertragungs- oder Dienstanforderungen erfüllen kann. Dies umfasst neben der Konfiguration der Hardware auch die Festlegung der Kommunikationswege.

Im Einzelnen ist zu entscheiden, welche Versorgung, Gerätetechnik oder Softwarekomponente an den Knoten und welche Verbindungstypen eingerichtet werden sollen. Je



**Abbildung 4: Schematischer Aufbau eines IP-Kernnetz-Routers**

nach Anwendungsproblem können dabei an den Knoten Gebäude, Stellflächen, Klima- und Stromversorgung, Switches, Router, Interface-Karten, Geräte für Backup, Accounting oder Gebührenerfassung, Betriebs- und Administrationspersonal oder Softwarelizenzen zu berücksichtigen sein. Es kann wiederum sowohl vom Standort als auch von der Hierarchieebene abhängen, welche Komponenten an welchem Knoten wie oft verfügbar sind und ob an bestimmten Knoten spezielle Komponenten installiert werden müssen.

Die Verbindungstypen entsprechen meist den möglichen Übertragungskapazitäten. Sie können aber auch komplexere Installationen darstellen, wie Doppelanbindungen aus Paaren von jeweils physikalisch getrennt verlaufenden Leitungen zwischen zwei Punkten. Auch bei den Verbindungen kann es von den geographischen Standorten, den gewählten Netzebenen und den Konfigurationen der Knoten abhängen, welche Typen jeweils verfügbar sind. Bestimmte Technologien oder Kapazitätsstufen wie DSL dienen zum Beispiel nur für die Anbindung von Nutzeranschlüssen, und Doppelanbindungen können aus Sicherheitsgründen für die Verbindungen zwischen den Knoten der oberen Netzebenen zwingend gefordert sein.

Die Komplexität der Konfigurationsplanung ergibt sich aus den zahlreichen technischen und planerischen Nebenbedingungen, die berücksichtigt werden müssen. Komponenten und Verbindungstypen können etwa nur so installiert werden, dass überall technische Kompatibilität gewährleistet ist: Verbindungstypen, Gerätetechnik und Software müssen zusammenpassen. Exemplarisch sind in Abbildung 4 die wesentlichen Beziehungen bei der Konfiguration eines Kernnetz-IP-Routers skizziert.

Über die technische Kompatibilität hinaus muss die Konfiguration auch ausreichende Kapazitäten zur Erfüllung der Übertragungs- oder Dienstanforderungen bereitstellen. Je nach konkreter Anwendung muss daher auch entschieden werden, wie die Anforderungen von den installierten Servern bedient bzw. durch das Netz geleitet werden.



## 2.3 Zielstellung

Primäres Ziel dieser Planungsaufgabe ist die Minimierung der Gesamtnetzkosten, aber auch die Robustheit des Netzes gegenüber Ausfällen einzelner Netzelemente ist von Bedeutung. Kosten entstehen sowohl durch das Einrichten von Knoten und Verbindungen als auch für die Installation der verschiedenen Komponenten und Verbindungstypen.

Die beschriebene Netzstruktur- und Konfigurationsplanung ist eine typische kombinatorische Optimierungsaufgabe, bei der im wesentlichen „Ja/Nein“- und Anzahl-Entscheidungen zu treffen sind. Im folgenden Teil stellen wir nun die Grundtechniken vor, um solche Planungsaufgaben mathematisch abzubilden und zu lösen.

## 3 Methoden der kombinatorischen Optimierung

Eine ganze mathematische Fachrichtung, die mathematische Programmierung, befasst sich mit der Modellierung verschiedener Optimierungsprobleme und der Entwicklung geeigneter Lösungsverfahren. In den letzten Jahren und Jahrzehnten wurden zahlreiche Optimierungsprobleme aus den unterschiedlichsten Anwendungsbereichen wissenschaftlich untersucht. Für viele dieser Probleme werden die dabei entwickelten Algorithmen und Verfahren sehr erfolgreich bei der Lösung praktischer Planungsprobleme genutzt.

### 3.1 Mathematische Modellierung

Um mathematische Optimierungsmethoden zur Lösung eines praktischen Problems einsetzen zu können, ist es nötig, das Problem zunächst abstrakt in einem Modell aus Parametern, Variablen, Nebenbedingungen und einer Zielfunktion darzustellen.

Eine solche Modellierung dient im wesentlichen zwei Zwecken. Zum einen wird die bis dahin verbal mehr oder weniger genau umrissene Aufgabenstellung präzisiert. Durch das Modell wird letztlich beschrieben, welche Aspekte des realen Planungsproblems in welcher Form berücksichtigt werden. Nur so lassen sich später Lösungen oder theoretische Aussagen auch praktisch korrekt einordnen. Daneben erfolgt durch das Erstellen eines Modells eine Abstraktion, durch die das Problem den mathematischen Methoden zugänglich gemacht wird.

Oft lässt sich ein praktisches Problem auf verschiedene Arten als mathematisches Modell darstellen. Zum Abbilden und Lösen von kombinatorischen Optimierungsproblemen, wie der oben beschriebenen Netzstruktur- und Konfigurationsplanung, haben sich gemischt-ganzzahlige lineare Programme als sehr erfolgreich erwiesen. Dabei werden ganzzahlige Variablen zur Abbildung der diskreten Entscheidungen verwendet, bei-



spielsweise für die Anzahl der zu installierenden Schnittstellenkarten eines bestimmten Typs an einem Standort. Kontinuierliche Variablen werden für Entscheidungen verwendet, bei denen auch gebrochene Werte zulässig sind, wie etwa den Datenflüssen über einzelne Verbindungen. „Ja/Nein“-Entscheidungen werden durch 0/1-Variablen abgebildet, einen Spezialfall der ganzzahligen Variablen. Die Nebenbedingungen des Problems werden ausschließlich durch lineare Gleichungen oder Ungleichungen beschrieben. Zur Veranschaulichung ist in Abbildung 5 die Modellierung eines stark vereinfachten Clusteringproblems mit zwei Netzebenen als gemischt-ganzzahliges lineares Programm dargestellt.

Häufig werden erst durch die Abstraktion der Modellierung Parallelen zwischen Problemen sichtbar, die aus praktischer Sicht scheinbar verschieden sind. Teile von Modellen lassen sich unter Umständen auch als Bausteine in Modellen anderer realer Probleme wiederverwenden. Ist dies der Fall, so können oft auch die entsprechenden mathematischen Resultate und Strukturaussagen, algorithmischen Ideen oder Verfahrensansätze übertragen werden.

### 3.2 Algorithmische Grundverfahren

Aus Sicht der Komplexitätstheorie, einer Teildisziplin, die sich sowohl mit theoretischen als auch praktischen Fragen der Berechenbarkeit beschäftigt, sind viele der praktisch interessanten Planungsprobleme sehr schwer (genauer: NP-schwer). Für solche Probleme gibt es keine Algorithmen, die immer eine Optimallösung liefern und deren Laufzeit nur moderat mit der Problemgröße wächst. Viele dieser Optimierungsprobleme lassen sich für praktisch relevante Größenordnungen häufig nur durch den Einsatz verschiedener, meist sehr problem- bzw. modellspezifischer Techniken lösen. Prinzipiell unterscheidet man zwei Arten von Lösungsverfahren: die Heuristiken und die exakten Verfahren.

Heuristiken sind Verfahren, die versuchen, kostengünstige zulässige Lösungen zu produzieren. Sie garantieren aber nicht, eine optimale Lösung zu finden. Obwohl sie oft sehr effizient sind, besteht ihr wesentlicher Nachteil darin, dass die Qualität der erzeugten Lösungen nicht sinnvoll beurteilt werden kann. Bei einer Lösung, die mit einer Greedy-, einer Verbesserungs- oder einer Metaheuristik berechnet wurde, bleibt in der Regel unklar, ob es noch kostengünstigere Lösungen gibt und um wieviel die Kosten noch verringert werden können. Es kann auch vorkommen, dass Heuristiken gar keine Lösung finden, obwohl das Problem lösbar ist.

Dem gegenüber finden exakte Verfahren garantiert immer eine optimale Lösung, sofern eine solche existiert. Sie nutzen meist mehrere mathematische Ideen und algorithmische Grundkonzepte. Fast alle exakten Verfahren für die Lösung gemischt-ganzzahliger



Programme basieren auf einer Kombination aus Enumeration und geeigneten linearen Relaxierungen.

Gegeben sei die Menge aller Nutzerstandorte  $U$  sowie die Menge aller möglichen Ebene-Eins-Standorte  $V$ . Diese Mengen können sich überschneiden, d.h. es können an einigen Standorten Netzknoten beider Ebenen eingerichtet werden. Wir nehmen zur Vereinfachung an, dass alle eingerichteten Ebene-Eins-Knoten identisch konfiguriert sind. Im folgenden seien  $u \in U$  und  $v \in V$  Standorte. Wir benutzen folgende Notation für die Problemparameter:

$k_{uv}$  für die Anbindungskosten von  $u$  nach  $v$ ,

$k_v$  für die Einrichtungskosten eines Ebene-Eins-Knotens in  $v$ ,

$c$  für die Kapazität eines Ebene-Eins-Knotens, und

$d_u$  für die Verkehrsanforderung des Nutzerstandortes  $u$ .

Mit den 0/1-Entscheidungsvariablen

$x_{uv} = 1$ , wenn  $u$  an  $v$  angebunden wird, und

$y_v = 1$ , wenn in  $v$  ein Ebene-Eins-Knoten eingerichtet wird,

lässt sich das Clustering-Problem, also die Auswahl der Ebene-Eins-Standorte und die Zuordnung der Nutzerstandorte zu den Ebene-Eins-Standorten, folgendermaßen modellieren:

#### Zielfunktion

$$\min \sum_v k_v y_v + \sum_{uv} k_{uv} x_{uv}$$

#### Nebenbedingungen

Jeder Nutzerstandort muss an genau einen Ebene-Eins-Knoten angeschlossen werden:

$$\sum_v x_{uv} = 1 \quad \forall u \in U$$

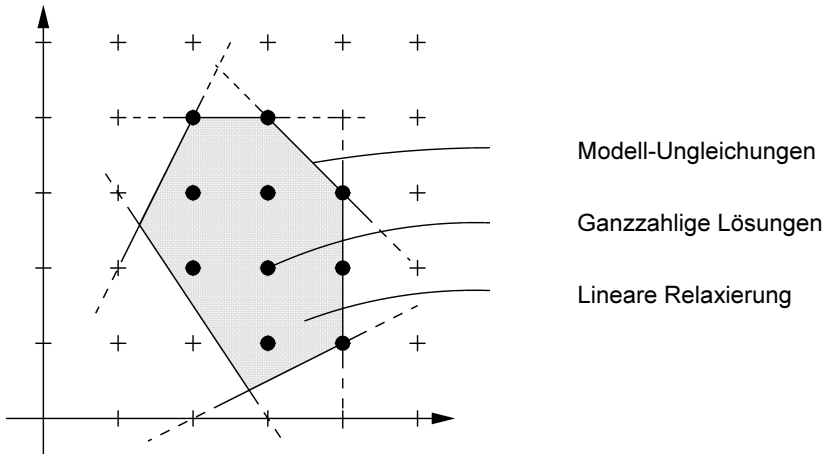
Wird ein Nutzerstandort an einen Ebene-Eins-Knoten angeschlossen, so muss dieser Ebene-Eins-Knoten auch eingerichtet werden:

$$x_{uv} \leq y_v \quad \forall u \in U, v \in V$$

Die Kapazität eines eingerichteten Ebene-Eins-Knotens muss mindestens so groß wie die Summe der Verkehrsanforderungen aller angeschlossenen Nutzerstandorte sein:

$$\sum_u d_u x_{uv} \leq c y_v \quad \forall v \in V$$

Abbildung 5: Mathematisches Modell eines Clustering-Problems

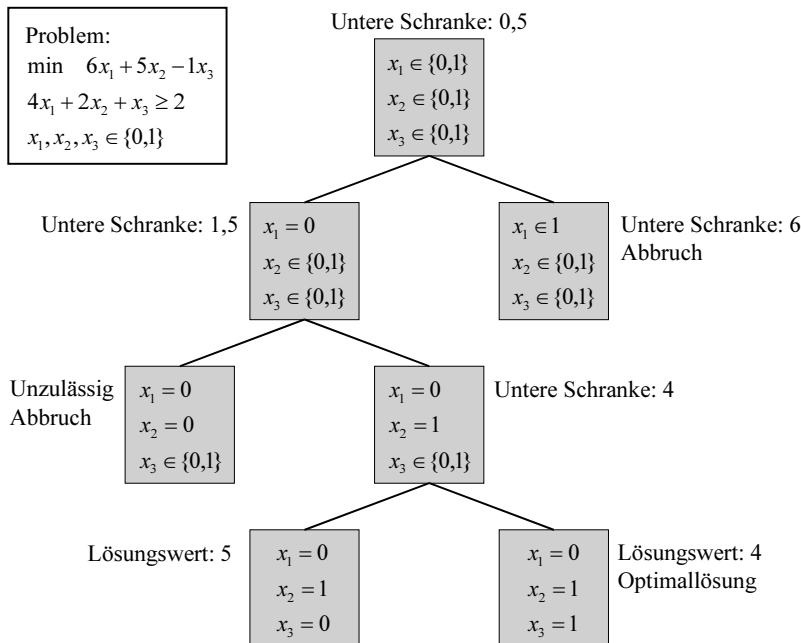


**Abbildung 6: Zusammenhang zwischen linearer Relaxierung und ganzzahligen Lösungen**

Die Enumerationskomponente sorgt dafür, dass der Lösungsraum tatsächlich vollständig nach der Optimallösung abgesucht wird. Wie bei Divide-and-Conquer wird das Problem dabei sukzessive in viele kleinere Teilprobleme zerlegt. Die lineare Relaxierung eines gemischt-ganzzahligen linearen Programms ist eine Vereinfachung, bei der die Variablen auch gebrochene Werte annehmen dürfen, siehe Abbildung 6. Diese Relaxierung ist somit ein lineares Programm und lässt sich effizient mit Standardalgorithmen lösen, etwa mit der Simplex-Methode /Chvatal 1983/ oder mit Innere-Punkte-Verfahren /VanderBei 2001/. Zudem liefert die Optimallösung einer Relaxierung immer eine untere Kostenschranke für das ursprüngliche gemischt-ganzzahlige lineare Programm.

Die Integration der Relaxierung erlaubt es, den Suchraum bei der Enumeration frühzeitig zu beschränken und nicht übermäßig viele unnötige Teilprobleme zu erzeugen. Ist für eines der Teilprobleme aus der Enumeration bereits der Optimalwert der zugehörigen linearen Relaxierung höher als die Kosten der besten bisher für das Problem gefundene Lösung oder ist die Relaxierung nicht lösbar, so braucht dieses Teilproblem nicht weiter untersucht oder mit Divide-and-Conquer zerlegt zu werden: es kann keine bessere Lösung für das Gesamtproblem liefern. Auch wenn die Optimallösung der Relaxierung nur ganzzahlige Variablenwerte annimmt, braucht man das jeweilige Teilproblem nicht weiter zu untersuchen. In diesem Fall ist die Optimallösung der Relaxierung bereits eine Optimallösung des Teilproblems. Dieses Verfahren wird als Branch-and-Bound bezeichnet. In Abbildung 7 ist dieses Verfahren für ein einfaches ganzzahliges lineares Programm veranschaulicht.

Darüber hinaus kann zu jedem Zeitpunkt aus den unteren Kostenschranken der noch nicht vollständig abgearbeiteten Teilprobleme eine untere Kostenschranke für das Ge-



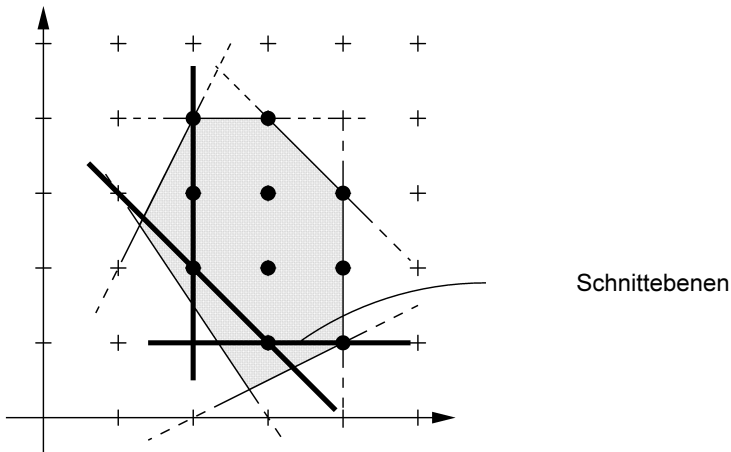
**Abbildung 7: Branch-and-Bound-Suchbaum für ein einfaches ganzzahliges lineares Programm**

samtpproblem abgeleitet werden. Bricht man das Branch-and-Bound-Verfahren aus Zeitgründen vorzeitig ab, also bevor der Lösungsraum komplett durchsucht wurde, so hat man neben der besten bis dahin gefundenen Lösung auch eine Qualitätsgarantie, einen algorithmisch bewiesenen unvermeidbaren Mindestkostenwert.

### 3.3 Problemspezifische Mathematik

Diese Grundtechniken und –algorithmen kommen in verschiedenen kommerziellen Softwareprodukten zum Lösen linearer und gemischt-ganzzahliger linearer Programme zum Einsatz, wie zum Beispiel in /CPLEX/ oder /XPRESS/. Häufig lassen sich praktische Planungsprobleme aber nicht einfach als gemischt-ganzzahliges lineares Programm formulieren und mit Standardsoftware bearbeiten. Selbst die besten Solver können die großen und komplexen Modelle nicht in vertretbarer Zeit bis zur Optimalität lösen.





**Abbildung 8: Drei Schnittebenen**

Durch mathematische Studien lassen sich jedoch oft spezielle strukturelle Eigenschaften der Probleme und Modelle erkennen und algorithmisch ausnutzen. Hauptschwerpunkte dabei sind zum einen die Untersuchung und qualitative Verbesserung der Modelle, die als Grundlage für die Algorithmen dienen, und zum anderen die Entwicklung und Analyse verbesserter oder alternativer Methoden und Lösungsverfahren.

Viele reale Problem lassen sich auf vielfältige Weise mathematisch modellieren. Die praktische Lösbarkeit hängt aber stark von den Merkmalen der Modelle ab. Häufig ist dasjenige Modell am besten, dessen lineare Relaxierung besonders stark ist, die also auch ohne Ganzzahligkeitsbedingung das Problem noch möglichst genau abbildet. Die Wahl eines geeigneten Modells ist daher von entscheidender Bedeutung. Daneben lässt sich die lineare Relaxierung eines Modells meist durch das Hinzufügen weiterer Bedingungen, sogenannter Schnittebenen, deutlich verbessern. Schnittebenen sind lineare Ungleichungen, die zwar nicht explizit zum Modell und somit auch nicht zu der linearen Relaxierung gehören, die aber dennoch von allen Lösungen des gemischt-ganzzahligen Programms erfüllt werden, siehe Abbildung 8. Viele dieser implizit gegebenen Bedingungen findet man nur durch intensive Analyse der Modelle und Problemstruktur.

Gerade große Planungsprobleme mit komplexen Nebenbedingungen können häufig nur mit Hilfe sogenannter Separierungs- oder Spaltengenerierungsverfahren gelöst werden. Dabei wird zu Beginn des Algorithmus nur ein Bruchteil der Nebenbedingungen oder Variablen des Modells erzeugt und dieses Teilmodell gelöst. Dann wird algorithmisch entschieden, ob und welche Nebenbedingungen des Modells noch verletzt sind oder ob



und welche Variablen noch Verbesserungen erlauben würden. In einem iterativen Prozess werden diese dann hinzugefügt, Nebenbedingungen und Variablen werden also erst bei Bedarf tatsächlich erzeugt. Mit diesen mathematisch sehr anspruchsvollen Techniken lassen sich heutzutage Probleme mit mehreren Millionen ganzzahligen Variablen oder Nebenbedingungen praktisch optimal lösen.

Neben den kurz umrissenen Verfahren gibt es noch viele weitere methodische Ansätze, die hier nicht alle im Einzelnen dargestellt werden können. Sie sind für verschiedene Problemstrukturen unterschiedlich gut geeignet, so dass der Auswahl des anzuwendenden (und entsprechend auszuarbeitenden bzw. anzupassenden) Ansatzes sowie der Entwicklung effizienter Lösungsverfahren eine ebenso große Bedeutung beizumessen ist wie dem zugrundeliegenden Modell. Für beide Bereiche sind Erfahrungen mit ähnlichen Problemstellungen und ihrer Lösung außerordentlich hilfreich. In diesem Zusammenhang gehen wir abschließend auf die kostenorientierte Planung einer adäquaten Informations- und Kommunikationsinfrastruktur für ein Energienetz ein. Die vielen Parallelen zur eingangs dargestellten Netzstruktur- und Konfigurationsplanung lassen vermuten, dass sich viele Erkenntnisse auf das neue Anwendungsgebiet übertragen lassen und die mathematische Optimierung auch dort sinnvoll eingesetzt werden kann.

## 4 Anwendung

Die Koordination eines großen, dezentralen Energieversorgungsnetzwerkes ist ohne eine geeignete Informations- und Kommunikationsinfrastruktur undenkbar. Sie ist nicht nur für die betriebliche Steuerung und Regelung verantwortlich, sondern übernimmt auch wesentliche Teilaufgaben in anderen Bereichen. Weder ein stabiles PQ- und Netzmanagement noch ein effizientes Erzeugungs- und Lastmanagement wären ohne sie möglich. Nur durch standardisierte Daten- und Übertragungsprotokolle sowie leistungsfähige und robuste Kommunikationsnetze lassen sich automatisierte Betriebsdatenerfassung und –aufbereitung, Anlagensteuerung oder Leistungsflussregelung realisieren. Um einen dauerhaften und reibungslosen Betrieb des Energienetzes gewährleisten zu können, muss das Informations- und Kommunikationssystem gegen mögliche Störsituationen abgesichert werden. Zumindest die wichtigsten Funktionalitäten müssen auch dann noch realisiert werden können, wenn einzelne Komponenten oder ganze Teile der Infrastruktur ausfallen.

Der Entwurf einer „geeigneten“ Informations- und Kommunikationsstruktur für ein dezentrales Energienetz ist ein sehr komplexes Planungsproblem. Es weist markante Gemeinsamkeiten mit der zuvor beschriebenen Netzstruktur- und Konfigurationsplanung in Telekommunikationsnetzen auf. Die zu entwerfenden Netze sind voraussichtlich



sehr groß, sollten verschiedene Dienste realisieren können, und es sind zahlreiche technische und organisatorische Randbedingungen zu berücksichtigen. Es scheint daher auch hier angeraten, eine entsprechende Hierarchisierung oder Aufspaltung in Teilnetze vorzunehmen. Dabei ist allerdings ein ganzes Spektrum struktureller Alternativen umsetzbar. Zur Verdeutlichung skizzieren wir im folgenden zwei extreme Formen möglicher Infrastrukturen.

Die erste Variante stellt ein zentral ausgerichtetes Kommunikationsnetzwerk dar, bei dem alle wichtigen Funktionalitäten an einem einzigen Standort gebündelt werden. In dieser Zentrale laufen alle relevanten Informationen zusammen, und die Zentrale selbst trifft auch alle Steuerungs- und Regelungsentscheidungen. Das Netzwerk dient nur zur Datenübertragung von den einzelnen Energieversorgungseinheiten zur Zentrale und zurück. Um die Informationsflut zu reduzieren, kann eventuell noch eine Hierarchisierung der einzelnen Standorte vorgenommen werden, bei der an den Knoten der Zwischenstufen bestimmte Betriebsdaten auf dem Weg zur Zentrale zusammengefasst und Steuerungsdaten auf dem Weg zu den Versorgungseinheiten wieder verfeinert und präzisiert werden. Eine ausfallsichere Anbindung sollte dabei zumindest bis zu den Knoten der Zwischenebene sichergestellt werden. Eine solche Infrastruktur erlaubt es prinzipiell, das gesamte Netz aufgrund der umfassenden Information von der Zentrale aus optimal zu steuern. Sie erfordert dazu allerdings sehr leistungsfähige Datenübertragungs- und Verarbeitungssysteme und insbesondere auch einheitliche Protokolle für die Datenerfassung und die Steuerung aller Erzeugungseinheiten.

Eine gegensätzliche Alternative stellt eine dezentral organisierte und hierarchisierte Kommunikationsstruktur dar. Die einzelnen Energieversorgungseinheiten bilden hierbei die unterste Ebene des Netzes. Ihnen übergeordnete Knoten fassen z.B. nach geographischen oder technischen Gesichtspunkten mehrere Einheiten zusammen und verwalten diese autonom. Die nächste Netzebene fasst dann diese Teilnetze zusammen und verwaltet sie als Gruppe, usw. Die Knoten der höheren Netzebenen übernehmen dabei jeweils auch höher aggregierte Steuerungs- und Regelungsaufgaben. Zusätzlich dazu können bestimmte Knoten spezielle, netzweit verfügbare Servicefunktionen übernehmen, etwa Datensicherungsaufgaben oder die Pflege gemeinsamer Datenbanken. Wie im ersten Szenario sollte auch hier eine redundante Verbindungsstruktur, zumindest auf den höheren Ebenen, sichergestellt werden. Bei dieser Alternative müssen alle Knoten nur mit jeweils benachbarten Hierarchieebenen kommunizieren. Dadurch werden die Informationsflüsse vereinfacht und eine zeitnahe und flexible Steuerung des Netzes möglich. Hierzu muss allerdings auch jeder Knoten die entsprechenden Funktionalitäten bereitstellen.

Selbstverständlich sind neben diesen beiden extremen Formen zahlreiche weitere Alternativen denkbar, bei denen zum Beispiel autonome Teilnetze mit eigenen Zentralen



untereinander gekoppelt werden oder in Zwischenstufen der Hierarchie die Betriebssteuerung und auf den höheren Ebenen Energie- und Lastmanagementfunktionen realisiert werden.

Die Zuordnung der Versorgungseinheiten und Zwischenknoten zu einzelnen Teilnetzen und den Hierarchieebenen ist in allen Alternativen ein wesentlicher Bestandteil der Planungsaufgabe. Sie wird durch die Konfiguration der einzelnen Elemente der Infrastruktur, wie etwa die Zuordnung von Diensten und Funktionalitäten zu den Netzknoten, sowie die Festlegung der Kommunikationswege und -arten ergänzt. Die Parallelen zur Netzstruktur- und Konfigurationsplanung für mehrschichtige Telekommunikationsnetze sind deutlich erkennbar. Die mathematische Optimierung kann daher auch hier zur Unterstützung bei der Planung eingesetzt werden.

Die vorgestellten Methoden der mathematische Optimierung erlauben es, auch große und komplexe Probleme ganzheitlich zu behandeln und unter den gegebenen Rahmenbedingungen optimale oder zumindest beweisbar gute Lösungen zu bestimmen. Insbesondere durch die zusätzliche Berechnung einer unteren Kostenschranke können fundierte Aussagen zu unvermeidbaren Kosten gemacht werden und verschiedene, vom Planer entworfene Szenarien bewerten und miteinander verglichen werden.

Durch flexible Modelle können darüber hinaus auch unterschiedliche technische und organisatorische Konzepte erfasst und abgebildet werden, so dass mit den mathematischen Hilfsmitteln auch vergleichende Konzeptstudien auf Basis fundierter Kostenbewertungen vorgenommen werden können. Eine höhere Flexibilität der Modelle erhöht zwar auch deren Komplexität und erschwert die Entwicklung guter Lösungsverfahren, erlaubt es aber dafür, viele unterschiedliche Netztypen abzubilden und mit dem selben Verfahrensansatz zu lösen, so dass einmal entwickelte Optimierungssoftware wiederwertbar ist.

Als Fazit kann zusammengefasst werden, dass die mathematische Optimierung vermutlich auch beim Entwurf einer kostenoptimalen Informations- und Kommunikationsinfrastruktur für verteilte Energieversorgungsnetzwerke in ähnlicher Weise wie beim verwandten Problem für Telekommunikationsnetze gewinnbringend eingesetzt werden kann. Dazu sind zunächst die verschiedenen konzeptionellen und technischen Alternativen und die relevanten Randbedingungen der Planungsaufgabe zusammenzustellen. Auf deren Basis können dann geeignete, flexible Modelle und effiziente Lösungsverfahren (weiter-)entwickelt werden, wobei auf den Erfahrungen und Ergebnisse aus der Telekommunikationsnetzplanung aufgebaut werden kann.



## 5 Literatur

- /BleyKoch 2000/ Bley, A. und Koch, T.: Optimierung des G-WiN, DFN-Mitteilungen 54, Berlin, 2000
- /BleyKoch 2002/ Bley, A. und Koch, T.: Integer Programming Approaches to Access and Backbone IP-Network Planning, ZIB-Report 02-41, Berlin, 2002
- /Bley+ 2003/ Bley, A., Koster, A.M.C.A., Kröller, A., Wessäly, R. und Zymolka, A.: Kosten- und Qualitätsoptimierung in Telekommunikationsnetzen, ZIB-Report, Berlin, 2003
- /Chvatal 1983/ Chvatal, V.: Linear Programming, W.H. Freeman and Company, New York, 1983
- /XPRESS/ Dash Optimization, XPRESS-MP, 2003, <http://www.dashoptimization.com>
- /Graham+ 1999/ Graham, R.L., Grötschel, M. und Lovasz, L. (Editors): Handbook of Combinatorics, Elsevier, Amsterdam, 1999
- /ILOG/ ILOG, CPLEX, 2003, <http://www.ilog.com>
- /SansoSoriano 1999/ Sanso, B. und Soriano, P. (Editors): Telecommunications network planning, Kluwer Academic Publishers, Boston, 1999
- /Vanderbei 2001/ Vanderbei, R.J.: Linear Programming: Foundations and Extensions, Kluwer Academic Publishers, Boston, 2001



## Anwendung etablierter Standards in der Kommunikation für verteilte Erzeugung

Dr. Bernd Michael Buchholz  
Siemens AG, PTD SE NC  
Paul – Gossenstr.100  
D-91052 Erlangen  
Tel./Fax: (09131) 734443/5  
E-Mail: Bernd.Buchholz@siemens.com  
www.siemens.com/netzplanung

Holger Schubert  
Siemens AG, PTD PA SIT  
Humboldtstr. 69  
D-90459 Nürnberg  
Tel./Fax: (0911) 433-8120/5279  
E-Mail: Holger.Schubert@siemens.com  
www.61850.com

### 1 Motivation und Ziele

Die verteilte Erzeugung wird die Struktur der Elektroenergieversorgung in den kommenden Jahren drastisch verändern. Geht man von den Zielen der EU- Kommission aus, werden die Anteile verteilter Erzeugung bis zum Jahre 2010 durch folgende Vorgaben drastisch erhöht:

- Erneuerbare Energien 22 % [1],
- Kraft- Wärme- Kopplung (KWK) 18 % [2].

Damit werden etwa 400 TWh/a Zuwachs an verteilter Erzeugung erwartet, zu deren Merkmalen gehört, dass sie nicht zentral dispatchbar ist. Davon werden etwa 100 TWh/a auf den weiteren Ausbau der Windkraft - insbesondere in großen Windparks – sowie 300 TWh/a auf kleinere, in den Verteilnetzen verstreute Erzeugeranlagen fallen.

Heute produzieren die verteilten Erzeuger in der Regel das mögliche Maximum an Leistung insbesondere auch, um von den Subventionen nach EEG und KWK- Gesetz zu profitieren. Bei einem steigenden Anteil verteilter Erzeugung von europaweit 40 % wird ein solches Vorgehen ernsthafte Probleme in der Sicherheit der Stromversorgung bringen [3]. Es besteht daher die Forderung, dass jede Erzeugeranlage – auch kleine verteilte Anlagen sich den Regeln der Netzfürung unterordnen.

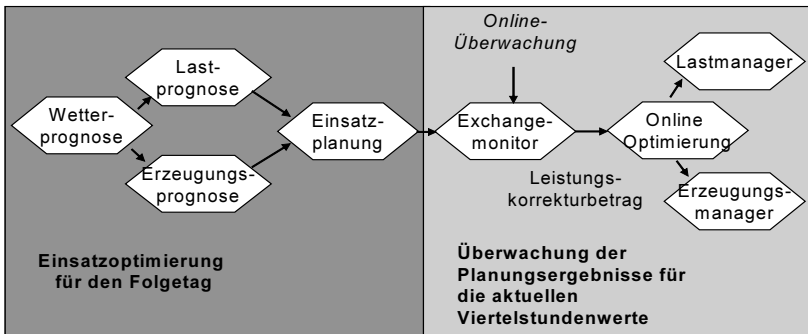
Zwar bezieht man heute die Prognose der Leistungserzeugung von wetterabhängigen Erzeugern in die Fahrpläne der Bilanzkreise ein, doch muss für die üblichen Prognoseabweichungen, die im Durchschnitt bei 15 % liegen, Regelleistung bereitstehen. Jedoch Regelleistung ist teuer und belastet die Umwelt zusätzlich, da die Regelkraftwerke bei



Drosselung mit einem schlechteren Wirkungsgrad fahren müssen. Zur Minimierung des künftigen Bedarfs an Regelleistung werden heute zwei Wege verfolgt:

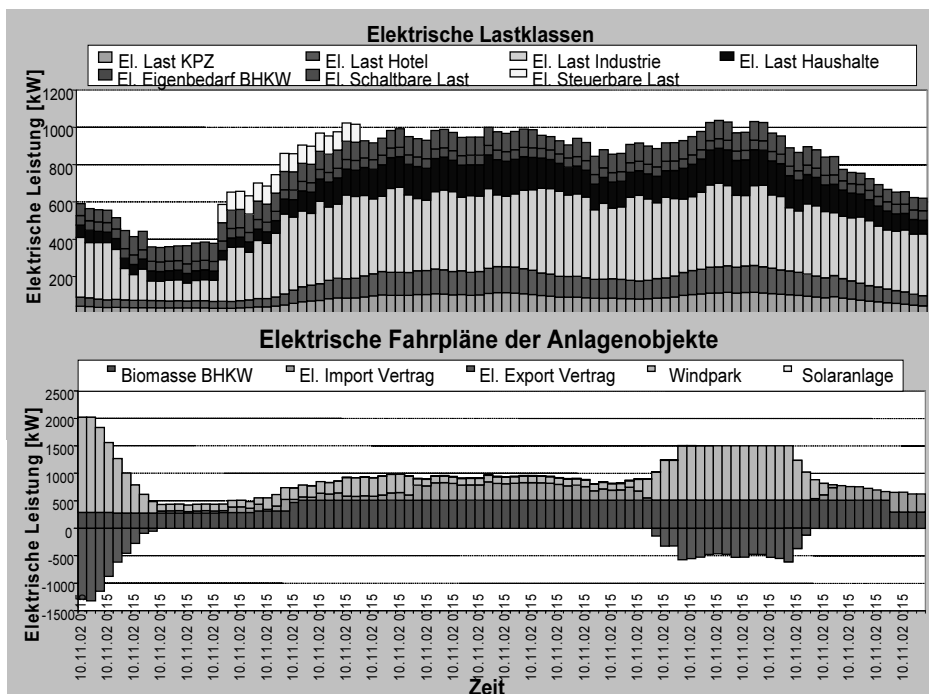
- Entwicklung von Verfahren zur Erhöhung der Prognosegenauigkeit – hier laufen entsprechende Arbeiten im ISET der Universität Kassel;
- Clustering von verschiedenen verteilten Erzeugern und regelbaren Lastgruppen zu einem „virtuellen Kraftwerk“, dessen Leistungserzeugung planbar und durch Online-Steuer Eingriffe auch einhaltbar ist.

Für die letztgenannte Aufgabe ist ein dezentrales Energiemanagementsystem (DEMS) nach Bild 1 erforderlich. Das DEMS hat Verbindung zum Wetterdienst und kann aufgrund der Wetterprognose eine Last- und Erzeugerprognose für den nächsten Tag aufstellen. So entsteht der Fahrplan für die aus dem übergeordneten Netz zu importierende Leistung. Treten durch Prognosefehler Fahrplanabweichungen auf, führt das DEMS eine online – Optimierung aus und sendet aktuelle Sollwerte an alle beteiligten regelbaren Erzeuger und Lasten, um die Prognoseabweichungen zu kompensieren. Die vom übergeordneten Netz vorzuhaltende Regelleistung wird bei einem solchen Verfahren minimal.



