



Elftes Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik

Informations- und
Kommunikationstechnologien
für die Energieversorgung
von morgen

11th Kasseler Symposium
Energy Systems Technology

Information and Communication
Technologies for tomorrow's
Energy Supply

Mitveranstalter:

VDE Bezirksverein Kassel e.V.



ForschungsVerbund
Sonnenenergie

U N I K A S S E L
V E R S I T Ä T

Universität Kassel



Kompetenznetzwerk dezentrale
Energietechnologien e.V.



IMPRESSUM / IMPRINT

Herausgeber / Publisher

Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET)

Verein an der Universität Kassel e.V.

Vorstand / Executive Board

Prof. Dr.-Ing. J. Schmid (Vors.)

Prof. Dr.-Ing. habil. P. Zacharias

Dr. rer. nat. O. Führer

Anschrift / Address

Königstor 59

34119 KASSEL / Germany

Telefon: +49 (0) 561 7294-0

Telefax: +49 (0) 561 7294-100

E-Mail: mbox@iset.uni-kassel.de

Rodenbacher Chaussee 6

63457 HANAU / Germany

Telefon: +49 (0) 6181 58-2701

Telefax: +49 (0) 6181 58-2702

E-Mail: hanau@iset.uni-kassel.de

Internet: www.iset.uni-kassel.de

Kassel 2006



Wissenschaftlicher Tagungsleiter / Scientific Chairman

Dr. Kurt Rohrig, Institut für Solare Energieversorgungstechnik e.V. (ISET), Kassel

Tagungsbeirat / Conference Committee

Dr. Kurt Rohrig, ISET e.V., Vorsitzender / Chairman

Dr. Bernd Michael Buchholz, SIEMENS AG

Stefan Malcher, EUS GmbH

Volker Schlebusch, ISET e.V.

Florian Schlögl, ISET e.V.

Responsibility for Content:

The authors are responsible for the content of the articles.
Statements and opinions are the expression of the authors.

Verantwortlichkeit für den Inhalt:

Die Verantwortung für den Inhalt liegt beim Autor.



INHALTSVERZEICHNIS

Impressum / Imprint	2
Tagungsbeirat / Conference Committee	3
Vorwort / Foreword	6
Das thematische Netzwerk Energie und Kommunikation	10
Dr. K. Rohrig	
Dezentrale Energieerzeugung: Weiterentwicklung von der reinen Einspeisung zum intelligenten System	17
S. Malcher	
Ausgewählte Aspekte der Versorgungsqualität im europäischen Umfeld	29
E. Stachorra	
Multifunktionale Photovoltaik-Wechselrichter – Optimierung von Industrienetzen und öffentlichen Netzen	41
J. Reekers	
Kommunikation als Schlüssel für künftige Effizienz der Netzführung	52
Dr. B.M. Buchholz	
Medienvielfalt mit einheitlichen Datenmodellen und Diensten	65
Dr. O. Haas	
Auslegung heterogener Kommunikationsnetze nach Performance und Wirtschaftlichkeit	84
A. Bley	



Energiemanagement in Verteilnetzen mit hohem Anteil an dezentralen Erzeugungsanlagen	98
V. Schlebusch	
Demand side management in dezentral geführten Verteilnetzen (Erfahrungen und Perspektiven)	115
M. Klobasa	
Strompreissignal an der Steckdose – effiziente Laststeuerung durch variable Tarife	135
H. Frey	
Energiemanagement im EU-Projekt REMPLI – Rahmenbedingungen für die Kommunikation	147
Dr. T. Sauter	
Bidirektionales dezentrales Energiemanagement im Niederspannungsnetz auf Basis zentraler und dezentraler Informationen	161
Dr. C. Bendel	
Die Rolle der Informationssysteme in virtuellen Kraftwerken	176
F. Schlögl	
Kurzfristprognose dezentraler Erzeuger – aktueller Stand und zukünftige Entwicklungen	195
Ue. Cali	
Planung und Betrieb von Versorgungsnetzen mit Hilfe von komplexen Datenbanksystemen	218
Prof. Z. Styczynski	



Vorwort

Das 11. Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik hat das Thema „Informations- und Kommunikationstechnologien für die Energieversorgung von morgen“ und richtet sich an ein ingenieurtechnisches Fachpublikum. Das Symposium 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 Standards und Normen für Kommunikationsschnittstellen und –protokolle für die dezentrale Energieerzeugung über den Beitrag von dezentralen Erzeugern zur Versorgungsqualität, den Potenzialen eines effektiven Energiemanagements in Verteilnetzen bis hin zur Rolle des Informationsmanagements bei virtuellen Kraftwerken.

Das Symposium stellt gleichzeitig die Abschlussveranstaltung des **thematischen Netzwerks „Energie und Kommunikation“** (1) dar. Im Rahmen des vom Bundesministerium für Bildung und Forschung geförderten Netzwerks konnten durch die koordinierte Zusammenführung und Vernetzung von Hochschuleinrichtungen, Wirtschaftsunternehmen und außeruniversitären Forschungseinrichtungen, die auf dem Gebiet der Energie- und Kommunikationstechnologie tätig sind, die Kapazitäten und Fähigkeiten der außeruniversitären Institute im Bereich Forschung und Wissensmanagement mit dem umfangreichen Ideenpotenzial der Hochschulen und der marktorientierten Entwicklung der Industrie optimal verknüpft werden. Mit dem Ziel der „Optimierung des Einsatzes dezentraler Energieversorgungssysteme durch Einbindung moderner Kommunikationstechniken“ hat das Netzwerk umfangreiche Konzeptvorschläge zu den Themen

- dezentrales Power Quality- und Netzmanagement
- Kommunikationsstrukturen und -techniken
- Energiemanagement und Betriebsführungsstrategien
- Informationsmanagement

erarbeitet, die nach Ablauf des Vorhabens im Rahmen von Projektideen und Anträgen für Forschungsvorhaben realisiert werden sollen.

In vier Vortragsblöcken, die nach den Arbeitsgebieten des Netzwerks gegliedert sind, werden Wissenschaftler/innen die Ergebnisse des Netzwerks vorstellen sowie zu den jeweiligen Thematiken passende Forschungsergebnisse präsentieren.



Wir wünschen unserem diesjährigen Kasseler Symposium einen erfolgreichen Verlauf und fruchtbare Diskussionen.

(1) gefördert vom „Bundesministerium für Bildung und Forschung“ BMBF, FKZ: 015F0305

Prof. Jürgen Schmid
Vorstandsvorsitzender des ISET e.V.

Dr. Kurt Rohrig
Wissenschaftlicher Tagungsleiter
Elftes Kasseler Symposium



Foreword

The theme of the 11th Kasseler Symposium Energy System Technology is “Information and Communication Technologies for tomorrow’s Energy Supply” and is aimed at technical engineering experts. The symposium intends to provide an overview of the state of the art, the newest trends and practical experiences in the “Energy and Communication” field within a decentralised power supply environment. The speeches cover a range of topics from standards and norms for communication interfaces and protocols for decentralised power supply through contributions concerning decentralised generators, quality of supply, the potentials of effective energy management in distribution networks and the role of information management in virtual power stations.

The network theme “Energy and Communication” (1) is also concluded during this symposium. Within this network, which has been supported by the Federal Ministry of Research and Education, the capacity and abilities of non-university institutes which are active in the field of research and knowledge-management could be optimally linked with the extensive concept potential of universities and the market-oriented line taken by industry through consolidating and linking up colleges and universities, commercial companies and non-university research facilities in the energy and communication technology sphere. With the aim of “Optimising the Use of Decentralised Power Supply Systems by Integrating Modern Methods of Communication”, the network has developed proposals for the following areas

- Decentralized power quality and grid management
- Communication structures and technology
- Energy management and operation control strategies
- Information management

which, in the form of project ideas and proposals for research projects, should be realised after the scheme expires.

The results of the networks and relevant research results will be presented by scientists in four blocks of lectures, each one dealing with its own part of the network.

We look forward to a successful Symposium and many fruitful discussions.

(1) supported by the „Bundesministerium für Bildung und Forschung“ BMBF, FKZ: 015F0305



J. Schmid

Prof. Jürgen Schmid
Chairman of the board



K. Rohrig

Dr. Kurt Rohrig
Scientific chairman
11th Kasseler Symposium



Das thematische Netzwerk Energie und Kommunikation

Dr. K. Rohrig
Institut für Solare Energieversorgungstechnik e.V.
Königstor 59 D34119 Kassel / Germany
Tel: +49 5661 7294 330, Fax: +49 561 7294 260
k.rohrig@iset.uni-kassel.de

1 Einleitung

Ohne Einsatz moderner Informations- und Kommunikationstechnologien (ICT) ist der sichere Betrieb unseres zentralen Energieversorgungssystems heute nicht mehr denkbar und der Übergang zu dezentralen Versorgungsstrukturen wird von einer noch stärkeren Nutzung der ICT geprägt sein. Dieser Trend ergibt sich schon allein aus dem Umstand, dass die Anzahl der Energieerzeugungsanlagen, deren aktueller Betriebszustand überwacht werden muss, drastisch zunehmen wird. Weiter werden Aufgaben des Energiemanagements (einschließlich Laststeuerung) verstärkt auf regionaler Ebene durchgeführt und immer mehr Energiemengen in Abhängigkeit von Angebot und Nachfrage an Börsen gehandelt werden. Damit müssen dezentrale Energieerzeugungsanlagen zukünftig über geeignete Schnittstellen verfügen, um mit regionalen oder lokalen Betriebsführungseinheiten und Datenerfassungssystemen, dezentralen Regelungseinheiten sowie mit anderen Internet- bzw. Intranet-basierten Applikationen kommunizieren zu können. Gleichzeitig 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.

2 Ziele des Netzwerks

Im Rahmen der Förderinitiative des Bundesministeriums für Bildung und Forschung (BMBF) „Netzwerke Grundlagenforschung erneuerbare Energien und rationelle Energieverwendung“ wurde 2003 das thematische Netzwerk „Optimierung des Einsatzes dezentraler Energieversorgungssysteme durch Einbindung moderner Kommunikationstechniken – Energie und Kommunikation“ gegründet. Das Netzwerk hat das vorrangige Ziel, anhand von Szenarien einer zukünftigen Energieversorgung mit dezentralen Energieerzeugungsanlagen und hohem Anteil an erneuerbaren Energien die notwendigen Anforderungen an die Technologie, insbesondere die Regelung und Betriebsführung der Anlagen und an die Kommunikation zu formulieren. Dabei können in dem vorgesehenen



Rahmen keine detailliert ausgearbeiteten und sofort realisierbaren Konzepte entstehen. Vielmehr ist es das Ziel der Partner, verschiedene Ideen und Ansätze zu entwickeln, mit dem vorhandenen spezifischen Fachwissen zu bewerten und die erfolgversprechendsten Konzepte in konkrete Projektbeschreibungen zu gießen. Die Ergebnisse sollen dann in Folgeprojekten als Industrie- oder Förderprojekt im Rahmen der entstandenen Partnerschaften - oder um neue Partner erweitert - bearbeitet werden, die die konkrete Umsetzbarkeit prüfen und dann in Produkte münden.

Durch die Vernetzung von Hochschuleinrichtungen und Wirtschaftsunternehmen mit außeruniversitären Forschungseinrichtungen, die auf dem Gebiet der Energie- und Kommunikationstechnologie tätig sind, wurden die Kapazitäten und Fähigkeiten der außeruniversitären Institute im Bereich Forschung und Wissensmanagement mit dem umfangreichen Ideenpotential der Hochschulen und der marktorientierten Entwicklung der Industrie optimal verknüpft. Das thematisches Netzwerk hatte die Aufgabe, die mit dem Projektziel der „Optimierung des Einsatzes dezentraler Energieversorgungssysteme durch Einbindung moderner Kommunikationstechniken“ verbundenen Themen und Aufgabenstellungen mit den Partnern aus Forschung und Industrie und den erforderlichen Strukturen zu analysieren und Lösungsvorschläge zu erarbeiten. Dazu gehörten im Einzelnen:

- der Austausch von Erfahrungen,
- die Entwicklung von Szenarien einer dezentralen Energieversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien,
- die Verbreitung der Ergebnisse aktueller Forschungsprojekte zum Thema „Energie und Kommunikation“,
- der Aufbau von Beratungskompetenz für Projektinitiatoren, Netzbetreiber und Investoren sowie für die Aufnahme und Wichtung neuer Forschungsvorhaben,
- die aktive Öffentlichkeitsarbeit zu den Zielen der BRD und der EU,
- die Diskussion zukünftiger nachhaltiger Energieversorgungskonzepte,
- die Erarbeitung von Leistungs- und Energiemanagementkonzepten unter Berücksichtigung zukünftiger Randbedingungen,
- die Präsentation und Verbreitung der gewonnenen Lösungsansätze.

Da das Thema „Energie und Kommunikation“ einen sehr weiten Themenkreis umspannt, hat sich das Netzwerk nur mit einem Teil dieses Gebietes befasst. Folgende Einschränkungen wurden vereinbart:

- Beschränkung auf die Betrachtung eines Niederspannungsnetzes unter Hinzunahme des zugehörigen Trafos auf der Mittelspannungsebene
- Nur quasistatische Zustände werden untersucht, d. h. in einer zeitlichen Auflösung von ca. 15 Minuten



3 Struktur des Netzwerks

3.1 Partner

Unter der Leitung des ISET hat sich ein Konsortium aus Universitäten, Industrie und außeruniversitären Forschungsinstituten zusammengefunden, um die zukünftigen Anforderungen an die ICT in dezentralen Energieversorgungsstrukturen zu definieren, um Konzepte zu entwickeln sowie Lösungsvorschläge zu erarbeiten:

- Brandenburgische Technische Universität Cottbus, Lehrstuhl für Dezentrale Energiesysteme und Speichertechnik
- Deutscher Wetterdienst (DWD)
- Envidatec GmbH
- Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE)
- Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung (ISI)
- Konrad-Zuse-Zentrum Berlin (ZIB)
- EUS GmbH
- Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET), Kassel
- RWTH Aachen, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IEAW)
- Siemens AG
- SMA Technologie AG
- Universität Kassel, FB Elektrotechnik und Informatik, FG Rationelle Energieverwendung
- Universität Kassel, FB Elektrotechnik und Informatik, FG Energieversorgungssysteme
- Universität Magdeburg, Lehrstuhl Elektrische Netze und Alternative Elektroenergiequellen (LENA)
- Universität Paderborn, Lehrstuhl für Nachhaltige Energiekonzepte (LENA)

3.2 Arbeitsgruppen

Da das Gebiet „Energie und Kommunikation“ ein sehr breites Themenfeld abdeckt, wurde das Netzwerk in vier Schwerpunktbereiche aufgegliedert:

- Dezentrales Power Quality- und Netzmanagement (AG1)
- Kommunikationsstrukturen und –techniken (AG2)
- Energiemanagement und Betriebsführungsstrategien (AG3)
- Informationsmanagement (AG4)

Für jeden Schwerpunktbereich wurde eine Arbeitsgruppe eingerichtet, die sich gezielt mit den spezifischen Themen befasste. Ergaben sich bei der Bearbeitung Problemstellungen, die nicht in den Schwerpunktbereich fielen, wurden die Anforderungen formuliert und an die betreffende Arbeitsgruppe im Netzwerk weitergeleitet. Jede Arbeitsgruppe setzte sich aus verschiedenen Instituten zusammen und wurde von einem Arbeitsgruppenleiter wissenschaftlich koordiniert. Für den intensiven interdisziplinären Informati-



onsaustausch wurden zusätzlich zu den Treffen der Arbeitsgruppen Plenarsitzungen und Arbeitsgruppen übergreifende Sitzungen zu Querschnitts-Themen durchgeführt. In regelmäßigen Workshops haben externe Know-how-Träger durch Vorträge und Diskussionen die Arbeit des Netzwerkes zusätzlich unterstützt.

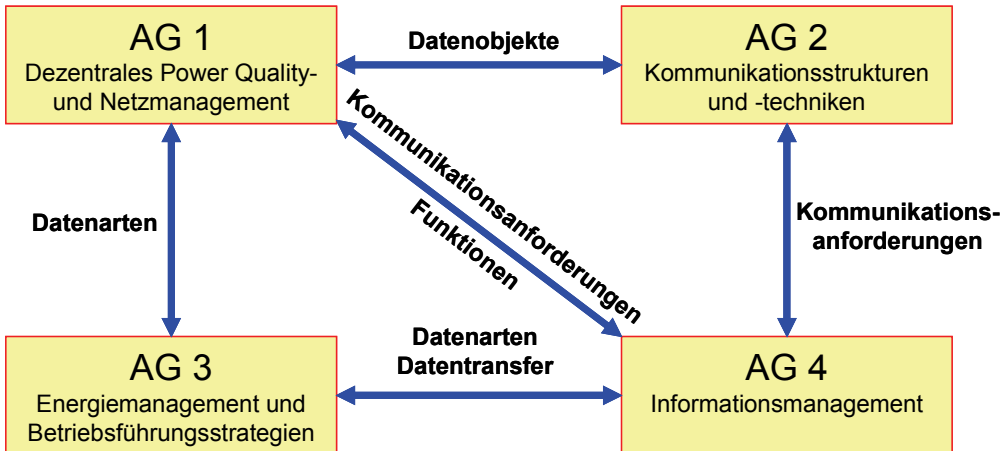


Abb.: Struktur des Netzwerkes Energie und Kommunikation

3.3 Projektphasen

Die Aufgaben und Arbeitsschritte des Netzwerkes sind auf mehrere Phasen aufgeteilt:

3.3.1 Beratungskompetenz

Die erste Phase diente dem Kennen lernen der Partner und dem gegenseitigem Austausch von Know-how zum Aufbau der Beratungskompetenz des Netzwerkes.

3.3.2 Stand der Technik/Projektrecherchen

In dieser Phase wurden der aktuelle Stand der Technik sowie laufende Projekte recherchiert, die für die Thematik des Netzwerkes relevant sind. Des Weiteren wurden in dieser Phase eigene Lösungsvorschläge und Ideen entwickelt und diskutiert.

3.3.3 Entwicklung von Szenarien

In den Szenarien wurden zukünftige Energieversorgungssysteme mit dezentralen Energieerzeugungsanlagen (DEA) und hohem Anteil an erneuerbaren Energien (EE)



skizziert. Weiterhin wurden die Anforderungen an die DEA und die Kommunikationstechnik sowie an entsprechende Nachbar Technologien diskutiert und definiert.