**Bild 1 Offline und online Funktionen eines DEMS**

Das DEMS wird heute in einem Energiepark mit 1,8 MW Windleistung, 500 kW elektrischer Leistung aus einem Biomasse BHKW, mit 18 kW Photovoltaikanlagen, einer kleinen Brennstoffzellenanlage sowie regelbaren Lasten eingesetzt. Bild 2 zeigt die offline ermittelten Fahrpläne für die Lasten und Erzeuger. Treten online Abweichungen auf, so können steuernde Eingriffe in die Fahrweise der Windanlage, des Biomasse BHKW und der beeinflussbaren Lasten erfolgen. In der Folge wird der Fahrplan für den Import und Export weitgehend eingehalten.



**Bild 2 Lastgang in Lastgruppen und Fahrplan für dezentrale Erzeugung, Export und Import**

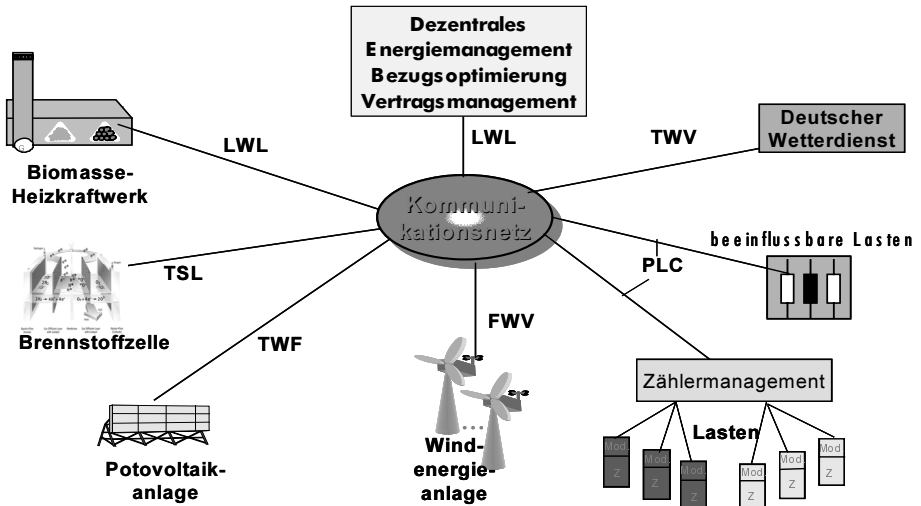
Ein derartiges Fahrplanmanagement erfordert zunächst die Kommunikation von

- Leistungsmessungen,
- Zählwerten und
- Leistungssollwerten

zwischen allen Lastgruppen und Erzeugern. Bild 3 stellt die dazu erforderlichen Kommunikationsverbindungen dar. Als Kommunikationsmedien kommen hierbei die gemäß vorhandener Infrastruktur jeweils günstigsten Verbindungen zum Einsatz:

- Festnetz der Telekom (Standleitung oder Wählverkehr),
- Mobilfunk,
- Starkstromkabel (Power Line Carrier, PLC),
- Lichtwellenleiter (LWL) innerhalb der Leittechnik des Bio- BHKW, an die auch das DEMS angeschlossen ist.





TWV – Telefonwählverkehr, TSL – Telefonstandleitung, FWV – Funkwählverkehr  
 PLC – Power Line Carrier, LWL – Lichtwellenleiter (Ethernet nach IEC 61850)

**Bild 3 Kommunikationsvielfalt für das dezentrale Energiemanagement**

Die Errichtung dieses Kommunikationsnetzes war mit großen Schwierigkeiten verbunden, obwohl doch nur eine geringe Varianz an Daten zu kommunizieren war. Ursache ist, dass jeweils proprietäre Protokolle verwendet wurden, die bei der eingesetzten Gerätetechnik zur Verfügung standen.

In der Zukunft, wenn die dezentralen Erzeuger einen verstärkten Anteil an der Versorgungsaufgabe erhalten, müssen sie auch mehr in die Betriebsführung der Verteilnetze eingebunden werden z.B. für:

- Spannungshaltung,
- Netzwiederaufbau nach Störungen,
- Senkung von Netzverlusten,
- Vermeidung von Überlastungen.

Dann wird sich der zu kommunizierende Umfang an Informationen drastisch vergrößern, insbesondere um die Inhalte der Stationsautomatisierung (zum Beispiel Schalten, Stufen, Statusmeldungen, Störmeldungen, Betriebsmesswerte, Messwertaufzeichnungen....). Zusätzlich müssen typische Informationen zur Überwachung und Steuerung der Betriebsweise der Erzeuger einschließlich der An- und Abfahrprozess kommuniziert werden. Eine derart anspruchsvolle Aufgabe kann nur reibungslos erfüllt werden, wenn

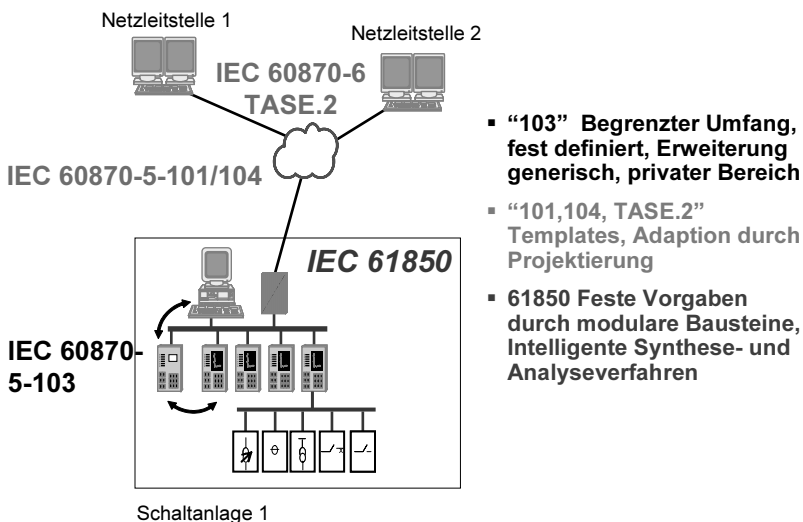


Interoperabilität aller Teilnehmer im Sinne eines Kommunikationsstandards erreicht wird!

## 2 Auf welchen Standard soll man bauen

Die digitale Kommunikation zur Steuerung und Automatisierung von Objekten der Energiewirtschaft wurde erst mit dem Aufkommen der Mikroprozessoren in den 80iger Jahren entwickelt – zunächst für die Fernsteuerung und –Überwachung von Umspannwerken aus der Netzleitstelle. Mitte der 80iger drängte dann die digitale Schutz- und Stationsleittechnik auf den Markt und die digitale Kommunikation wurde in die Schaltanlagen hineingetragen. Zunächst waren die Übertragungsprotokolle proprietär. Sollte die Stationsleittechnik des Herstellers x mit der Netzleittechnik des Herstellers y funktionieren, musste x das Fernwirkprotokoll von y einsetzen. Die Anpassungen an eine Vielzahl proprietärer Protokolle wurden bald schon sehr teuer. Es kam letztendlich zu Normungsbestrebungen im Rahmen des VDEW/ZVEI und schließlich international im IEC. Trotzdem wurden die ersten Standards erst 1995 [4] und 1997 [5] offiziell verabschiedet.

Bild 4 gibt einen Überblick über die heutige Welt der internationalen IEC-Kommunikationsstandards für Steuerung, Überwachung, Automatisierung und Schutz in elektrischen Netzen.



**Bild 4** Kommunikationsstandards für die Führung elektrischer Netze



Der erste Standard für das Fernwirken IEC 60870-5-101 [4] definierte vornehmlich die zu kommunizierenden Inhalte und deren Attribute sowie Templates zur Kodierung der Informationen sowie die erforderlichen Dienste (z. B. Zeitsynchronisierung, Ablauf eines Befehls einschließlich der erforderlichen Quittierungen...). Die Weiterentwicklung des Fernwirkstandards auf der Basis IEC 60870-5 folgten diesem Schema – IEC 60870-5-104 zum Beispiel macht die Nutzung von [4] netzwerkfähig. Die Bedeutungen der Informationsinhalte müssen bei dieser Art des Standards durch das Engineering allen Kommunikationsteilnehmern vermittelt werden.

Ein deutlicher Schritt in Richtung „plug and play“ ist mit dem Standard IEC 60870-5-103 gelungen [5], allerdings nur für den begrenzten Funktionsumfang von signifikanten Schutzinformationen, die zur Stationsleittechnik zu kommunizieren sind. Erweiterungen der Funktionalität sind durch private Bereiche der Hersteller oder durch generische Funktionen möglich, wobei ersteres stark genutzt wird, beispielsweise auch über entsprechende VDEW- Empfehlungen [6] und letzteres keine Bedeutung erlangt hat.

Zur Überwindung der Schwächen der ersten IEC- Kommunikationsstandards wurde 1995 die Bearbeitung des neuen Standards IEC 61850 in drei Arbeitsgruppen des Technical Committes 57 (zuständig für Kommunikation und Systemfragen) ins Leben gerufen.

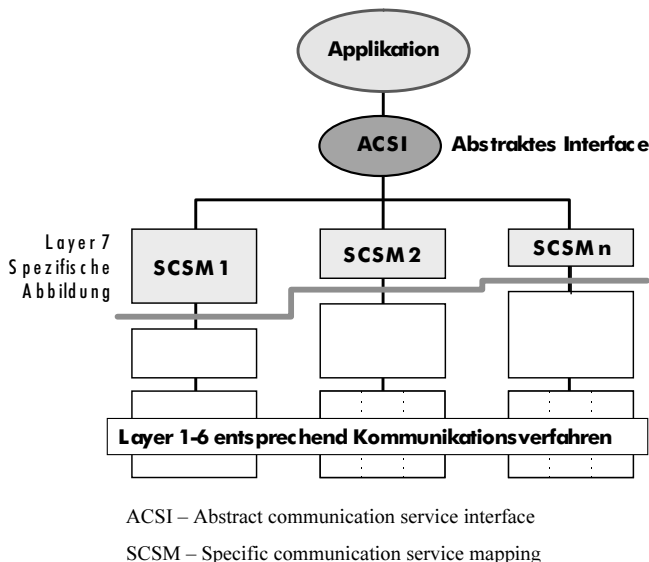
An den neuen Standard wurden sehr hohe Ansprüche gestellt:

1. Abdecken aller Informationsinhalte der Stationen bis hin zu kleinen digitalen Einheiten in der Prozessebene (also auch für digitale Wandler oder Sensoren und Aktoren unmittelbar am Prozess).
2. Offenheit für Erweiterungen der zu kommunizierenden Informationen in der Zukunft nach dem Prinzip: alles was bekannt ist wird in die Definitionen eingebettet, künftige Anwendungen können nach aufgestellten Regeln standardkonform ergänzt werden.
3. Offenheit für künftige hocheffiziente Übertragungsverfahren.
4. Durchsetzung eines Systemgedankens, der sich in dem Begriff „Interoperabilität“ ausdrückt und die Festlegungen zur Kodierung von Informationen und zu den Kommunikationsdiensten weit übertrifft. Auch Anforderungen an das Engineering und die Nachhaltigkeit von Produkten im Sinne von Lebensfähigkeit der mit den Produkten zusammengesetzten Anlagen sind daher im Standard enthalten.

All diese Eigenschaften machen die Anwendung des Standards IEC 61850 für den Informationsaustausch in der dezentralen Erzeugung interessant. Besonders aber fällt die Offenheit für neue Übertragungsverfahren ins Gewicht. Das Referenzmodell für diese Idee ist in Bild 5 dargestellt.

Diese Darstellung sagt aus, dass zwischen Applikation und Kommunikation eine Zwischenschicht gelegt ist – das abstrakte Interface ACSI. Im ACSI werden die Grundsätze der Datenmodellierung und der abzulaufenden Dienste abstrakt definiert. Die Teile 7-1 bis 7-4 [7-10] des Standards IEC 61850 enthalten die diesbezüglichen normativen

Festlegungen. Die Umsetzung vom Abstrakten ins Konkrete erfolgt dann auf der Ebene der Schichten (Layer) des ISO/OSI – Kommunikationsmodells. Dabei erfolgt die Übersetzung des ACSI in erster Linie durch die spezifische Abbildung SCSM in der Anwendungsschicht 7 unter Zugrundelegung eines vorhandenen Kommunikationsverfahrens. Als erstes offizielles Kommunikationsverfahren wurde Ethernet und MMS (Manufacturing Message Specification) in den Standard IEC 61850 eingebettet.



### Bild 5 Referenzmodell des Standards IEC 61850

Bei diesem Vorgehen wurde zunächst untersucht, welche Dienste und Modelle des ACSI bei Ethernet MMS bereits vorhanden sind und ohne Anpassung nutzbar sind. Im zweiten Schritt werden die notwendigen Ergänzungen im Teil 8-1 [11] des Standards definiert.

Generell ist es also so, dass der Umfang der Zusatzdefinitionen im Standard davon abhängt, welche Voraussetzungen das zu wählende Verfahren mitbringt. Deshalb sind auch die Flächen der SCSM in Bild 5 unterschiedlich dargestellt.

Die weiteren Schichten können in der Regel unverändert vom gewählten Kommunikationsverfahren übernommen werden. Damit bringt IEC 61850 alle Voraussetzungen mit, dass verschiedene Techniken zur Überwindung der letzten Meter bis zu den Schnittstellen der verteilten Erzeuger und regelbaren Lasten standardgemäß eingesetzt werden können.

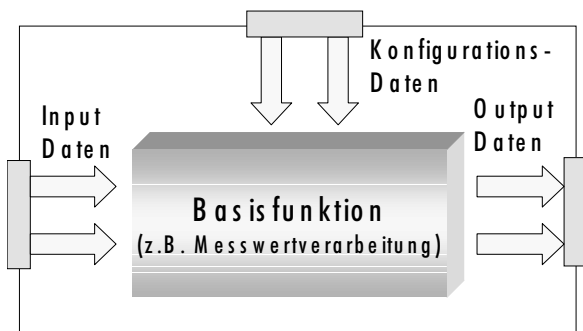


### 3 Datenmodellierung und Dienste nach IEC 61850

Unterhalten sich Menschen untereinander bedarf es einiger Voraussetzungen um einander zu verstehen. Die wohl wichtigste Voraussetzung ist eine einheitliche Sprache. Anderenfalls müssten Übersetzer eingesetzt werden, die jedoch das Potential an Missverständnissen wesentlich erhöhen und auch einiges an Zeitverzögerung verursachen. Ähnlich verhält es sich mit den Komponenten eines Automatisierungsverbundes. Auch hier ist das oberste Gebot, dass eine gleiche Sprache gesprochen wird, wobei die Gewichtung auf ein gleiches Verständnis einer Sprache der beteiligten Komponenten um ein vielfaches höher ist als bei menschlicher Kommunikation: denn im Falle der Automatisierung führt eine Fehlinterpretation durch die sehr geringe Totzeit sofort zu einem unbestimmten ev. fatalen Verhalten.

Die internationalen Arbeitsgruppen der IEC 16850 haben die Herausforderung angenommen, eine einheitliche Sprache für die Kommunikation in Schaltanlagen zu definieren. Dies geschah in Form eines objektorientierten Daten- und Dienstmodells. Es ging dabei in erster Linie darum, ein von der Kommunikationstechnologie unabhängiges Datenmodell zu definieren und damit die Basis für eine Kommunikation zwischen Geräten unterschiedlicher Hersteller zu legen. Das Datenmodell sollte einfach und nahtlos erweiterbar sein um auch zukünftige Anforderungen befriedigen zu können.

Diese Anforderungen führten dazu, dass IEC 61850 nicht nur für die Kommunikation in Schaltanlagen prädestiniert ist sondern für jegliche Automatisierungsaufgabe in der Energieversorgung. So definiert IEC 61850 im Teil 7-4 das Datenmodell für die Kommunikation zur Steuerung, Überwachung, Automatisierung und Schutz in Schaltanlagen. Die IEC 61400-25 dagegen definiert, basierend auf IEC 61850, das ergänzende Datenmodell für die Überwachung und Steuerung von Windkraftanlagen. Derzeit gibt es Arbeiten zur Erweiterung des Datenmodells für die Überwachung und Steuerung von dezentralen Energieversorgungsanlagen (Brennstoffzelle, Photovoltaik, etc.). Diese Arbeiten werden derzeit in einer Arbeitsgruppe „DER – Distributed Energy Resources“ der EPRI (Electric Power Research Institute) in den USA vorangetrieben. Dem IEC liegt ein Wunsch des US-Nationalkomitees vor, eine IEC Arbeitsgruppe zu diesem Thema ins Leben zu rufen (New Work Item Proposal IEC 57/660/NP).

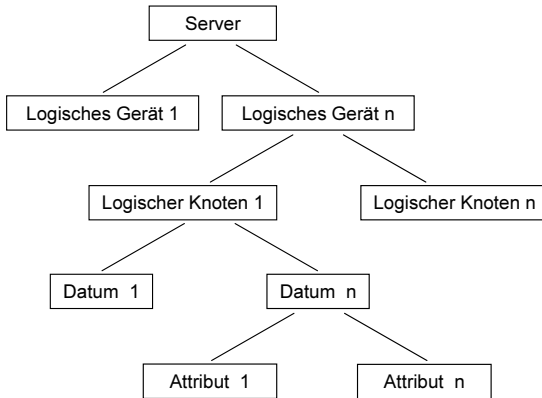


- Funktionen bleiben herstellerspezifisch
- Datenaustausch wird standardisiert

### Bild 6 Konzept eines logischen Knotens

Das Datenmodell verwendet eine abstrakte bzw. virtuelle Sicht auf die Automatisierung. Nicht die Geräte stehen dabei im Vordergrund sondern die Basisfunktionen. Die Basisfunktionen werden in IEC 61850 als logischer Knoten (Bild 6) bezeichnet. Zu einem Gerät können mehrere logische Knoten gehören.

Die erste Aufgabe zur Definition bzw. Erweiterung des Datenmodells ist die Identifikation der möglichen Basisfunktionen zur Ausführung einer Anwenderfunktion. Dabei kann die Anwenderfunktion mehrere logische Knoten erfordern, die wiederum in unterschiedlichen Geräten lokalisiert sind. Beispielsweise funktioniert die Funktion „Distanzschutz“ nur im Zusammenwirken der „logischen Knoten“ Distanzrelais, Strom- und Spannungswandler, Leistungsschalter sowie HMI (letzteres zur Darstellung der Störungsinformation, zum Lesen und zur Eingabe von Parametern des Relais...). Die zweite Aufgabe ist die Auflistung der notwendigen Daten, die zur Ausführung einer Anwenderfunktion zwischen den beteiligten logischen Knoten kommuniziert werden müssen.



**Bild 7 Struktur/Hierarchie des Datenmodells**

Zum Abschluss muss festgelegt werden, wie diese Daten adressiert werden können, d.h. über welche Adresse sie erreichbar sind. Die Adressierung ist bereits in IEC 61850 durch die Hierarchie fest definiert. Anhand Bild 7 und Bild 8 soll die Struktur erläutert werden. Die oberste Ebene bildet der Server. Ein Server stellt einem Kommunikationsverbund Informationen (Daten) und Dienste (Meldung, Befehl, etc.) zur Verfügung und wird in der Regel durch eine Kommunikationsadresse repräsentiert. Ein Server kann 1 bis n logische Geräte umfassen. So könnten z.B. in einem physikalischen Gerät wie einer Mini-RTU (RTU = Remote Terminal Unit – Fernwirkgerät), ein logisches Gerät für die Überwachung des Generators einer Windkraftanlage und eines für die Pitchregelung zuständig sein.

Das logische Gerät wiederum kann aus 1 bis n logischen Knoten (Basisfunktionen) bestehen. In Bild 8 sind beispielhaft für das logische Gerät „Generator Überwachung“ drei logische Knoten aufgeführt. Ein Knoten repräsentiert die Informationen des physikalischen Gerätes, d.h. der Mini-RTU, welche in diesem Fall im logischen Gerät mitgeführt werden.







Damit sind die Herkunft, die Größe und die Eigenschaften eines Messwertes so vereinbart, dass alle Kommunikationspartner zu einer identischen Interpretation kommen.

Um die Abläufe der Datenübertragung kompatibel zu halten, sind wiederum in IEC 61850 Dienste definiert, die unabhängig von der verwendeten Kommunikationstechnologie sind. Derzeit sind die folgenden Dienste definiert:

- Steuerung (4 Modelle, je nach Sicherheitsanforderungen)
- Meldung (2 Modelle, je nach Sicherheitsanforderungen)
- Archivierung
- Zeitkritischer Informationsaustausch
- Manuelles Nachführen von Werten
- Parametersatz (Umschaltung, Editieren)
- Digitale Wandlerdaten-Übertragung
- Zeitsynchronisierung
- Filetransfer

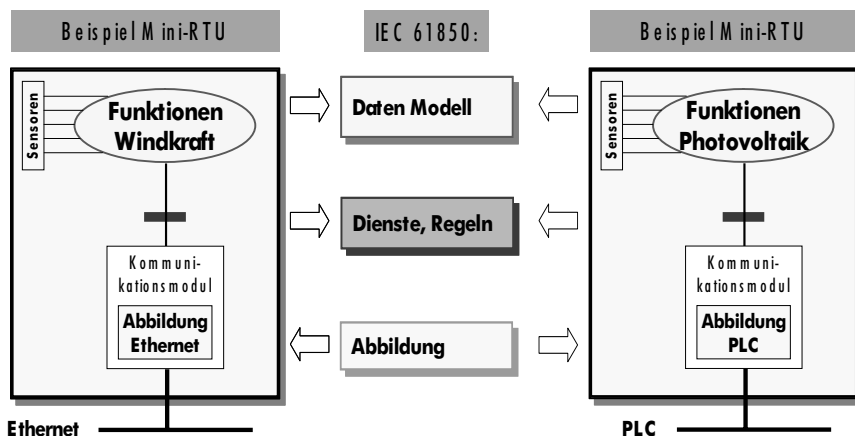
Mit diesen Diensten wird gleichzeitig die notwendige Sicherheit und Qualität der Kommunikation über genau festgelegte Quittierungsverfahren erreicht.

#### **4 Kommunikation nach IEC 61850 über unterschiedliche Medien**

Die Unabhängigkeit des Daten- und Dienstmodells von der Übertragungstechnologie ist ein entscheidender Faktor für die Beständigkeit und somit Erfolg eines Datenmodells. Das liegt darin begründet, dass sich im Prinzip über die Jahrzehnte nicht die Daten jedoch die Übertragungstechnologien geändert haben. Für jede Übertragungstechnologie wurde ein speziell darauf zugeschnittenes Protokoll definiert und standardisiert. D.h. auch die Daten und Dienste wurden abhängig von der Übertragungstechnologie jeweils neu spezifiziert. Dadurch entstanden Normen die unterschiedliche Sprachen sprechen. IEC 61850 dagegen ist ein Kommunikationsstandard der keine Protokolle definiert, sondern vorhandene, standardisierte Protokolle anwendet. So ist für die Stationskommunikation eine Abbildung des abstrakten Daten- und Dienstmodells auf aus der Industrie bewährten Protokolle MMS, TCP/IP und Ethernet genormt.

Für die Anlagen der dezentralen Energieerzeugung ist es daher sehr einfach und effektiv, das Daten- und Dienstmodell auf die jeweils sinnvollste und günstigste Übertragungstechnologie abzubilden. Jede Übertragungstechnologie stellt ihre Fähigkeiten zur Verfügung auf die das Daten- und Dienstmodell abgebildet wird. Um die Daten zu übertragen wären z.B. folgende Abbildungen hilfreich

- Telekommunikationsleitungen (Analog, ISDN, DSL) auf Basis IEC 61850 Daten- und Dienstmodell sowie Protokolle von Schicht 5 bis 7 (MMS)
  - Telefonwählverkehr (TWV)
  - Telefonstandleitung (TSL)
- Telekommunikationsfunknetze (D1, D2, etc.) mit unterschiedlichen Diensten (GSM, GPRS, UMTS, ...) auf Basis IEC 61850 Daten- und Dienstmodell sowie Protokolle von Schicht 5 bis 7 (MMS)
  - Funkwählverkehr (FWV)
- Power Line Carrier (PLC) auf Basis IEC 61850 Daten- und Dienstmodell sowie Protokolle von Schicht 3 bis 7 (MMS, TCP/IP)
- Ethernet z.B. über Lichtwellenleiter (LWL) auf Basis IEC 61850 Daten- und Dienstmodell sowie Protokolle von Schicht 1 bis 7 (MMS, TCP/IP, Ethernet)



**Bild 9** Abbildung der Daten/Dienste auf verschiedene Übertragungstechnologien

In Bild 9 sind zwei Abbildungen schematisch dargestellt. Die Daten in einer dezentralen Energieerzeugungsanlage werden von einer RTU erfasst, in das IEC 61850 Datenmodell eingesetzt und dem Kommunikationsverbund zur Verfügung gestellt. Abhängig von der gewählten oder zur Verfügung stehenden Übertragungstechnologie, stehen verschiedene Übertragungsmechanismen zur Verfügung:

- A) Erzeugungsanlage dient als Server und überträgt von sich aus
  - zyklisch
  - ereignisorientiert (nur wenn Änderung vorliegt)
- B) Energiemanagementsystem fragt die Daten der dezentralen Erzeuger ab



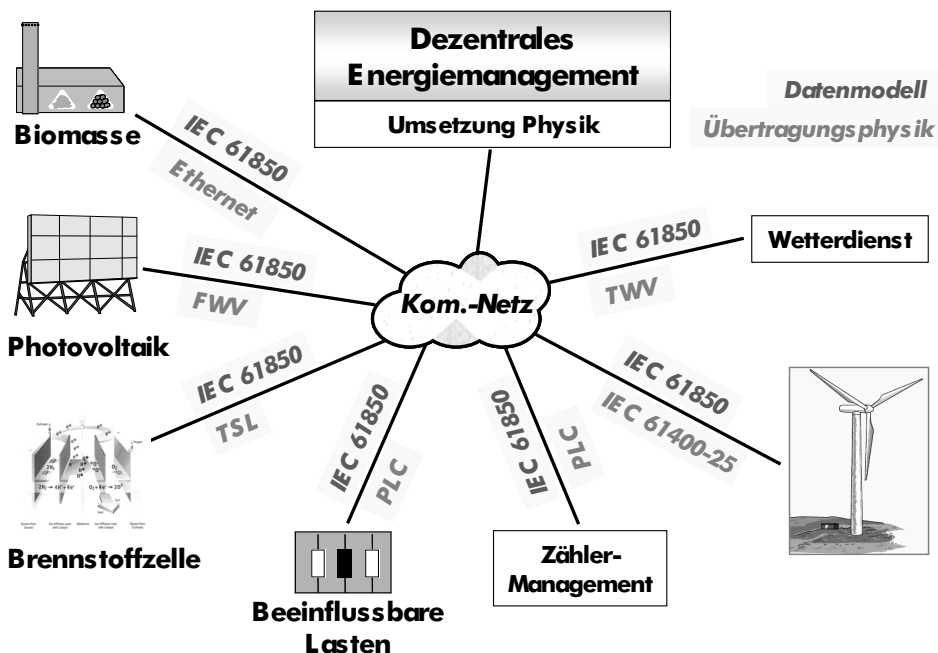
- zyklisch
- bei Bedarf

Die Daten werden entsprechend der verwendeten Übertragungstechnologie verpackt und übertragen. Die Empfängerseite, d.h. die Kommunikationseinheit des Energiemanagementsystems packt die Daten der verschiedenen Anlagen aus und ist durch das einheitliche Datenmodell in der Lage die Daten korrekt zu interpretieren und zu verwenden. Dies geschieht ohne aufwändige Datenübersetzungen und damit ohne Konsistenz- sowie Informationsverlust, und verhindert Missinterpretationen.

## 5 Ausblick

In Bild 10 ist die Anwendung des Standards IEC 61850 auf das eingangs vorgestellte Kommunikationsbeispiel für das Energiemanagement in einem Windpark dargestellt. Es werden die gleichen physikalischen Datenverbindungen wie in Bild 1 genutzt, aber das Datenmodell und die Dienste stammen aus dem IEC – Standard. Mit diesem Ansatz lassen sich vielseitige Vorteile gegenüber dem heutigen proprietären Ansatz erreichen:

- Keine Datenkonvertierungen, daher kein Verlust von Informationen
- Konsistenz der Daten durch einheitliches und standardisiertes Datenmodell
- Keine selbst definierten und damit wartungsaufwändigen Datenmodelle und Protokolle
- Partizipieren an der durchgängigen Kommunikationslandschaft auf Basis IEC 61850
- Nahtlose Integration in die Stations- und Netzleittechnik
- Verwenden von industriell bewährten Technologien
- Zeiteinsparungen bei der Inbetriebsetzung, Wartung und bei Erweiterungen
- Geringeres Know-how notwendig, geringerer Schulungsaufwand
- Zukunftssicherung und damit Investitionssicherung durch Verwendung eines für künftige Anwendungen offenen Standards



**Bild 10** Durchgängige Kommunikation für das dezentrale Energiemanagement

Aktuelle Trends im IEC TC 57 zeugen davon, dass der Anwendungsbereich von IEC 61850 noch weiter ausgebaut wird. Im Folgenden sind die heute bekannten Anwendungsfälle der IEC 61850 aufgelistet:

- Schaltanlagen-Automatisierung  
IEC 61850
- Fernwirken von Schaltanlagen  
in Bearbeitung, Ad Hoc Working Group 07 im TC 57 der IEC
- Ergänzung Power Quality und Monitoring  
in Bearbeitung (Ergänzung für IEC 61850)
- Produkt Standard für Schaltgeräte  
in Bearbeitung, IEC 62271-003
- **Steuerung und Überwachung von Windkraftanlagen  
in Bearbeitung (IEC 61400-25)**
- **Steuerung und Überwachung von verteilten Energieerzeugungsanlagen  
neuer Vorschlag (IEC 57/660/NP)**



- **Steuerung und Überwachung von Wasserkraftanlagen  
neuer Vorschlag (IEC 57/661/NP)**
- Zählung  
in Diskussion
- Gas, Wasser, etc.  
in Diskussion

Insgesamt ergeben sich für die Nutzer durch eine durchgängige Architektur potenziell geringere Errichtungs- und Unterhaltungskosten bei höherer Leistung gegenüber heutigen Lösungen. Netzbetreiber, die diese Architektur einsetzen, haben einen komparativen Wettbewerbsvorteil im Markt. Für die Hersteller besteht die Chance zur Vereinheitlichung der Produktlinien mit Senkung der Kosten. Die neue Architektur bietet darüber hinaus vielfältige Möglichkeiten der Weiterentwicklung und Differenzierung der Produkte auf dem Markt.

## 6 Literatur

- [1] Grünbuch. Hin zu einer europäischen Strategie für Energieversorgungssicherheit. Europäische Gemeinschaften. Luxemburg 2001
- [2] Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften C343/195, DE, vom 5.12. 2001
- [3] G. Küffner. Die Sicherheit der Stromversorgung leidet unter der Windkraft. Frankfurter Allgemeine Zeitung vom 1.7.03
- [4] IEC 60870-5-101: 1995, Telecontrol equipment and systems – Part 5: Transmission protocols – Section 101: Companion standard for basic telecontrol tasks.
- [5] IEC 60870-5-103: 1997, Telecontrol equipment and systems – Part 5: Transmission protocols – Section 103: Companion standard for the informative interface of protection equipment.
- [6] VDEW Empfehlung "Digitale Stationsleittechnik – Ergänzende Empfehlungen zur Anwendung in Verteilnetzstationen". VDEW Verlags- und Wirtschaftsgesellschaft der Elektrizitätswerke mbH, Frankfurt am Main, 1. Ausgabe 1998
- [7] IEC 61850-7-1: Communication networks and systems in substations Part 7-1: Basic communication structure for substations and feeder equipment – Principles and models
- [8] IEC 61850-7-2: Communication networks and systems in substations Part 7-2: Basic communications structure for substation and feeder equipment – Abstract communications service interface (ACSI)



- [9] IEC 61850-7-3: Communication networks and systems in substations Part 7-3:  
Basic communications structure for substation and feeder equipment – Common  
data classes and attribute classes
- [10] IEC 61850-7-4: Communication networks and systems in substations Part 7-4:  
Basic communications structure for substation and feeder equipment – Compatible  
logical node and data object addressing
- [11] IEC 61850-8-1: Communication networks and systems in substations Part 8-1:  
Specific communication service mapping – Mappings to MMS (ISO/IEC 9506 Part  
1 and Part 2) and to ISO/IEC 8802-3



# Energiewandlung und Kommunikation in Photovoltaikkomponenten

Christian Bendel\*, Jörg Kirchhof\*, Norbert Henze\*\*,  
\*Institut für Solare Energieversorgungstechnik, Verein an der Universität Kassel,  
(ISET e.V.), Königstor 59, 34119 Kassel,  
Tel.: (0561) 7294-226, Fax: (0561) 7294-200  
e-mail: cbendel@iset.uni-kassel.de  
\*\*Universität Kassel, Fachgebiet Hochfrequenztechnik,  
Wilhelmshöher Allee 73, 34121 Kassel,  
Tel.: (0561) 8046443, Fax: 8046408,  
e-mail: nhenze@uni-kassel.de

## 1 Einleitung

Drahtlose Kommunikationssysteme benötigen elektrische Energie für ihre Funktion und die Nutzung. In Systemanwendungen wie Umweltmonitoringsysteme, mobile Kommunikationseinheiten oder Satellitensysteme benötigen nicht nur eine netzunabhängige Stromversorgung, wie sie sich zum Beispiel sehr vorteilhaft durch die Photovoltaik (PV) ergibt, sondern auch eine nachhaltige, langlebige und umweltfreundliche Stromversorgung. Außerdem benötigen sie Antennen zum Senden bzw. zum Empfang von elektromagnetischen Wellen.

Gegenwärtig werden PV-Generatoren und Antennen als zwei getrennte Baueinheiten zur Anwendung gebracht. Sie erfordern in der Regel getrennte Plätze wegen gegenseitiger Beeinflussung, die in mobilen Geräten oft nicht vorhanden oder sehr begrenzt sind.

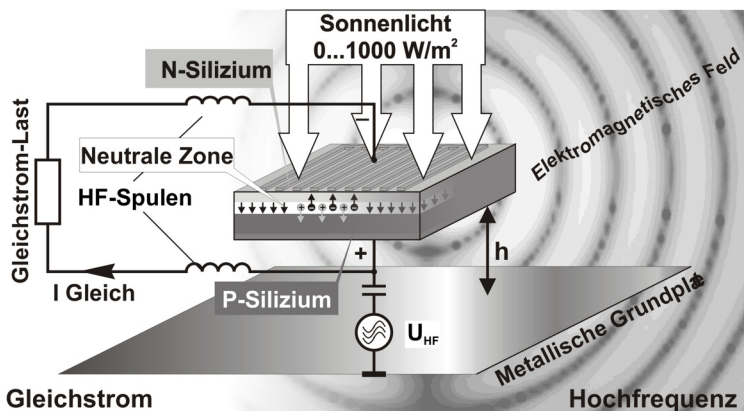


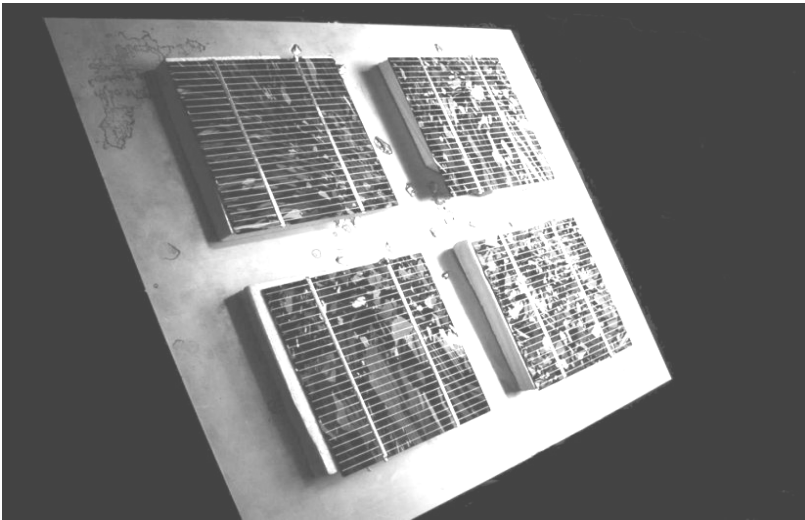
Abb.1: Schematischer Aufbau einer Solarzelle mit gleichzeitiger elektrischer und elektromagnetischer Energiewandlung – Prinzip SOLPLANT, © ISET

Um diese Nachteile zu lösen, wurden eine Solarzelle und eine Antenne in einer Einheit entwickelt (Abb.1). Da die Solarzelle auf der Rückseite betriebsbedingt sowieso einen flächenförmigen Stromableitungskontakt besitzt, kann dieser gleichzeitig als Teil einer Planarantenne benutzt und mit einem Hochfrequenzsignal beaufschlagt werden. Ein elektrisches Entkopplungsnetzwerk trennt das Hochfrequenzsignal vom gleichzeitig generierten Gleichstrom.