3.3.4 Konzeptentwicklung und Bewertung

Aufbauend auf den Szenarien und den technischen Anforderungen wurden Konzeptentwürfe bzw. Lösungsvorschläge für die einzelnen Themen erarbeitet, diskutiert und bewertet sowie zu einem Gesamtkonzept zusammengefügt.

3.3.5 Projektentwurf

In dieser Phase werden konkrete Projektvorhaben entworfen, die dann als Grundlage für weitere Forschungsanträge oder konkrete Projektarbeiten dienen können.

3.3.6 Öffentlichkeitsarbeit

Projekt begleitend fand eine intensive Öffentlichkeitsarbeit über die Inhalte des Netzwerkes statt. Dazu wurden eigene Workshops organisiert, die Inhalte des Netzwerkes auf Kongressen vorgestellt sowie Veröffentlichungen in Zeitschriften und im World Wide Web genutzt.

4 Ergebnisse

Während der 2-jährigen Arbeit des Netzwerkes wurden anhand von Szenarien für zukünftige dezentrale Energieversorgungsstrukturen mit hohem Anteil erneuerbarer Energien Konzepte für eine optimale Einbindung mit Hilfe modernster ICT entwickelt. Dabei standen die technischen Gesichtspunkte im Vordergrund, jedoch wurden auch Kostenaspekte und markttechnische Fragen berücksichtigt.

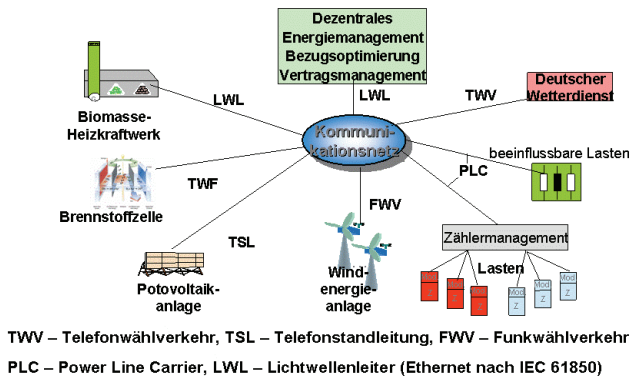
Ausgehend vom Stand der Technik wurde ein Realisierungsvorschlag für ein dezentrales Energieerzeugungssystem erarbeitet, das sich durch ein modulares Konzept und eine Verbesserung der Versorgungsqualität auszeichnet. Weiter wurden die Möglichkeiten untersucht, verteilte Erzeugung wie auch den Endkunden für Systemdienstleistungen zu erschließen. Eine wesentliche Bedingung ist dabei eine offene, standardisierte Kommunikationsinfrastruktur, die es ermöglicht Informationen zeitnah zu akquirieren (Messen, Empfangen von Meldungen) und getroffene Entscheidungen zuverlässig im System zu verteilen (Schaltbefehle, Fahrpläne, Tarife, etc.). Hinsichtlich der Anwendung konsistenter Normen für die Kommunikation und der Einflussnahme auf IEC hat sich das Netzwerk das Ziel gesetzt, aktiv an der Gestaltung der Standards mitzuwirken:

- Erweiterung der Datenmodelle, so dass der festgestellte Bedarf komplett im Standard abgedeckt wird,



- Sicherung von Konsistenz und Plausibilität der Datenmodelle über verschiedene Standards hinweg,
- standardkonformer Einsatz neuer physikalischer Kommunikationsmedien wie Funk, drahtgebundene Telephonie oder Power Line Carrier.

Die Grundlage: Kommunikationsnetz für den Datenaustausch



Erforderlich: Standards für die Kommunikation über existierende Anlagen – Anwendung IEC 61850

Abb.: Kommunikationsvielfalt bei dezentraler Erzeugung (Quelle: Siemens)

Aufbauend auf den genannten Aktivitäten wurde untersucht, wie über ein ganzheitliches Energiemanagement eine energiesystem- und marktkonforme Integration zu realisieren ist. Vor diesem Hintergrund wurde im Netzwerk ein erweitertes Konzept für ein Energiemanagement von dezentralen Erzeugern und Lasten (Erzeugungs- und Lastmanagement) und der daraus resultierende Kommunikationsbedarf abgeleitet.

Die zukünftige Rolle von Informationssystemen in dezentralen Energieversorgungsstrukturen wurde analysiert. Dabei wurden die Aufgaben des Informationsmanagements in Virtuellen Kraftwerken definiert und Bedeutung von Prognosen für Verbrauch und Erzeugung für ein optimales Energiemanagement herausgearbeitet.

Die im Netzwerk erarbeiteten Konzeptvorschläge wurden abschließend bewertet und in Form von Projektideen für anschließende Forschungsvorhaben zusammengefasst. Im Rahmen des Netzwerks entstanden mehrere intensive Verbindungen zwischen Forschung und Industrie, die auch über die Laufzeit des Vorhabens hinaus Bestand haben.



Das Netzwerk Energie und Kommunikation:



BTU Cottbus, Lehrstuhl für Dezentrale
Energiesysteme und Speichertechnik



Deutscher Wetterdienst, Hamburg



ENVIDATEC GmbH, Hamburg



Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme,
Freiburg



Fraunhofer Institut für Systemtechnik und
Innovationsforschung, Karlsruhe



EUS GmbH, Gelsenkirchen



Institut für Solare Energieversorgungstechnik,
Kassel



Konrad-Zuse-Zentrum für Informationstechnik,
Berlin



RWTH Aachen, Institut für Elektrische Anlagen
und Energiewirtschaft



Siemens AG, Erlangen



SMA Technologie AG, Niestetal



Universität Kassel, FB Elektrotechnik und
Informatik, FG Rationelle Energieverwendung



Universität Kassel, FB Elektrotechnik und
Informatik, FG Energieversorgungssysteme



Universität Magdeburg, Lehrstuhl Elektrische
Netze und Alternative Elektroenergiequellen



Universität Paderborn, FB Elektrotechnik und
Informationstechnik





Dezentrale Energieerzeugung: Weiterentwicklung von der reinen Einspeisung zum intelligenten System

Stefan Malcher
EUS GmbH
Joseph-von-Fraunhofer-Str. 20, D-44227 Dortmund
Tel.: +49 (0) 231 9700-764, Fax: (0231) 9700-701
E-mail: malcher@eus.de
www.eus.de

Jörg Jahn
Institut für Solare Energieversorgungstechnik e.V.
Königstor 59, D-34119 Kassel
Tel.: +49 (0) 561 7294-146, Fax: +49 (0) 561 7294-200
E-mail: jjahn@iset.uni-kassel.de
www.iset.de

Jürgen Reekers, Mike Meinhardt
SMA Technologie AG
Hannoversche Str. 1 – 5, D-34266 Niestetal
Tel.: +49 (0) 561 9522-321 / -333, Fax: +49 (0) 561 9522359 / -100
E-mail: juergen.reekers@sma.de, mike.meinhardt@SMA.de
www.sma.de

Zusammenfassung

Dezentrale Energieerzeugungsanlagen im Niederspannungsnetz speisen die erzeugte Energie direkt in das Netz ein, werden aber bisher kaum in ein übergeordnetes Energiemanagement eingebunden. Ausgehend vom Stand der Technik werden zukünftige Anforderungen an die dezentrale Energieerzeugung formuliert und ein Realisierungsvorschlag für ein dezentrales Energieerzeugungssystem vorgestellt, das sich durch ein modulares Konzept und eine Verbesserung der Versorgungsqualität auszeichnet.

Abstract

Decentralized energy generators connected to the low voltage grid are feeding produced energy straight into the grid. These generators are normally not integrated into an energy management system. Starting from the state of technological development further requirements are defined towards decentralized energy generation. A proposal for a decentralized energy system is presented. The outstanding features are the modular concept and the improvement of power quality.

1 Einleitung

In diesem Beitrag werden die Ergebnisse der Arbeitsgruppe 1 „Dezentrales Power Quality- und Netzmanagement“ vorgestellt, die im Rahmen des thematischen Netzwerkes Energie und Kommunikation entstanden sind. In der Arbeitsgruppe haben die oben genannten Autoren mitgearbeitet.

2 Stand der Technik bei dezentraler Erzeugung

Im Niederspannungsnetz, auf das sich die Arbeiten im Netzwerk Energie und Kommunikation beziehen, werden viele kleine Anlagen mit Leistungen von wenigen kW bis hin zu einigen 100 kW angeschlossen (Abbildung 1). Die Mehrzahl der Anlagen befindet sich dabei eher im unteren Leistungsbereich. Derzeit sind vor allem Photovoltaiksysteme und Kraftwärmekopplungsanlagen relevant.

Unter den heutigen Rahmenbedingungen mit dem „Erneuerbare-Energien-Gesetz“ (EEG) und dem „Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz“ (KWKG) ist für dezentrale Anlagen die direkte Leistungseinspeisung zum Zeitpunkt der Stromproduktion am ertragsträchtigsten. Die Stromproduktion ist dabei entweder von der Sonneneinstrahlung, also dargebotsabhängig, oder dem Wärmebedarf der versorgten Prozesse, also wärmegeführt, abhängig.

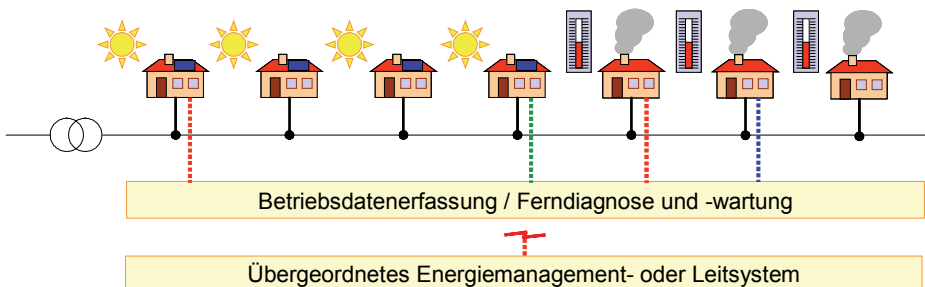


Abbildung 1: Dezentrale Erzeugung im Niederspannungsnetz und Kommunikation heute



2.1 Wechselrichter

Die Einspeisung in das öffentliche Netz erfolgt häufig durch Wechselrichter. In der Regel wird mit diesen meistens eine reine Wirkleistungseinspeisung realisiert. Technisch können Wechselrichter heute zusätzlich für weitere Aufgaben im Netz genutzt werden: zur Blindleistungsregelung bzw. –kompensation, zur Erzeugung von Verzerrungsleistungen, zur kurzzeitigen Netzstützung und zur Spannungsregelung.

2.2 Kommunikation

Die dezentralen Erzeugungsanlagen im Niederspannungsnetz werden in der Regel ohne Anbindung an ein übergeordnetes Leitsystem oder ein Energiemanagementsystem realisiert (Abbildung 1). Allerdings besitzen viele Anlagen inzwischen Schnittstellen, die für die Fernwartung oder die Erfassung von Betriebs- und Erzeugungsdaten benutzt werden. Die Schnittstellen sind nicht genormt und benutzen unterschiedliche Protokolle. Ein Problem gerade bei kleinen Anlagen ist, dass der Mehrwert durch Kommunikation im Verhältnis zu den Kosten der Kommunikation gering ausfällt.

Praktisch wird bei vielen Anlagen nur die Kommunikation über die Netzgrößen Spannung und Frequenz vorgenommen, die als Abschalt- und Einschaltkriterium sowie als Synchronisationssignal genutzt werden.

3 Zukünftige Anforderungen an die Dezentrale Erzeugung

Für die Zukunft geht die AG 1 im Netzwerk Energie und Kommunikation davon aus, dass die dezentralen Erzeugungsanlagen stärker geplant und koordiniert zur Stromerzeugung eingesetzt werden. Die Einsatzmöglichkeiten können die geplante Erzeugung im Rahmen eines Fahrplanes sein als auch die Bereitstellung von Regelenergie oder Ausgleichenergielieferungen.

3.1 Integration dezentraler Anlagen in das Erzeugungsmanagement

Praktisch wird eine Umsetzung der Marktteilnahme kleiner Erzeugungsanlagen durch das Pooling der Anlagen an einem übergeordneten Energiemanagementsystem erfolgen (Abbildung 2). Durch das Pooling erreicht man zum einen wirtschaftlich interessante Einspeiseleistungen, zum anderen erhält man auf Grund der Anlagenanzahl eine ausreichend hohe Verfügbarkeit der gehandelten Leistungen. Parallel wird die Einführung variabler Vergütungen für die geplante Erzeugung erforderlich, so dass ein Anreiz entsteht, die dezentralen Anlagen bedarfsgerecht einzusetzen. Zur Teilnahme am Regel- und Ausgleichsenergiemarkt entsteht durch das Pooling eine Bietergemeinschaft, die ausreichend hohe Leistungen anbieten kann.

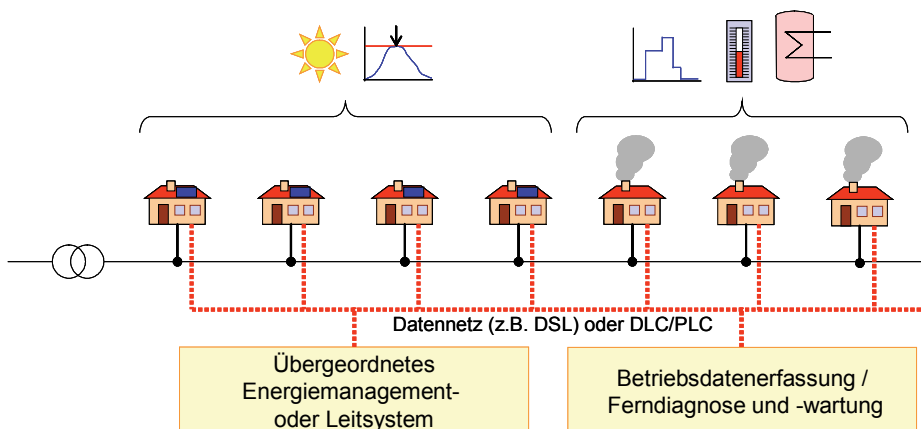


Abbildung 2: Zukünftige dezentrale Erzeugung im Niederspannungsnetz und Kommunikation

3.1.1 Photovoltaikanlagen

Photovoltaikanlagen werden in Zukunft immer einspeisen, wenn ausreichende Einstrahlung vorhanden ist, zumal beim Betrieb keine Brennstoffkosten anfallen. Zum Erhalt der Netzstabilität ist jedoch eine Abregelung der Einspeisung denkbar.

3.1.2 BHKW

BHKW können für ein Erzeugungsmanagement gezielt beeinflusst werden. Allerdings sind sowohl die Mindesteinschaltzeiten der Anlagen als auch eine ausreichende Möglichkeit zur Wärmenutzung einzuhaltende Randbedingungen, um zu einem wirtschaftlichen Betrieb der Anlagen zu kommen.

Entsprechend werden die Anlagen mit Wärmespeichern auszustatten sein, so dass ein stromgeführter Betrieb möglich wird. Gleichzeitig muss sich die Gesamteinsatzzeit am Wärmebedarf orientieren, da BHKW in der Regel nur wirtschaftlich sind, wenn die Abwärme auch genutzt werden kann.

3.2 Kommunikation

Für die beschriebenen Funktionen ist grundsätzlich eine Informationsübermittlung erforderlich, an die alle Anlagen angeschlossen sind. Für die Kommunikation sind einheitliche Standards- und Protokolle (IEC 61850) zu entwickeln, um ausreichende Technik- und Kosteneffizienz zu erreichen. Als Übertragungsmedien kommen eigenständige



Datennetze wie zum Beispiel DSL, Telefonie und Mobilfunk oder DLC/PLC (Distribution-line-/Powerline-Communication) in Frage.

3.3 Lastmanagement / Demand Site Management

Durch den Einsatz von Energiemanagementsystemen kann zusätzlich ein Demand Site Management (DSM) realisiert werden. Voraussetzung ist, dass ausreichend hohe Verbrauchsleistungen zum Management bereitstehen und vor allem im Strombezug zeitlich verschoben werden können. Für den wirtschaftlich sinnvollen Einsatz werden für den Strombezug variable Tarife erforderlich, so dass aus der zeitlichen Verschiebung ein wirtschaftlicher Nutzen entsteht.

4 Dezentrales Energieerzeugungssystem (DES)

Für zukünftige Anwendungen der dezentralen Energieversorgung schlägt daher die AG 1 die Weiterentwicklung der heute vorhandenen Dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA) zum dezentralen Energieerzeugungssystem (DES) vor. Dieses nutzt die erweiterten Funktionen moderner Wechselrichter und verfügt zudem über Kommunikationsschnittstellen, mit denen eine Einbindung des DES in das überlagerte Energiemanagementsystem möglich wird und Leistung gemäß dessen Vorgaben bereitgestellt werden kann. Als ein wesentliches Unterscheidungsmerkmal zu heute verfügbaren Anlagen soll das DES eine induktive Entkopplung zum Verteilnetz erhalten und ein lokales Teilnetz (Inselnetz) gebildet werden können. Dadurch ist sowohl die Verbesserung der Spannungsqualität des lokalen Netzes als auch ein Weiterbetrieb des lokalen Netzes im Falle der Versorgungsunterbrechung möglich.

Die Abbildung 3 zeigt die prinzipielle Struktur des DES. Zentrale Komponenten sind zum einen der spannungsbildende Wechselrichter mit Batteriespeicheranlage als auch die dezentrale Energieerzeugungsanlage (DEA), die in das lokale Netz einspeisen. An das lokale Netz sind darüber hinaus die Verbraucher angeschlossen. Verfügt die DEA zusätzlich über einen thermischen Erzeuger, wie z. B. bei BHKW-Anlagen, so ist dieser mit einem thermischen Speicher gekoppelt, damit überschüssige Wärme in Zeiten schwachen thermischen Verbrauchs aufgenommen werden kann und dadurch möglichst nicht vernichtet wird.

Zum öffentlichen Netz (PCC – point of common coupling) hin wird das lokale Netz durch eine induktive Kopplungsstelle angebunden. Durch die induktive Kopplung wird der Energiebezug vom bzw. die Energieeinspeisung in das öffentliche Netz ermöglicht. Gleichzeitig wird durch die induktive Kopplung das lokale Netz soweit entkoppelt, dass im lokalen Netz durch den spannungsbildenden Wechselrichter eine hochwertige Span-

nungsqualität erreicht wird. Weiterhin sind zum öffentlichen Netz hin die Schutz- und Trenneinrichtungen vorgesehen.