## 2 Lösungsansatz und erste Produktideen

Mit dieser neuen Lösung, der Solaren Planarantenne - SOLPLANT<sup>®</sup> [1], werden die o.g. Nachteile von zwei getrennten Anordnungen vermieden. Entstanden ist diese Idee im ISET / Kassel aus dem grundsätzlichen Ansatz für photovoltaische Komponenten und Systeme, die unterschiedlichen physikalischen Eigenschaften der Photovoltaikzellen bzw. -module mehrfach zu nutzen, um dadurch die Systemkosten zu reduzieren [2] sowie durch Untersuchungen zum elektromagnetischen Verhalten von PV-Anlagen [3]. Es konnten erste Ansätze ermittelt werden, die verhindern, einen PV-Generator zum elektromagnetischen „Strahler“ werden zulassen. Andererseits wurden erste Grundlagenuntersuchungen über Solare Planarantennen durchgeführt und Designkriterien ermittelt, um Entwicklungsmuster herstellen zu können. Die erfolgreichen Ergebnisse führten zu weiteren Schutzrechtsanmeldungen in Europa, USA und Japan [4]. Für Deutschland und USA wurden bereits Patente erteilt.

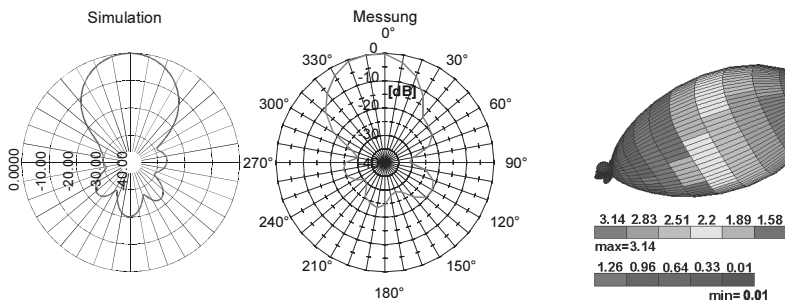




**Abb. 2: Laboraufbau einer Gruppenantenne aus vier Solarzellen, © ISET**

Als Entwicklungsziel wird eine umfassende Nutzung der „solaren Planarantenne“ in verschiedenen Fachgebieten angestrebt. Insbesondere die Fachgebiete Kommunikations- und Navigationstechnik, Verkehrssicherheits- und Leittechnik, drahtlose Bürotechnik, Konsumerelektronik u.a.m. offerieren die größten Anwendungspotentiale, wobei die Grenzen noch nicht „abgesteckt“ werden können.

Erste Untersuchungen im akkreditierten EMV Messlabor bestätigen die technische Machbarkeit. Auf Basis von Simulationen wurden spezielle Solarzellenanordnungen bezüglich des Abstrahlungsverhaltens untersucht, deren Ergebnisse mit Hilfe von Messungen an Laboraufbauten verifiziert wurden. Abb. 2 zeigt den Laboraufbau einer photovoltaischen Planarantenne mit vier Solarzellen - eine planare Gruppenantenne. Durch eine hochfrequenzmäßige Verkopplung der einzelnen Solarzellen wird eine Bündelung der „Antennenkeule“ erreicht mit dem Effekt einer „Verstärkung“ des Sendebzw. Empfangssignals und einer „Ausblendung“ von Umgebungsstörungen (Bild 3).

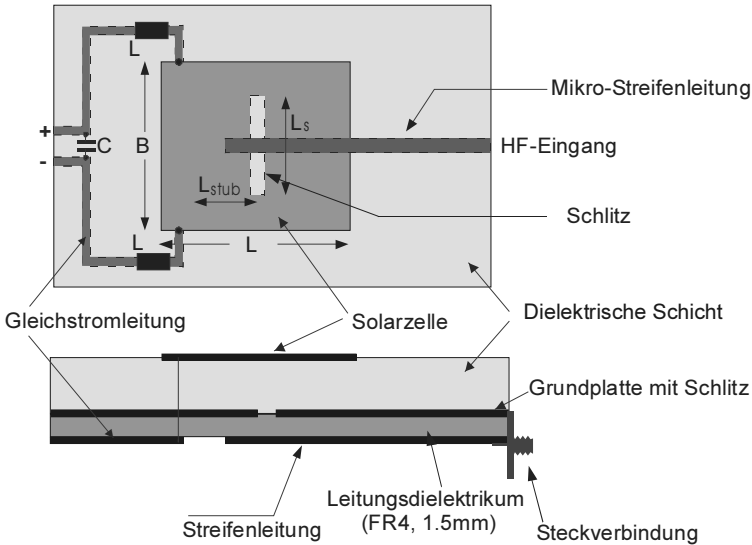


**Abb. 3: Antennenrichtdiagramme der in Abb. 2 dargestellten Gruppenantenne, © ISET links: Vergleich von Simulation und Messung, rechts: 3D-Antennenkeule**

Unabhängig von dieser hochfrequenzmäßigen Schaltungsanordnung können die Solarzellen, wie bisher üblich, in Reihen- oder Parallelschaltung bzw. in Kombination betrieben werden. Durch Nutzung der Multilayer- Leiterplattentechnologie sind sehr kompakte und flache Antennenanordnungen möglich. Mittels eines gezielten Schichtaufbaus können spezielle Netzwerke durch wechselnde Isolations- bzw. Leiterzugschichten realisiert werden, um die Bedingungen für die photovoltaische Stromerzeugung wie auch die hochfrequenzmäßige Antennenansteuerung zu erfüllen.

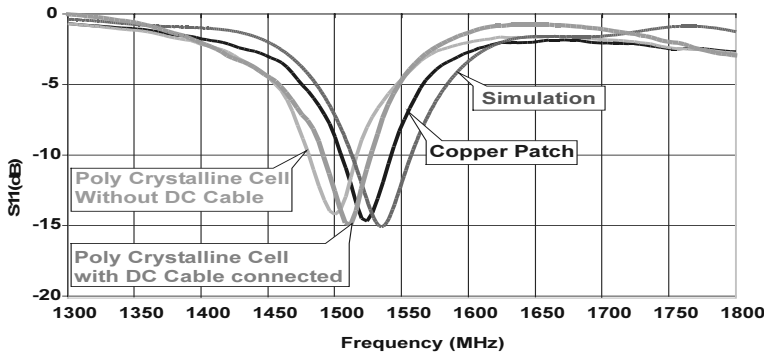
Da die Resonanzfrequenz der solaren Planarantenne unter anderem von der Strahlerfläche abhängig ist, gelten auch hochfrequenztechnische Optimierungskriterien für die solare Nutzungsfläche. Insbesondere für höhere Übertragungsfrequenzen, ab ca. 5 GHz, gewinnen die Dünnschichttechnologien wegen ihrer gestalterischen Freiheitsgrade eine besondere Bedeutung.

Nach der erfolgreichen Laborerprobung der direktgekoppelten Gruppenantenne mit polykristallinen Siliziumzellen, erfolgten weitere Untersuchungen mit schlitzegekoppelten polykristallinen und amorphen Solarzellen, deren schematischer Aufbau in Abb. 4 dargestellt ist.



**Abb. 4: Schematischer Aufbau einer schlitzgekoppelten Planarantenne, © Uni Kassel**

Der größte Unterschied zu konventionellen Patch-Antennen ist das Vorhandensein einer PV-Gleichstromleitung. Da diese jedoch auf der Rückseite der Grundplatte angeordnet ist, findet kaum eine Beeinflussung der Antenneneigenschaften statt .



**Abb.5: Messung und Simulation des Antennenreflexionskoeffizienten, © Uni Kassel**

Die vergleichende Simulation wurde mit „Microwave Studio“ durchgeführt. Abb. 6 zeigt die untersuchten Labormuster, v.l.n.r. amorphe Zelle, Kupferplatte und polykristalline Zelle. In Abb. 7 sind die vergleichbaren Strahlungsdiagramme dargestellt.



Abb. 6: Labormuster von schlitzzgekoppelten Patch-Antennen mit Solarzellen und linearer Polarisation [5], © Uni Kassel

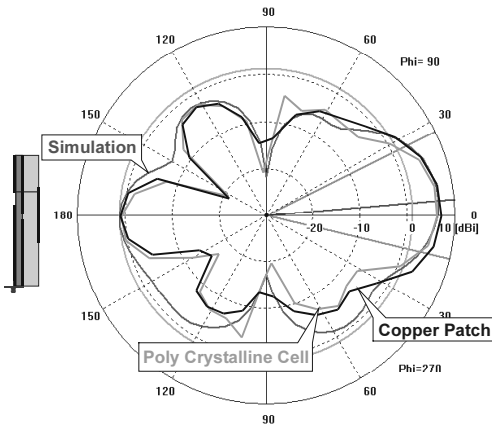


Abb.7: Strahlungsdiagramme (Kupferplatte, polykrist. Zelle, Simulation), © Uni Kassel

Das Modell basiert auf dem SSFIP-Prinzip [6] (Strip-Slot-Foam-Inverter Patch). Verschiedene Antennen mit diesem Aufbau wurden untersucht, wobei als Basis immer Standardzellen mit der Abmessung 100 mm bzw. 105 mm im Quadrat zum Einsatz kamen. Bei der Schlitzzkopplung gibt es keine galvanische Verbindung zwischen Hoch-



frequenz und Gleichspannung, was die Isolationsmaßnahmen sowie die HF-Entkopplung erheblich vereinfacht.

Die Bandbreite der nutzbaren Übertragungsfrequenz liegt über 3 %, wobei die Schlitzabmessungen und die Geometrie der Mikro-Streifenleitung einen nicht unerheblichen Einfluss auf die Bandbreite haben.

Die Überprüfung der vertikalen Strahlausbreitung (Abb. 7) zeigt zwischen Simulation und Messung eine gute Übereinstimmung. Der Antennengewinn der konventionellen Patch-Antenne mit Kupferplatte beträgt 7,5 dBi, während die polykristalline Solarantenne einen Gewinn von 6,5 dBi aufweist. Genauere Messungen in der GTEM-Zelle konnten die Abweichung von ca. 1,2 dBi im Ansatz bestätigen.

### 3 Produktentwicklungen

Auf Basis der bisherigen Untersuchungsergebnisse lag es nahe, konkrete Produktentwicklungen durchzuführen, insbesondere, weil interessierte Firmen die Praxisrelevanz von SOLPLANT® belastbar nachgewiesen haben wollten.

In Abb.8 wird eine Anwendung vorgestellt, die die solare Planarantenne SOLPLANT® im Konsumerbereich zeigt. Satellitenradios oder TVs mit einer Solarzellenantenne zu betreiben, wäre nach einer Studie sinnvoll, da die Radiosatelliten im Süden „stehen“ und die solare Bestrahlungsstärke ebenfalls im Süden ein Maximum erreicht. Außerdem werden Satellitenradios mit Patch-Antennen angeboten (world space receiver).



Abb. 8: Satellitenradio von Hitachi, li.: Produktidee, re.: realisiertes Produkt, © ISET

Die zirkular polarisierte Patch-Antenne (im Original geschlitzte Aluminiumplatte) wurde durch eine spezielle polykristalline Solarzelle ersetzt. Der generierte Solarstrom reicht im vorliegenden Produkt noch nicht aus, um das Radio nur über die solare Planaranten-

ne zu betreiben. Erforderlich wäre eine „Low-power“- Technologie im Radio selbst inkl. ein Energiesparmodus beim Laden. Schlussfolgernd kann festgestellt werden, dass es eine ganze Reihe von Konsumerprodukten gibt, die PV-tauglich weiterentwickelt werden könnten, jedoch müssten diese in ihrer Grundfunktion bezüglich des Energieverbrauchs optimiert werden.

Für die Erfassung von Umweltdaten werden heute immer noch Feldmesssysteme eingesetzt, die in regelmäßigen Abständen zwecks Batteriewechsel von Servicepersonal gewartet werden müssen. Im ganzen Bundesgebiet verteilt, werden von der Fa. SEBA Wasserstandsmesseinrichtungen betrieben, bei deren automatische Datenübertragungseinrichtungen (Datenlogger mit GSM-Modem) in regelmäßigen Abständen diese o.g. Serviceintervalle erfordern. Untersuchungen zum Einsatz einer solaren Planarantenne führten zum Aufbau eines ersten funktionsfähigen Feldtestgerätes (Abb. 9). Die Einsatzbedingungen für solche Wasserstandsmesseinrichtungen sind sehr anspruchsvoll, so dass als optimierte Lösung eine geschindelte Solarzelle als Patch-



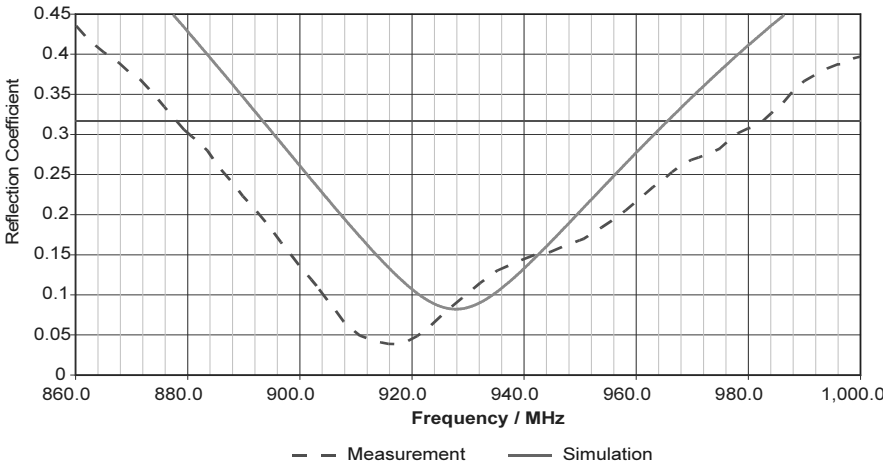
**Abb. 9: Geschindelte Solarzelle als solare Planarantenne, © ISET**

Antenne für die Datenübertragung und zur solaren Stromerzeugung ohne Spannungsanpassungsschaltung zum Einsatz kam. Der Feldtestaufbau wird seit 9 Monaten erfolgreich geprüft. Zur Datenübertragung wird das GSM Datenübertragungsband von D1



(950 MHz) genutzt. In Abb. 10 sind die gemessenen und simulierten Reflexionskoeffizienten im Vergleich der solaren Planarantenne dargestellt.

Als Simulationssoftware wurde CONCEPT II eingesetzt, die auf der Momentenmethode basiert und sehr schnell Parameteränderungen in Ergebnisse umsetzt.



**Abb.10: Reflexionskoeffizienten ermittelt durch Simulation und Messung, © ISET**

Weitergehende Untersuchungen befassen sich mit der Nutzung von SOLPLANT<sup>®</sup> für Kommunikations- und Navigationsanwendungen im mobilen Bereich. Hier kommt es besonders darauf an, eine rechnergesteuerte „Antennenkeulen“-Nachführung zu realisieren bei gleichzeitiger optimaler photovoltaischer Energieerzeugung. Durch die Relativbewegung des navigierenden und kommunizierenden Fahrzeugs zum Satellit ist eine sehr schnelle und zuverlässige Signalverarbeitungs- und Steuerelektronik erforderlich. Eine grundlegende Entwicklung von gesteuerten Mehrkeulenantennen für die Navigation und Kommunikation via Satellit fand am DLR Oberpfaffenhofen statt (Abb.11). Als Ergebnis entstand eine rechnergesteuerte Patch-Antenne, die erfolgreich im Versuchsfeld in Oberpfaffenhofen erprobt wurde.

Im Rahmen einer Weiterentwicklung lag es nahe, die eingesetzten Metallplatten (Patches) durch Solarzellen zu substituieren. Gemeinsam mit dem Fachgebiet Hochfrequenztechnik an der Universität Kassel entstand im Rahmen eines Industrieauftrags eine Designstudie für eine solare Planarantenne, die in ein Autodach integriert werden soll. Der photovoltaisch generierte Strom wird zum Betrieb von Lüftern im Parkzustand (Klimatisierung) sowie zur Kompensation der Selbstentladeströme der Starterbatterie benutzt. Abb. 12 zeigt den Musteraufbau einer photovoltaischen GPS-Antenne.



Abb. 11: Entwurf einer planaren Mehrkeulenantenne für den Automobilbereich, © DLR

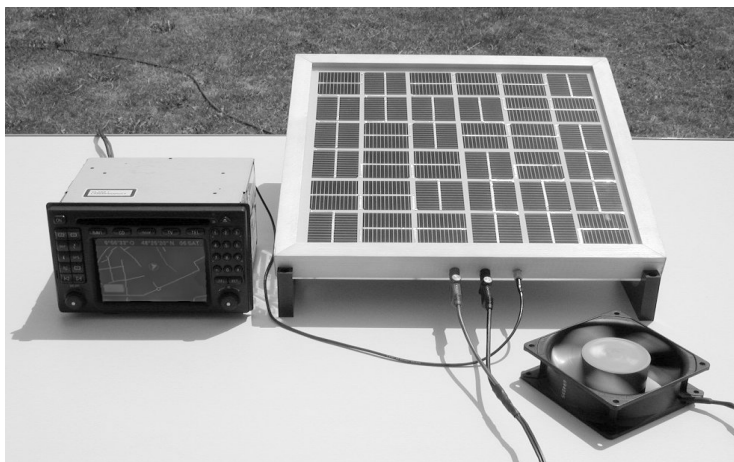


Abb. 12: Testaufbau einer photovoltaischen GPS Antenne, © Uni Kassel im gleichzeitigen Betrieb mit einem GPS Empfänger und einem Ventilator.





## 4 Zusammenfassung und Perspektiven

Bisherige Untersuchungsergebnisse im ISET und an der Universität Kassel zeigen, dass die erarbeiteten und getesteten Produktentwürfe von solaren Planarantennen - SOLPLANT<sup>®</sup>, sowie die begleitenden Simulationen ein sehr breites Anwendungsfeld eröffnen.

Die Anwendung von SOLPLANT<sup>®</sup> in einer photovoltaischen Hochhausfassade (Abb.13) könnte bekannte Defizite in der Funkübertragungsqualität, insbesondere im Funkschatten großer Gebäude bzw. bei Regen, beseitigen bzw. reduzieren helfen. Zusätzlich könnte die Feldstärke von zentralen Versorgungsstationen reduziert und damit ein wesentlicher Beitrag zum elektromagnetischen Emissionsschutz geleistet werden.

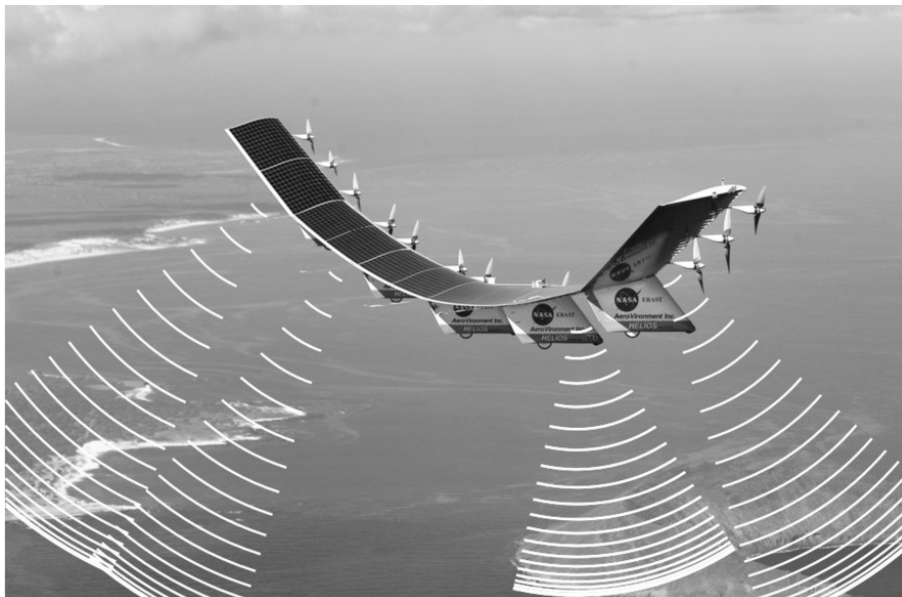


**Abb.13: Computersimulation einer fassadenintegrierten solaren Planarantenne**

Besonders mobile bzw. netzferne Kommunikationsgeräte oder –anlagen erfahren durch die gleichzeitige Nutzung von Solarzellen- und Antennenfunktion einen Qualitätssprung der Gebrauchseigenschaften bei gleichzeitiger Kostenreduktion.

Navigations- und Kommunikationstechnik im mobilen Anwendungsbereich mit gleichzeitiger Nutzung photovoltaischer Energieversorgung ist in machbare Nähe gerückt.

Weitergehende Nutzungspotentiale von SOLPLANT<sup>®</sup> werden in der Büro- und Labor-kommunikation (Bluetooth), der mobilen medizinischen Überwachung, der Online-Feldmesstechnik, der Online-Objektüberwachung u.a.m., wie auch im extraterrestrischen Anwendungsbereich (u.a. bei Satelliten [7] oder fliegenden „Aufklärungsflugzeugen“ Abb. 14) gesehen.



**Abb. 14: Fliegender Satellit HELIOS mit SOLPLANT<sup>®</sup>, © NASA, Modifikation ISET**

Die Einsparungen beim Startgewicht durch den Wegfall der separaten Kommunikationsantenne könnten sich vorteilhaft in der Flugzeit und Flughöhe auswirken.

### Literaturnachweis

- [1] Patentschrift: „Vorrichtung zur Umwandlung von Solarenergie in elektrische Energie und zum Abstrahlen und/oder Empfangen von hochfrequenten elektromagnetischen Wellen“, DE PS 199 38 199 vom 12.08.1999
- [2] C. Bendel, „Die Photovoltaik-Fassade als Teil einer multifunktionalen Gebäudehülle“, Erneuerbare Energien 5/2002



- [3] N. Henze et. al.: „Hochfrequenzeigenschaften von photovoltaischen Generatoren – Die Ausbreitung von Funkstörungen in Photovoltaikanlagen“, 15. Symposium für Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein, 2000
- [4] C. Bendel, N. Henze and J. Kirchof: “Apparatus for converting solar energy into electrical energy and for radiating and/or receiving high frequency electromagnetic waves”, EP 1 076 407 A2; US 6,395,971, May 28,2002; JP 2000-246015
- [5] A. Amoatta, „Anwendung von Solarzellen in planaren Antennenstrukturen“ Diplomarbeit II, Universität Kassel, FG Hochfrequenztechnik, 07/2002
- [6] J.-F. Zürcher and F. E. Gardiol: “Broadband Patch Antennas“, Artech House (Boston-London, 1995)
- [7] L. Zaid, G. Kossiavas, J. Y Dauvignac, J. Cazajous and A. Papernik: “Dual Frequency and Broad-Band Antennas with Stacked Quarter Wavelength Elements”, IEEE Transactions on Antennas and Probagation, Vol. 47, No. 4. (April 1999), pp 654-659



## **Sunny Beam – Innovatives Kommunikationssystem für Photovoltaik-Anlagen**

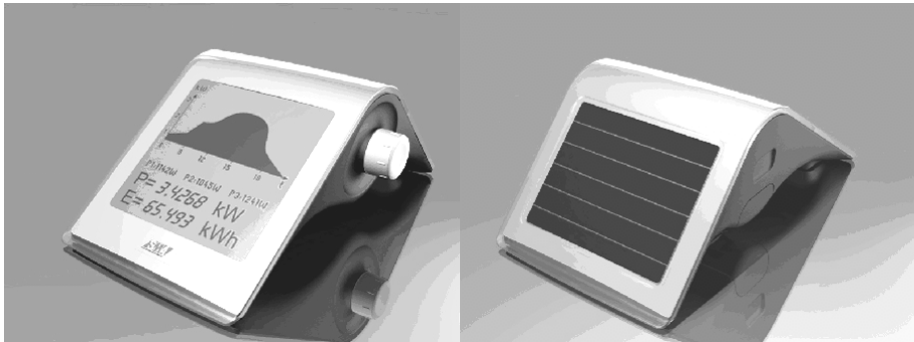
Dipl.-Ing. Tobias Henne  
Dipl.-Ing. Günther Cramer (Co-Autor, SMA)  
Dipl.-Ing. Wolfgang Reichenbächer (Co-Autor, SMA)  
SMA Regelsysteme GmbH  
Hannoversche Strasse 1-5, 34266 Niestetal  
Tel.: +49 561 9522 4124 Fax: +49 561 9522 4609  
E-Mail: Tobias.Henne@SMA.de  
Web: <http://www.SMA.de>

### **1 Kurzfassung**

In diesem Beitrag wird eine neue Generation der Kommunikationstechnik zum Überwachen von Wechselrichtern in Photovoltaik-Anlagen vorgestellt.

Die Anlagenüberwachung gehört zu einem der wichtigsten Bereiche einer PV-Anlage. Sie gibt dem Betreiber Auskunft u.a. über die Funktionsfähigkeit der Anlage und über ihren erwirtschafteten Ertrag.

Die Kommunikation mit mehr als einem Wechselrichter war in der Vergangenheit gleichbedeutend mit einem hohen und damit auch teuren Installationsaufwand. Darüber hinaus stellte die Verkabelung und Konfiguration der Wechselrichter eine nicht zu unterschätzende Fehlerquelle dar.



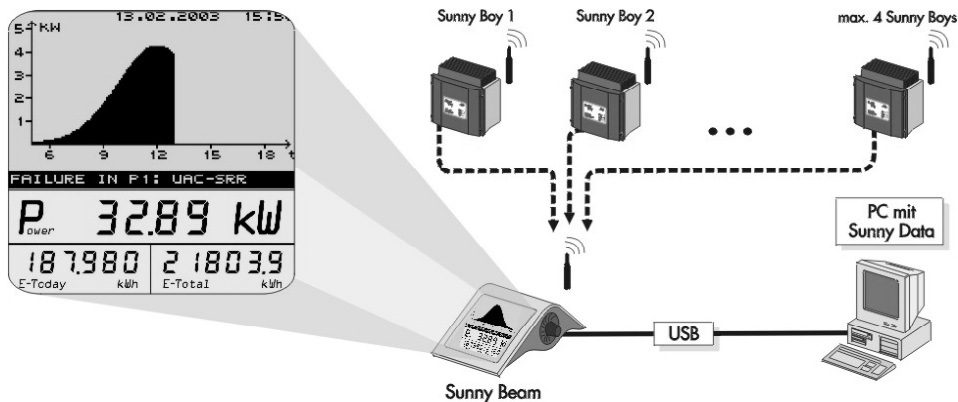
**Bild 1: Sunny Beam Frontansicht (links) und seine integrierten Solarzellen (rechts)**

Sunny Beam, die neue Generation von Systemen zur Datenerfassung und Überwachung für PV-Anlagen, setzt mit seiner Kommunikation über Funk neue Maßstäbe. Die Installation ist absolut unkompliziert und erfolgt ohne jeglichen Verdrahtungsaufwand. Das intelligente und graphikfähige Display überzeugt dabei durch seine simple Ein-Knopf-Bedienung.

Sunny Beam ist PV-powered, d.h. die Energieversorgung erfolgt autark durch eine in das Gerät integrierte Solarzelle. Der Betrieb bei schlechter solarer Einstrahlung wird durch 2 wiederaufladbare Batterien gewährleistet, die ebenfalls durch die Solarzellen gespeist werden.

Die erfassten Daten der Wechselrichter wie z.B. Energieertrag des aktuellen und des vergangenen Tages, Gesamtenergieertrag, Gesamtleistung und Leistung der einzelnen Wechselrichter werden im Gerät aufbereitet und auf seinem großen Graphik-Display sowohl in Kurvenform als auch numerisch dargestellt.

Mit Sunny Beam wurde erfolgreich eine Verbindung von innovativer Technik und form-schönen Design durch seine Entwickler realisiert.



**Bild 2: Blockschaltbild Sunny Beam**

Weitere hervorzuhebende Eigenschaften von Sunny Beam:

- Über die in das Gerät integrierte USB-Schnittstelle kann eine Verbindung von einem PC via Sunny Beam zu den Wechselrichtern hergestellt werden
- Durch die Auswahlmöglichkeit zwischen unterschiedlichen Frequenzbändern zur Kommunikation mit den Wechselrichtern, ist auch der Betrieb von mehreren benachbarten Anlagen mit Sunny Beam möglich
- Die im Gerät vorhandene Echtzeituhr erlaubt die Darstellung von Datum und Uhrzeit
- Störungen werden über einen Fehlerkurztext im Display angezeigt
- Die Übertragungsgüte der Funkstrecke kann bei Bedarf angezeigt werden

Im Anschluss an die Vorstellung des innovativen Funkdisplays Sunny Beam erfolgt ein Ausblick auf zukünftige Konzepte zur Datenerfassung und Überwachung für PV-Anlagen.



## **Flexible Datenkommunikation im liberalisierten Energiemarkt - Energielogistik für den Handel mit Strom und Gas**

Dirk Heinze  
AKTIF Technology  
Töpferstr. 9  
01968 Senftenberg  
Tel.: 03573-1488-0 Fax:03573-1488-29  
heinze@aktiv-technology.com

### **1 Durch eigene Arbeit ist noch niemand reich geworden!**

Nur wenn man die heutigen Gegebenheiten und Geschäftsprozesse des liberalisierten Energiemarktes kennt wird man mit dieser These etwas anfangen können.

Viele Geschäftsprozesse sind mit einem erheblichen Aufwand verbunden. Das kostet personelle, zeitliche und damit auch finanzielle Ressourcen der Unternehmen. So kann man keinen Gewinn machen. Ziel eines Logistiksystems muss es daher in erster Linie sein, möglichst durchgängige Prozesse zu erreichen, Medienbrüche zu verhindern und damit die Ressourcen zu schonen. So wird der Einsatz eines Logistik-Systems zu dem, was die Einführung der Bandanlagen in der Automobilindustrie waren – ein unverzichtbarer Schritt in fortschrittliche Technologie. In der Energiewirtschaft, die einem starken Wandel unterworfen ist muss ein solches System zudem ausgesprochen flexibel auf Veränderungen reagieren können, sowie den zukünftigen Ansprüchen genügen. Daher hat AKTIF Technology ein Energielogistik-System entwickelt, das den hohen Ansprüchen seiner Nutzer im Energiemarkt gerecht wird.

### **2 Automatisierte Energielogistik**

Um die vielschichtigen Prozesse des Marktes nachvollziehen zu können muss man zunächst die Vertragskonstellationen des Marktes ansehen.

Nur wenn auch das Logistik-System die reelle Vertragssituation abbildet ist es möglich auf die Veränderungen des Marktes flexibel zu reagieren. Die Erfahrung hat es gezeigt, die Rahmenbedingungen haben sich seit der Liberalisierung mehrfach gewandelt und mit der Einrichtung einer Regulierungsbehörde steht uns das ein weiteres Mal bevor.



So muss eine Softwarelösung flexibel auf diese Veränderungen reagieren können. Sind die Daten beispielsweise am Kunden oder am Zähler, bzw. Zählpunkt angefügt, kann es zu Problemen kommen, wenn sich beispielsweise die Zählpunktbezeichnung ändert, der Kunde umzieht, der Zähler ausgebaut wird, etc.

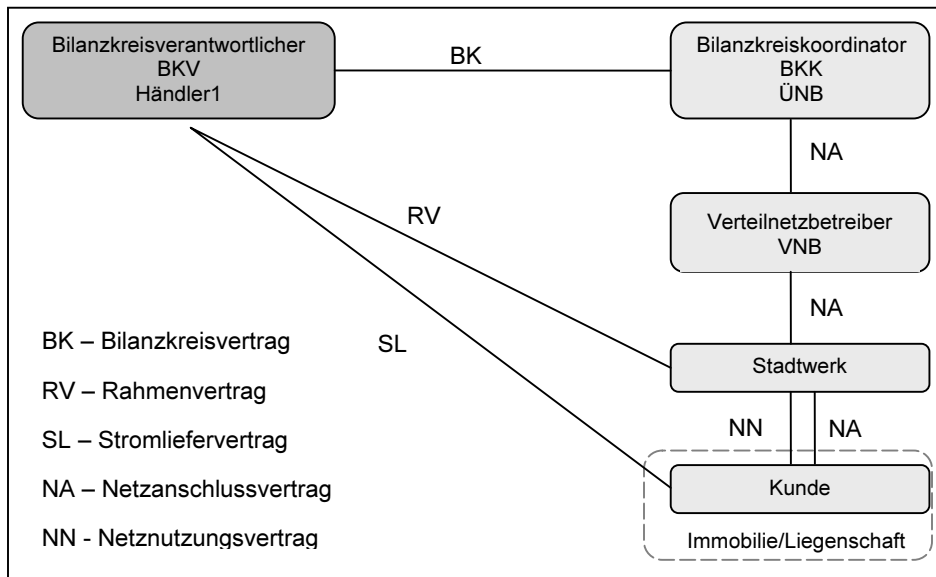


Abb. 1: Abbildung von Vertragsbeziehungen

## 2.1 Datenmodell

Ein vertragsbasiertes Datenmodell sichert zu jedem Zeitpunkt eine korrekte Datenlage. Hierbei ist zu beachten, dass die Gültigkeitszeiträume der Verträge korrekt eingetragen werden. Ansonsten lassen sich beliebige Strukturen und Szenarien abbilden. So können Sie auf Veränderungen innerhalb Ihrer Bilanzkreissituation reagieren und können Prozesse, wie den Kundenwechsel oder Umzüge automatisch abwickeln.

## 2.2 Business Model Subsystem

Das Datenmodell des AKTIF® dataService basiert auf einem solchen Business Model Subsystem, das zur Speicherung und Verwaltung der Daten der Marktteilnehmer dient, sowie der organisatorischen und vertraglichen Zuordnungen sowie der Beziehungen





zwischen ihnen. Marktteilnehmer sind Unternehmen und Personen, die ein oder mehrere vordefinierte Markttrollen einnehmen können, etc.

- Lieferant, Händler, Netzbetreiber
- Kunde, Verbraucher
- Bilanzkreisverantwortlicher, Bilanzkreiskoordinator
- Dienstleister

Anhand der Markttrollen, die ein Marktteilnehmer inne hat, kann er mit anderen Marktteilnehmern vertragliche Beziehungen eingehen, z.b. einen Strombezugsvertrag zwischen Lieferant und Händler oder einen Rahmenvertrag zwischen Händler und Netzbetreiber, etc.

### **2.3 Metering Subsystem**

Neben diesem zentralen Subsystem ist das Metering Subsystem relevant. Es enthält neben den relativ statischen Daten für die Verwaltung von Messgeräten und Messpunkten den sehr dynamisch wachsenden Datenbestand der Messwerte (Zählerstände) und Zeitreihen.

Messwerte werden Messgeräten zugeordnet, Zeitreihen sind in ihrer Zuordnung flexibel (Messgeräte, Messpunkte, Marktteilnehmer, Verträge, etc.). Die Zuordnung der Zeitreihe hängt im Allgemeinen von der Art der Zeitreihe ab, z.b. werden Messwertreihen Zählern oder Messpunkten zugeordnet

Das gesamte Datenbankmodell umfasst noch weitere Subsysteme, die aber nicht zentral aufgestellt sind. Einen Überblick über das gesamte Modell gibt Abbildung 2.