Mit einer zentralen Regelung und einem Kommunikationsinterface wird das Zusammenspiel der einzelnen Komponenten des DES koordiniert und die Kommunikation mit einem überlagertem Energiemanagementsystem (EMS) abgewickelt.

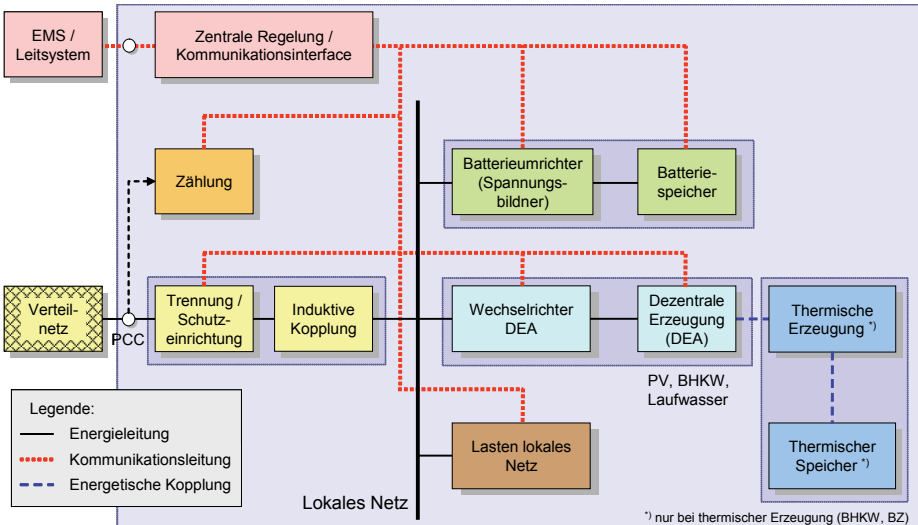


Abbildung 3: Blocksaltbild des dezentralen Energieerzeugungssystems (DES)

5 Ziele bei der Entwicklung des DES

Im Rahmen eines Projektes soll im Anschluss an das Netzwerk Energie und Kommunikation ein Dezentrales Energieversorgungssystem mit erhöhter lokaler Versorgungssicherheit und verbesserter Spannungsqualität entwickelt werden.

Mit diesem soll es möglich sein, verschiedene dezentrale Einspeiser (PV, BHKW, Brennstoffzelle) in Verbindung mit einem Speicher zur Erhöhung der lokalen Versorgungssicherheit und Spannungsqualität zu realisieren. Besonders ist dabei die modulare Ausgestaltung des Systems hervorzuheben, so dass eine beliebige Skalierbarkeit vom Betrieb an einem einzelnen Versorgungsanschluss über den Betrieb in einem Netzstrang bis hin zu einem Betrieb in einem Netzbezirk möglich ist. Entsprechend sind modulare Systeme für ein- und dreiphasigen Anschluss im Leistungsbereich von 5 bis 100 kW zu entwickeln.



Gleichwertig zur Entwicklung der Systemkomponenten sind die internen Betriebsführungsstrukturen für das DES hinsichtlich des Erzeugungs- und des Speichermanagements zu definieren und umzusetzen. Hinsichtlich der Speicherbewirtschaftung ist zum einen die Batteriespeicheranlage zu berücksichtigen, die mit dem spannungsbildenden Wechselrichter die zentrale Einrichtung des lokalen Netzes ist. Zum anderen müssen beim Einsatz von DEA, die parallel zur Wärmeerzeugung genutzt werden, die thermischen Speicher entsprechend dem Wärmebedarf bewirtschaftet werden.

Unter dem Aspekt der Betriebsführungsstrategien sind weiterhin die Sicherheitsaspekte zu klären und geeignete Verfahren zu entwickeln. Dies betrifft zum einen die Netztrennung und Rücksynchronisation des DES im Falle von Netzfehlern oder Versorgungsunterbrechungen im öffentlichen Netz, zum anderen betrifft es die Schutzeinrichtungen zum öffentlichen Netz hin als auch die Schutzeinrichtungen im lokalen Netz.

Den Abschluss der Arbeiten bilden der Aufbau und der Testbetrieb einer Prototypanlage des DES.

6 Induktive Kopplung des DES zum Netz

Ein wichtiger Punkt für den Betrieb des DES ist der Einsatz einer induktiven Entkopplung zwischen Verteilnetz und lokalem Netz /1/.

Im Verteilnetz weist das Netz eine stark ohmsche Charakteristik auf. Dies bedeutet, dass der Wirkleistungsfluss von der Höhe der Spannungsdifferenzen abhängt und der Blindleistungsfluss sich auf Grund der Winkeldifferenzen einstellt.

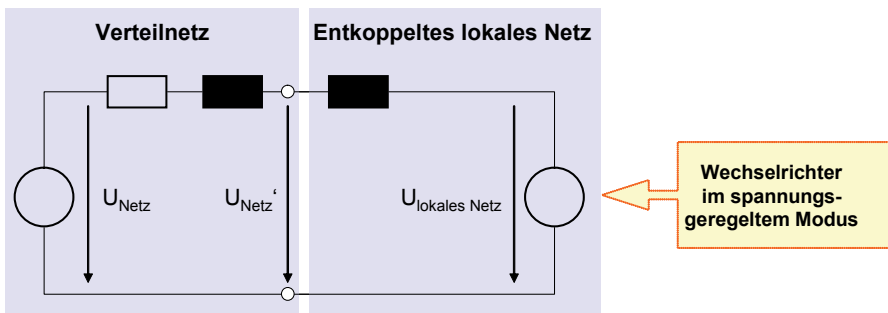


Abbildung 4: Prinzip der Induktiven Kopplung (Quelle: ISET e.V, Projekt Dispower)

Durch das Einbringen einer konzentrierten Induktivität zwischen Verteilnetz und lokalem Netz wird das lokale Netz soweit entkoppelt, dass die lokale Spannung weitgehend unabhängig von der Spannung im Verteilnetz geregelt werden kann (Abbildung 4). Gleichzeitig kann das übergeordnete Netz weiterhin als Leistungsquelle genutzt werden.



In dem lokalen gelten somit die Energieübertragungsmechanismen des Übertragungsnetzes. Das heißt, der Wirkleistungsfluss wird durch die Winkeldifferenz der beiden Quellen und der Blindleistungsfluss durch die Spannungsdifferenz der Quellen bestimmt. Letzteres bedeutet, dass die Spannung im lokalen Netz über die Blindleistungseinspeisung der dezentralen Erzeugungseinheit bzw. des Batteriewechselrichters geregelt werden kann.

7 Funktionen des DES

Der Betrieb des DES soll sowohl im Netzparallelbetrieb als auch im Inselbetrieb möglich sein. Die Abbildung 5 zeigt die dazu zu realisierenden Funktionen in der Übersicht.

Betriebsart	Netzparallelbetrieb	Inselbetrieb
Funktion		
Erzeugungsmanagement	geführt durch überlagertes EMS	geführt durch systemeigenes EMS
Blindleistungsbereitstellung		Anpassung an Bedarf lokales Netz
Versorgungsqualität	Reduzierung von Netzstörungen	Weiterversorgung des lokalen Netzes (USV-Betrieb)

Abbildung 5: Funktionsübersicht des dezentralen Energieerzeugungssystems (DES)

Das Erzeugungsmanagement erfolgt dabei entweder geführt durch das überlagerte Energiemanagement oder durch das systemeigene EMS.

Die Blindleistungsbereitstellung ist nur im lokalen Netz möglich. Auf Grund der Entkopplungsinduktivität kann keine gezielte Blindleistungsregelung im Verteilnetz durchgeführt werden.

Im Netzparallelbetrieb werden durch die Kombination von induktiver Entkopplung und spannungsbildendem Wechselrichter die Netzstörungen aus dem Verteilnetz im lokalen Netz reduziert, wodurch eine höhere Versorgungsqualität im lokalen Netz erreicht wird. Im Inselbetrieb ist das wesentliche Merkmal eben die Weiterversorgung des lokalen



Netzes, wobei der Leistungsbedarf aus der dezentralen Erzeugung und aus dem Batteriespeicher bereitgestellt wird. Der Batteriespeicher deckt zum einen Lastsprünge im lokalen Netz ab, in dem Energie ein- oder ausgespeichert wird, zum anderen ermöglicht er die Weiterversorgung, wenn die Dezentrale Energieerzeugungsanlage nicht in das lokale Netz einspeist.

8 Einbringung des DES in das Versorgungsnetz

In den bisherigen Ausführungen ist immer nur vom lokalen Netz gesprochen worden. Für das lokale Netz sind verschiedene räumliche Ausdehnungen denkbar (Abbildung 6).

1. Einzelanschlusses als lokales Netz (Bereich 1)

Das lokale Netz eines Hauses, Haushaltes oder Gewerbebetriebes ist der kleinste denkbare Netzbereich. Vorteil dieses Bereiches ist, das der Netzanschlusspunkt gleichzeitig Besitz- und Vertragsgrenze darstellt.

2. Öffentliches Netz als lokales Netz (Bereich 2)

Das lokale Netz ist auch als abgegrenzter Bereich eines öffentlichen Netzes denkbar. Dabei kann es sich zum Beispiel um einen Netzstrang (Bereich 2a) oder Teile eines Netzstranges (Bereich 2b) handeln. Innerhalb des lokalen Netzes können die Batteriespeicheranlage oder die dezentrale Erzeugung beliebig verteilt sein. In diesem Falle werden in den Bereich mehrere Besitz- und Vertragsgrenzen einbezogen, z.B. der Netzbetreiber, DEA-Besitzer und Stromkunden.