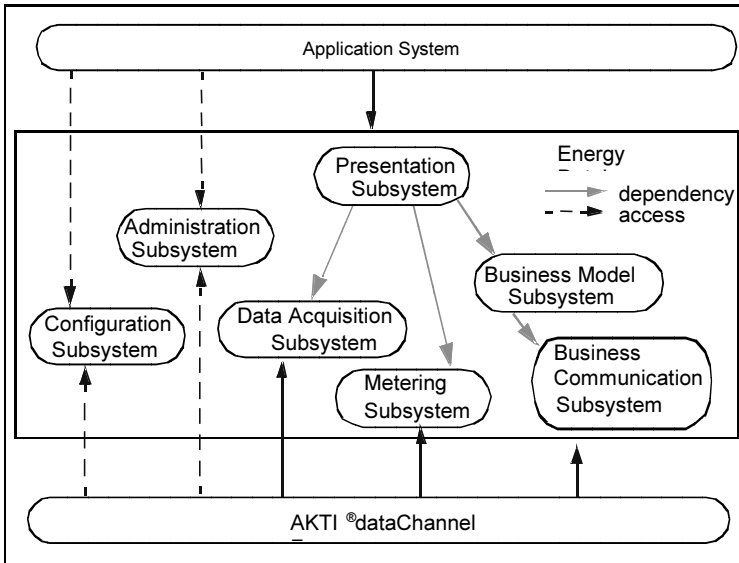


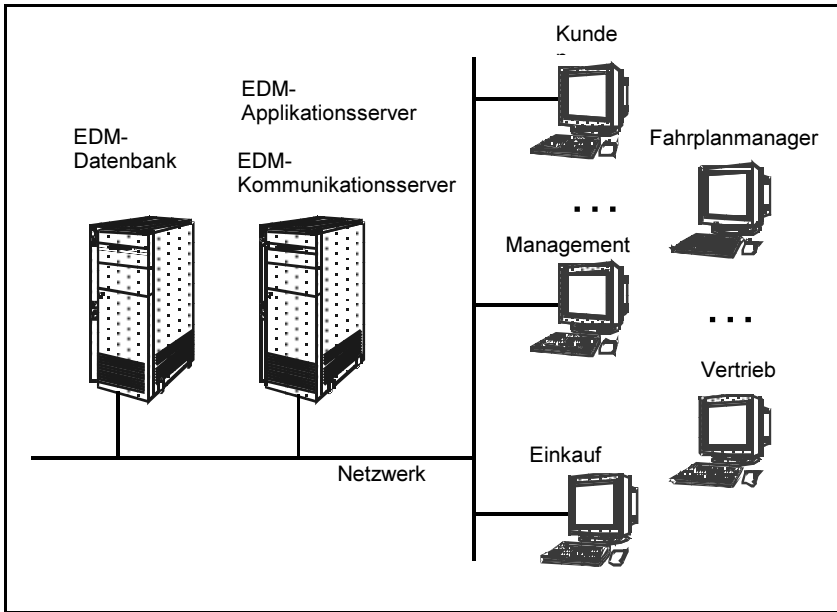
Abb. 2: Überblick über das Datenmodell des Logistik-Systems AKTIF® dataService

### 3 Beschreibung der System-Architektur

Ein leistungsfähiges Energielogistiksystem sollte auch in der Systemarchitektur den vielfältigen Anforderungen gewachsen sein. Daher erscheint es wichtig, dass die Hardware ebenso, wie auch die Software skalierbar ist, um so auch die Flexibilität der Einsatzmöglichkeiten zu wahren.

Das System AKTIF® dataService unterteilt sich in drei Komponenten, (Abb.3)

- dem Datenbankserver mit der Energy Database als Datenbank
- dem Kommunikationsserver mit der Kommunikationssoftware AKTIF® dataChannel
- und dem javabasierten Applikationsserver für grafische Frontends



**Abb. 3: Funktionaler Aufbau des Systems**

Jede der Komponenten ist entsprechend den Anforderungen im konkreten Einsatzfall skalierbar und konfigurierbar bezüglich Funktionen, Leistungsfähigkeit, Verfügbarkeit und Sicherheit. Die Komponenten können auf einem einzigen Rechensystem laufen oder auf separaten, der Komponente zugeschnittenen Rechnerkonfigurationen installiert werden.

### 3.1 Energy Database

Die Energy Database ist die zentrale Datenablage des Systems. In ihr werden alle Stammdaten, dynamischen Daten und Konfigurationsdaten für das System permanent gespeichert. Die Energy Database ist für die Langzeitspeicherung von Massendaten konzipiert, die Grenzen hängen im Allgemeinen von den physischen Voraussetzungen und der Sinnfälligkeit historischer Daten ab.

### 3.2 Kommunikationsserver

Der Kommunikationsserver dient der Steuerung, Überwachung und Durchführung der Datenkommunikation innerhalb des Energielogistik-Systems und mit angrenzenden Systemen. Er besteht aus einem Prozess-System, das allgemeine und spezifische



Funktionen für die prozessnahe Massendatenverarbeitung bereitstellt. Applikationen können über diesen Kommunikationskanal Dienste oder Daten anfordern, Nachrichten versenden und empfangen. Vorrangig dient der Kommunikationsserver jedoch der Versorgung des Systems mit Daten über Schnittstellen bzw. dem Bereitstellen von Daten für angrenzende Systeme.

Es stehen eine Vielzahl von Daten- und Schnittstellenkonvertern bereit, mit deren Hilfe die externe und interne Kommunikation des Systems zusammengebaut wird. Import- und Exportkomponenten stehen für die folgenden Schnittstellen standardmäßig zur Verfügung:

- TCP/IP
- FTP
- Datenbanken
- serielle Geräte
- Leitsysteme verschiedener Hersteller (ABB, Siemens)

Integraler Bestandteil des Kommunikationsservers sind eine Reihe von Serverprozessen, die Schnittstellen permanent, zyklisch oder auf Anforderung abfragen. Dazu gehören zum Beispiel Mail- und FTP-Server für den Empfang und das Versenden von Dateien.

Integriert in diese Middleware sind eine Vielzahl von Formatkonvertern, die z.B. folgende Datenformate unterstützen:

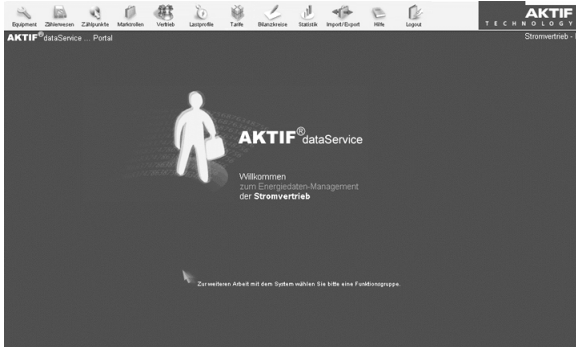
- EDIFACT (MSCONS, DELFOR, UTILMD)
- XML/EDI nach VDEW und internationale XML-Formate, wie ESS
- verschiedene Textformate (z.B. CSV) z. B. das CSV-Format nach best practice für den Lieferantenwechselprozess
- Excel-Dateien
- zudem weitere Datenformate, wie ZfA – Formate (LPEX); individuelle Formate der einzelnen Unternehmen, etc.

Die Datenübernahme erfolgt über Templates, Filter und Regeln, die eine erste Validierung der Daten zulassen. Diese Mechanismen sind flexibel konfigurierbar. So können zum Beispiel fehlerhafte Daten erkannt und behandelt (ignoriert oder ersetzt) werden.



### 3.3 Applikationsserver - Servlet-Technologie für Front-Ends

Der Zugriff auf das Energielogistik-System AKTIF® dataService erfolgt durch den Anwender über Web-Browser, wie der MS Internet Explorer oder der Netscape Navigator. Nach Eingabe der URL-Adresse befindet sich der Anwender in der Login-Maske des Energielogistik-Portals.



**Abb. 4: Portal des Energielogistik-Systems AKTIF® dataService**

Entwickelt wurde diese Komponente in Java, eine Programmiersprache, die sich in den letzten Jahren zu der Entwicklungssprache für Internet- und Intranetanwendungen entwickelt hat. Entscheidender Vorteil dieser Java-Applikationen ist dabei die Plattformunabhängigkeit. Zudem bietet sie eine Reihe weiterer Vorteile:

Unterschiedliche Applikationen lassen sich in einem universellen Client, dem Webbrowser, zusammenführen

- Geringe Anforderungen an die Client-Hardware
- Die Applikationen lassen sich nahezu beliebig verteilen und skalieren
- Der Einsatz von so genannten Thin-Clients ist möglich
- Gute Integrationsmöglichkeiten in die bestehende Infrastruktur
- Kein Installationsaufwand auf den Arbeitsplätzen
- Einsatz für ASP (Application Service Providing) möglich

Eine Grundlage für den serverseitigen Java-Einsatz sind die so genannten Servlet-Engines, die die Ausführung von Java-Programmen auf zentralen Servern ermöglichen.

Dabei startet der Webbrowser eine Anfrage an einen Webserver. Dieser startet das angesprochene Java-Servlet und baut z.B. eine Verbindung zu einer Datenbank auf.

Innerhalb des Servlets wird die Anfrage verarbeitet und anschließend das Ergebnis in Form von generierten HTML-Ausgaben an den Webserver und somit an den Webbrowser zurückgeschickt.

## 4 Automatisiertes Bilanzkreismanagement

### 4.1 Was bedeutet Bilanzkreismanagement?

Wenn man in Deutschland Strom ein- oder verkaufen möchte, muss man zur Abwicklung der Geschäfte einen so genannten Bilanzkreis anmelden. Ein Bilanzkreis setzt sich aus einer beliebigen Anzahl von Einspeise- und/oder Entnahmestellen innerhalb einer Regelzone zusammen, die dem zuständigen – d.h. dem für den Netzanschluss verantwortlichen Netzbetreiber benannt werden müssen und dadurch genau definiert sind. Ein Bilanzkreis kann auch nur zur Fahrplan-Verwaltung eingerichtet werden. (Definition DVG)<sup>1</sup>

Über die Bilanzkreise werden dann sämtliche Energiegeschäfte abgewickelt und die Abstimmungen mit den entsprechenden Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern getroffen. Dazu gehört beispielsweise die Abwicklung von Stromgeschäften, die Verwaltung und Zuordnung von Kunden, die Ermittlung von Bedarfsmengen, Einstellung und Optimierung von Handelsgeschäften, die Anmeldung von Fahrplänen, die Kostenkontrolle und das Benchmarking

Diese Aufgabe lässt sich bereits heute weitgehend automatisieren. Zum Beispiel mit einem Logistik-System, wie dem AKTIF<sup>®</sup>dataService.

Folgende Funktionalitäten lassen sich mit dem Bilanzkreismanagement des AKTIF<sup>®</sup>dataService abbilden:

- Automatisches Routing zwischen Bilanzkreisen und Regelzonen
- beliebig viele Bilanzkreise pro Regelzone
- zeitgenaue Abbildung von Vertragssituationen
- integrierte Prognose
- vollständiger Ablauf von der Prognose bis zur Bilanzierung

---

<sup>1</sup> DVG - Deutsche Verbundgesellschaft e.V. ist einer der Verbände, die auch an der Verbändevereinbarung mitschreiben.



## 4.2 Geschäftsprozesse im Strommarkt

Anhand von Beispielen wird im folgenden verdeutlicht, wie Geschäftsprozesse des Bilanzkreismanagements automatisiert werden können.

### 4.2.1 Kundenwechsel

Wenn Kunden eines Energieversorgers zu einem anderen Lieferanten wechseln, zum Beispiel zu Yello, haben die Marktbeteiligten einen erheblichen Aufwand, diesen Prozess logistisch abzuwickeln. Nach der Erfassung des Kunden beim neuen Lieferanten, muss dieser den Kunden beim Netzbetreiber anmelden. Er muss dem Netzbetreiber also mitteilen, dass der Kunde demnächst von ihm versorgt wird. Der Netzbetreiber muss diesen Fakt bei seiner Berechnung der Kapazitäten einrechnen. Natürlich muss der Kunde auch beim Vorlieferanten gekündigt werden. Dies könnte der Kunde auch selbst tun, doch in der Praxis übernimmt der neue Lieferant diese Aufgabe.

Der Altlieferant wiederum muss die Kündigung bestätigen und den Kunden beim Netzbetreiber abmelden. Erst wenn dies erfolgt ist, bekommt der neue Lieferant eine Bestätigung vom Netzbetreiber, und der Prozess ist abgeschlossen.

Dieser Prozess erfordert für alle Beteiligten einen sehr hohen Aufwand. Bei einem Kunden, der den Lieferanten wechselt erscheint dieser Aufwand noch vertretbar, wenn aber im Massenkundengeschäft 500 Kunden an- bzw. abgemeldet werden müssen ist der personelle und zeitliche Aufwand immens.

Mit dem Logistik-System wird der Lieferantenwechselprozess weitgehend automatisiert. An- und Abmeldungen werden mit dem Auslaufen der gültigen Verträge automatisch generiert und digital an die entsprechenden Marktpartner geschickt. Diese können die Listen dann automatisch einlesen und auch automatisch bestätigen. Die Verträge werden dann im System automatisch geändert. Mit welchem Prozedere dies erfolgt, wird in der Regel vorher bilateral im Händlerrahmenvertrag ausgehandelt.

## 4.2.2 Fahrplanmanagement

Ein sehr zeitkritischer Prozess ist der Prozess der Fahrplananmeldung. Der bilanzkreisführende Händler (BKV)<sup>2</sup> meldet, um seine Kunden versorgen zu können, die prognostizierte Einspeisemengen am Vortag bis 14:30 beim ÜNB (BKK)<sup>3</sup> an. Dabei werden alle Geschäfte, die in dem jeweiligen Bilanzkreis getätigt werden im Viertelstundenraster angegeben. Der ÜNB prüft dann alle für den Bilanzkreis eingegangenen Fahrpläne und bestätigt die Geschäfte. Erst dann können die Geschäfte auch tatsächlich getätigt werden. Der ÜNB hat die Regelhoheit für sein Übertragungsnetz, muss also sicherstellen, dass fehlende Strommengen ausgeregelt werden. (Abb. 6)

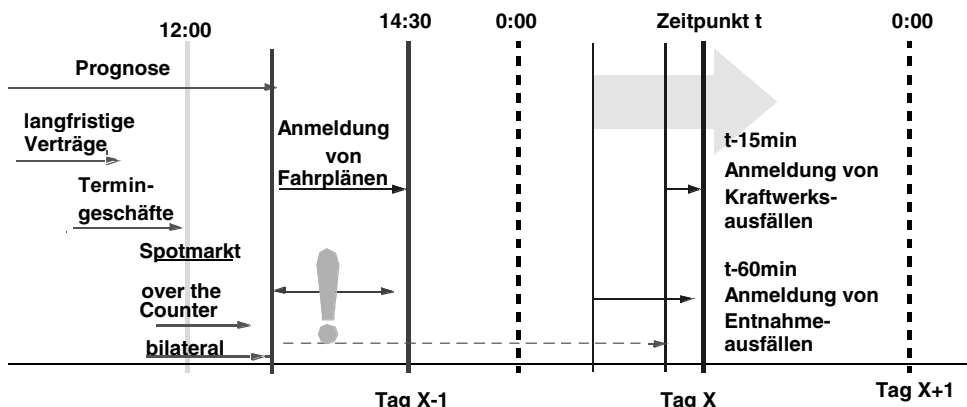


Abb. 6: Prozessüberblick - Zeitablauf

Für die Händler ist der Prozess in sofern kritisch, da alle Mengen, die um 14:30 Uhr nicht beim ÜNB eingegangen sind als Regelenergie gerechnet werden. Der BKK regelt dann die fehlenden Mengen aus und stellt sie dem Händler in Rechnung. Natürlich sind diese Energiemengen weitaus preisintensiver, als vom Händler selbst beschaffte Mengen.

Das Energielogistik-System rechnet nun für den Bilanzkreisverantwortlichen alle Daten auch für untergeordnete Sub-Bilanzkreise hoch und summiert diese. Die Fahrpläne

<sup>2</sup> Händler können Sub-Bilanzkreise anmelden und sich dann zusammenschließen. Einer von ihnen wird dann der Bilanzkreisverantwortliche (BKV).

<sup>3</sup> Der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) übernimmt die Koordinationsfunktion für den Bilanzkreis, daher auch die Bezeichnung Bilanzkreiskoordinator (BKK).





werden automatisch per Mail oder FTP zeitnah zum BKK geschickt, zudem wird die von dort kommende Bestätigung automatisch ins System eingelesen und verarbeitet.

## 5 Exkurs: Und was ist mit Gas?



Die Liberalisierung des europäischen Erdgasmarktes bringt für die Unternehmen von Grund auf neue Rahmenbedingungen. Wie im Strommarkt in den letzten Jahren nach der Liberalisierung beobachtet werden konnte, werden die Unternehmen gezwungen, sich ihren Platz in einem neuen Markt mit neuen Strukturen und Regeln gegenüber der Konkurrenz zu sichern und auszubauen. Gerade zum jetzigen Zeitpunkt unterliegt der Energiemarkt vielfältigen Schwankungen und einem grundlegenden Wandel. Die Europäische Union setzt mit den EU-Binnenmarkt-Richtlinien neue Maßgaben, die von den EU-Staaten entsprechend umgesetzt werden müssen. Zum anderen wandelt sich der Markt von einem Verkäufer zum Käufer-Markt, wenn auch nur sehr langsam und bisher sporadisch.<sup>4</sup>

Mit der VV II Gas<sup>5</sup> auch die Rahmenbedingungen für die Öffnung des Gasmarktes geschaffen, aber hier sind noch erhebliche Schwierigkeiten zu bewältigen. Die logistischen Vorgaben der Verbände sind noch nicht ausgereift und eine Weiterentwicklung der Verbändevereinbarung Gas wurde 2003 gestoppt. Dies gab auch den Ausschlag für die Schaffung einer Regulierungsinstanz, wie es auch in allen anderen europäischen Ländern gehandhabt wird. Bislang ist unklar, wer im Sommer 2004 diese Aufgaben übernehmen wird und welche Regularien dann für den Strom- aber vor allem auch für den Gasmarkt gelten werden.

Natürlich werden auch im Gasmarkt mit der Liberalisierung die Prozesse komplexer werden. Somit wird auch für den Gashandel ein Logistik-System unverzichtbar werden. Idealerweise sind solche System für alle Medien ausgelegt. Der AKTIF® dataService ist durch sein unabhängiges Vertragsmodell auch für andere Medien, wie Gas oder Wasser

<sup>4</sup> Bislang sind im Deutschen Strommarkt nur etwa 3 % der Stromkunden zu einem neuen Anbieter gewechselt. Gerade Haushaltskunden nutzen diese Möglichkeit kaum.

<sup>5</sup> Die Verbändevereinbarung II Gas wurde im Mai 2002 vom Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft (BGW), dem Bundesverband der Deutschen Industrie (BDI), dem Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft (VIK) sowie dem Verband kommunaler Unternehmen (VKU) unterzeichnet.

ausgerichtet. Technische Grundlagen, wie Messgrößen und deren Bestandteile oder Vertragsarten sind bereits implementiert, ebenso, wie eine erste Version einer Zeitreihenverwaltung. Weitere Funktionalitäten werden derzeit entwickelt, so zum Beispiel die Umrechnung zwischen Norm- und Betriebsvolumen.

Ersatzprofil	[Dropdown]	
Medium	Elektrizität	
Tarif	Elektrizität	Preisliste
inklusive	Gas	Stromsteuer
Ablage	Wasser	Durchsuchen...
Bemerkungen	Wärme	
	andere	
	Wetter	
	Währung	

**Abb. 7: Darstellung der verschiedenen Medien bei der Erstellung eines Liefervertrages**

Wenn die logistischen Prozesse im Zuge der Entwicklung der Regulierungsinstanz weiter differenziert werden kann ein Logistik-System analog die Geschäftsprozesse im Gashandel weitestgehend automatisieren. Auch hier gilt, wie auch im Strommarkt: Im Massenkundengeschäft ist eine Prozessautomatisierung unerlässlich.

## 6 Der liberalisierte Strommarkt in Deutschland

### 6.1 Forderungen an den Markt

Der heutige Strommarkt ist für freie Händler heute noch ein sehr hartes Geschäft. Hohe Netznutzungskosten und ein erschwerter und nur sporadisch stattfindender Kundenwechsel erschweren Händlern den Zugang zum Markt. Mehr und mehr setzen sich aber dynamische Konzepte durch. Damit diese auch zum Tragen kommen, sollte insbesondere in folgenden Bereichen stärker Einfluss genommen werden.

1. Die Unternehmen müssen automatische Abläufe zulassen.

Das ist für Unternehmen auch oft erst ein Lernprozess. Automatische Abläufe lassen in den meisten Fällen kein manuelles Eingreifen mehr zu. Das bedeutet wiederum die Mitarbeiter müssen in die eingesetzte Technik auch vertrauen. Dies ist natürlicherweise ein Prozess, der eine gewisse Zeit in Anspruch nimmt und selbstverständlich voraussetzt, dass die Voraussetzungen für automatische Abläufe auch bei allen Beteiligten am Markt garantiert sind.

2. Einsatz von Standardformaten

Eine dieser Voraussetzungen ist der Einsatz von Standardformaten. Die Verbände, insbesondere der VDEW, plädieren für den Einsatz von UN EDIFACT-Formaten. Dies



sind bereits erprobte Formate, die in anderen Branchen, wie dem Bankenwesen und der Automobilindustrie bereits langjährig im Einsatz sind. Diese Formate lassen sich aber mit Excel-Lösungen nicht erzeugen und auch nicht automatisch einlesen. Daher wütet derzeit noch immer ein Wust an Datenformaten auf dem deutschen Energiemarkt. Erst nach und nach setzen sich die Standardformate durch. Oftmals reagieren die Unternehmen auch erst nach erheblichem Druck, beispielsweise durch die EU. So wird im Sommer 2003 das neue internationale Fahrplanformat ESS eingeführt, ein XML-Format, für den grenzüberschreitenden Stromhandel. Wenn hier der Druck auch von Seiten der Regulierungsbehörde wächst, ist ein großes Hindernis für den Wettbewerb beseitigt.

AKTIF ist Initiator der EDNA-Initiative, einer Initiative von Softwareherstellern die sich in der Durchsetzung von Standardformaten engagiert. EDNA hat heute mehr als 50 Mitglieder aus ganz Europa und auch bereits einige Erfolge erreicht. Das Standardformat MSCONS für den Lastgangdatenaustausch ist mittlerweile in Deutschland in allen Unternehmen im Einsatz.



### 3. Abgestimmte Geschäftsprozesse

Natürlich müssen auch logistische Prozesse genauer und eindeutiger definiert werden. Standardprozesse lassen sich auf dem Markt bisher noch gar nicht heraus kristallisieren. Ohne Standardprozesse lassen sich aber auch keine Automatisierungen durchsetzen. Hier ist die Energiewirtschaft noch gefragt, denn auch für die Unternehmen selbst ist ja die Definition solcher Prozesse in einem solchen Markt überlebenswichtig.

### 4. Sichere Übertragungsmechanismen

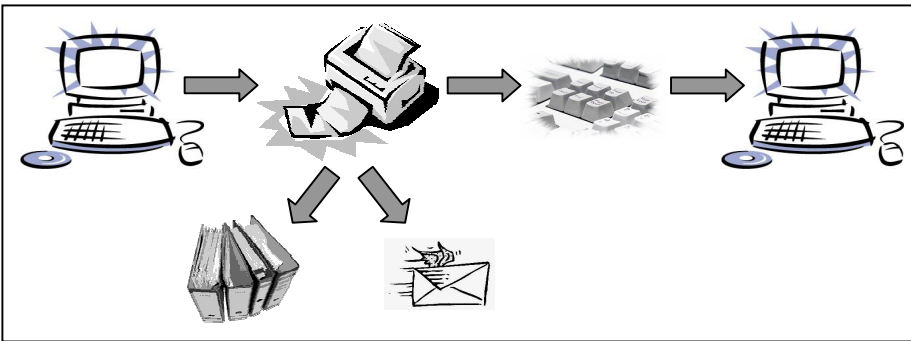
Hier ist nun wiederum der Gesetzgeber gefragt. Technisch realisierbare Lösungen für die sichere Übertragung von sensiblen Daten gibt es bereits heute. Beispielsweise die elektronische Signatur und die Verschlüsselung über S-Mime. Grundsätzlich müssen aber gesetzliche Rahmenbedingungen geschaffen werden, die Verschlüsselung und Signatur vorschreiben und die Unternehmen bindend zur Verwendung solcher Sicherheitsmechanismen verpflichten.

## 6.1.1 Schwierige Lage in Deutschland – Was bedeutet dies für agierende Unternehmen?

Die nicht durchgängigen Prozesse in der Energiewirtschaft führen zu einer erheblich verzögerten Rechnungsstellung. Da die Rechnungen auch nicht elektronisch sondern noch immer per Post gestellt werden, nimmt die Rechnungsprüfung beispielsweise für Netznutzungsentgelte nochmals eine längere Zeit in Anspruch. Dies führt wiederum zu

einer sinkenden Liquidität der Unternehmen. Dies war in Deutschland bisher nur tragbar, weil die meisten Energieversorger entsprechende Verluste und Liquiditätsengpässe abfangen konnten. Mit dem „legal unbundling“ also der vollständigen Trennung von Vertrieb und Netzbetrieb dürften das etwas drastischer ausfallen.

Die komplexer gewordenen Abrechnungsstrukturen führen unweigerlich dazu, dass Rechnungen nicht immer korrekt gestellt werden können. Sie sind zum Teil nicht vollständig, entsprechen nicht den Gepflogenheiten oder den ausgehandelten Bedingungen. Daher muss nach der Rechnungsprüfung erneut eine Abstimmung erfolgen, was zu weiteren zeitlichen Verzögerungen führt und zudem auch zu hohem personellen Aufwand in den Unternehmen. Medienbrüche (Abb. 8) kosten erhebliche Ressourcen und sind zudem eine Fehlerquelle, die mit einem automatischen Datenaustausch ausgeschaltet wäre.



**Abb.8: Darstellung von Medienbrüchen (vom IT-System Abrechnung → auf Papier → Rechnung an Kunden und Rechnung in Ablage → Daten in IT System Rechnungsprüfung)**

Unvollständige Daten verhindern eine optimale Disposition des Bedarfs und führen zu hohen Regelleistungs- und Ausgleichsenergiemengen. Mit einer unvollständigen und fehlerhaften Datenlage lassen sich nur unzureichende Bedarfsprognosen erzielen. Die Folge davon ist, dass die Beschaffung nicht auf den tatsächlichen Verbrauch ausgerichtet ist, im günstigeren Fall hat man Übermengen, die man dann veräußern muss. In dem sehr viel kostenintensiveren Fall, dass man zu wenig Energie beschafft hat, muss man die fehlende Menge vom ÜNB ausregeln lassen. Diese Regelleistung ist natürlich teurer, als die selbst beschaffte Energie. So können für Unternehmen in Summe sehr hohe Beträge optimiert werden, wenn automatische Geschäftsprozesse und eine automatische Datenkommunikation zwischen den Marktpartnern durchgesetzt wird.



## 7 Weiterführende Quellen

- VII plus Strom (Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie und über Prinzipien der Netznutzung vom 13. Dezember 2001) Bundesverband der Deutschen Industrie e. V. - BDI, Berlin; VIK Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V., Essen; Verband der Elektrizitätswirtschaft - VDEW - e.V., Berlin; Verband der Netzbetreiber – VDN – e.V. beim VDEW, Berlin; Arbeitsgemeinschaft regionaler Energieversorgungs-Unternehmen – ARE – e.V., Hannover; Verband kommunaler Unternehmen – VKU – e.V., Köln
- Verbändevereinbarung zum Netzzugang bei Erdgas (VV Erdgas II) vom 3. Mai 2002 zwischen den Verbänden: Bundesverband der Deutschen Industrie e.V. - BDI, Berlin; Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. - VIK, Essen; Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft e.V. - BGW, Berlin; Verband kommunaler Unternehmen e.V. - VKU, Köln
- Materialien der EDNA-Initiative: [www.edna-initiative.com](http://www.edna-initiative.com)
- Prozessbeschreibungen des VDEW zu finden unter [www.strom.de](http://www.strom.de)



## Das JEVIS System – Verteiltes Management von Energie- und Betriebsdaten

Dr. Peter Palensky

Envidatec GmbH, Blohmstr. 31, D-21079 Hamburg

Tel: +49-40-300851-51, Fax: -70

E-Mail: peter.palensky@envidatec.de bzw.

Institut für Computertechnik der TU Wien, Gusshausstr. 27-29/384, A-1040 Wien

Tel.: +43-1-58801-38438, Fax: -38499

E-Mail: palensky@ict.tuwien.ac.at

### 1 Einleitung

Den Teilnehmern des modernen Energiemarkts wurde durch die Liberalisierung des selbigen eine Reihe an Freiheiten eröffnet. Der Kunde kann den Energieversorger wählen, Händler können freier agieren, Energieproduzenten erschließen sich neue Absatzmärkte und es werden Kaufgemeinschaften gebildet.

Die „großen Player“, wie Großkunden oder Energiehändler, werden in ihren nun nötigen Entscheidungsprozessen professionell unterstützt. Eigens dafür installierte Personen, beim Kunden wie auch beim Versorger, beschäftigen sich damit, den Energiekonsum kaufmännisch wie technisch zu optimieren. Diese „Einkäufer“ oder „Kundebetreuer“ bedienen sich dabei üblicherweise einer Reihe an informationstechnischen Hilfsmittel. Großkunden werden dazu mit dem nötigen Mess- und Regelequipment wie fernauslesbare Lastgangzähler oder Maximumwächter ausgerüstet, um mit der Resource „elektrische Energie“ besser wirtschaften zu können.

Diese Infrastruktur steht den „kleineren“ Abnehmern und Teilnehmern am deregulierten Energiemarkt aus Kostengründen im Normalfall nicht zur Verfügung. Ebenso verhält es sich mit dem zugehörigen Personal. Die Konsequenz ist, dass viele kleine und mittlere Betriebe (KMU) ihre Energie beziehen und bezahlen ohne zu wissen, „was“ sie eigentlich warum konsumieren. Das Produkt „elektrische Energie“ steht in einem unbekanntem Zusammenhang mit den Kundenprozessen. Das besagte KMU kann nicht erkennen, wie und warum sich innerbetriebliche Änderungen auf den Energieverbrauch auswirken und kann solche Zusammenhänge daher auch nicht bewusst nutzen.



Die für jeden Betrieb so wichtige Transparenz von Kosten und Ressourcen ist im Bereich der Energie oft nicht gegeben. Ungenütztes Optimierungspotenzial liegt brach, es werden unnötige Kosten verursacht.

Das JEVIS System (Java Envidatec Visualization) ist das Produkt einer langjährigen Kooperation zwischen der Envidatec GmbH und dem Institut für Computertechnik der Technischen Universität Wien. Es stellt eine

- skalierbare,
- kostengünstige und
- robuste

Infrastruktur zur Verfügung um große Mengen an Daten zu

- akquirieren, zu
- verarbeiten und zu
- visualisieren.

JEVIS ist ein modernes Energie-Informationssystem (EIS), das Automatisierungstechnik und Internet-Visualisierung verbindet. Dieser Artikel gibt einen Überblick über die Architektur und Verwendung des JEVIS Systems sowie einen Ausblick auf die zukünftigen und geplanten Eigenschaften des Systems.

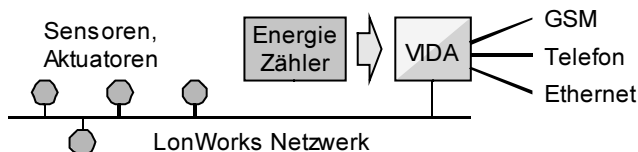
## 2 Hintergrund

Historisch betrachtet war und ist einer der grundlegenden Bausteine des JEVIS Systems das „IGUANA Gateway“ (Internet Gateway for Unified Access to Networked Appliances) /Lobachov et.al. 2001/. Das IGUANA Gateway stellt ein erweitertes IP-Gateway für lokale Automatisierungsnetze dar. Die „VIDA“ ist die kommerzielle Ausprägung des IGUANA Gateways, vertrieben und betreut von Envidatec, und besteht aus einem eingebetteten Industrie-PC im Hutschienen-Format mit

- Linux Betriebssystem,
- einem Gateway zwischen IP-basierten Netzen und LonWorks-basierten Netzen,
- einem Datenlogger,
- Anschlüssen für Energie- und Medienzähler (Elektrizität, Gas, Wasser, Wärme, etc.)
- einem Web-Server mit Java Applets,

- Alarm-Meldungen via E-Mail,
- Modems (z. B. GSM oder analog),
- einem LAN Anschluss (Ethernet), und
- einem Chipkarten-Leser für Security Dienste.

Die VIDA ist kundenseitig installiert ein wertvolles Werkzeug zur Erfassung von Betriebsdaten und zur Auswertung von Alarmzuständen.



**Abb. 1: Die VIDA als Gateway**

Über ein lokales LonWorks Netzwerk können zusätzlich zu den direkten Energiezähler-Eingängen eine Vielzahl von Sensoren und Aktuatoren angeschlossen und über das Internet bedient werden (Abb. 1). Der eingebettete Web-Server ist in der Lage, mitprotokollierte Daten zu visualisieren und bietet mit Java Applets eine Reihe an User-Interfaces an.

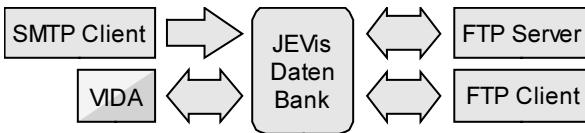
In seiner Natur als robustes und eingebettetes System unterliegt die VIDA aber gewissen Einschränkungen. Die IP Verbindung ist üblicherweise ein vergleichsweise schmalbandiges Modem und die Rechenleistung und Speichergröße eines eingebetteten Systems ohne bewegliche Teile ist bekanntermaßen gering (Lüfterloser Prozessor, Flash-Speicher anstatt Festplatte).

Rechen- oder speicherintensive Dienste lassen sich also mit der VIDA alleine nicht realisieren. Aus diesem Grund weist das JEVIS System neben VIDAs und anderen, vergleichbaren Gateways, eine leistungsstarke Server-Infrastruktur auf. Nur mit diesen Servern lassen sich komplexe Analysen und Statistiken berechnen oder ein modernes Alarm-Management verwirklichen.

### 3 JEVIS Architektur

Das Herz des JEVIS Systems ist eine Oracle 9i Datenbank, umgeben von einer Reihe an „Dämonen“ die eine Reihe an Schnittstellen zur Außenwelt anbieten (Abb. 2).



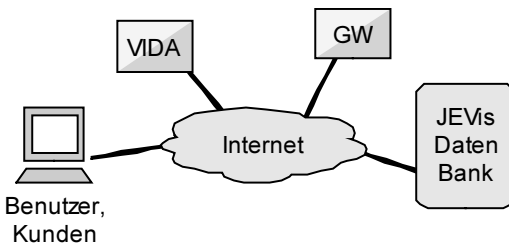


**Abb. 2: Diverse Schnittstellen zur JEVIs Datenbank**

Diese Schnittstellen dienen vorrangig der Daten-Akquise. Messwerte können von

- Gateways (z. B. VIDAs),
- anderen Servern (z. B. FTP Servern),
- Clients (E-Mail Clients können Daten per E-Mail liefern), oder von
- Personen, die Daten manuell eingeben (Abb. 3),

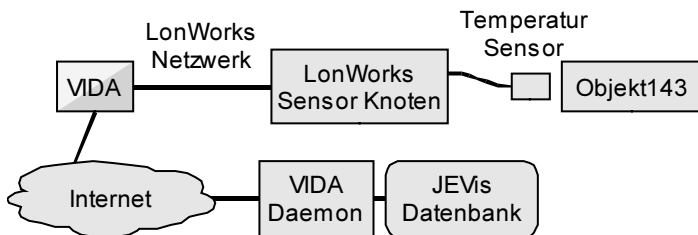
stammen. Die Vielfalt der Datenquellen ist praktisch keiner Einschränkung unterworfen, das JEVIs System ist aus diesem Grund modular aufgebaut und kann jederzeit erweitert werden.



**Abb. 3: Das Internet als zentrales Kommunikationsmedium**

Nicht nur Datenquellen, auch „Datensenken“ werden über die JEVIs-Schnittstellen angesprochen. Auf diese Art kann das Datenbanksystem auf Wunsch Werte zu Aktuatoren wie Ventile oder Relais oder anderen Datenbanken und Servern transportieren. Generell gesagt kann das JEVIs System in jede beliebige Client/Server Relation treten, um Daten in die Datenbank oder aus der Datenbank heraus zu transportieren.

Die Datenquellen und Datensenken werden in der JEVIs Datenbank als „Datenpunkt“ betrachtet. Ein Datenpunkt ist das informationstechnische Modell für den Zugriff auf einen skalaren physikalischen Wert. Dieser physikalische Wert stellt eine Eigenschaft eines Objekts, die entweder gelesen oder geschrieben (d. h. beeinflusst) werden kann, sowie die für die automatisierungstechnische Erschließung notwendige Infrastruktur dar. Ein Beispiel für einen solchen Datenpunkt ist ein Temperatursensor, der über diverse Netze und Knoten an das JEVIs System angeschlossen ist.



**Abb. 4: Das Konzept des Datenpunktes**

Die Eigenschaft „Temperatur“ des Objekts 143 wird, wie Abb. 4 zeigt, also über eine Kette an Equipment, Protokollen, Programmen und mathematischen Umwandlungen dem System zugeführt. Wie und womit gibt die Definition des Datenpunktes an. Die Abstrahierung des Datenpunktes bewirkt zum Beispiel, dass Messwerte, die von unterschiedlichen Sensoren stammen, gleichartig gespeichert werden, unabhängig davon ob die Temperaturwerte in 0.1° Schritten Fahrenheit oder 1° Schritten Celsius geliefert werden. Alle Daten die dem System zugeführt werden, sind durch das Modell des Datenpunktes vereinheitlicht.

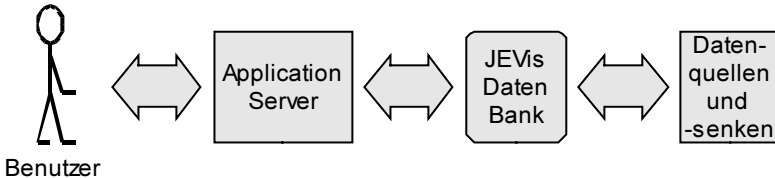
So wie mit dem Modell der Datenpunkte jegliches Netzwerk-Equipment registriert und gespeichert wird, verwaltet die JEVis Datenbank auch alle anderen Informationen, die für die Realisierung der Dienste notwendig sind. So gibt es eigene Bereiche für

- SCADA Equipment und dessen Konfigurationsdaten,
- Kunden und Kundendaten,
- Messobjekte,
- alle benutzten Protokolle und deren Parameter,
- Adressen und weitere geografischen Informationen,
- Zugriffsrechte,
- mathematische Algorithmen und
- automatisierte Abläufe.

Das JEVis System hält also seine gesamten Prozessdaten und ihre Konfiguration in der Datenbank.



Die Kunden greifen über eine Web-basierte grafische Benutzeroberfläche auf die Dienste des JEVIS Systems zu<sup>1</sup>. Zu diesem Zweck wurde die Datenbank mit einem Tomcat/Jakarta Application Server ausgestattet (Abb. 5). Alle Benutzerinteraktionen werden Client-seitig von Java Applets und Server-seitig von Java Servlets abgearbeitet.



**Abb. 5: Kundenzugriff über den Application Server**

Zu erwähnen ist hierbei, dass das „look-and-feel“ des Systems an den Kunden angepasst ist. Redistributoren der Dienste können also für ihre Kunden ihr eigenes „corporate design“ vorsehen. Ein und das selbe JEVIS System erscheint also je nach Kunde in einem anderen Design.

Die Vielfalt und mitunter hohe Anzahl der Kunden sowie der Internet-basierte Kundenzugang stellen besonders hohe Ansprüche an

- Access Control und
- Security.

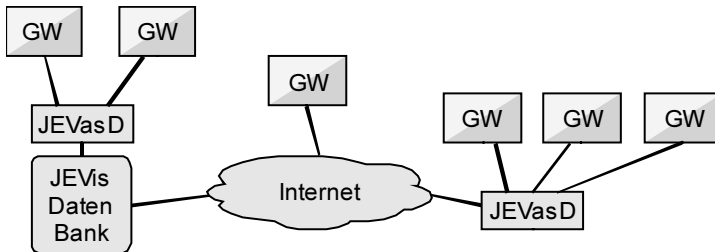
Das JEVIS System hat ein aufwändiges System der Zugriffskontrolle, jedes Element der Datenbank und der Benutzerschnittstellen kann Benutzern durch Benutzerrechte zur Verfügung gestellt oder auch gesperrt werden. Security betrifft vor allem die Kommunikation zwischen Gateways und Datenbank sowie alle anderen Kommunikationskanäle, die über das Internet oder andere unsichere Wege geführt werden. Modernste Methoden der Authentifizierung und Verschlüsselung werden in der Verbindung mit elektronischen Chipkarten verwendet, um ein möglichst hohes Maß an Sicherheit zu gewährleisten (/Palensky et.al. 2000/).

Das JEVIS System bietet auf Grund seines modularen Aufbaus und seines durchgängigen Sicherheitskonzeptes die Möglichkeit, Teile des Systems voneinander zu trennen und an verschiedenen Orten zu betreiben. Auf diese Art können die einzelnen Prozesse des JEVIS Systems auf mehrere Server verteilt werden, um so die Performance auf einfache Art zu steigern. Die Interprozesskommunikation der JEVIS Module kann selbst Kanäle über das Internet nutzen und ist somit die Infrastruktur für ein verteiltes System.

<sup>1</sup> Siehe <http://www.my-jevis.com>

Als Beispiel sei der JEVasD (JEVis Access Service Daemon) genannt, eine Komponente, die für Modem-basierte Punkt-zu-Punkt Kommunikation zuständig ist. Wie bereits erwähnt sind die Möglichkeiten des Kommunikationsaufbaus bei JEVIs sehr vielfältig. Geräte mit Modems (z. B. Gateways) können sich nicht nur bei einem lokalen Internet Service Provider (ISP) direkt ins Internet einwählen, um die JEVIs Datenbank zu erreichen, sondern können auch direkt bei der Datenbank „anrufen“. Das ist zum Beispiel nötig, wenn der Modem-Knoten aufgrund seiner Miniaturisierung keinen TCP/IP Stack und andere Dinge besitzt, die notwendig sind, um das normale Internet zu nutzen.

Wenn nun ein Modem-Knoten in Japan die JEVIs Datenbank in Hamburg per Telefon kontaktiert, wären sehr hohe Verbindungskosten zu erwarten.



**Abb. 6: Verteilte Komponenten des JEVIs Systems**

Aus diesem Grund wird vor Ort ein weiterer JEVasD mit einer entsprechenden Modem-Bank installiert, der sichere JEVIs Kanäle über das Internet nutzt, um ein- und ausgehende Telefonverbindungen von und zu den lokalen Modem-Knoten zu verwalten und weiterzureichen (Abb. 6). Die Telefonverbindung ist somit ein Ortsgespräch, für die weite Distanz Japan-Deutschland wird das kostengünstigere Internet verwendet.

Eine weitere Eigenschaft des JEVIs Systems, die unter die Kategorie „Verteilte Systeme“ fällt, ist, dass das JEVIs System als „High-Availability“ Datenbank-Cluster betrieben wird. Um die Verfügbarkeit des Systems weiter zu erhöhen werden an verschiedenen Orten der Welt gleichartige JEVIs Datenbanken betrieben, um unabhängig gegenüber lokale Probleme wie gekappte Internet-Anschlüsse, Stromausfälle oder überlastete Internet-Provider zu sein.

Die Systeme gleichen sich regelmäßig untereinander ab und unterstützen sich im Fehlerfall gegenseitig.

Die gesamte Architektur basiert auf Linux-Servern und einer Reihe an bewährten Open Source Projekten wie Apache, was ein weiterer Beitrag zur Verfügbarkeit, Wartbarkeit und Stabilität des Systems ist. Siehe /Palensky 2003/ für weitere Details.



## 4 Anwendungen und Dienste

JEVis ist wie oben erläutert, eine Plattform zur Akquise von Mess- und anderen Daten. Diese Daten werden in den von JEVis angebotenen Diensten verarbeitet und visualisiert.

Den von JEVis durchführbaren Berechnungen liegen immer Daten in der Datenbank zu Grunde. Soll zum Beispiel der für die letzten 5 Jahre typische Energieverbrauch an Montagen eines Gebäudes, bezogen auf die Grundfläche, berechnet werden, so müssen die Verbräuche der letzten 5 Jahre sowie die Grundfläche bereits in der Datenbank abgelegt sein. Auch Ergebnisse werden in der Datenbank gespeichert und können für weitere Berechnungen verwendet werden.

Die Visualisierung beruht im Allgemeinen auf Java Applets die durch eine spezielle Grafik-Bibliothek beliebige Zusammenhänge über einen normalen Web-Browser ansprechend darstellen können.

Im Folgenden seien typische Dienste von JEVis exemplarisch genannt.

### 4.1 JEChart

Der Dienst JEChart stellt Datenreihen dar. Eine Datenreihe ist in diesem Zusammenhang eine Gruppe von Werten in der Datenbank, die als Zeitreihe angesehen werden kann. Klassische Vertreter von Datenreihen sind mitprotokollierte Verbrauchswerte oder Messwerte.

Eine Anzahl solcher Datenreihen kann nun mittels JEChart angezeigt und optisch verglichen beziehungsweise korreliert werden. Analoge wie auch digitale Messwerte können so übereinander angezeigt werden. Abb. 7 zeigt zum Beispiel eine Reihe von Temperaturen und den Verbrauch der elektrischen Energie.

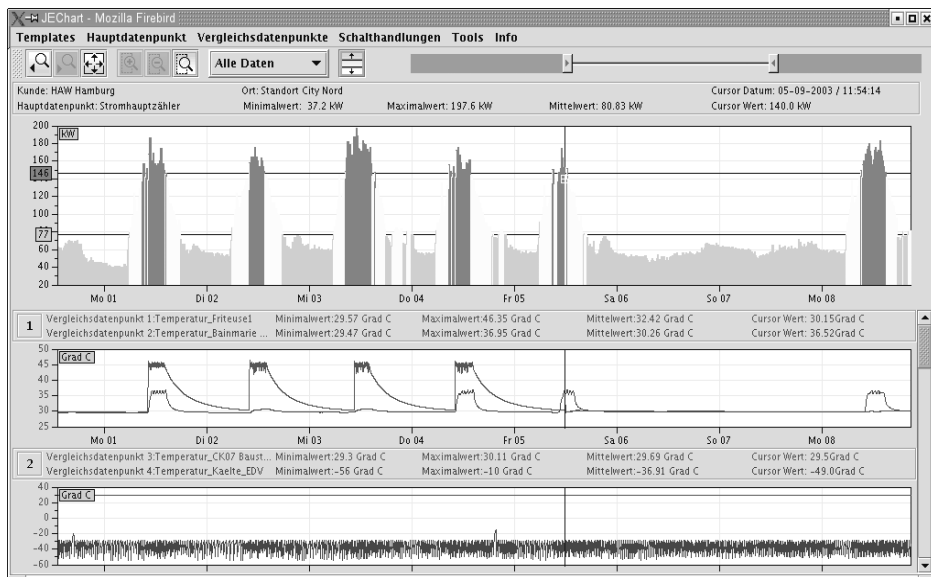


Abb. 7: JEChart zur Visualisierung von Datenreihen

Es ist zu erkennen, dass der Energieverbrauch (im Bild oben) eindeutig mit dem Betrieb der Kochkessel (Temperaturkurven in der Mitte) korreliert. JEChart ist ein Werkzeug für Experten, für Personen, die die internen Prozesse der Kundenanlage genau kennen, und optische Zusammenhänge erkennen und auslegen können.

JEChart bietet eine Reihe an Funktionen, die die Handhabung der Datenreihen erleichtern, wie zum Beispiel das Abspeichern von Zusammenstellungen oder die Möglichkeit Farben zur Analyse gezielt einzusetzen.

## 4.2 JEBench

Im Vergleich zu JEChart geht JEBench einen Schritt weiter. Werden bei JEChart existierende Datenreihen zur optischen Analyse visualisiert; können bei JEBench Berechnungen durchgeführt werden und die Ergebnisse automatisch verglichen und eingestuft werden.

Als Beispiel sei die auf die durchschnittliche Außentemperatur bezogene Heizleistung einer Anzahl von Gebäuden. Durch das Ermitteln von Kennzahlen - zum Beispiel Verbräuche bezogen und normiert auf andere Messwerte wie Flächen oder Temperaturen - können die besagten Gebäude verglichen werden.



JEBench ist also ein Vergleichswerkzeug, besonders beliebt bei Kunden mit mehreren Niederlassungen oder Filialen, die auf ihre energetische Performance hin verglichen werden sollen.

Abb. 8 zeigt JEBench mit einem „Ranking“ von Niederlassungen. Anders als bei JEChart ist hier mehr Information von JEVIs ausgewertet und Arbeit dem Benutzer abgenommen.

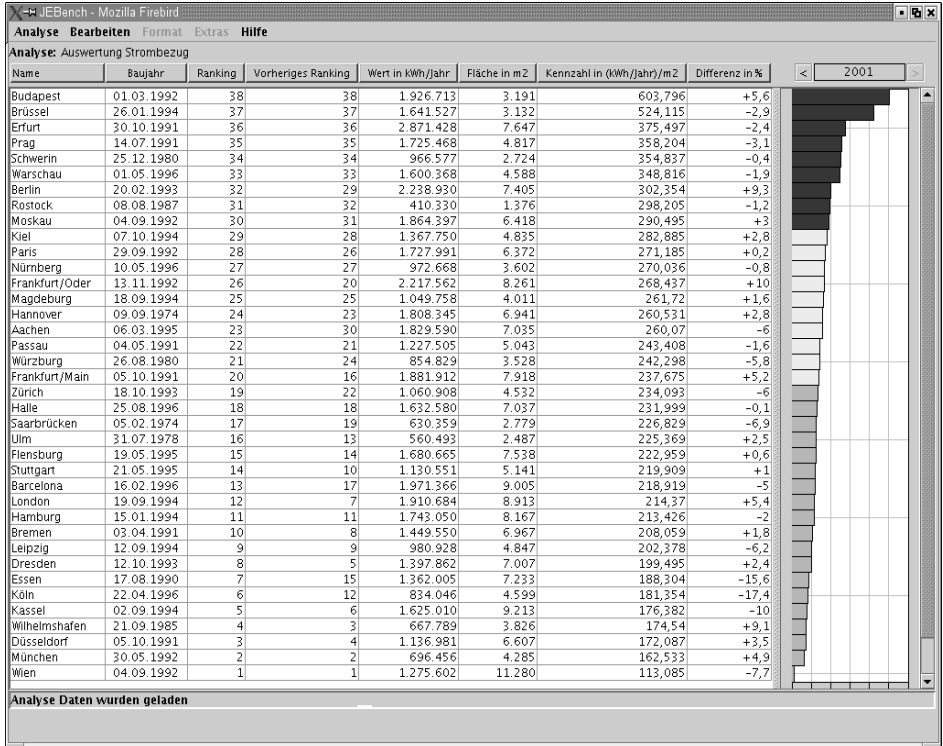


Abb. 8: JEBench vergleicht Kundenanlagen

### 4.3 JEAlarm

Das JEVIs System wird nicht nur zur Berechnung und darauf folgenden Visualisierung von Daten verwendet, sondern auch für die automatische Abwicklung von Alarmen. Bereits Gateways wie die VIDA können Alarm-Meldungen per E-Mail oder SMS (short message service) absetzen, umfassendes Management solcher Alarm-Situationen bieten diese Geräte aber im Allgemeinen nicht.



Ein Alarm ist im Grunde genommen

- das Erkennen einer Situation, und
- das Reagieren darauf.

Das Erkennen bedeutet im Fall von JEVIs, dass Werte der Datenbank und On-Line Werte einer Berechnung zugeführt werden. Die Formel der Situation kann nun zum Beispiel besagen, dass an Wochenenden und Feiertagen die elektrische Verbrauchsleistung eines Gebäudes nicht größer als X kW sein darf. Wenn nun diese Situation aber eintritt, muss einem Plan entsprechend gehandelt werden.

JEVIs verwaltet zu diesem Zweck eine Reihe an verantwortlichen Personen die über verschiedene Wege benachrichtigt werden können (E-Mail, Pager, Fax, etc.). Wenn nun eine verständigte Person den Erhalt der Alarm-Nachricht gegenüber dem JEVIs System nicht bestätigt, werden weitere Personen entsprechend dem Plan benachrichtigt. Je nach Alarm-Anwendung kann das JEVIs System also das Auftreten, Verschwinden oder Verändern von Alarmsituationen beurteilen und entsprechend reagieren.

#### 4.4 JEScada

JEScada ist einer der wenigen Dienste, die nicht primär auf die in der Datenbank vorhandenen Daten zugreifen, sondern ausschließlich mit On-Line Daten arbeiten. Es handelt sich um die für die Prozessvisualisierung klassische Darstellung von Kundenanlagen inklusive der zugehörigen Messdaten.

Auf diese Art können zum Beispiel Betriebe in ihrem Grundriss dargestellt werden. Alle Messpunkte werden geografisch zugeordnet und mit ihren aktuellen Werten angezeigt.

## 5 Ausblick

JEVIs kommt zur Zeit als Energieinformationssystem zur Anwendung. Die Architektur und das Potenzial der verwalteten Daten weisen aber auch in eine weitere Richtung. Der nächste Evolutionsschritt von JEVIs heißt „globales Energiemanagement“ (global in diesem Zusammenhang bedeutet nicht weltumspannend, sondern geografisch verteilt).

Unter dem Begriff Energiemanagement versteht man üblicherweise

- Energieeffizienz und
- Lastgangsmanagement (Demand-Side-Management).

Hier sei, wenn der Term Energiemanagement verwendet wird, immer die Einflussnahme auf den verbraucherseitigen Lastgang gemeint.





Energiemanagement auf lokaler Ebene, d. h. innerhalb eines Industriebetriebes oder einer Bäckerei, ist die ursprüngliche Kernkompetenz der Envidatec GmbH. Eine Anzahl von Verbrauchern wird mit der nötigen „Intelligenz“ (Automatisierungsnetzwerk, Feldbusknoten, Algorithmen, etc.) ausgerüstet, um ihr Verhalten so zu koordinieren, dass gewisse Rahmenbedingungen bezüglich des Summenlastgangs erfüllt werden. In den meisten Fällen ist es das Ziel, diesen Summenlastgang zu glätten, d. h. möglichst konstant zu halten. Es ist aber auch denkbar, einen dezidierten Fahrplan vorzugeben, den das System anschließend versucht einzuhalten (/Palensky et.al. 2003/).

Wird ein Kunde mit sogenannten Lastgangszählern erfasst, wirkt sich - je nach Energieliefervertrag - sein Lastgang direkt auf die Energiekosten aus. Einfluss auf den Lastgang zu nehmen bedeutet also die Möglichkeit, Energiekosten zu optimieren.

Die Deregulierung des Energiemarktes hebt diese Mechanismen nun auf eine neue Ebene. Man hat heute neben erhöhter Konkurrenz und liberalisiertem Handel auch die Möglichkeit, geografisch verteilte Energieverbraucher kollektiv abzurechnen.

Ein Beispiel dafür sind Kettenkunden: Kunden mit einer mitunter großen Anzahl an Niederlassungen wie Supermärkte oder Tankstellen. Die einzelnen Filialen dieser Kettenkunden können nun zu einem einzelnen, monolithischen Kunden zusammengefasst und verrechnet werden. Werden diese Filialen nun mit Lastgangszähler ausgerüstet, kann der Summenlastgang zur Verrechnung herangezogen werden.

Es tritt also die gleiche Situation auf, die schon von lokalem Energiemanagement bekannt ist: eine Anzahl von Ressourcen-konsumierenden Einheiten muss unter Berücksichtigung verschiedener Rahmenbedingungen so eingeteilt werden, dass deren Verlauf des Gesamtverbrauchs bestimmten Regeln entspricht. Die Prinzipien des Optimierens sind also ähnlich denen beim lokalen Energiemanagement, lediglich die Teilnehmer des Systems sind weiter voneinander entfernt. Es ist aber genau diese Entfernung, die massive Auswirkungen auf das System hat. Die einzige kostengünstige und verfügbare Infrastruktur für globale Kommunikation, die der Funktion des beim lokalen Energiemanagement verwendeten Bussystems nahe kommt, ist das Internet. Alternativen wie ISDN, Funk, Pager-Netzwerke und ähnliches weisen substantielle Defizite in einem oder mehreren der folgenden Punkte auf:

- kostengünstige Kommunikation
- peer-to-peer Kommunikation
- weltweite Verbreitung

Das Internet weist hier wesentliche Vorteile auf, hat aber auch gravierende Nachteile gegenüber den beim lokalen Energiemanagement verwendeten Netzwerken:

- Kosten
- Security
- Quality of Service (QoS)

Je nach Verbindungsart kostet die Teilnahme am Internet pro Zeiteinheit, Datenmenge oder beides. Aus diesem Grund sind die Teilnehmer eines solchen globalen Optimierungsnetzwerkes üblicherweise offline und verbinden sich nur bei Bedarf. Das hat nachhaltige Auswirkungen auf das Design eines globalen Energiemanagementsystems.

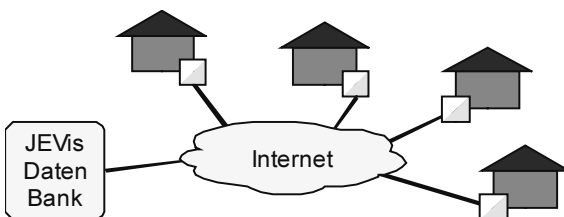
Weiters muss das Internet als unsicher angesehen werden (/Sauter et.al. 2000/). Es besteht die Gefahr, dass Daten unberechtigt eingesehen oder manipuliert werden. Zusätzlich stellen „Hacker“ eine Gefahr dar, zumal die Attacken in zunehmender Weise automatisiert durchgeführt werden.

Ein weiterer Nachteil des Internets ist, dass bezüglich Real-Time Anforderungen und andere QoS Aspekte üblicherweise keinerlei Garantien gemacht werden können. Die Anwendung muss also von Natur aus mit Verzögerungen, Unschärfen und Unsicherheiten zu Recht kommen.

Die aktuellen Forschungsaktivitäten beschäftigen daher sich damit, ein verteiltes und robustes Netzwerk zu schaffen, das allen oben genannten Ansprüchen gerecht wird. Die Infrastruktur wie auch die Algorithmen werden in verteilter Art und Weise aufgebaut um

- Skalierbarkeit und
- Fehlertoleranz

zu erreichen.



**Abb. 9: Globales Energiemanagement**

Das Netzwerk konsultiert die JEVis Datenbank um aufwändige und rechenintensive Statistiken und Berechnungen durchführen zu lassen, da die verteilten Knoten des Netzwerks naturgemäß beschränkte Rechenleistung und Speicher haben werden (Abb. 9). Der hochverfügbare Cluster-Ansatz des JEVis Systems verhindert, dass das verteilte



und fehlertolerante globale Energiemanagement durch einen zentralen Punkt einen „single point of failure“ bekommt.

Zusätzlich zur verbraucherseitigen Optimierung sollen auch verteilte Energieerzeugung (Windkraft, Brennstoffzellen, Mikroturbinen, etc.) und virtuelle Energiespeicher (thermische oder organisatorische Speicher) in die Optimierungsalgorithmen aufgenommen werden. Die Ressource „elektrische Energie“ soll also ganzheitlich in ihrer Erzeugung wie auch in ihrem Konsum optimiert werden.

Ein weiteres Forschungsgebiet für JEVIs ist die Integration weiterer lokaler Bussysteme, im Besonderen drahtlose Netzwerke. Um Verkabelungskosten weiter zu senken, und um die Flexibilität der Kundenanlage sowie des Gesamtsystems weiter zu erhöhen, werden in diesem Sinne Bluetooth, ZigBee, GSM und andere drahtlose Netzwerktechnologien evaluiert (/Palensky et.al. 2003b/ und /Mahlknecht et.al. 2003/).

## 6 Zusammenfassung

Das JEVIs System ist eine kommunikationstechnische und informationstechnische Infrastruktur zur Akquise, Verarbeitung und Visualisierung von Prozessdaten. Typischerweise werden Energie- und Medienverbräuche erfasst und analysiert, um durch die gewonnenen Erkenntnisse Einsparungspotenziale zu identifizieren.

Zukünftig wird das System sich weiter vernetzen und direkte Optimierung des Gebrauchs der Ressource Energie ermöglichen. Das System versucht dabei, einem verteilten Aufbau zu verfolgen, um Fehlertoleranz und Skalierbarkeit zu erreichen.



## 7 Literatur

- /Palensky et.al. 2000/ Palensky, P. and Schwaiger, C.: Security and fieldbus systems - a contradiction?, *itti*, 42 (2000), 4; S. 31 – 37.
- /Sauter et.al. 2000/ Sauter, T. and Palensky, T.: A closer look into Internet-fieldbus connectivity, *e&i (Elektrotechnik & Informationstechnik)* 117 (2000) 5.; S. 314 – 318.
- /Lobachov et.al. 2001/ Lobachov, M. and Palensky, P.: Bringing Energy-related Services to Reality, Proceedings of the International Conference on Energy Economics (IEWT01), Vienna, Austria (2001).
- /Palensky 2003/ Palensky, P.: "The JEVIS System - An advanced Database for Energy-related Services"; in: "Proceedings of the 7th IASTED International Conference on Power and Energy Systems PES/TDA" Palm Springs, California, USA; 24.02.2003 - 26.02.2003; (2003), S. 442 - 446.
- /Palensky et.al. 2003/ Palensky, P., Rössler, P. und Dietrich, D.: Heim- und Gebäudeautomatisierung zur Effizienzsteigerung in Gebäuden, *e&i (Elektrotechnik & Informationstechnik)* 120 (2003) 4., S. 104
- /Palensky et.al. 2003b/ Palensky, P. and Pratl, G.: Secure and scalable automated meter reading, in: "Proceedings of Domestic Use of Energy Conference, DUE 2003", Cape Town, South Africa; 01.04.2003 - 03.04.2003; (2003), S. 233 - 236.
- /Mahlknecht et.al. 2003/ Mahlknecht, S. and Palensky P.: Linking Control Networks and Wireless Personal Area Networks, in Proceedings of 9th IEEE International Conference on Emerging Technologies and Factory Automation (ETFA2003), Lisbon, Portugal, 16.-19.9.2003.



# Das Windpower Management System – Integration großer Windleistungen in die elektrische Energieversorgung

K. Rohrig  
Institut für Solare Energieversorgungstechnik e.V.  
Königstor 59, 34119 Kassel  
Tel.: (0561) 7294-330, Fax: (0561) 7294-260  
e-mail: krohrig@iset.uni-kassel.de

## 1 Einleitung

Die Informations- und Kommunikationstechnologie (ICT) im Bereich der elektrischen Energieversorgung ist heute stark durch die Liberalisierung der Energiewirtschaft sowie durch den rasant wachsenden Anteil der erneuerbaren Energien geprägt. Die gewohnten Strukturen, Arbeitsabläufe und Informationsflüsse befinden sich in einem Status laufender Modifikationen und Erweiterungen. Dieser Status wird sich in den nächsten Jahren, durch die Veränderung der jetzigen Versorgungsstruktur hin zu einer Energieversorgung durch kleine dezentrale Erzeugungseinheiten noch erheblich verstärken.

Obwohl bereits heute ohne den Einsatz moderner Informations- und Kommunikationstechnologien der sichere Betrieb unseres zentralen Energieversorgungssystems nicht mehr denkbar ist, wird vermutlich der Übergang zu dezentralen Versorgungsstrukturen von einer noch stärkeren Nutzung der ICT geprägt sein /DISPOWER 2003/. Es ist davon auszugehen, dass dabei die Energienetze immer stärker mit den Daten- und Informationsnetzen zusammenwachsen. Moderne ICT-Lösungen im Bereich von Informationssystemen und Datenbanken, Betriebsüberwachung und Energieprognosen werden die zentrale Rolle in der Energieversorgung einnehmen.

Mittlerweile hat die installierte Windleistung in bestimmten Netzregionen und Regelzonen eine Größenordnung erreicht, so dass bei Starkwindzeiten durch Leistungsschwankungen verursachte Probleme bei der Netzregelung und Netzbetriebsführung auftreten können. Dieser Aspekt ist besonders im Zusammenhang mit der Errichtung großer Offshore-Windparks von Bedeutung, die über **einen** Anschlusspunkt Leistungen im Bereich von mehreren Hundert MW bereitstellen /HOPPE 2002/.

Dieser Beitrag befasst sich mit der Aufbereitung und Darstellung der benötigten Informationen zur Integration großer Windleistungen in die elektrische Energieversorgung.

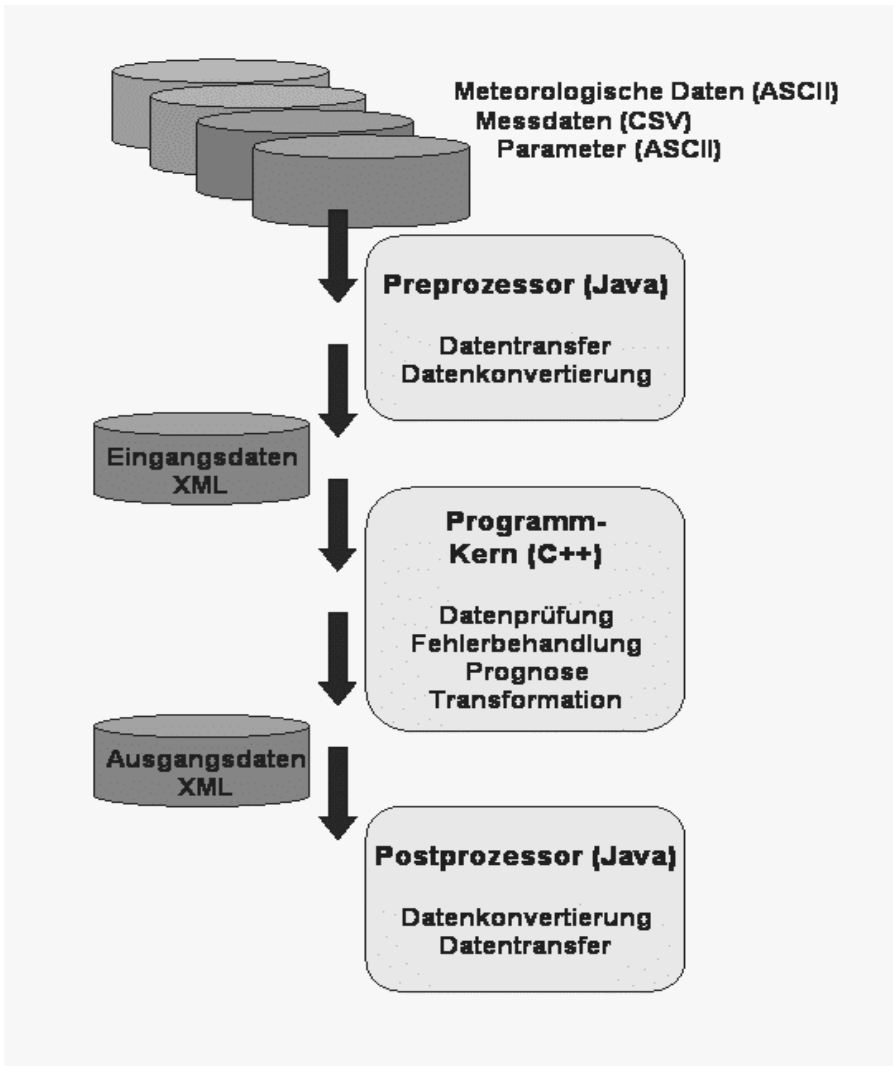
## 2 Das Windleistungs- Management- System

Ein wichtiger Bestandteil von modernen Prognose- oder Energiemanagement-Systemen ist die übersichtliche Darstellung der relevanten Informationen und die Kompatibilität zur ICT-Umgebung der Anwender. Die am ISET entwickelten und bei den Netzbetreibern E.ON Netz, RWE Net und VEW Waldeck im Einsatz befindlichen Rechenmodelle zur Ermittlung der Windenergieeinspeisung (Online- und Prognosemodelle) /ROHRIG 1999/, /ERNST 2002/ wurden für diesen Zweck zu einem Gesamtsystem, dem Windleistungs- Management- System (Wind Power Management System WPMS) zusammengefasst und mit Hilfe von einheitlichen Schnittstellen für den Betrieb in der ICT-Umgebung der verschiedenen Netzbetreiber zugeschnitten. Zusätzlich bietet eine grafische Benutzeroberfläche vielfältige, übersichtliche Darstellungen zur Windenergieeinspeisung sowie weitere wichtige Informationen an.

### 2.1 Systemstruktur

Das WPMS ist durch seinen modularen Aufbau leicht anzupassen und ohne zusätzliche Modifikationen des Programmkerns für beliebige Anwendungen einsetzbar (siehe Abbildung 2.1-1). Die Eingangsdaten, die gemessenen Windparkdaten, die prognostizierten meteorologischen Parameter und die Transformationsparameter werden von einem Preprozessor in XML-Format /KRAENZLER 2002/ konvertiert und an den Programmkern, bestehend aus den Prognose- und Transformationsmodulen übergeben. Dieser führt wiederum die folgenden Berechnungen durch:

- die Ermittlung der aktuellen Windenergieeinspeisung für die gesamte Regelzone und für beliebige Netzregionen und Teilgebiete
- die Erstellung der Folgetagsprognose der Windenergieeinspeisung für die Regelzone und für Netzregionen, basierend auf prognostizierten meteorologischen Parametern
- die Berechnung der kurzfristig zu erwartenden Windenergieeinspeisung für den Prognosehorizont von 1 – 8 Stunden für die Regelzone und für Teilgebiete, basierend auf meteorologischen Parametern und gemessenen Leistungsdaten.



**Abbildung 2.1-1: Modularer Aufbau des WPMS**

Die benötigten Mess-, Betriebs- und Prognosedaten werden dem WPMS über die ICT-Umgebung der Leitwarte zur Verfügung gestellt. Die Stammdaten zu den Windenergieanlagen und die daraus berechneten Transformationsparameter werden über eine Schnittstelle zur Informationsdatenbank des ISET in das System geladen. Der Postprozessor ist optional und übernimmt die Konvertierung der Ausgangsdaten (XML-Format) in die jeweiligen Formate der Schnittstellen zur Leitwarte.

Der Kern des WPMS besitzt ebenfalls einen modularen Aufbau. Die Online-Erfassung und die Prognose basieren auf der gleichen Methodik, der Extrapolation von Daten repräsentativer Standorte auf Planflächen und die Aggregation dieser wiederum zu Teilgebieten bzw. zur gesamten Regelzone. Für jeden repräsentativen Standort wird die Windenergieeinspeisung online erfasst und es werden Kurzzeit- und Folgetagsprognosen erstellt. Das Transformationsmodell ermöglicht die Hinzunahme neuer Standorte sowie die Sperrung oder den Wegfall von Standorten zur Laufzeit des Systems. Sind die technischen Bedingungen zur Online-Erfassung eines neuen Standorts erfüllt, kann dieser ohne Modifikationen des Programmkerns in das WPMS aufgenommen werden. Besitzt dieser Standort noch einen hohen Repräsentativitätsgrad, so werden vom Deutschen Wetterdienst (DWD) meteorologische Prognosedaten bereitgestellt und ein Modul für die Leistungsprognose wird erstellt.