3. Industrienetz als lokales Netz (Bereich 3)

Das Industrienetz als lokales Netz entspricht von der technischen Seite her dem Fall des öffentlichen Netzes, d.h. innerhalb des lokalen Netzes können die Batteriespeicheranlage oder die dezentrale Erzeugung beliebig verteilt sein. Aus Sicht der Besitz- und Vertragsgrenzen gestaltet sich dieser Bereich einfacher, da in der Regel von einem Besitzer und einer Vertragsgrenze an der Schnittstelle zum öffentlichen Netz ausgegangen werden kann.

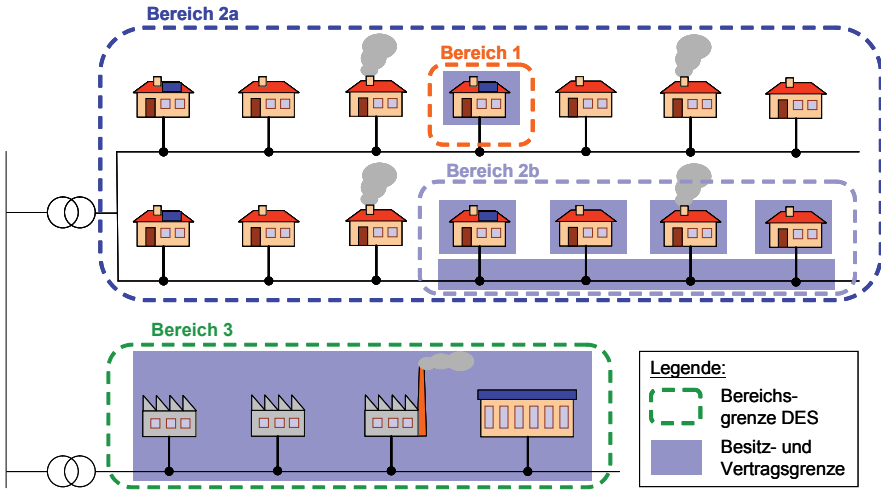


Abbildung 6: Verschiedene räumliche Ausdehnungen für das lokale Netz (Quelle: SMA)

9 Knackpunkt Rahmenbedingungen

Die Einbringung des DES ist aus technischer Sicht heute möglich, allerdings ist es nach den derzeitigen Regelungen in Deutschland rechtlich schwierig.

Das DES unterstützt ein Erzeugungsmanagement im Zusammenspiel mit einem übergeordneten Energiemanagementsystem. Damit dies sinnvoll wird, sind variable Tarife für die Einspeisung notwendig. Erst dadurch wird ein Anreiz geschaffen, die Einspeisung in das Netz gezielt zu steuern. Gleiches gilt im Übrigen auch für die bezogene Leistung: Ohne variable Tarife zahlt sich Demand Site Management für den Kunden nicht aus.

Des Weiteren ist die Definition des Einspeisepunktes schwierig, da mit Batteriespeicher und Dezentraler Erzeugung zwei Einspeiser, aber auch gleichzeitig ein Verbraucher vorhanden sind. Betrachtet man die beiden Einheiten als ein hybrides System, so müssten entweder die Einspeisepunkte zusammengelegt werden oder aber bei verteilter Installation eine zeitgenaue Messung und Verrechnung der bezogenen und eingespeisten Leistung erfolgen.

Wird ein DES an einem Einzelanschluss oder Industrienetz eingebracht, so ist die Einbringung der Geräte rechtlich möglich, da die Besitzgrenze der Netze der PCC ist. Kritisch sind in diesem Zusammenhang die Vergütungen nach EEG und KWKG, da diese einen eigenen Anschluss und Zählung am PCC benötigen.



Sobald das lokale Netz über den PCC auf einen Netzstrang oder einen Netzbezirk des öffentlichen Netzes ausgedehnt wird, sind nach geltendem Recht verschiedene Vertragspartner wie zum Beispiel der Verteilnetzbetreiber, der Energiehändler, Endkunden, Anlagenbetreiber und Anlagenbesitzer in den Betrieb des DES involviert. Hier sind Fragestellungen zum Beispiel nach der Messung, der Vertragsgestaltung als auch der Vergütung der erbrachten Leistungen zu klären. Insbesondere stellt sich die Frage nach der Verantwortung bei Störungen bzw. Produktionsausfällen des DES als auch die Frage nach der Verantwortung für Folgeschäden auf Grund von Fehlern im DES.

10 Märkte

Die Liberalisierung der Energiemärkte und die damit einhergehenden Regulierung der Märkte der Versorgungsnetze haben zu einem entsprechenden Kostensenkungsdruck bei den Netzbetreibern geführt. Insgesamt gesehen sind die Investitionen in die Versorgungsnetze in den letzten Jahren deutlich reduziert worden und der Betrieb unter Kostengesichtspunkten optimiert worden. Vielfach wird eine Verschlechterung der Versorgungsqualität erwartet, was sich vor allem in erhöhten Ausfallzeiten und einer schlechteren Spannungsqualität bemerkbar macht.

Unter diesen Rahmenbedingungen kann man in Europa als mögliche Kundengruppen die Endkunden sowie die Netzbetreiber identifizieren.

Für Industrie, Gewerbe und Privathaushalte ist ein DES immer dann interessant, wenn Anforderungen an eine erhöhte Versorgungsqualität gestellt werden. Durch die Kombination von Batteriespeicher und Einspeisung wird zudem die Inselbetriebsdauer erhöht. Zusätzlich ergibt sich ein Mehrwert durch die Einspeisevergütungen.

Für Netzbetreiber ist ein DES ebenfalls immer dann interessant, wenn an Netze besondere Anforderungen an die Versorgungsqualität gestellt werden. Die Installation eines DES bietet sich zum Beispiel zur Verstärkung des Versorgungsnetzes z.B. in Netzausläufern an. Ebenso ist das DES in Netzen mit hohem Freileitungsanteil und dadurch bedingten Kurzzeitunterbrechungen geeignet, um die Anzahl der Unterbrechungen zu reduzieren. Auch für den Netzbetreiber entstehen Zusatzeinnahmen durch die Einspeisevergütungen.

Eine weitere Anwendung kann das DES in Versorgungsstrukturen mit Inselnetzen finden. Das System ermöglicht die Kopplung mehrerer Inselnetze mit „schwachen“ Koppelleitungen. In diesem Fall dient das Übertragungsnetz dem reinen Leistungsausgleich, erst im lokalen Netz wird für die entsprechende Qualität der Versorgungsspannung gesorgt.



11 Zusammenfassung der Ergebnisse

Auf der Ebene der Dezentralen Energieerzeugungsanlagen ist der Stand der Technik ermittelt worden und darauf aufbauend sind die zukünftigen Anforderungen an die dezentrale Energieversorgung formuliert worden.

Es ist ein Realisierungsvorschlag zur Entwicklung eines Prototyps eines Dezentrales Energieerzeugungssystems entwickelt worden. Das dezentrale Energieerzeugungssystem zeichnet sich durch die wesentlichen Merkmale Modularität der Systemkomponenten, Möglichkeit von Netzparallelbetrieb und Inselbetrieb sowie Verbesserung der Versorgungsqualität aus.

Die Anbindung des dezentralen Energieerzeugungssystems an ein übergeordnetes Energiemanagementsystem setzt Kommunikation zwingend voraus.

Für das Dezentrale Energieerzeugungssystem sind unterschiedliche Anwendungsmöglichkeiten im Netz mit daraus resultierenden Märkten aufgezeigt worden. Allerdings besteht Bedarf bei der Anpassung der Rahmenbedingungen (Tarife, Anschlussmöglichkeiten).

12 Literatur

- /1/ T. Green, et. al. "Distributed Power Quality Management with inverters", Dispower D2.4 deliverable, April 2005



Ausgewählte Aspekte der Versorgungsqualität im europäischen Umfeld

Quality of supply – some aspects in an european point of view

Elmar Stachorra
KoCoS Power Grid Services GmbH
Zum Aap 22, D-46284 Dorsten
Tel.: ++ 49 2362 951567
E-Mail: estachorra@kocos.com
www.kocos.com

***„Die Leute kennen heutzutage von allem den Preis
und von nichts den Wert“***

(Oscar Wilde)

Zusammenfassung

In diesem Beitrag werden einige ausgesuchte Aspekte der Versorgungsqualität in dem Umfeld der regulierten Energiemärkte Europas betrachtet. Beginnend mit einer kurzen Einführung in die in diesem Zusammenhang verendeten Begriffe werden anschließend ausgesuchte Passagen des dritten Berichtes der europäischen Regulatoren (CEER) „Third Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply 2005“ betrachtet.

Zentrale Fragestellungen bei der Betrachtung der Versorgungsqualität sind die Fragen „Was ist der Versorgungsqualität heute wert?“ und „Ist der Verbraucher bereit für eine gewisse Versorgungsqualität auch (mehr) zu zahlen?“. Von der Beantwortung dieser Fragen hängt es auch im starken Maße ab, ob dezentrale Energieumwandlungsanlagen hier in Zukunft einen substantiellen Beitrag zur Versorgungsqualität liefern können.