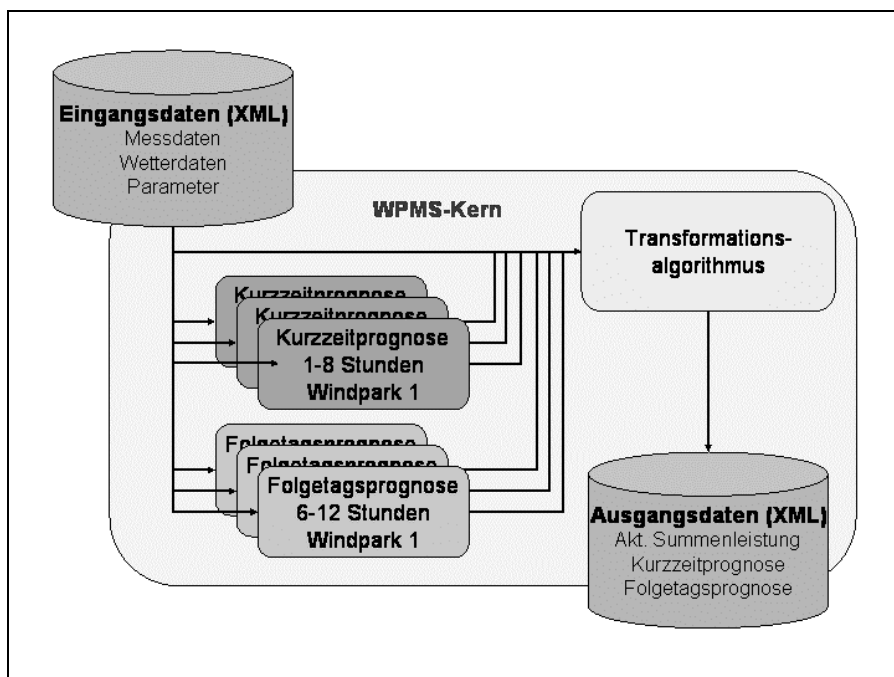


Abbildung 2.1-2: Modularer Aufbau des WPMS-Kerns

Durch diese Struktur kann das WPMS für beliebige Regelzonen und Netzregionen aber auch für einzelne Windparks oder Windparkgruppen mit wenigen Anpassungen eingesetzt werden.





## 2.2 Ergebnisaufbereitung

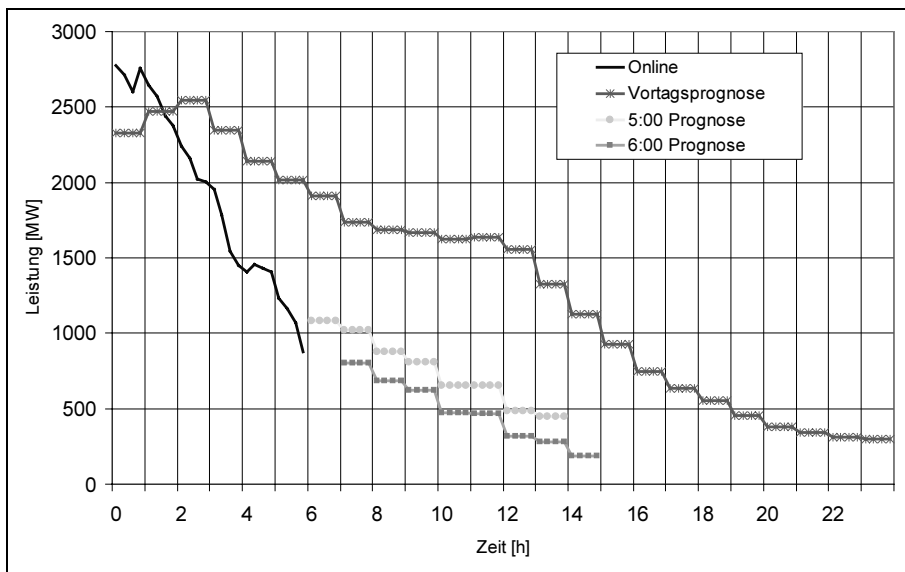
Durch den rasanten Zubau von Windenergieanlagen, besonders im norddeutschen Raum kann es bei Starkwind zu Engpässen in manchen Teilnetzen kommen. Aus diesem Grund haben die Netzbetreiber in den Netzanschlussbedingungen den Eingriff in die Regelung der Windparks bei Überlast, das so genannte Erzeugungsmanagement /EON NETZ 2001/ festgeschrieben. Da die Online-Erfassung und die Prognose den unbeeinflussten Betrieb von Windenergieanlagen voraussetzen, müssen diese Eingriffsmöglichkeiten bei der Hochrechnung auf die Summenleistung von Netzregionen bzw. der Regelzone besonders berücksichtigt werden.

- Bei der Berechnung sind daher die Windenergieanlagen bzw. Windparks nach den folgenden Kriterien zu unterscheiden:
- WEA und Windparks, deren eingespeiste Leistung über ein Erzeugungsmanagement beeinflusst werden kann,
- WEA und Windparks ohne Erzeugungsmanagement.

Die Windparks mit Erzeugungsmanagement werden direkt erfasst und sind daher aus der Berechnung für die aktuelle Windenergieeinspeisung herauszunehmen. Ebenso sind für diese Windparks gesonderte Prognose-Profile zu erstellen und aus der Hochrechnung für die Regelzone bzw. für die Netzregionen auszublenden. Nach der getrennten Berechnung der Prognosen für WEA und Windparks mit und ohne Erzeugungsmanagement werden diese wieder zur Gesamtprognose zusammengefügt.

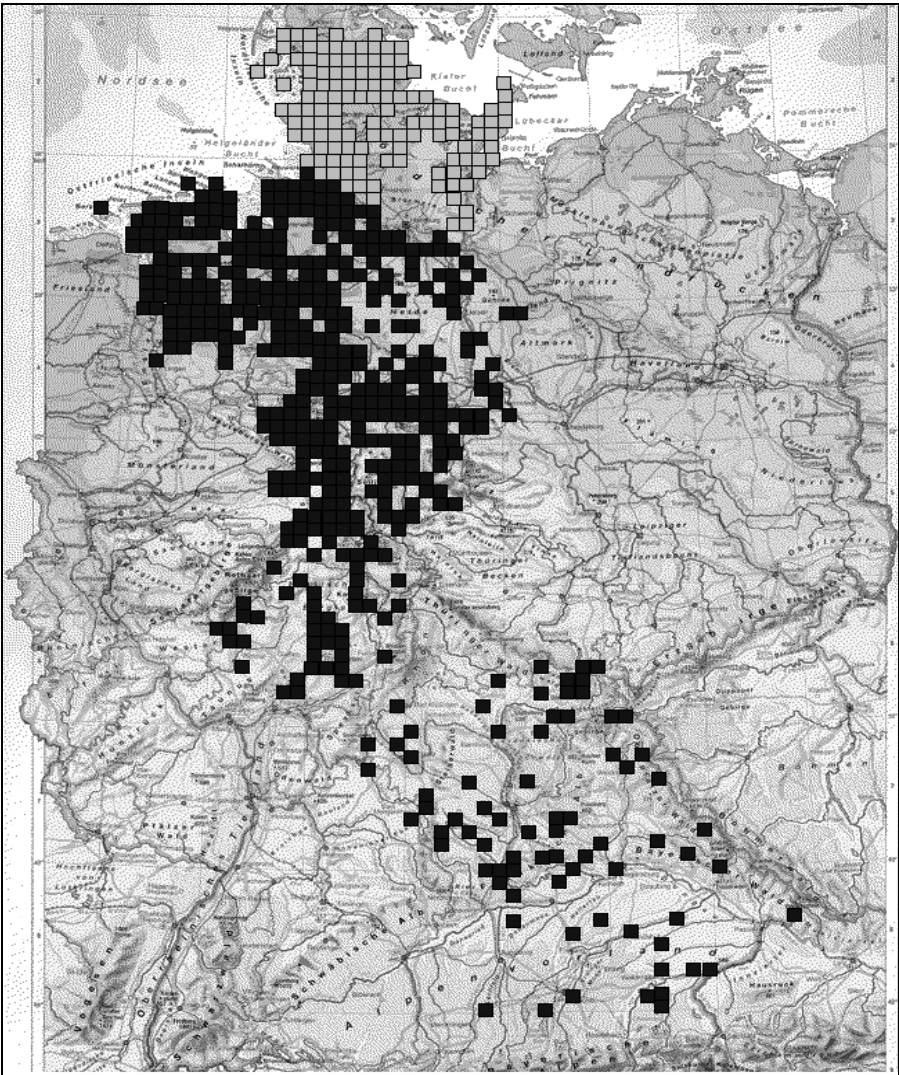
Die Abbildung 2.2-1 zeigt die grafische Ausgabe des WPMS für die Regelzone der E.ON Netz um 6:00 Uhr morgens (MESZ). Dargestellt wird der Verlauf der aktuellen Windenergieeinspeisung in 15-Minuten Intervallen, die am Vortag um 8:00 Uhr erstellte Prognose und die Kurzzeitprognosen von 5:00 Uhr und 6:00 Uhr in Stundenintervallen.

Neben der Ausgabe für die gesamte Regelzone werden für definierte Netzregionen ebenfalls die aktuelle und prognostizierte Windenergieeinspeisung angezeigt. Über so genannte Zuordnungsvektoren sind die jeweiligen Planflächen zu Netzregionen zusammengefasst und die betreffenden Daten entsprechend summiert.



**Abbildung 2.2-1: Ausgabe des WPMS für die gesamte Regelzone**

Jede Planfläche ist durch eine Identifikationsnummer eindeutig gekennzeichnet. Diese dient als Schlüssel zu allen benötigten Stammdaten der zugehörigen WEA sowie für die Zuordnung zur Regelzone und den Netzregionen. Die Stammdaten werden in regelmäßigen Abständen überprüft und ggf. mit neuen technischen und standortspezifischen Daten aktualisiert und gespeichert. Über ein geografisches Informationssystem können alle zu einer Planfläche gehörigen Daten und Parameter abgerufen und dargestellt werden.



**Abbildung 2.2-2: Einteilung der E.ON Netz Regelzone in Planflächen und Zuordnung einer Netzregion**

Die Abbildung 2.2-2 zeigt die Einteilung der E.ON Netz Regelzone in Planflächen mit der zugehörigen Netzregion Schleswig-Holstein.

Nach der Berechnung der aktuellen und zu erwartenden Windenergieeinspeisung werden die Daten in übersichtlicher und anschaulicher Form vom WPMS visualisiert. Die



grafische Benutzeroberfläche des hat die Aufgabe, die Ausgaben des Kern-Moduls mit Detailinformationen darzustellen sowie interaktive Eingriffe in den Berechnungsablauf zu ermöglichen.

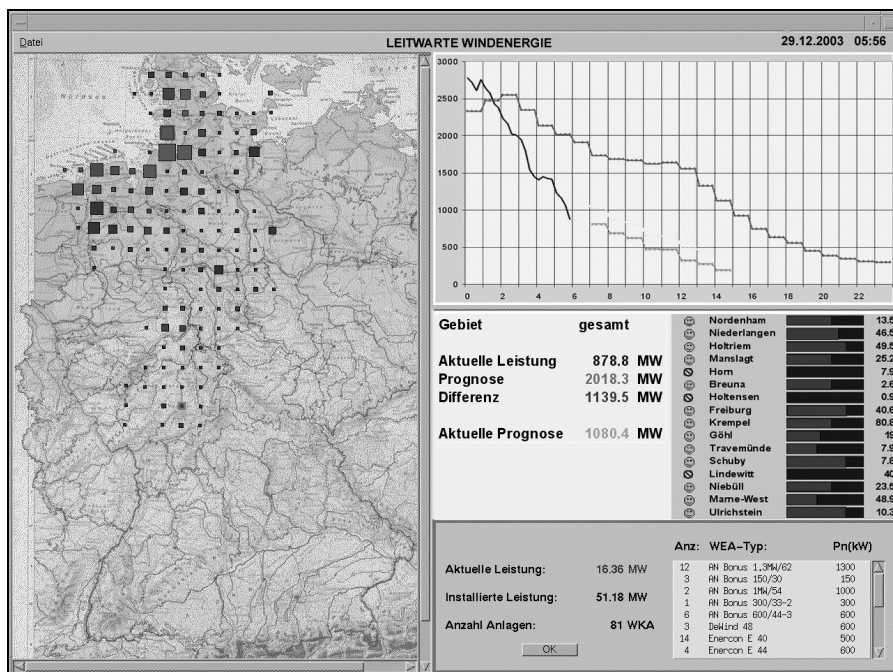


Abbildung 2.2-3: Grafische Benutzeroberfläche des WPMS für die E.ON Netz Regelzone

Die Abbildung 2.2-3 zeigt die grafische Benutzeroberfläche des WPMS. Die Oberfläche besteht aus mehreren Fenstern, die die Informationen zur Windenergieeinspeisung in übersichtlicher Form darstellen. Das Hauptfenster zeigt eine Karte der Regelzone mit zugehöriger installierter Windleistung, aufgeteilt in Planflächen. Die Größe der Planflächen steht für die installierte Nennleistung und die Farbe zeigt die Höhe der aktuell eingespeisten Windenergie in der Region an. Das obere Fenster der rechten Seite zeigt die Kurven der aktuellen Windenergieeinspeisung und die zugehörigen Prognosen für die gesamte Regelzone bzw. für Netzregionen. Wahlweise werden diese Informationen auch in Tabellenform dargestellt. Das mittlere Fenster gibt die Beträge der realen und prognostizierten Windenergieeinspeisung zum aktuellen Zeitpunkt an. Weiter werden der Status der Online-Messungen und die Höhe der jeweils eingespeisten Windenergie der repräsentativen Standorte angezeigt. Im unteren Fenster werden Detailinformationen zu den jeweiligen, per Maus-Klick ausgewählten Planflächen dargestellt.



### 3 Literatur

- /DISPOWER 2002/ C. Enßlin: DISPower - Progress report for WP5, ISET 2002
- /EON NETZ 2001/ E.ON Netz: Ergänzende Netzanschlussregeln für Windenergieanlagen, 2001
- /ERNST 2002/ B. Ernst, K. Rohrig: Online Monitoring and Prediction of Wind Power in German Transmission System Operation Centres, First IEA Joint Action Symposium on Wind Forecasting Techniques, Norrköping 2002
- /HOPPE 2002/ M. Hoppe-Kilpper, R. Bitsch: Integration großer Offshore-Windleistungen in die Energieversorgung, FVS Jahrestagung 2002 Solare Kraftwerke
- /KRÄNZLER 2002/ C. Kränzler: XML/XSL für professionelle Einsteiger, Markt+Technik September 2002
- /ROHRIG 1999/ C. Ensslin, M.Hoppe-Kilpper, W. Kleinkauf, K. Rohrig: Online Monitoring of 1700 MW Wind Capacity in a Utility Supply Area, European Wind Energy Conference, Nice 1999



## Einsatzgebiete und Einsatzmöglichkeiten von Internet- Informationsportalen

Holger Schmitz  
Energieportal GmbH & Co. KG  
Limbecker Platz 1, D-45131 Essen  
Telefon: +49 201-1022-510, Telefax: +49-201-1022-555  
Internet: [www.energate.de](http://www.energate.de), E-Mail: [schmitz@energate.de](mailto:schmitz@energate.de)

### 1 Einleitung

Die Öffnung der europäischen Energiemärkte für den freien Wettbewerb hat insgesamt in Europa, vor allem aber auch im deutschen Energiemarkt ein völlig verändertes Wirtschaftsumfeld geschaffen. Aus einem eher statisch geprägten Umfeld hat sich in den vergangenen Jahren eine Branche mit einem hohen Wettbewerbsdruck entwickelt. Mit dieser Entwicklung geht eine hohe Dynamik einher, welche sich insbesondere auf die gesetzlichen Rahmenbedingungen, sowie auf die Anforderungen in betriebswirtschaftlichen und technischen Fragestellungen auswirkt. Hierbei sind im betriebswirtschaftlichen Bereich insbesondere die Themen der strategischen Positionierung sowie des Marketing & Vertrieb zu erwähnen.

Resultierend aus diesen Entwicklungen der vergangenen Jahre stellen Informationen auch in der Energiebranche einen immer bedeutenderen Faktor dar, und nehmen innerhalb der verschiedensten Bereiche der Branche einen hohen Stellenwert ein. Daher ist es für die verschiedenen Organisationsbereiche eines in der Energiebranche tätigen Unternehmens besonders notwendig, sich intensiv mit dem Thema Informationsmanagement zu beschäftigen und den Faktor Information auch in strategische Entscheidungen einzubeziehen. Ein unternehmensweites Konzept für ein ganzheitliches Informationsmanagement wird notwendig, wobei inhaltliche und technische Fragestellungen gleichermaßen berücksichtigt werden müssen.

Dieser Beitrag geht ausgehend von den Anforderungen ausgewählter Bereiche auf die unterschiedlichen Lösungswege ein, Internet-Informationsportale als möglichen Lieferanten für jeweils benötigte Informationen heranzuziehen und diese je nach Bedarf in die unternehmenseigenen Informationssysteme einzubinden. Hierbei steht insbesondere die Betrachtung pragmatischer Ansätze im Vordergrund, die sich teilweise bereits im praktischen Einsatz im Unternehmen als effiziente Lösungsansätze herausgestellt ha-



ben. Neben rein inhaltlichen Aspekten werden somit auch technische und vor allem wirtschaftliche Fragestellungen behandelt.

## 2 Anforderungen an ein modernes Informationsmanagement

### 2.1 Grundlagen

Auch wenn die Notwendigkeit von Informationen in allen Bereichen der Energiebranche nahezu gleich hoch ist, so weichen die konkreten Anforderungen an die benötigten Informationen deutlich voneinander ab. Abhängig vom jeweiligen Verwendungszweck ergeben sich unterschiedliche Anforderungen an Art, Inhalt sowie an die Technik, mit deren Hilfe die Informationen bereitgestellt, übertragen bzw. in ein Informationssystem beim Anwender integriert werden.

Die für die Energiebranche relevanten Informationen lassen abhängig von Ihrer Struktur in verschiedene Arten von Informationen unterteilen. Für die Betrachtungen in diesem Beitrag sind die drei im Folgenden aufgeführten Arten von Informationen relevant:

- Nachrichtenbasierte Informationen  
(*Meldungen*)
- Numerische Daten  
(*Börsen- und Preisdaten der Energiemärkte aber z.B. auch Wetterdaten*)
- Sonstige Informationen  
(*Studien, Gesetze, Verordnungen, Veröffentlichungen, Statistiken, Unternehmensinformationen usw.*)

Von den drei oben genannten Informationsarten sind insbesondere die nachrichtenbasierten Informationen sowie die numerischen Daten von vorrangigem Interesse.

#### 2.1.1 Inhaltliche Anforderungen

Die redaktionelle Kompetenz stellt eine der wichtigsten Anforderungen dar, die sich aus der inhaltlichen Sicht an Informationen ergeben. Nur wenn sichergestellt werden kann, dass die Recherche und letztendlich auch die Erstellung einer Information durch einen erfahrenen und kompetenten Redakteur erfolgt ist, der zudem über eine umfassende Kenntnis sowie über umfassende Erfahrungen in der Branche verfügt, können diese Informationen als zuverlässig und belastbar angesehen werden. Sollen Informationen



als Entscheidungsgrundlage verwendet werden, so sind diese Qualitätsanforderungen unbedingt zu erfüllen.

### 2.1.2 Technische Anforderungen

Neben den bereits behandelten inhaltlichen Anforderungen sind auch verschiedene Anforderungen aus technischer Sicht zu beachten. An vorderster Stelle steht die Forderung nach einem benutzerfreundlichen System, welches sich durch eine einfache und intuitive Bedienbarkeit auszeichnet. Die jeweils benötigten Informationen müssen stets über eine übersichtliche Plattform abrufbar sein. Zudem wird eine hochverfügbare und zuverlässige Systemarchitektur benötigt, welche dem Benutzer die gewünschten Informationen jederzeit zur Verfügung stellen kann, egal ob diese Plattform unternehmensintern oder über einen externen Informationsdienstleister zur Verfügung gestellt wird.

### 2.1.3 Ausgewählte Informationsprofile

Die folgende Abbildung gibt einen Überblick über ausgewählte Informationsprofile, die auf verschiedene Unternehmensbereiche eines Energieversorgungsunternehmens zugeschnitten sind. Hierbei wird in die Art der Informationen, die inhaltlichen und technischen Aspekte sowie in die Zielsetzung und den Verwendungszweck des jeweiligen Bereiches unterschieden.

Anforderungen	Beschaffung/ Einkauf	Handel	Vertrieb/ Marketing	Personal-Management	Unternehmensführung
Art der Informationen, die benötigt werden.	<ul style="list-style-type: none"> <li>News</li> <li>Prognosen</li> <li>Numerische Daten</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>News</li> <li>Numerische Daten</li> <li>Marktberichte</li> <li>Marktprososen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>News</li> <li>Marktüberblick</li> <li>Studien</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>News</li> <li>Fachbefragte</li> <li>Studien</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>News</li> <li>Marktberichte</li> <li>Prognosen</li> <li>Fachbefragte</li> <li>Hoch aggregiert</li> </ul>
Aktualität der Meldungen und Daten	< 24 h	Realtime oder < 15 Minuten	< 24 h	< 1 Woche	< 24 h
Exklusivität des Content	*	**	*	*	***
Integration in Systeme	*	***	**	*	*
Art der Verwendung	operativ mittelfristig	operativ kurzfristig	strategisch mittelfristig	operativ mittelfristig	strategisch mittelfristig langfristg
Zielsetzung	<ul style="list-style-type: none"> <li>Marktüberblick</li> <li>Produktüberblick</li> <li>Prognose</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Marktentwicklung</li> <li>Aktuelle Preise</li> <li>kurzfristig</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Marktüberblick</li> <li>Produktüberblick</li> <li>Konkurrenzanalyse</li> <li>Prognose</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Marktüberblick</li> <li>Unternehmen</li> <li>Arbeitsmarkt</li> <li>Personen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Entscheidungsunterstützung</li> <li>Bericht überblick</li> <li>Unternehmen / Politik</li> <li>Prognose</li> </ul>
Bedarf	Standardprodukte: <ul style="list-style-type: none"> <li>Online-Zugriff</li> <li>Themenbezogene Newsletter</li> </ul>	Individuelle Schnittstelle zum Import von Daten in eigene Systeme, wie z.B.: <ul style="list-style-type: none"> <li>Pricing-Tools</li> <li>Portfoliomanagement Systeme</li> </ul>	Standardprodukte in Kombination mit exklusiven Dienstleistungen: <ul style="list-style-type: none"> <li>Online-Zugriff</li> <li>Themenbezogene Newsletter</li> </ul>	Standardprodukte: <ul style="list-style-type: none"> <li>Online-Zugriff</li> <li>Themenbezogene Newsletter</li> </ul>	Exklusiv recherchierte Informationen und Berichte: <ul style="list-style-type: none"> <li>Individuelle Berichte</li> <li>Individuelle Newsletter</li> </ul>

\* nicht essentiell    \*\* wichtig    \*\*\* notwendig

Abbildung 1: Ausgewählte Informationsprofile für ein Energieversorgungsunternehmen





## 2.2 Der Informationsprozess

Die Versorgung mit aktuellen Informationen ist nicht nur als einfacher Informations- oder Datenfluss zu betrachten. Vielmehr handelt es sich hierbei um einen komplex gestalteten Austauschprozess, welcher eine ständige Abstimmung zwischen den folgenden drei Gruppen erfordert:

- Kunden  
*(Seine Bedürfnisse müssen bekannt sein)*
- Informationsdienstleister  
*(Er ist für die Generierung, Auswahl und Bereitstellung zuständig)*
- Markt  
*(Ausgangspunkt für Informationen)*

Die Ausgangsposition stellt der Markt dar, in dem verschiedenste Ereignisse stattfinden. Über diese Ereignisse möchten letztendlich alle unmittelbar und mittelbar Beteiligten informiert werden, um entsprechend die eigenen Aktivitäten der Entwicklung dieses Marktes anzupassen. Der Markt ist hierbei insbesondere durch eine komplexe Struktur charakterisiert, da er sich aus einer Vielzahl an Marktteilnehmern zusammensetzt und diese jeweils untereinander durch ein umfangreiches und vielfältiges Beziehungsgeflecht miteinander verbunden sind. Der Informationsdienstleister muss daher eine umfassende Kenntnis über diesen Markt besitzen und darüber hinaus auch über ein breit gefächertes Netzwerk an Kontakten in diesen Markt verfügen. Dies sind die zu erfüllenden Grundvoraussetzungen für einen Informationsdienstleister, um eine qualitativ hochwertige und möglichst vollständige Informationsversorgung überhaupt erst gewährleisten zu können. Dies allein jedoch reicht noch nicht aus, dem Nutzer eine Informationsdienstleistung zu erbringen, welche im Unternehmen auch einen Mehrwert erbringen kann. Hierzu bedarf es zusätzlich einer detaillierten Kenntnis über die einzelnen Bedürfnisse des Kunden. Nur eine genau auf diese Bedürfnisse abgestimmte Informationsversorgung garantiert, dass aus der Vielzahl an verfügbaren Informationen die jeweils für den Kunden relevanten Informationen ausgewählt und über ein adäquates Medium zur Verfügung gestellt werden können.

Hieraus folgt: Eine innovative und zuverlässige Informationsdienstleistung stellt einen komplexen und aufwandsintensiven Prozess dar, welcher einen hohen Grad an Interaktivität aller beteiligten Gruppen erfordert.



### 3 Technische Möglichkeiten und denkbare Anwendungsgebiete der Integration von Informationsdienstleistungen in vorhandene Informationssysteme

Die Bereitstellung von Informationsdienstleistungen gestaltet sich je nach Anforderung des Nutzers sowie des jeweiligen Einsatzgebietes der Informationen unterschiedlich und kann in erster Linie im Rahmen der beiden folgenden Dimensionen unterschiedlich ausgeprägt sein:

- Individualität - inhaltlich
- Integration – prozessual bzw. technisch

Die denkbaren Ausgestaltungsvarianten von Informationsdienstleistungen anhand der beiden Dimensionen Individualität und Integration lassen sich mit Hilfe einer Matrix, bestehend aus vier Quadranten, veranschaulichen.

<p>III.</p> <p>Hohe Individualität Niedrige prozessuale Integration</p>	<p>IV.</p> <p>Hohe Individualität Hohe prozessuale Integration</p>
<p>I.</p> <p>Niedrige Individualität Niedrige prozessuale Integration</p>	<p>II.</p> <p>Niedrige Individualität Hohe prozessuale Integration</p>

Abbildung 2: Varianten für Informationsdienstleistungen



Der Quadrant I. steht für einfach strukturierte Informationsprodukte, die weder in inhaltlicher noch in prozessualer bzw. technischer Sicht individuell auf die Bedürfnisse des Nutzers abgestimmt sind. Diese Produkte stellen standardisierte Informationsdienstleistungen dar, beispielsweise die Lieferung von Informationen über die Webseite eines Internetportals oder über standardisierte Informationsnewsletter, deren Verteilung via E-Mail an einen großen Verteilerkreis erfolgt. Alle Nutzer greifen hierbei auf den gleichen Pool an Informationen zu. Such- und Personalisierungsfunktionen stellen Werkzeuge dar, mit denen der Nutzer aus dem gesamten Informationspool die jeweils für ihn relevanten Informationen selektieren und nutzen kann.

Der II. Quadrant ist durch einen höheren Grad an prozessualer bzw. technischer Integration charakterisiert. Hierbei werden dem Kunden standardisierte Informationen (nicht individuell oder exklusiv recherchiert) über sogenannte Webmodule bereitgestellt. Diese Webmodule können nahtlos, beispielsweise in andere internetbasierte Informationssysteme, integriert werden. Denkbare Ansätze hierfür sind die Einbindung von Newstikern, Pricecharts oder vollständigen Newsübersichten in internetbasierte Informationssysteme. In der Praxis werden derartige Webmodule oft zur Steigerung der Attraktivität des unternehmenseigenen Internetauftrittes oder zur Optimierung der Informationsversorgung der eigenen Mitarbeiter über ein unternehmensinternes Intranet genutzt.

Der Quadrant III. steht für Produkte, deren inhaltliche Gestaltung stark an die Bedürfnisse und Anforderungen des Kunden ausgerichtet ist. Hierbei erfolgt eine individuelle Auswahl von Informationen, welche zu einem bestimmten Teil sogar exklusiv recherchiert sind. Die Recherche und Auswahl an Informationen erfolgt anhand eines individuell mit dem Kunden abgestimmten Informationsprofils. Häufige Einsatzgebiete dieser Variante von Informationsdienstleistungen sind in der Praxis sogenannte Kundennewsletter, welche für eine zielgruppengerechte Kommunikation, beispielsweise zwischen einem Stadtwerk und dessen Industrie- bzw. Großkunden verwendet werden. Diese Kommunikation erfolgt über ein aus technischer Sicht einfach strukturiertes Medium. Derartige Newsletter sind jedoch inhaltlich individuell auf den Kunden abgestimmt, zusätzlich können solche Newsletter um interne Informationen des Kunden ergänzt und optisch an das Design des Kunden angepasst werden. Das Haupteinsatzfeld für diese Produktgruppe liegt somit in erster Linie im vertrieblichen Bereich, jedoch sind auch individuelle Informationsnewsletter für die interne Informationsversorgung der Mitarbeiter denkbar. Im Rahmen der unternehmensinternen Verwendung von Informationen werden in der Praxis jedoch die Produktvarianten des I. und des II. Quadranten bevorzugt.

Der IV. Quadrant beinhaltet die Gruppen von Informationsprodukten mit dem höchsten Grad an Individualisierung. Hier werden individuell generierte und selektierte Informationen (wie bei III.) direkt in ein beim Kunden vorhandenes Informationssystem integriert



und über die Anwendungsfunktionen dieses Informationssystems dem Nutzer bereitstellt. Denkbare Ansätze hierbei ist beispielsweise die Integration von Unternehmensnachrichten in ein CRM-System (Customer-Relationship-Management-System), wobei diese Informationen dort nicht nur importiert und gespeichert, sondern auch mit den Stammdaten dieses CRM-Systems verknüpft werden. Der Anwender eines solchen CRM-Systems, der stets über seine in diesem System verwalteten Kunden und Kontakte informiert sein möchte, erhält mit Hilfe dieses Systems einen Überblick über den jeweiligen Status seiner Kunden, kombiniert mit zusätzlichen Informationen über aktueller Entwicklungen im Markt, welche eben dieses Unternehmen betreffen. Durch die Integration von Informationen in den Vertriebsprozess eines Unternehmens kann somit eine Verbesserung für den gesamten Prozess erzielt werden.

Weitere denkbare Einsatzgebiete für diese Produktgruppe liegen im Bereich der Integration von numerischen Informationen, beispielsweise von aktuellen Börsen- und Preisdaten zur marktgerechten Bewertung von Verbrauchsdaten und -profilen, wie sie in Portfolio- oder EDM-Systemen (Energiedatenmanagement-Systeme) verwendet werden. Dies ist besonders wichtig für die Schnittstelle zwischen der Energiebeschaffung und dem Energievertrieb in einem Versorgungsunternehmen. Um beispielsweise einem einzelnen Kunden eine Versorgung für sein Lastprofil anbieten zu können, kann dieses spezielle Lastprofil zum einem im Einzelnen, zum anderen gemeinsam mit dem gesamten Absatzportfolio, gegen den aktuellen Marktpreis bewertet werden. Auf diese Weise kann ein marktgerechter Preis für diesen Kunden ermittelt und angeboten werden. Über eine Schnittstelle zu der Preisdatenbank eines Informationsanbieters können hierbei stets die aktuellsten, aber auch historische Marktpreise abgefragt und für eine Preisstellung herangezogen werden. Personelle Aufwendungen für das manuelle eingeben, sowie für die Qualitäts- und Plausibilitätskontrolle bei der Verwendung von konventionellen Printprodukten oder unstrukturierten Internet-Darstellungen entfallen bei einem derartigen Lösungsansatz.

#### **4 Wirtschaftliche Betrachtung**

Werden in einem Unternehmen Informationen beschafft und für einen bestimmten Zweck verwendet, so stellt sich hierbei stets auch die Frage nach der Wirtschaftlichkeit, bzw. nach einem quantifizierbaren Nutzen dieser beschafften Informationen. Den finanziellen Aufwendungen bzw. den Zeitaufwendungen für die eigene Generierung und Selektion von Informationen stehen stets begrenzte Budgets in den Unternehmen gegenüber. Wie bei anderen Investitions- und Beschaffungsentscheidungen, bedarf es somit auch bei der Informationsbeschaffung einer wirtschaftlichen Argumentation bzw. Rechtfertigung für die hierbei entstehenden Aufwendungen. In der Praxis wird hierbei oft der Versuch unternommen, zwischen den beschafften Informationen und dem finan-



ziellen Erfolg des Unternehmens einen direkten Zusammenhang herzustellen bzw. diesen als Zielsetzung vorzugeben. Insbesondere im Bereich des Vertriebs stehen die Umsatzerlöse primär im Vordergrund der Betrachtungen. In der Regel ist eine derartige Argumentation jedoch nicht zu rechtfertigen, da zwischen dem Faktor Information und der eigentlichen Geschäftstätigkeit eines Energieunternehmens kein direkter bzw. unmittelbarer Zusammenhang existiert. Informationen stellen zwar eine wichtige Unterstützung für das Geschäft eines Unternehmens dar, haben jedoch keinen direkten Einfluss auf dessen Erfolg. Eine Investition in Produktionsanlagen innerhalb eines Unternehmens der Fertigungsindustrie, bei denen ein direkter Zusammenhang zwischen Produktion und Absatz besteht, ist nicht mit einem Energieunternehmen vergleichbar, welches Informationen zur Unterstützung des operativen Geschäftes beschafft und einsetzt. Vielmehr ist die Beschaffung von Information mit der Beschaffung von Softwaresystemen und deren Wartung und Betrieb zu vergleichen. Softwaresysteme stellen eine Notwendigkeit für jedes Unternehmen dar. Ihr Nutzen ergibt sich jedoch nicht in konkreten finanziellen Auswirkungen auf die eigentliche Geschäftstätigkeit, sondern vielmehr in der Verbesserung und Optimierung der operativen Abläufe innerhalb des Unternehmens. Für eine wirtschaftliche Betrachtung des Faktors Information muss somit das Potential für eine Optimierung der internen Geschäftsprozesse, letztendlich also der Einsparpotentiale innerhalb des Unternehmens herangezogen werden.

Im Bereich der Informationsbeschaffung können Einsparpotentiale durch den Zugriff auf externe Informationsdienstleistungen genutzt werden. Die Suche und Selektion von relevanten Informationen erfordert enorme zeitliche Aufwendungen, welche auf externen Informationsdienstleister ausgelagert werden können. Der eigentliche Nutzen, also das Einsparpotential ergibt sich hierbei in zwei Bereichen. Zum einen werden personelle Aufwendungen für die Generierung und Selektion von Informationen im eigenen Unternehmen eingespart. Diese eingesparte Zeit steht den Mitarbeitern des Unternehmens zusätzlich für das eigentliche operative Tagesgeschäft zur Verfügung. Zum anderen kann das Unternehmen von einem Multiplikatoreffekt beim externen Dienstleister profitieren, da ein großer Teil der Aufwendungen für die Recherche und Auswahl der Informationen aus Fixkosten besteht, die auf mehrer Kunden des Dienstleister umgelegt werden können.

## 5 Ausblick

Für sämtliche Unternehmensbereiche von Unternehmen der Energiebranche stellt der Faktor Information schon heute eine Grundvoraussetzung für die generelle Unternehmensaktivität sowie für Unterstützung der internen Prozesse, insbesondere in den Bereichen Energiebeschaffung/-Vertrieb, Marketing und der Unternehmensführung dar. Aufgrund der zu erwartenden steigenden Dynamik dieser Branche, insbesondere in



Bezug auf die noch ausstehenden Veränderungen der rechtlichen Rahmenbedingungen sowie des kontinuierlich steigenden Wettbewerb- und Kostendrucks werden die Anforderungen an ein unternehmensweites Informationsmanagement auch zukünftig weiter zunehmen.



## Multifunktionale Kommunikation im Niederspannungsnetz

C. Hardt, T. Loh, D. Nestle, V. Schlebusch  
Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET) e.V.  
Königstor 59, 34119 Kassel  
Tel. (0561) 7294-224, Fax: (0561) 7294-200  
E-Mail : [dnestle@iset.uni-kassel.de](mailto:dnestle@iset.uni-kassel.de)  
[www.iset.uni-kassel.de](http://www.iset.uni-kassel.de)

### 1 Einleitung

Im Bereich der Gebäude, die typischerweise mit Niederspannung versorgt werden, existieren für unterschiedliche Anwendungen sehr unterschiedliche Kommunikationssysteme. Bisher arbeiten diese Systeme weitgehend unabhängig voneinander und sind für den Nutzer nur innerhalb eines begrenzten Anwendungsgebietes einsetzbar. Dadurch sind Kunden entweder gezwungen, in mehrere Kommunikationssysteme parallel zu investieren oder Anwendungsfelder bleiben auf Grund der Kostensituation ungenutzt, obwohl technisch eine Erschließung mit relativ wenig Aufwand möglich wäre.

Aus der Integration dezentraler elektrischer Energieerzeuger (DEA) in die Energieversorgung ergeben sich neue Aufgaben für die Kommunikation im Niederspannungsnetz, die Funktionen aus unterschiedlichen Kommunikationssystemen benötigen. Sowohl aus Sicht der Wirtschaftlichkeit als auch aus Sicht der neuen Anforderungen durch den vermehrten Einsatz von DEA muss es also Ziel sein, Kommunikationssysteme so zu entwickeln, dass möglichst viele Anwendungen diese nutzen können.

### 2 Kommunikationsmittel im Bereich der Niederspannungsversorgung

Grundsätzlich lässt sich Kommunikation im Bereich der Niederspannungsversorgung in drei Aufgabenbereiche unterteilen:

- Kommunikation, die unmittelbar dem Betrieb der elektrischen Energieversorgung dient. Dazu gehören Regelung und Sicherheit der elektrischen Energieversorgung sowie die Netzüberwachung. Im folgenden wird auch Kommunikation zur Übermittlung von Tarifinformationen und zur Verbrauchsdatenerfassung diesem Be-



reich zugerechnet. Die Hauptverantwortung für diesen Kommunikationsbereich liegt i.d.R. beim Netzbetreiber bzw. beim Energieversorger.

- Kommunikation, die zur Schaltung und Steuerung elektrischer Verbraucher eingesetzt wird. Dies ist das klassische Anwendungsgebiet der Bussysteme zur Gebäudeautomatisierung wie EIB, auch wenn in Einzelfällen die Anwendungen inzwischen darüber hinaus gehen. Dieser Kommunikationsbereich liegt i.d.R. vollständig im Verantwortungsbereich des Netzanschlussbesitzers.
- Kommunikation zur Übermittlung von Sprache und Daten (Telekommunikation, Internet, EDV-Vernetzung, Videodaten,...). Dieser Bereich benötigt die elektrische Energieversorgung als Energiequelle, wird ansonsten bisher aber weitgehend unabhängig von der elektrischen Energieversorgung betrachtet. In diesem Bereich werden zunehmend lokale Netze im Verantwortungsbereich des Netzanschlussbesitzers betrieben, die aber an Netze überregionale Netze anderer Anbieter (Telefonnetz, Internet) angeschlossen sind.

Während in der Mittel- und vor allem in der Hochspannungsversorgung Kommunikation zu Zwecken des Netzbetriebs im Bereich der Netzüberwachung und der Ansteuerung von Schutz- und Leittechnik schon seit langem eingesetzt wird, ist Kommunikation in diesem Einsatzbereich im Niederspannungsnetz bisher weitgehend auf Rundsteuer-technik beschränkt mit typischen Anwendungen wie Tarifumschaltung, Schaltung von Nachtspeicherheizungen, Straßenbeleuchtung etc., die teilweise auch dem Anwendungsbereich der automatisierten Schaltung von Verbrauchern zuzurechnen ist. Hier ist eine eindeutige Trennung zwischen den ersten beiden genannten Einsatzgebieten der Kommunikation nicht immer möglich.

Im Zuge des Ausbaus der erneuerbaren und dezentralen Energieerzeugungsanlagen bekommt Kommunikation zur Regelung und Sicherheit der Energieversorgung auch im Niederspannungsnetz eine zusätzliche Bedeutung. Die entsprechenden Funktionen der Kommunikation lassen sich in vier Bereiche unterteilen:

- Steuerung der dezentralen Einspeiser zur Verbesserung der Netzqualität und -sicherheit:  
Bei einem hohen Anteil von DEA an der Energieerzeugung müssen diese bei Blindleistungsbereitstellung einbezogen werden und können zur Verbesserung hinsichtlich Oberwellengehalt beitragen.
- Beitrag zur Anpassung von Erzeugung und Verbrauch durch regelbare dezentrale Einspeiser und Lastmanagement:  
Bei hoher Durchdringung mit stochastisch schwankenden Erzeugern (Wind, Photovoltaik,...) wird das Management von DEA und Lasten unverzichtbar.



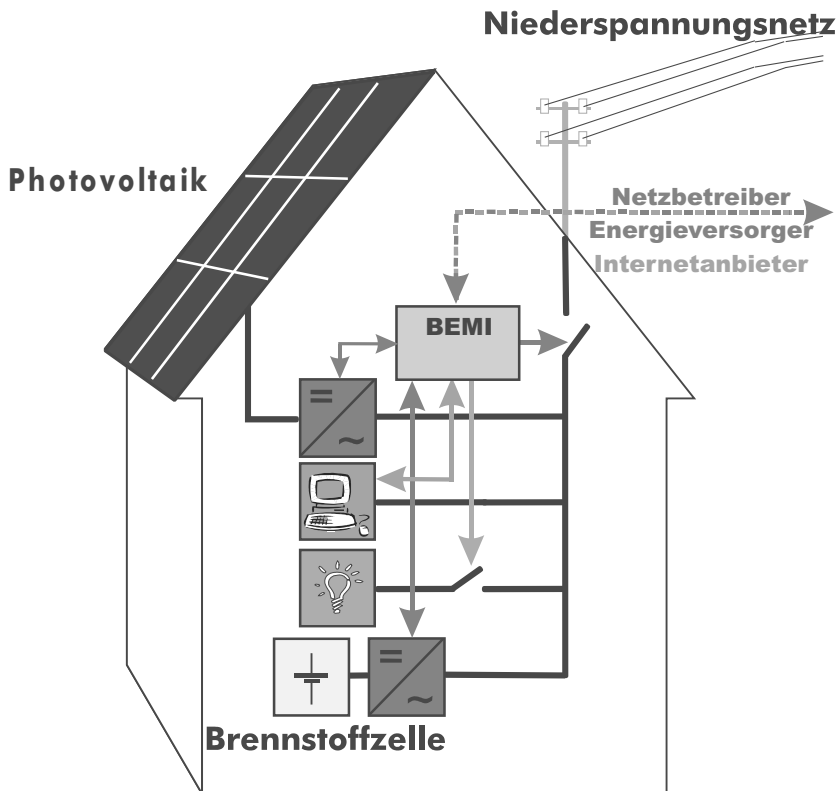


- Tarif- und Verbrauchsdatenübermittlung:  
Automatisierte und zeitnahe Erfassung fördert den bewussten Umgang der Verbraucher mit Strom, Gas und Wasser, spart Aufwand für Ablesung und ist Voraussetzung für die Abrechnung bei komplexen variablen Tarifen.
- Regelung (ländlicher) Inselnetze:  
Komplexe Inselsysteme mit verteilter Erzeugung benötigen Kommunikation zur Betriebsführung

Diese zusätzlichen Anwendungen und Aufgaben der Kommunikation können dazu beitragen, auch im Niederspannungsbereich weitere Anwendungen von Kommunikation wirtschaftlich zu machen. Die ersten beiden Kommunikationsaufgaben sind darauf ausgerichtet, auf elektrische Verbraucher und Erzeuger im Niederspannungsnetz steuernd einzuwirken und sind daher eng verknüpft mit der Frage der Gebäudeautomatisierung.

Die weitaus größte Verbreitung haben aber Kommunikationseinrichtungen erreicht, die bisher weitgehend unabhängig von der Energieversorgung betrachtet wurden, nämlich der Bereich der Telekommunikation, Internet und EDV-Vernetzung, während im Bereich der Gebäudeautomatisierung bisher keine derartige weitreichende Verbreitung erreicht werden konnte. Zunehmend wird aber auch eine Konvergenz der EDV-orientierten Gebäudevernetzung und der klassischen Gebäudeautomatisierung angestrebt /Württemberg 2003/. Dabei werden sowohl Ansätze verfolgt, eine Vernetzung von Bussystemen wie EIB mit Datennetzwerken wie TCP/IP auf Ethernet zu realisieren, als auch eine reine Vernetzung über klassische Datenübertragungssysteme. Durch die Nutzung von Kommunikationssystemen aus dem Bereich der Sprach- und Datenübertragung zu Zwecken der Gebäudeautomatisierung könnte eine kostengünstige Ansteuerung einzelner Verbraucher und DEA möglich werden. Dabei ist aber eher nicht zu erwarten ist, dass diese Systeme in naher Zukunft so massiv in die Gebäudfunktionen eingreifen werden wie dies bei klassischen Gebäudeautomatisierungssystemen der Fall ist.

Ein wesentlicher Vorteil dieses Ansatzes ist, dass neben der 230V-Verkabelung, die in den Industrieländern heute ohnehin in praktisch jedem Gebäude vorhanden ist, nur noch eine zusätzliche weitere Verkabelung benötigt wird, über die Funktionen der Gebäudeautomatisierung, EDV-Vernetzung und weitere Datenübertragungen möglich sind. Wenn auch die hausinterne Telefonanlage über das Internetprotokoll angesprochen werden kann (Voice over IP), entfällt auch hierfür eine zusätzliche Verkabelung. Es existieren zwar auch schon Ansätze und Lösungen, für diese Bereiche das 230V-Versorgungsnetz mitzunutzen (Powerline Communication), allerdings hängt hier die Qualität der Datenübertragung bei höheren Trägerfrequenzen stark von der Topologie des Netzes ab, daher wird nach wie vor in den meisten Realisierungen eine eigenständige Verkabelung für Kommunikationsaufgaben gewählt.



**Abb. 1: Multifunktionale Kommunikation innerhalb eines Anschlusses des Niederspannungsnetzes über ein bidirektionales Energiemanagement Interface (BEMI)**

Neben der Frage der Kommunikation innerhalb eines Gebäudes bzw. innerhalb des Bereiches eines Netzanschlusses im Niederspannungsnetz ist für die Kommunikation zur Integration dezentraler Erzeuger auch die Übertragung über größere Distanzen von Bedeutung, da in allen Fällen eine Anbindung an eine Leitstelle des Netzbetreibers bzw. des Energieversorgers benötigt wird. Eine wesentliche Anforderung an die Kommunikation im Bereich der Niederspannungsversorgung ist daher in Zukunft eine effektive Verzahnung der Inhouse-Kommunikation mit einem Kommunikationssystem, das größere Distanzen überbrücken kann und darauf ausgelegt ist, mit zahlreichen Teilnehmern zu operieren, die rechtlich eigenständig sind. Auch im Bereich dieser Verzahnung sind Telekommunikationsbereich und EDV-Vernetzung in der praktischen Anwendung am weitesten fortgeschritten.



Schließlich sollte nicht übersehen werden, dass auch ländliche Inselnetze ein Anwendungsbereich von Kommunikation im Niederspannungsnetz sind. Die kostengünstige Integration von Kommunikationsmitteln in Komponenten des Niederspannungsnetzes lässt auch wirtschaftliche Potenziale für Spezialanwendungen wie Inselnetzversorgungen erwarten. Es ist aber umgekehrt auch denkbar, dass Entwicklungen im Bereich der Inselnetze Vorbild sein können für netzgekoppelte Anwendungen. Außerdem kann in ländlichen Inselnetzen die Mitnutzung eines Kommunikationssystems der Energieversorgung zu Telekommunikationszwecken ein wesentlicher Anreiz sein kann, solche Systeme zu installieren

Im Gegensatz zur Kommunikation in den Niederspannungsnetzen in Deutschland kann bei der Planung von ländlichen Inselnetzen insbesondere in Entwicklungsländern nicht davon ausgegangen werden, dass bereits Kommunikationsdienste angeboten werden oder physikalische Übertragungsleitungen vorhanden sind, weshalb hier Kommunikationssysteme bis zur physikalischen Übermittlungsschicht hinab betrachtet werden müssen. Trotzdem ist auf höherer Ebene eine Kompatibilität zwischen Kommunikationssystemen für Inselnetze und für den Bereich des europäischen Netzes anzustreben, um Synergieeffekte realisieren zu können.

Im folgenden werden unterschiedliche Anwendungen und Ansätze für Kommunikation im Bereich der Niederspannungsversorgung vorgestellt, die am ISET entwickelt werden.

### **3 Kommunikationssysteme-Übertragungssysteme**

Zur Realisierung von Kommunikation im Niederspannungsnetz steht eine Vielzahl von physikalischen Übertragungswegen und Kommunikationsdiensten zur Verfügung. Der folgende Abschnitt gibt einen Überblick über diese Möglichkeiten, wobei für den jeweiligen Anwendungsfall ganz unterschiedliche Systeme gewählt werden.

Für die klassische Betriebsführung im Niederspannungsnetz, mit den Kernaspekten der Lastverteilung und der Glättung von Lastganglinien durch An- und Abschaltung geeigneter Aggregate bzw. der Tarifsteuerung wurde schon frühzeitig die mögliche Informationsübertragung über den Übertragungskanal „Energieversorgungsleitungen“ Mittels der Aufmodulation additiver Signale erkannt und realisiert.

Bei dieser in Deutschland unter dem Namen Tonfrequenz-Rundsteuertechnik (Abk. TRT) bekannte Technik, erfolgt die Übertragung der Tonfrequenzimpulse in einem Frequenzbereich von ca. 167 bis 2000 Hz, die der 50 Hz Spannung mit einer Amplitude von ca. 1-8% der jeweiligen Netznennspannung und einer typischen Aufprägeleistung von 0,1-0,5% der aktuellen Netzspitzenleistung überlagert sind /Paessler 1994/.

Neben einem positiven Effekt auf die Übertragungsdistanzen bzw. Versorgungsgrenzlängen durch die Wahl von niedrigen Übertragungsfrequenzen, wird der Informationstransport über Transformatoren möglich, so dass entsprechende Informationen schon in das Mittelspannungsnetz eingekoppelt werden können und daher eine höhere Anzahl von Komponenten im unterlagerten Niederspannungsnetz kontaktfähig sind.



**Abb. 2: Rundsteuerender RTS 500, Quelle: ARR**

Niedrige Frequenzen und kleine Bandbreiten führen zu geringen Datenraten. Bei typischen Telegrammumfängen von 20-120 Bit und einer Sendedauer von 30 bis 180 s ist der Einsatzbereich von TRT auf Aufgaben der Lastverteilung durch die Übertragung von Ein- und Ausschaltkommandos bzw. der Tarifschaltung beschränkt. Schnelle Datenübertragungen sind daher mit TRT nicht möglich.

Der wohl wesentlichste Nachteil der TRT liegt in der relativ hohen Aufprägeleistung für das Senden von Daten begründet, die Empfängern in der Niederspannungsebene für ein eventuelles Rücksenden von Informationen nicht zur Verfügung stellen können. Aufgrund dieser Unidirektionalität ist TRT für zukünftige Fernausleseprozesse ungeeignet.

Parallel zur leitungsgebundenen Tonfrequenz-Rundsteuertechnik besteht seit Mitte der 90er Jahre die Möglichkeit, Rundsteuersignale mittels Langwellenfunk (129,1 kHz bzw. 139 kHz) an Komponenten der Niederspannungsebene zu übertragen /Funkrundsteuer 2003/. Zwei Langwellensender, bei Mainflingen und Burg, gewährleisten die zentrale Übertragung von Daten in ganz Deutschland.

Wesentlicher Vorteil der Funkrundsteuertechnik gegenüber der TRT ist die Unabhängigkeit der Komponentenbeeinflussung von Eigentumsrechten der elektrischen Netze d.h. es können auch Verbraucher gesteuert werden, die durch Wahl eines anderen Energieversorgers außerhalb des klassischen Versorgungsgebietes liegen /EFR 2003/. Wie bei der klassischen TRT ist auch bei der Funkrundsteuertechnik die Datenrate sehr gering (200 Bit/s bei 200 baud und FSK). Des Weiteren ist die Funkrundsteuerung aufgrund der Unidirektionalität nur für Fernwirkprozesse geeignet.

Bedingt durch die Liberalisierung des Energiemarktes und die hieraus entstandene Zuständigkeit des Verteilnetzbetreibers für die Messung und Erfassung der Messdaten des Energieverbrauchs aller seiner Netzkunden, rückt die bidirektionale Kommunikation in der Niederspannungsebene in Hinblick auf die Fernablesung bzw. eventueller „energie-naher Ferndienste“ immer mehr in den Mittelpunkt und damit auch die Auswahl des



Übertragungsmediums. Hinsichtlich der Übertragungssysteme sind zwischen drahtgebundene oder funkbasierte Systemen zu unterscheiden.

Bei den drahtgebundenen Systemen erfolgt meist der Anschluss an das örtliche Telefonnetz, wobei entweder PSTN (analoge) oder ISDN (digitale) Anschlüsse verwendet werden. In Abhängigkeit der Wahl des Anschlusses ergeben sich Datenraten von 33,6kbps (V.90 Modem) bis zu 128kbps (Ausnutzung beider B-Kanäle).

Neben der Kommunikation über Telefonleitungen besteht für Energieversorger seit Verabschiedung der europäischen Norm EN 50065 exklusiv die Möglichkeit der Kommunikation über Stromnetze im Frequenzbereich von 9 bis 95 kHz. Je nach Technik und Modulationsverfahren sind Übertragungsraten im Niederspannungsnetz von mehreren 10 kbps (OFDM) für die Verbindung vom Trafo zum Hausanschluss (last mile) möglich /Dostert 2000/. In Bezug auf die Datenfernabfrage bei Sondervertragskunden können in Ballungsräumen Power Line Communication (Abk.: PLC) - Endgeräte mit Telekommunikationsendeinrichtungen verknüpft werden /METERING 2003/.

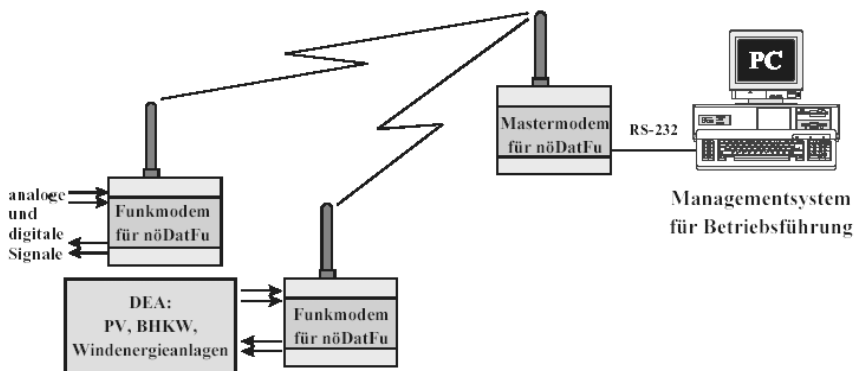
Bei fehlender, leitungsgebundener Telekommunikationsinfrastruktur werden überwiegend funkbasierte Übertragungssysteme für die Datenerfassung im Niederspannungsnetz basieren auf der GSM-Technik verwandt. In Abhängigkeit von der eingesetzten Modemtechnik und den abgeschlossenen Verträgen sind Datenraten von 9,6 kbps bis zu 115kbps realisierbar.

Auf die zunehmend benötigte Kommunikation und Vernetzung reagieren die ersten Mobilfunkanbieter mit neuen Angeboten. Voraussichtlich im Herbst 2003 werden die ersten Business-Tarife speziell für die Kommunikation zwischen Maschinen (M2M) für die Übertragung von Daten in Systemen zur Fernüberwachung und Steuerung etc. eingeführt werden /T-Mobile 2003/.

Der Preis für die Business interne M2M-Kommunikation via GPRS wird momentan mit ca. 8 € Grundpreis mit einem Inklusivvolumen von 1MB prognostiziert, d.h. bei einer Zählerfernauslesung für Sondertarifkunden mit einem Nettodatenvolumen von ca. 360 Byte pro 15 minütigen Leistungsmittelwert, sind alle notwendigen Auslesungen durch das Inklusivvolumen gedeckt.

Bis auf PLC basieren alle Systeme für die bidirektionale Kommunikation auf der Existenz von Carrier-Netzen externer Betreiber bzw. Systemeigner (Telekom, Vodafone etc.), mit dem Vorteil das Infrastrukturkosten, Frequenznutzungsbeiträge, etc. nur anteilig anfallen. Negativ wirkt sich jedoch die Benutzung der „shared medium“ auf die Verfügbarkeit und Wünsche bzgl. der Priorität eines Datenaustausches aus.

Falls keine Benutzung von externen Carrier-Netzen möglich ist oder andere Gründe für eine autarke Datenübertragung sprechen, können in Abhängigkeit der Übertragungsdistanz und der Datenrate abweichende Funksysteme benutzt werden.



**Abb. 3: Übertragungssystem mit Datenfunk**

Auf der Kostenseite müssen neben reinen Investitionskosten für die Sende - Empfangsanlagen insbesondere auch die jährlich anfallenden Frequenznutzungsbeiträge /Frequenznutzung 2002/ bzw. die einmaligen Kosten für die Frequenzzuteilung /Frequenzgebühr 2002/ berücksichtigt werden.

Als eine günstige Variante für die Fernwirkung mit geringer Datenrate ist in diesem Zusammenhang der „nichtöffentliche Datenfunk“ im Funkdienst „mobiler Landfunkdienst“ zu nennen. Der Gesetzgeber hat für Fernwirk- und Alarmierungszwecke fünf Frequenzbereiche (447,9750 MHz, 447,9875 MHz, 448 MHz, 448,1250 MHz und 448,1375 MHz) mit einer Bandbreite von 12,5 kHz festgelegt, die im Zeitschlitzverfahren (6 Sekunden pro Minute) genutzt werden können /VornöFa 96/. Die Investitionskosten (Transceivers, Antennen, Zubehör etc.) bewegen sich für eine bidirektionale Funkverbindung ohne Relaisstation zwischen zwei Komponenten im Bereich von ca. 4000 €. Die Kosten für eine Frequenzzuteilung liegen der Zeit bei 130 € und die jährliche Vergütung für die Frequenznutzung beläuft sich auf 13 € pro Sendeeinheit.

Der wesentliche Vorteil dieses Systems gegenüber z.B. GSM basierten Systemen beruht auf der Tatsache, dass die Betriebskosten unabhängig von der übertragenen Datenmenge sind, d.h. das System kann im optimalsten Fall für 26 € ganzjährig aktiv sein.



Mit einer maximalen Sendeleistung von 6 W ERP und dem Einsatz von Richtantennen (bei ortsfesten Funkanlagen mindestens 10 dB, bezogen auf einen Halbwellenstrahler) können bei Sichtkontakt Übertragungsstrecken von bis zu mehreren zehn Kilometern realisiert werden. Besteht kein direkter Sichtkontakt können Relaisstationen integriert werden. Durch die großen Übertragungsdistanzen und die Option mehrere Unterstation zu betreiben, scheint dieses System für die Vernetzung von dezentralen Niederspannungsversorgungsstrukturen (dezentrale Erzeugeranlagen und Verbraucherstrukturen) ohne Anbindung an externe Carrier Netze geeignet zu sein. Eine endgültige Bewertung kann erst nach realer Implementierung erfolgen. Zur Zeit wird das Konzept erfolgreich bei der Datenübertragung per Funk im Zeitschlitzverfahren für die Wasserversorgung in Bernried Oberbayern eingesetzt /Lex 2003/.

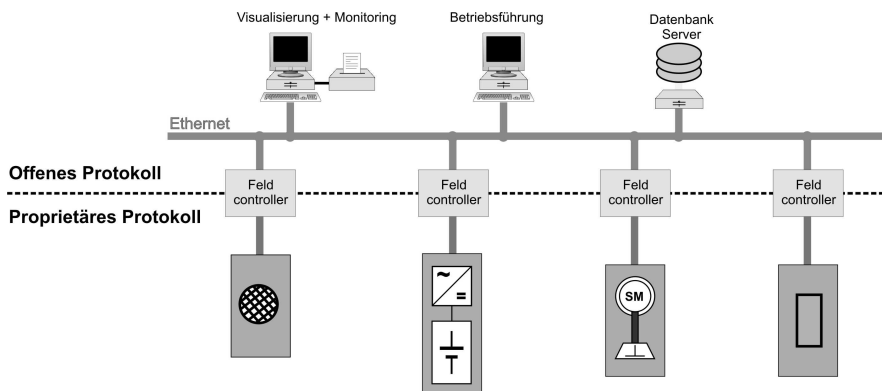
#### **4 Offenes Leitsystem für Dezentrale Energieerzeugungsanlagen**

Im Bereich der Leittechnik sind heutzutage die verschiedensten Systeme im Einsatz. Das Spektrum reicht dabei von der Gebäudeautomatisierung (z.B. EIB, LON) über den Prozessautomatisierungsbereich (z.B. PROFIBUS, INTERBUS-S) bis hin zur konventionellen Netzleittechnik (z.B. IEC 61850). Obwohl teilweise sehr weit verbreitet sind diese Systeme in vielen Fällen Produkte einzelner Hersteller oder sie werden streng durch Gremien reglementiert. Anfallende Lizenzgebühren sowie eine nicht ausreichende Unterstützung (hohe Komplexität des Systems, Hardwareanforderung) führen dazu, dass Hersteller von Komponenten für Energiesysteme aus dem Bereich der Niederspannung oftmals eigene, proprietäre Lösungen entwickeln. Ist die Produktfamilie eines Herstellers untereinander meist noch kompatibel, so gestaltet sich die informationstechnische Vernetzung von Komponenten verschiedener Hersteller als sehr problematisch.

Die Energiesysteme der Zukunft werden jedoch zunehmend durch einen dezentralisierten Einsatz von Komponenten (Generatoren, Speicher, etc.) verschiedener Hersteller charakterisiert sein. Hierdurch begründet sich die Forderung nach einem flexiblen, offenen und herstellerunabhängigen Standard, der unterschiedlichen Herstellern die Möglichkeit bietet, bisher getrennt betrachtete Funktionalitäten in ein offenes Kommunikationssystem zu integrieren.

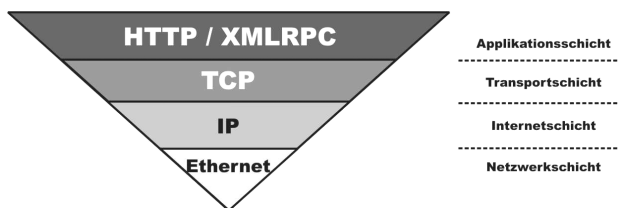
Im Rahmen der Forschungsprojekte DISPOWER, MICROGRIDS und „Vernetzung Modularer Systeme“ untersucht das ISET die Interaktion verschiedener dezentraler Energieerzeugungsanlagen (DEA) sowie Netzregelungs- und Energiemanagementkonzepte. Dabei werden unter anderem im „Designzentrum für Modulare Systemtechnik“ (DeMoTec) Versuchsnetze bestehend aus unterschiedlichen Komponenten aufgebaut. Teil dieser Untersuchungen ist dabei auch die informationstechnische Vernetzung der Kom-

ponenten. Zu diesem Zweck wird derzeit ein herstellerunabhängiges, offenes Leitsystem entwickelt (Abb. 4).



**Abb. 4: Herstellerunabhängiges Leitsystem**

Das Rückgrat zur Vernetzung der Komponenten bildet in diesem System ein lokales Ethernet mit einer auf TCP/IP basierenden Kommunikation. Gegenüber klassischen Feldbussystemen (z.B. PROFIBUS, INTERBUS) bietet Ethernet-TCP/IP den Vorteil der leichten Implementierung aufgrund einer sehr guten Unterstützung durch weit verbreitete Programmiersprachen (C, JAVA etc.) sowie einer breiten Verfügbarkeit auf verschiedenen Hardwareplattformen. Mittels sogenannter Feldcontroller werden die in einem Energiesystem vorhandenen Komponenten (Generatoren, Verbraucher, Speicher) an das Netzwerk angeschlossen. Der Feldcontroller übernimmt dabei hauptsächlich die Aufgabe eines Protokollkonverters.



**Abb. 5: Schichtenmodell**

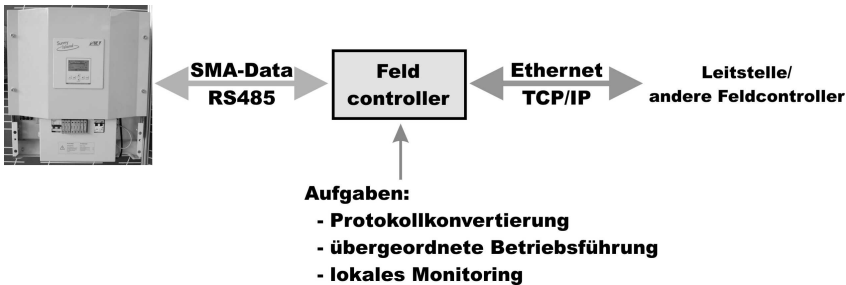
Als Basis für ein herstellerunabhängiges Protokoll dient zur Zeit der offene Quasi-Standard „XMLRPC“ (Extended Markup Language Remote Procedure Call; <http://www.xmlrpc.com>). Aktivitäten zur Standardisierung von „Kommunikationssystemen für Dezentrale Energie Ressourcen“ sind derzeit im Aufbau, so dass nicht auf bereits existierende Lösungen zurückgegriffen werden kann.





Abbildung 5 zeigt das TCP/IP Schichtenmodell für ein Kommunikationssystem auf XMLRPC-Basis. Charakteristisch ist, dass bei der Implementierung lediglich die Applikationsschicht modifiziert werden muss. Die unteren Schichten werden von der herkömmlichen Internettechnologie übernommen, was zu einer um ein Vielfaches reduzierten Implementierungszeit führt.

Der nachfolgende Fall (Abb. 6) zeigt eine realisierte leittechnische Anbindung eines Batteriestromrichters. Dabei wird das herstellerspezifische Protokoll „SMA Data“ der SMA Regelsysteme GmbH in das herstellerunabhängige Protokoll auf XMLRPC-Basis gewandelt. Zusätzlich kann der Feldcontroller noch Funktionen einer übergeordneten Betriebsführung sowie ein lokales Datenmonitoring ausführen.



**Abb. 6: Implementierung eines Feldcontrollers für Komponenten des Herstellers SMA**

Im beschriebenen Fall wurde der Controller in einer externen Komponente (Embedded PC) realisiert. Der Preisverfall im Bereich der Ethernetcontroller lässt jedoch hoffen, dass in naher Zukunft Steuerungen für Stromrichter oder Blockheizkraftwerke direkt mit integrierten Ethernetcontrollern ausgestattet werden können.

Zur Zeit werden am ISET weitere Feldcontroller zur Verbrauchersteuerung sowie Schnittstellen zu Dieselgeneratoren entwickelt.

Über den in der MS-Windows basierten Automationswelt weit verbreiteten Standard OPC (OLE for Process Control) lässt sich das System problemlos mit anderen Bussystemen vernetzen. Über diese Schnittstelle kann eine Anbindung an weit verbreitete Visualisierungssysteme (z.B. Wonderware Intouch, NI Labview, etc.) sehr einfach vorgenommen werden.

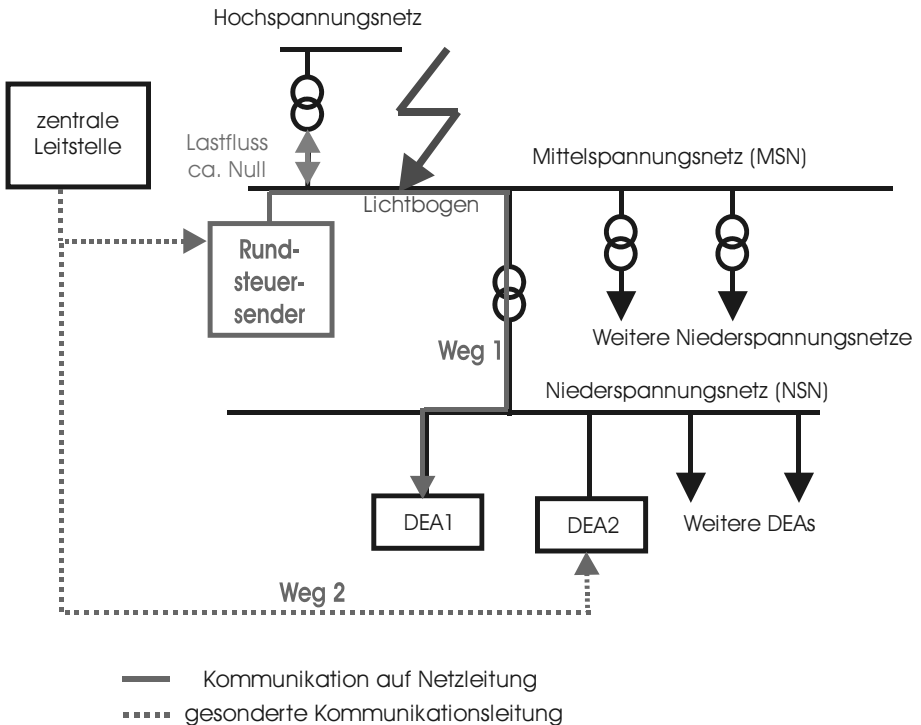
## 5 Kommunikation mit DEA und Netzsicherheit

Sicherheitsfunktionen im Niederspannungsnetz werden bisher praktisch ausschließlich durch Lösungen ohne Kommunikation realisiert. Da die Leistung einzelner Betriebsmittel und Geräte im Niederspannungsnetz im Vergleich zu den höheren Spannungsebenen



relativ gering ist, war die Verwendung von Kommunikationsmitteln im Niederspannungsnetz zur Aufrechterhaltung der Netzsicherheit bisher weder notwendig noch wirtschaftlich. Durch den Einsatz von elektrischen Erzeugern im Niederspannungsnetz einerseits und der zunehmend kostengünstigen Verfügbarkeit von Kommunikationsmitteln im Bereich der Niederspannungsversorgung andererseits, ist aber zu erwarten, dass Kommunikation zu Zwecken der Netzsicherheit zunehmend notwendig und wirtschaftlich realisierbar wird.

Eine wichtige Anforderung an DEA ist die sichere Abschaltung bei einem Netzfehler oder bei Netzabschaltung durch den Netzbetreiber. Eine mögliche Verletzung der zulässigen Grenzen des Spannungs- und Frequenzbandes wird von den DEA durch eine Messung der entsprechenden Netzgrößen detektiert. Neben diesem Abschaltkriterium wird aber noch eine zusätzliche Netzüberwachung zur Erkennung einer ungewollten Inselnetzbildung gefordert, was ungleich aufwändiger zu realisieren ist. Die Situation der ungewollten Inselnetzbildung tritt nur bei hoher Durchdringung mit dezentralen Einspeisern auf, wie sie in Zukunft für manche Teilnetze aber durchaus zu erwarten ist. Eine derartige Situation ist in Abb. 7 dargestellt. Die Einspeisung der DEA entspricht in etwa der Last in dem betrachteten Teilnetz, so dass eine Trennung des Mittelspannungsnetzes vom Hochspannungsnetz durch den Netzbetreiber nicht notwendiger Weise zu einem sofortigen Zusammenbruch von Netzspannung und -frequenz führt und daher die DEA unter Umständen das Inselnetz weiterversorgen. Auf Grund dieser Problematik ist in Deutschland durch die VDE-Richtlinie 0126 sowie die technischen Anschlussbedingungen der Netzbetreiber neben der Spannungs- und Frequenzüberwachung eine zusätzliche Abschaltbedingung für alle DEA vorgeschrieben. Bei Anlagen mit einer maximalen Einspeiseleistung bis zu 4,6 kW, die einphasig einspeisen, ist entweder eine dreiphasige Netzüberwachung oder eine Messung der Netzimpedanz durch eine ENS bzw. BISI vorgeschrieben /VDEW 2001/. Wenn genügend dreiphasige Einspeiser im Netz sind oder dreiphasige rotierende Lasten, die dafür sorgen, dass Phasenlage und Frequenz auf allen drei Phasen im vorgeschriebenen Bereich bleiben, wird die dreiphasige Spannungsüberwachung weitgehend wirkungslos.