Abstract

The objective of this paper is to discuss some aspects of power quality from a European point of view. First a brief description of power quality terms is given by the author. Then the role of power quality in regulated energy markets is shown by some extracts taken from the last report of the European regulators (CEER) “Third Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply 2005”. At the end the focus is on two central questions: “What is power quality worth?” and “How much are customers willing to pay for a special



grade of power quality?”. In this context the role of DG providing power quality issues is very interesting for future discussions.

1 Vorbemerkung

Der heute noch vorhandene hohe Stand der Versorgungsqualität wird aktuell von einer Reihe verschiedener Einflüsse und Interessen beeinflusst. Zum Beispiel seien hier die Überalterung des deutschen Kraftwerkspark, der sich hieraus ergebene Neubaubedarf, die zunehmend empfindlichen Prozesse und Betriebsmitteln auf der Kundenseite sowie die zunehmende Zahl dezentraler Energieumwandlungsanlagen (DEA) genannt. Der Zusammenhang zwischen Versorgungsaufgabe, (Netz)-Kosten und Versorgungsqualität realer Netze ist heute kaum bekannt. Gerade die regionalen Unterschiede (Versorgungsaufgabe) allein in Deutschland machen Aussagen hier extrem schwierig. Hinsichtlich einer europaweiten Regulierung sind diese Kenntnisse aber unabdingbar für eine sachgerechte Regulierung.

Die nachfolgende Abbildung zeigt das Wirkungs-dreieck der handelnden Akteure bei dem Thema Versorgungsqualität, das im Folgenden aus verschiedenen Gesichtspunkten betrachtet wird.

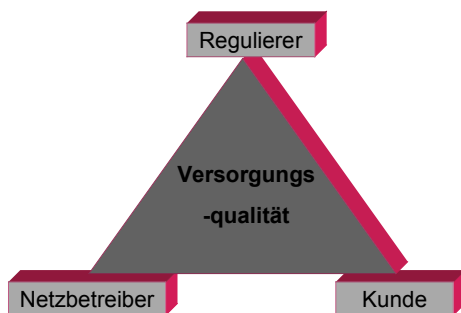


Abbildung 1: Wirkungs-dreieck Versorgungsqualität

2 Begriffswelt Versorgungsqualität

Über die Begriffe im Umfeld der sicheren Versorgung mit elektrischer Energie –die Begriffswelt Versorgungssicherheit- herrscht europaweit ein Dissens. Die Abbildung 2 stellt die gebräuchlichen Begriffe in Form eines Gebäudes dar. Sie zeigt, dass die Versorgungs- und Systemsicherheit auf den Fundamenten Erzeugungs- und Übertragungskapazität ruht. Auf diesem Boden stehen die Säulen „Servicequalität“, „Versorgungszuver-



lässigkeit“ und „Spannungsqualität“, die das Dach „die Versorgungsqualität“ tragen. Näheres findet sich hierzu ausführlich in /ETG 2005/ und /EW 2005/.

Die nachfolgenden Betrachtungen beziehen sich weitestgehend auf die „Säulen“ Versorgungszuverlässigkeit und Spannungsqualität.

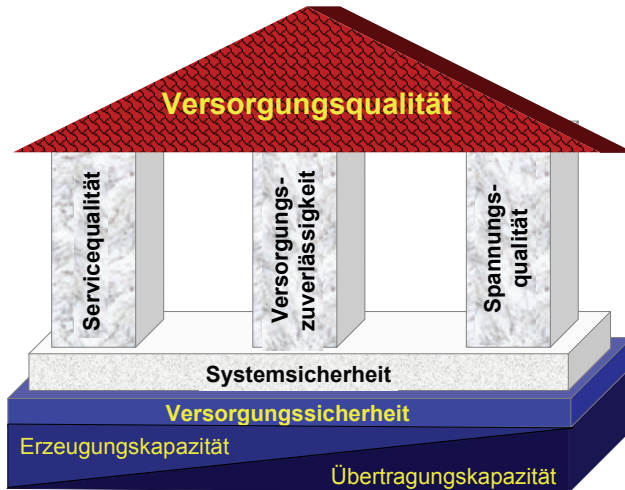


Abbildung 2: Begriffswelt Versorgungsqualität. /EW 2005/, eigene Darstellung.

3 Zusammenhang: Versorgungsqualität und Kosten

Wie schon bei den Vorbemerkungen ausgeführt, ist der Zusammenhang zwischen der Versorgungsqualität und den Kosten komplex und im Detail bis heute weitgehend unbekannt. Obschon in der Vergangenheit zahlreiche Anstrengungen einer verlässlichen Modellbildung hinsichtlich Versorgungsqualität und Kosten unternommen wurden, liegt bis heute kein nutzbares Modell vor. Ganz im Gegenteil hat sich im Rahmen der Untersuchungen gezeigt, dass eine Modellbildung für ein einziges Land schon sehr komplex ist. Eine Modellbildung für den regulierten Strommarkt Europas scheint, wenn nicht gar unmöglich, doch in weiter Ferne.

Das zwischen den Netzentgelten und der Versorgungszuverlässigkeit ein statistisch signifikanter positiver Zusammenhang herrscht, konnte erstmals europaweit in /LinZ 2005/ nachgewiesen werden. Die nachfolgende Abbildung zeigt, dass in den Ländern mit höherem Netzentgelten auch die Versorgungszuverlässigkeit zunimmt.

Diese Ergebnisse sind gerade in aktuellen Diskussion um steigende Energiepreise auf der einen Seite und starken Kostendruck durch die jeweiligen Regulierer – in der BRD

die BNetzA- auf der anderen Seite von besonderem Interesse. Die Ergebnisse aus Österreich zeigen, dass Kosten und Versorgungsqualität nicht unabhängig voneinander sind. Hier bleibt also zu klären, wie viel Versorgungsqualität will oder kann ich mir leisten.

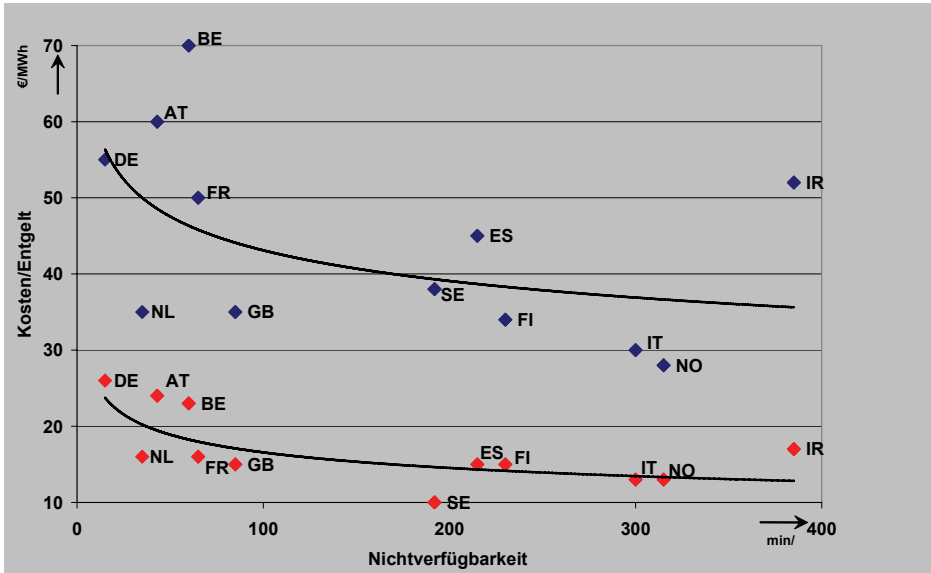


Abbildung 3: Zusammenhang zwischen Netztarifen und Nichtverfügbarkeit. Blau/Oben Niederspannung, Rot/Unten: Mittelspannung. /Linz 2005/,eigene Darstellung.

Hier muss entschieden werden, mit welcher Versorgungsqualität und –sicherheit sollen Kunden in Zukunft versorgt werden. Bleibt eine gewisse Reserve zur Sicherstellung der Versorgung auch in kritischen Fällen erhalten?

Wie schon in /EW 2005/ ausgeführt, bedeutet Sicherheit auch immer „Abstand von Gefahr“. Ein „Spiel am Abgrund“ empfiehlt sich aufgrund der volkswirtschaftlichen Bedeutung einer sicheren und zuverlässigen Energieversorgung mit Sicherheit nicht.

Jede Entscheidung in dieser Sache bedarf einer soliden Datenbasis über die aktuelle Versorgungsqualität in den regulierten Märkten Europas. Das wir hier noch weit von einer einheitlichen Datenbasis entfernt sind, zeigt das nächste Kapitel.



4 Power Quality Monitoring

4.1 Einführung

Die nachfolgenden Ausführungen stützen sich im Wesentlichen auf den vom Council of European Energy Regulators (CEER) herausgegebenen "Third Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply 2005" /CEER 2005/.

Indeed, voltage quality is becoming an important issue in many countries, because of the sensitivity of end-user equipment and the increasing concern of both distributors and customers. In particular the wide use of electronic devices in homes and small businesses has increased the sensitivity of a greater number of users for voltage quality, making it no longer an issue for big customers only. In most of the EU countries, the regulator is interested in monitoring actual voltage quality levels and in some cases the regulators have set different, more restrictive voltage quality standards than those indicated in EN 50160. In only a few EU countries is a body other than the regulator responsible for voltage quality. For instance, in Lithuania, a function of the State Energy Inspectorate is to assure technical parameters of electricity. In Great Britain it is the responsibility of the Department of Trade and Industry (DTI) Engineering Inspectorate.