**Abb. 7: ungewollte Inselnetzbildung während einer Kurzzeitunterbrechung**

Die Norm geht davon aus, dass eine Inselnetzbildung nach Trennung der Verbindung zum Hauptnetz des Energieversorgers immer durch einen Impedanzsprung zu erkennen ist. Die Impedanzmessung hat aber zwei wesentliche Nachteile. Zum einen ist sie nur durch aktive Verfahren zu realisieren, d.h. die DEA müssen zur Messung auf das Netz einwirken. Bei allen bekannten Verfahren wird dadurch entweder der Oberwellenanteil der Netzspannung erhöht oder Netzregelung beeinflusst, was in beiden Fällen bei einer hohen Durchdringung mit DEA zu einem Problem werden kann. Außerdem lässt die gültige Norm den DEA für die Erkennung eines Impedanzsprunges bis zu 5 sec Zeit, was bedeutet, dass eine Inselnetzbildung für einige hundert msec unter Umständen gar nicht erkannt wird. Eine ungewollte, zufällige Inselnetzbildung über eine Zeitspanne von mehr als fünf Sekunden ist aber ohnehin extrem unwahrscheinlich, da eine Abweichung zwischen Erzeugung und Verbrauch sowohl bei Wirk- als auch Blindleistung eine schnelle Verletzung von Spannungs- und/oder Frequenzband bewirken /IEA 2002/. Eine Netzabschaltung für einige hundert msec zur Löschung eines Lichtbogens (Kurzzeitunterbrechung mit automatischer Wiedereinschaltung, AWE) ist hingegen ein übliches Vorgehen der Netzbetreiber, das bei hoher Durchdringung mit DEA ohne Kommunikati-



onskanal unmöglich werden könnte. In der Situation, wie sie in Abb. 7 gezeigt ist, könnten die DEA den Lichtbogen auch nach Trennung der Verbindung zum Hochspannungsnetz weiter speisen. Wenn der Netzbetreiber das Netz nach einigen hundert msec wieder zuschaltet und das Inselnetz nicht zusammengebrochen ist, brennt einerseits der Lichtbogen weiter und andererseits ist ein Phasensprung zwischen dem Hauptnetz und dem Inselnetz zu erwarten.

Mit Hilfe des dargestellten Kommunikationssystems ist es möglich, den DEA die AWE vor Beginn der Abschaltung mitzuteilen, so dass diese die AWE unterstützen können. Dabei kann der Kommunikationskanal sowohl über das Stromkabel realisiert werden (als Rundsteuer- oder Powerlinekommunikation) als auch über andere Kommunikationswege, die natürlich einem hohen Sicherstandard genügen müssen. Es ist aber nicht notwendig, alle Anlagen im Netz anzusteuern, da schon die Abschaltung eines Teils der Anlagen zu einem Zusammenbruch der Balance zwischen eingespeister und verbrauchter Leistung und damit zu einer Verletzung von Spannungs- und Frequenzband führt.

Das Forschungsprojekt SIDENA („Sicherheitsaspekte bei dezentralen netzgekoppelten Energieerzeugungsanlagen“) am ISET beschäftigt sich mit Entwicklung und Sicherstellung von Methoden sowie technischen Lösungen zur personenspezifischen und technischen Sicherheit in Bezug auf DEA. Im Rahmen des Projektes werden auch Möglichkeiten der Beobacht- und Steuerbarkeit von DEA im Hinblick auf Überlastschutz und Netzüberwachung untersucht. Als zentrales Element im Hausanschluss ist dabei ein bidirektionales Sicherheitsinterface mit Kommunikation (BISiCom) vorgesehen, über das eine Kommunikationsanbindung zur Netzüberwachung und Verhinderung von Inselnetzbildung realisiert wird. BISiCom wird aber darüber hinaus ausbaufähig sein zu einem umfassenden bidirektionalen Energiemanagement Interface (BEMI), das in Abbildung 1 gezeigt ist.

## 6 Schluss

Der für die Zukunft erwartete verstärkte Einsatz von dezentralen elektrischen Erzeugungsanlagen im Niederspannungsnetz und die Notwendigkeit, eine wachsende Erzeugungsleistung, deren zeitlicher Verlauf nur in geringem Umfang beeinflusst werden kann, zu integrieren führt zu neuen Anforderungen an die Kommunikation im Niederspannungsnetz. Herstellerunabhängige Kommunikationslösungen, die möglichst auch für eine breitbandige Übertragung von Daten geeignet sind, bieten vor diesem Hintergrund besondere Chancen, in Zukunft eine Kommunikationsplattform für eine Vielzahl von Anwendungen zu nutzen.



## 7 Literatur

- /Württemberg 2003/ Württemberg, Jens: Das Netzwerk im eigenen Heim, Elektronik 17/2003
- /Paessler 1994/ Paessler, Ernst Robert: Rundsteuertechnik, Publicis MCD Verlag, 1994
- /Funkrundsteuer 2003/ Funkrundsteuertechnik, <http://www.funkrundsteuerung.de>
- /EFR 2003/ EFR: Europäische Funk-Rundsteuerung GmbH, <http://www.efr.de>
- /Dostert 2000/ Dostert, Klaus: Powerline Kommunikation, Franzis Verlag GmbH, 2000
- /METERING 2002/ Metering automation: EAM-Kassel – Zählerfernablesung in Perfektion, Ausgabe Februar 2002
- /T-Mobile 2003/ T-Mobile: M2M von T-Mobile – Making your machines communicate, 2003
- /Frequenzgebühr 2002/ Frequenzgebührenverordnung: Vierte Verordnung zur Änderung der Frequenzgebührenverordnung, Bundesgesetzblatt 2002 Teil 1 Nr. 86, 23.12.2002
- /Frequenznutzung 2002/ Frequenznutzungsbeitragsverordnung: Zweite Verordnung zur Änderung der Frequenznutzungsbeitragsverordnung, Bundesgesetzblatt 2002 Teil I Nr. 41, 28.06.2002
- /VornöFa 96/ Vorläufige Bestimmung über den nichtöffentlichen Datenfunk für Fern- und Alarmierungszwecke, Stand 02.04.96
- /Lex 2003/ Lex, Wolfgang: Türme funken Füllstände, ZfK Zeitung für kommunale Wirtschaft, Ausgabe Juli 2003
- /VDEW 2001/ Eigenerzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, Herausgeber: VDEW Frankfurt/Main, 4. Ausgabe 2001
- /IEA 2002/ International Energy Agency (IEA): Probability of islanding in utility networks due to grid connected photovoltaic power systems, Task V, Report IEA-PVPS T5-07: 2002



## Betrieb und Optimierung dezentraler Anlagen

Prof. Dr.-Ing. E. Handschin, Dipl.-Ing. H. Neumann

Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgung, Universität Dortmund

44221 Dortmund

Tel.: +49 231 9700-328 Fax: +49 231 9700-471

Email: edmund.handschin@udo.edu, hendrik.neumann@udo.edu

### 1 Einleitung

Die derzeitige Energieversorgung ist gekennzeichnet durch eine zentrale Struktur mit der Energieumwandlung in Großkraftwerken und der anschließenden Übertragung und Verteilung der elektrischen Energie zu den einzelnen Kunden. Allerdings wird für die Zukunft eine starke Zunahme von dezentralen Energieumwandlungsanlagen (DEA) prognostiziert [1]. Wesentliches Merkmal ist dabei die geographisch enge Verbindung zwischen DEA und Kunden. Die Annahme einer zukünftig dezentraler ausgerichteten Energieversorgung basiert auf drei verschiedenen Gründen, die durch die jüngsten Ereignisse in USA und England noch verstärkt wird [2],[3].

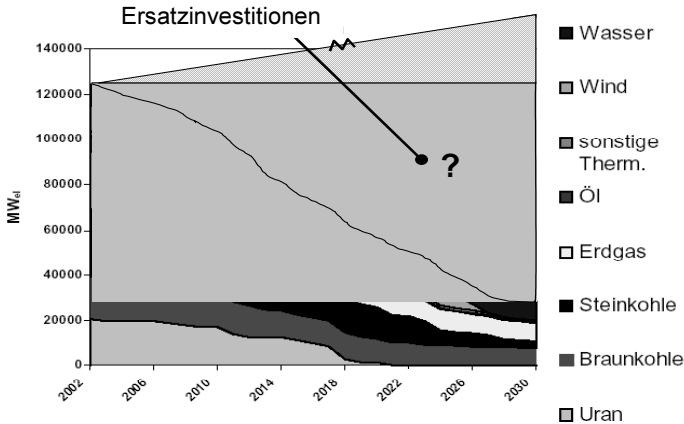
Ein Grund der insbesondere zu einer Verbreitung von DEA mit regenerativen Primärenergieträgern führt, besteht aus energiepolitisch motivierten Entscheidungen, auf internationaler Ebene z.B. das Kyoto-Protokoll und auf nationaler Ebene in Deutschland das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). Abb. 1 zeigt einen chronologischen Überblick über die in der Vergangenheit festgelegten Gesetze und Verordnungen.

international	national
1992 UN-Klimaschutz-Konvention	1990 Stromeinspeisegesetz
1996 Richtlinie 96/92/EG	1998 Energiewirtschaftsgesetz
1997 Kyoto-Protokoll (CO <sub>2</sub> -Senkung)	1999 Ökologische Steuerreform
1999 Entscheidung 1999/21/EG (Ressourcen)	2000 Erneuerbare-Energien-Gesetz
2000 Entscheidung 646/2000/EG (Förderung erneuerbarer Energien)	2000 KWK- Vorschaltgesetz
2000 Grünbuch	2000 Ausstieg aus d. Kernenergienutzung
	2001 Biomasseverordnung
	2001 KWK-Ausbaugesetz mit Ergänzungen zum Thema <i>Brennstoffzelle</i>

Abb. 1 Energiepolitische Richtlinien und Gesetze



Ein zweiter sehr wesentlicher Aspekt wird deutlich, wenn man die zukünftige Entwicklung der installierten Kraftwerksleistung in Deutschland untersucht. In Abb. 2 ist diese Entwicklung bis 2030 dargestellt, unter der Voraussetzung, dass keine Neuinvestitionen getätigt werden [4].



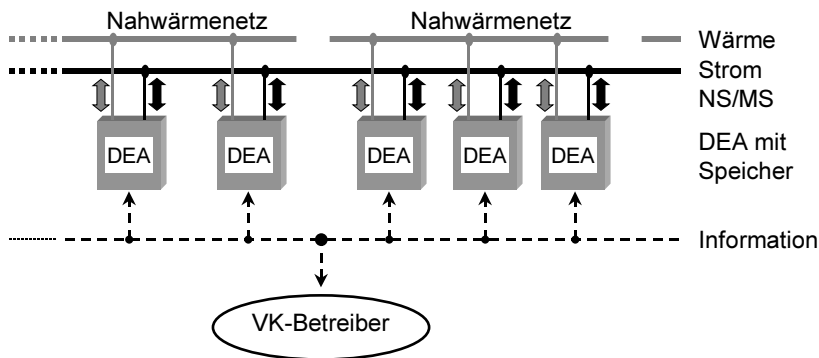
**Abb. 2 Entwicklung der Kraftwerksleistung in Deutschland**

Dabei sind in dieser Studie sowohl die technische Lebensdauer der Anlagen, als auch Effekte wie der Ausstieg aus der Kernenergie berücksichtigt worden. Der zu erwartende Lastzuwachs ist in Abb. 2 schematisch in Form einer Geraden dargestellt. Es ist deutlich erkennbar, dass in Zukunft eine immer größer werdende Lücke zwischen Erzeugung und Last entsteht. Ein großes Problem hierbei stellen die hohen Investitionskosten für den Neubau konventioneller Großkraftwerke und das damit verbundene erhebliche unternehmerische Risiko dar. DEA kleinerer Leistung sind mit niedrigeren Investitionskosten und dementsprechend niedrigerem Risiko verbunden. Auch dieser Grund kann dazu führen, dass ein deutlicher Anteil der notwendigen Ersatzinvestitionen in Form von DEA getätigt wird.

Schließlich spielt aber auch die fortschreitende technische Weiterentwicklung der DEA für die zukünftige Energieversorgung eine entscheidende Rolle [5]. Während Windenergieanlagen (WEA), Photovoltaikanlagen (PV), Mikroturbinen (MT) bereits heute am Markt verfügbar sind, rechnet man mit der Marktreife von Brennstoffzellen (FC) in naher Zukunft.

Aus diesen Gründen ist ein Szenarium denkbar, in dem in naher Zukunft Haushalte und Gewerbekunden ihre Energieversorgung z.T. dezentral gestalten. Die DEA werden an das elektrische Verteilernetz und das Nahwärmenetz angeschlossen, um überschüs-

sige oder fehlende Energie ausgleichen zu können. Dadurch werden die bisher unidirektional betriebenen Verteilungsnetze mehr und mehr zu Ausgleichsnetzen. Bei Vorhandensein von vielen DEA kann ein wirtschaftlicher Betrieb im allgemeinen nur dann erreicht werden, wenn eine Vielzahl dieser Anlagen zu einem Virtuellen Kraftwerk (VK) zusammengefasst und koordiniert betrieben wird. In diesem VK ist der Einsatz von Energiespeichern sinnvoll, um eine zeitweilige Entkopplung zwischen Verbrauch und Erzeugung zu erzielen. Auf diese Weise kann zum Beispiel temporär überschüssige Leistung aus Windenergie oder auch Überschusswärme aus stromgeführten KWK-Anlagen gespeichert werden. In Abb. 3 ist eine prinzipielle Konfiguration eines VK dargestellt. Dabei sind alle Netze nur als Punktnetze abgebildet. Die resultierenden Netzprobleme bei hohem Anteil von DEA im Verteilungsnetz werden in [6] behandelt.



**Abb. 3 Schematische Konfiguration eines VK**

Ein VK besteht aus den DEA- und Energiespeichersystemen und leistungsfähigen Energiemanagement- sowie intelligenten Kommunikationssystemen. Abb. 3 zeigt, dass der Betreiber des VK Zugriff auf alle zu dem VK gehörigen Anlagen hat. Um einen wirtschaftlichen Betrieb des VK zu gewährleisten, muss der Betreiber unter Berücksichtigung der thermischen und elektrischen Lastverläufe den Einsatz jeder einzelnen Anlage optimieren.

Für den Betrieb von VK lassen sich unterschiedliche Betreibermodelle aufstellen. Zum einen können neue Gesellschaften gegründet werden, deren Geschäftsfeld Bau und Betrieb von VK beinhaltet. Es ist aber ebenfalls denkbar und durchaus sinnvoll, dass bereits bestehende Marktteilnehmer, z.B. der Bilanzkreisverantwortliche (BKV), den Betrieb von VK durchführen. Die Nutzung und Optimierung von DEA im eigenen Bilanzkreis ermöglicht dem BKV eine Minimierung des Leistungsdefizits bzw. -überschusses in seinem Bilanzkreis, sowie den optimalen externen Bezug. Dieser Ansatz kann erheb-





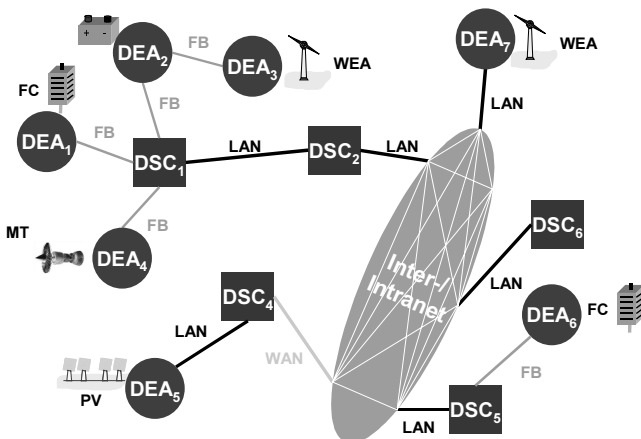
liche Kosteneinsparungen hervorbringen, wenn dadurch die Leistungsabweichungen vom Fahrplan nicht mehr nur über Regelernergie abgefangen werden müssen.

Durch den Betrieb von VK eröffnen sich neue Geschäftsfelder, wie z.B. für die Abrechnung und informationstechnischen Systeme. Unabhängig von dem realisierten Betreibermodell treten unterschiedliche Besitzverhältnisse auf. Es ist möglich, dass der Betreiber auch der Eigentümer der Komponenten des VK ist. DEA, die z.B. im Besitz von Privatpersonen sind, gehören ebenfalls zum VK, wenn der Betreiber des VK Zugriff auf diese Anlagen hat. Der Zugriff auf diese Anlagen ermöglicht so dem Betreiber des VK die Integration dieser Anlagen in seine Optimierungsprozesse.

## 2 Informationstechnische Realisierung

Der koordinierte Betrieb eines VK erfordert eine informationstechnische Infrastruktur und intelligente Kommunikationssysteme. Jede DEA muss von einer zentralen übergeordneten Stelle beobachtbar und steuerbar sein. Auf diese Weise werden die Betriebsgrößen der DEA entsprechend einer optimalen Fahrweise eingestellt. Diese Größen betreffen insbesondere die elektrische bzw. thermische Ausgangsleistung der einzelnen Anlagen, aber auch die Einspeisung bzw. den Bezug von Blindleistung, soweit die Anlage diesbezüglich regelbar ist. Die Kommunikation zwischen den DEA und der zentralen Einheit muss in beiden Richtungen (bidirektional) stattfinden. Die Kommandos vom Betreiber bzw. einem Energiemanagementsystem (EMS) müssen in Befehlsrichtung an die einzelnen Anlagen übermittelt werden, gleichzeitig ist der aktuelle Status jeder DEA an die zentrale Einheit zu übertragen.

Abb. 4 Vernetzung zahlreicher DEA zu einem VK über ein DSC-System





Als informationstechnisches Medium eignet sich die auf Internet Packages basierende Datenkommunikation, deren Infrastruktur z.B. Internet weitestgehend vorhanden ist [7]. In Abb. 4 ist schematisch die Koordination der DEA über verschiedene Medien dargestellt.

Zur informationstechnischen Anbindung und Vernetzung der einzelnen Anlagen stehen technisch erprobte Lösungen zur Verfügung, die die Steuerung und Visualisierung des Betriebszustandes der DEA ermöglichen (s. Abb. 4). Dabei werden mehrere Data Service Controller (DSC) eingesetzt [8]. Auf Basis der DSC-Systeme ist die Ankopplung der DEA über standardisierte Feldbusse (FB) möglich. Die einzelnen DSC-Systeme können über LAN, WAN oder Inter- bzw. Intranet miteinander verbunden werden. Der Zugriff kann u.a. über einen herkömmlichen WWW Browser erfolgen. Jeder DSC verfügt über eine eigene Datenbank, in der Prozessgrößen abgelegt werden können. So ist es z.B. möglich, in dieser Datenbank einen Fahrplan für die DEA über einen einmaligen Zugriff abzulegen. Wesentliches Merkmal dieses Systems ist, dass auch ein asynchroner Betrieb der einzelnen Komponenten möglich ist. Alle DSC-Systeme sind über Datenbankapplikationen in der Lage, einen autonomen Betrieb durchzuführen und sich wie ein Agentensystem zu verhalten [9]. Zur Gewährleistung der bei Nutzung des Internets erforderlichen Sicherheit werden Datendienste wie Verschlüsselung, Authentifizierung und Firewall-Funktionalität zur Verfügung gestellt.

### 3 Optimierung

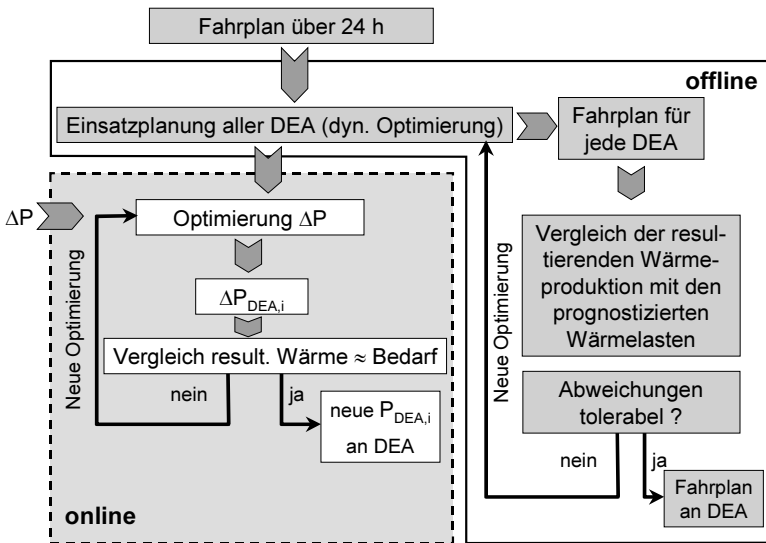
Um einen möglichst wirtschaftlichen Betrieb des VK zu erreichen, ist es erforderlich die optimale Betriebsweise jeder einzelnen DEA zu bestimmen. Die Ermittlung eines optimalen Fahrplanes für jede Anlage muss mit Hilfe einer mathematischen Optimierung erfolgen. Die Zielfunktion dieser Optimierung besteht aus der Summe aller Kosten des VK über einen definierten Zeitraum, z.B. 24 Stunden. Diese Kosten gilt es unter Berücksichtigung unterschiedlicher Gleichheits- und Ungleichheitsnebenbedingungen zu minimieren. Wichtige Nebenbedingungen sind:

- Minimale und maximale Ausgangsleistung einer Anlage:  $P_{i,\min}$ ,  $P_{i,\max}$
- Maximale Leistungsänderungsgeschwindigkeit einer Anlage:  $dP_{i,\max}/dt$
- Speichervolumen eines Energiespeichers:  $W_i$
- Verfügbarkeit der einzelnen Anlagen (z.B. wegen Instandhaltung)
- Minimale Anfahrzeiten  $\Delta t_{i,\text{start}}$
- Deckung der Last bzw. Lieferung eines definierten Fahrplanes



- Primärenergiekosten und Beschränkungen
- Bezugskosten für Energie, z.B. Intraday-Handel
- Vorzuhaltende Reserveleistung

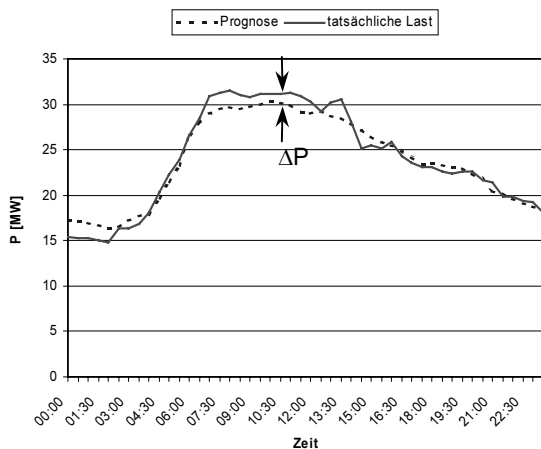
Die gesamte Optimierung ist schematisch in Abb. 5 dargestellt.



**Abb. 5 Ablauf des Optimierungsprozesses**

Bei Erfüllung eines Fahrplanes durch das VK besteht die Optimierungsaufgabe darin, das vorgegebene Leistungsprofil unter Berücksichtigung der oben dargestellten Nebenbedingungen mit minimalen Kosten bereitzustellen. Das Ergebnis der Optimierung besteht aus den einzelnen Fahrplänen aller DEA über den vorgegebenen Zeitraum. Dabei müssen auch die verschiedenen Energiespeicher berücksichtigt werden. Bezogen auf die Optimierung lässt sich qualitativ formulieren, dass die Energiespeicher immer dann entladen werden sollen, wenn die Einsparung gegenüber einem Betrieb ohne Speicher maximal wird. Eine Aufladung der Speicher hingegen soll dann erfolgen, wenn die Zusatzkosten zur Bereitstellung der zusätzlichen Leistung minimal werden [10]. Allerdings ist eine Optimierung alleine unter Gesichtspunkten des elektrischen Bedarfs nicht realistisch. Der Wärmebedarf muss in der Optimierung berücksichtigt werden, wobei die dezentral erzeugte Wärme in Nahwärmenutzung oder lokalen Speichern abgenommen wird.

Wie bereits oben erwähnt, stellt ein VK ein erhebliches Potenzial für den BKV dar. Prinzipiell muss die Optimierung das gleiche leisten wie bei der Nutzung des VK zur Bereitstellung von vordefinierten Fahrplänen. Wird das VK genutzt, um den aktuellen Prognosefehler von Erzeugung und Last innerhalb eines Bilanzkreises zu minimieren, so kann im Voraus kein Fahrplan für die zu erzeugende Leistung des VK angegeben werden. Daher wird für die aktuelle Abweichung eine Optimierung online durchgeführt (s. Abb. 5). Die vom BKV bereitzustellende Leistung richtet sich nach der Prognose für den Verbrauch in seinem Bilanzkreis (s. Abb. 6).



**Abb. 6 Prognose und tatsächlicher Lastgang eines Bilanzkreises**

Das Ziel des BKV ist es, dass VK so zu betreiben, dass es die Differenz  $\Delta P$  aus Prognose und tatsächlicher Last kostenminimal deckt.

Geht man von der Lieferung eines festen Fahrplanes durch das VK aus, so basiert die Optimierung prinzipiell auf den herkömmlichen Verfahren zur wirtschaftlichen Lastverteilung (economic dispatch) konventioneller Kraftwerke. Allerdings führt der Einsatz von Energiespeichern dazu, dass für die Optimierung keine herkömmlichen statischen Verfahren eingesetzt werden können. Die Verwendung von statischen Verfahren und zeitrichtige Aneinanderreihung der so erzielten Ergebnisse würde nicht zu einem globalen Optimum führen. Es ist daher erforderlich auf dynamische Verfahren zurückzugreifen, die die zeitlich abhängigen Nebenbedingungen wie z.B. max. Leistungsgradienten oder Speicherstände berücksichtigen [11].

Unabhängig von dem verwendeten Verfahren besteht die Zielfunktion aus dem Integral über der Summe der Einzelkosten der  $n$  DEA und  $m$  Speicher für den betrachteten Zeitraum  $0 \dots t_e$  (s. Gl. 1).



$$J(c_i(t)) = \int_0^{t_e} [c_1(t) + \dots + c_i(t) + \dots + c_{n+m}(t)] dt \tag{Gl. 1}$$

Die in Gl. 1 enthaltenen Kostenfunktionen  $c_i(t)$  setzen sich je nach Art der DEA und Speicher unterschiedlich zusammen. Für alle Kostenfunktionen gilt jedoch  $c_i(t) = f(P_i(t))$ . Die unterschiedlichen Nebenbedingungen lassen sich in Abhängigkeit des verwendeten Verfahrens entweder in Form von Bestrafungstermen direkt in der Zielfunktion berücksichtigen, oder in Form von separaten Gleichungen. Diese Funktionen der Gleichheits- und Ungleichheitsnebenbedingungen (GNB bzw. UNB) werden abhängig vom Optimierungsverfahren über Lagrange- und Kuhn-Tucker-Multiplikatoren berücksichtigt [11]. UNB können auch über sogenannte Schlupffunktionen realisiert werden. Ein Beispiel für eine solche Schlupffunktion  $z_i(t)$  ist nachfolgend für die UNB des Leistungsgradienten einer DEA aufgeführt.

$$\frac{dP_{FC}}{dt} \leq 0,3kW / s \quad \Rightarrow \quad \frac{dP_{FC}}{dt} + z_i(t)^2 = 0,3kW / s \tag{Gl. 2}$$

Durch das stets positive Ergebnis  $z_i(t)^2$  der quadrierten Schlupffunktion ist sichergestellt, dass die UNB über den gesamten Optimierungszeitraum erfüllt ist.

Zur Lösung des dynamischen Optimierungsproblems wurde das Verfahren der Variationsrechnung gewählt. Das zu minimierende Gütefunktional lautet wegen Gl. 1:

$$J(x(t)) = \int_0^{t_e} \sum_{i=1}^{n+m} (c_i(x(t))) dt \tag{Gl. 3}$$

Der Optimierungsvektor  $x(t)$  ist durch Gl. 4 gegeben

$$x(t) = \begin{bmatrix} P_1(t) \\ \vdots \\ P_i(t) \\ \vdots \\ P_{n+m}(t) \end{bmatrix} \tag{Gl. 4}$$

Unter Berücksichtigung der Nebenbedingungen

$$f(x(t), \dot{x}(t)) = 0 \quad \text{für alle } t \in [0, t_e] \tag{Gl. 5}$$

lässt sich das Lagrange-Funktional



$$L(\mathbf{x}(t), \dot{\mathbf{x}}(t), \boldsymbol{\lambda}(t)) = \int_0^{t_e} \Phi(\mathbf{x}(t), \dot{\mathbf{x}}(t), \boldsymbol{\lambda}(t)) dt \quad \text{Gl. 6}$$

mit

$$\Phi(\mathbf{x}(t), \dot{\mathbf{x}}(t), \boldsymbol{\lambda}(t)) = \sum_{i=1}^{n+m} (c_i(\mathbf{x}(t))) + \boldsymbol{\lambda}(t)^T \mathbf{f}(\mathbf{x}(t), \dot{\mathbf{x}}(t)) \quad \text{Gl. 7}$$

bestimmen.

Die notwendigen Bedingungen zur Bestimmung des Minimums lauten:

$$\Phi_{\mathbf{x}} - \frac{d}{dt} \Phi_{\dot{\mathbf{x}}} = \mathbf{0} \quad \text{Euler-Lagrangesche Bedingung} \quad \text{Gl. 8}$$

$$\mathbf{f}(\mathbf{x}(t), \dot{\mathbf{x}}(t)) = \mathbf{0} \quad \text{Nebenbedingungen} \quad \text{Gl. 9}$$

$$\mathbf{x}(0) = \mathbf{x}_0 \quad \text{Anfangsbedingungen} \quad \text{Gl. 10}$$

Die Lösung der Gl. 8 bis Gl. 10 führt zu einem System aus algebraischen Gleichungen und Differentialgleichungen (DAE-System). Zur Lösung dieses komplexen Gleichungssystems sind spezielle Verfahren erforderlich [12]. Die Lösung des DAE-Systems liefert die gesuchten optimalen Fahrpläne  $\mathbf{x}(t)$  aller DEA und Speicher.

## 4 Betriebsführung

Zum Betrieb eines VK müssen neue Verträge geschlossen und verschiedene Abrechnungsverfahren entwickelt werden. Insbesondere für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen müssen neue Verträge zwischen dem Netzbetreiber und dem Betreiber des VK, bzw. mit dem Eigentümer der DEA und dem Betreiber des VK geschlossen werden.

Die Betriebsführung beinhaltet neben der eigentlichen Koordination der Anlagen des VK auch Prozesse zur Abrechnung. Es müssen Abrechnungsverfahren erstellt werden, die die unterschiedlichen Dienste der einzelnen Anlagen, wie Leistungslieferung, Bereitstellung von Reserve und Systemdienstleistungen wie Frequenzregelung und Spannungshaltung erfassen und entsprechend vergüten.

Im Gegensatz zu den heutigen statischen Preisen für elektrische Energie ist es in Zukunft denkbar, dynamische Tarife für den Bezug von elektrischer Energie anzubieten [13]. Damit ist der Kunde im Gegensatz zum heutigen Verfahren, bei dem die bezogene



Energie mit einem Einheitspreis verrechnet wird in der Lage, sein Verbrauchsverhalten an den Marktpreis anzupassen. Dadurch können die Marktmechanismen des Energiehandels entscheidend erweitert werden.

## 5 Zusammenfassung und Ausblick

Begünstigt durch energiepolitische Entscheidungen und die fortschreitende technische Weiterentwicklung dezentraler Anlagen sowie dem Handlungsbedarf beim Zubau neuer Kraftwerkskapazitäten entspricht die Zunahme an Energieumwandlung aus dezentralen Anlagen einem realistischen Szenario. Die Wirtschaftlichkeit dieser DEA verbessert sich wesentlich in einem Verbundbetrieb mit mehreren Anlagen. Dieser koordinierte Betrieb von vielen DEA mit geeigneten informationstechnischen Komponenten wird unter dem Begriff „Virtuelles Kraftwerk“ zusammengefasst. Um eine zeitliche Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch in bestimmten Grenzen erreichen zu können, sind auch Energiespeicher ein sinnvoller Bestandteil eines solchen VK. Neben der reinen fahrplanmäßigen Lieferung von Energie bieten VK auch erhebliches Potenzial zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen [14]. Der direkte Zugriff auf ein VK ermöglicht dem BKV den kurzfristigen Ausgleich der Leistungsbilanz in seinem Bilanzkreis. Sowohl die fahrplanmäßige Lieferung als auch der wirtschaftlich optimale Einsatz im Sinne eines BKV und die Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch das VK erfordern leistungsfähige Optimierungsverfahren. Wegen zeitabhängiger Nebenbedingungen und der Verwendung von Energiespeichern eignen sich insbesondere Verfahren der dynamischen Optimierung.

Neben den eigentlichen energietechnischen Aufgaben existieren bei der Betriebsführung im Bereich der Informations- und Kommunikationstechnik weitere komplexe Anforderungen. Ebenso müssen Aufgaben zur Erfassung und Abrechnung der unterschiedlichen Dienste des VK gelöst werden. Zusammenfassend lässt sich sagen, dass der Betrieb eines VK für alle Marktteilnehmer ein großes Potenzial für den liberalisierten Energiehandel beinhaltet.



## 6 Literatur

- [1] *Püttgen, B.; Macgregor, P.; Lambert, F.*: "Distributed Generation: Semantic Hype or the Dawn of a New Era?", *Power and Energy Magazine, IEEE*, Volume: 1 Issue 1, Jan.-Feb. 2003, S. 22 –29
- [2] [http://www.enernex.com/special/blackout\\_links.htm](http://www.enernex.com/special/blackout_links.htm)
- [3] <http://www.pserc.wisc.edu/Resources.htm>
- [4] *Voß, A.*: „Aktuelle Situation und Trends im Europäischen und Deutschen Kraftwerkmarkt“, Vortrag im Rahmen der Konferenz Wettbewerbsfähigkeit der Energieerzeugung, Wuppertal, 18. Sept. 2002
- [5] *Bokämper, S; Erdmann, G.*: „Wirtschaftlichkeit von Brennstoffzellen-Heizgeräten unter den Rahmenbedingungen eines liberalisierten Elektrizitäts- und Erdgasmarktes“, VDI-Berichte Nr. 1594, Fortschrittliche Energiewandlung und -anwendung, VDI Verlag, Düsseldorf, März 2001
- [6] *Wiesner, Th.*: „Technische Aspekte einer großflächigen Integration dezentraler Energieversorgungsanlagen in elektrische Verteilungsnetze“, Fortschritt-Berichte, Reihe 21, Nr. 313, VDI Verlag, Düsseldorf, 2001
- [7] *Becker, R.; Handschin, E.; Uphaus, F.*: „Internet Control for Decentralized Energy Conversion Systems“, 2nd International Symposium on Distributed Generation, Stockholm, Juni 2001
- [8] *Stephanblome, Th.; Schroeder, M.; Silberg, P.*: „Dezentrale Energieumwandlung mit Brennstoffzellen-KWK-Anlagen“, VDI-Berichte Nr. 1746, Fortschrittliche Energiewandlung und -anwendung 2003, Stuttgart, März 2003
- [9] *Becker, C.*: „Autonome Systeme zur koordinierenden Regelung von FACTS-Geräten“, Dissertation Universität Dortmund, 2001, <http://eldorado.uni-dortmund.de:8080/FB8/ls4/forschung/2001/Becker>
- [10] *Lo, C.; Anderson, M.*: "Economic Dispatch and optimal Sizing of Battery Energy Storage Systems in Utility Load-Levelling Operations", *IEEE Trans. on Energy Conversion*, Vol. 14, No. 3, Sept. 1999
- [11] *Papageorgiou, M.*: „Optimierung, statische, dynamische, stochastische Verfahren für die Anwendung“, Oldenbourg Verlag, München 1996
- [12] *Roberts, A. J.*: „Solve differential-algebraic equations in Matlab“, Technical report, May 2000, <http://www.sci.usq.edu.au/staff/robertsa/dae.dtx>





- [13] *Schmid, J.; Degner, T.; Engler, A.:* „Dezentrale Energiespeicher im europäischen Verbundnetz -Ziele des EU-Projektes DISPOWER-“, Tagungsband zum 7. Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik, Energiespeicher und Energietransport, Kassel, 14.-15. Nov 2002
  
- [14] *Müller, L.:* „Bilanzkreisregelung zur Frequenzhaltung unter Berücksichtigung verteilter Erzeugung“, Dissertation Universität Dortmund, zur Veröffentlichung eingereicht 2003