Abbildung 4: Warum ist der Regulator an Versorgungsqualität interessiert? /CEER 2005/

Die Textstelle zeigt, dass das CEER sehr wohl die Bedeutung der Versorgungsqualität - hier als Voltage Quality bezeichnet- bewusst ist. Auch sieht das CEER die zwingende Notwendigkeit eines Power Quality Monitorings. Doch hierzu später mehr.

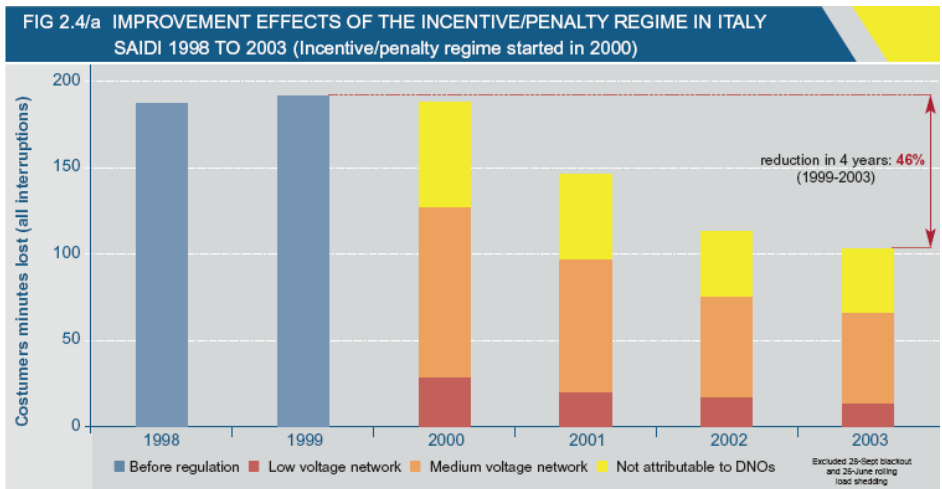


Abbildung 5: Auswirkung des Regulators am Beispiel Italien /CEER 2005/



Abbildung 5 ist ein Beispiel für den positiven Einfluss des italienischen Regulators auf die Versorgungsqualität am Beispiel der Größe SAIDI (System Average Interruption Duration Index). Hier ist auch deutlich die überragende Bedeutung der Nieder- und Mittelspannungsnetze für die Versorgungsqualität zu erkennen.

Die nachfolgende Tabelle 1 zeigt, wie heterogen die vorliegende Datenlandschaft über Europa hinweg ist.

Tabelle 1: Länderspezifische ,verfügbare Daten /CEER 2005/

TABLE 1.1 AVAILABLE DATA COUNTRY BY COUNTRY						
Countries	Data for trend analysis	Data for responsibility and voltage analysis	Data for density analysis	Data for regional analysis	Data for worst-served customers analysis	System data
Austria	✓	✓				✓
Belgium_nat	✓					✓
Belgium_wall	✓					✓
Czech Republic	✓			✓		✓
Estonia	✓	✓				✓
Finland	✓					✓
France	✓		✓	✓		✓
Great Britain	✓	✓		✓		✓
Greece	✓	✓	✓			✓
Hungary	✓	✓		✓	✓	✓
Ireland	✓		✓			✓
Italy	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Latvia	✓			✓		✓
Lithuania	✓	✓	✓	✓		✓
Netherlands	✓					✓
Norway	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Poland	✓					✓
Portugal	✓	✓	✓	✓		✓
Slovenia						✓
Spain	✓			✓		✓
Sweden	✓		✓	✓		✓

✓ = available

blank = not available

4.2 Power Quality Monitoring Systeme in Europa

Ursache dieser heterogenen Datenlandschaft sind nicht zuletzt die über Europa hinweg sehr unterschiedlich konzipierten und genutzten Überwachungseinrichtungen (Monitore) zur Überwachung der Spannungsqualität.



Tabelle 2: Überwachungseinrichtungen Spannungsqualität /CEER 2005/

TABLE 4.1 VOLTAGE QUALITY MONITORING SYSTEMS	
Monitoring at both transmission and distribution level	IT*, NO, PT, SL
Monitoring only at transmission level	CZ*
Monitoring only at distribution level	HU
Proposal stage	ES, SE
None	AT, BE, EE, FI, FR, GB, GR, IE, LV, LT, PL

(*) Voltage quality monitoring system currently under commissioning

Die nachfolgenden Zitate geben detaillierte Auskunft über den Stand der Power Quality Monitoringsysteme in Norwegen, Ungarn, Portugal und Italien.

▪ In **Norway**, a monitoring system has been applied for several years. **From 2006**, mandatory **voltage quality monitoring** will enter into force. **Each network company (even the smallest one) will be obliged to monitor quality parameters continuously in different characteristic parts of its MV, HV and EHV power system.** At least the following parameters have to be monitored: long (duration > 3 min.) and short (duration between 1 sec. and 3 min.) **interruptions, voltage dips, temporary overvoltages and rapid voltage changes (>3%).** If **customers are facing problems** because of other parameters (**harmonics, voltage unbalance, supply voltage variations, flicker severity**), **companies will be obliged to measure these parameters too.**

Abbildung 6: Lage in Norwegen /CEER 2005/

▪ In **Hungary**, the **regulator owns 400 voltage quality recorders** that are installed each semester in one of the six distribution companies, at **low voltage level** only (around 0.007% related to LV consumers). The cost of monitoring the system is shared between the regulator and the utilities, the former having paid the cost of VQ recorders, the latter bearing the cost of installation and removal. **The regulator chooses the network points randomly, in a way that does not depend on previous events or complaints.** The **VQ recorder** is compliant with all **EN 61000-4-30 (Class B)**; the system uses GSM for automatic remote reading. The measurements are actually in a test phase, because of the need to improve the recorder. At the end of the test, the measurement results are made public.

Abbildung 7: Lage in Ungarn /CEER 2005/

▪ In **Portugal**, there are **61 points monitored** on the **transmission grid (40 for 4 weeks and the rest all year long)**; in distribution, all substations (423) in MV and 1270 power transformation stations in LV have been monitored for 3 years. The companies pay the cost of the monitoring system, which monitors not only the above mentioned **voltage characteristics** but **also the flicker and the unbalance of three-phase voltages.**

Abbildung 8: Lage in Portugal /CEER 2005/

- In Italy, at the end of 2004 the regulator asked the transmission company to install about one hundred voltage quality recorders; as for distribution, a voltage quality monitoring system of 400 points (10% of MV bus-bars in HV/MV transformers) is under commissioning. All the voltage quality parameters (except transient overvoltage, interharmonics and mains signalling voltage) will be monitored from 2006 both on transmission and distribution networks. The transmission monitoring system is paid for by the TSO; for distribution, the system is financed through a tariff component funding non-competitive R&D projects, in place since liberalisation started. Both systems involve customer participation, with participating customers paying the cost of their own voltage quality recorder: in distribution, for example, a further 200 points could be measured at MV customers' delivery points at their request.

Abbildung 9: Lage in Italien /CEER 2005/

Die Beiträge zeigen, dass hier in Europa zur Zeit sehr unterschiedliche Anstrengungen unternommen werden um die Situation hinsichtlich der Versorgungsqualität messtechnisch zu erfassen.

Dies führt dazu, dass heute nicht nur hinsichtlich der Messung eine heterogene Landschaft zu finden ist, sondern auch hinsichtlich der erfassten Daten keine einheitliche Auswertung erfolgt bzw. erfolgen kann.

4.3 Spannungsqualität: Normen und weitergehende Spezifikationen

Ausgehend von der Europeanorm EN 50160 (in der BRD: DIN EN 50160 „Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen“) wurde in verschiedenen Ländern zu einzelnen Phänomenen weitergehende Festlegungen getroffen. Tabelle 3 zeigt diese Festlegungen in einer Übersicht.

Tabelle 3: Über die EN 50160 hinausgehende Festlegungen /CEER 2005/

TABLE 4.3 VOLTAGE QUALITY STANDARDS DIFFERENT FROM EN 50160	
Supply voltage variations	ES, FR*, HU, NO, PT (only for EHV-HV customers)
Rapid voltage changes	NO
Flicker severity	NO, PT (only for EHV-HV customers)
Voltage dips	FR* (customised engagement on request only for MV and HV customers)
Temporary or transient overvoltages	FR*
Voltage unbalance	FR*, NO
Harmonic distortion of voltage waveform	FR*, NO, PT
Interharmonic voltage	None
Mains signalling voltage	None

(* In France the voltage quality limits are set in the contracts between the customer and the distribution/transmission operator; the regulator surveys the contracts but does not set standards.



Sehr interessant ist die Bemerkung in der Fußnote (dunkel hinterlegt). Sie zeigt, dass in Frankreich heute schon über die EN 50160 hinausgehende Festlegungen in bilateralen Verträgen zwischen Kunde und Netzbetreiber getroffen werden. Hierzu im nächsten Kapitel mehr.

4.4 Verträge mit festgelegter Versorgungsqualität

Die nachfolgende Übersicht in Tabelle 4 zeigt die Länder auf in den schon heute Verträge zwischen Verbraucher und Versorger geschlossen werden können. In Frankreich liegen diesbezüglich schon –nicht immer positive- Erfahrungswerte aus dem Beginn der neunziger Jahr vor („Contracte d’Emeraude“).

Tabelle 4: Länder mit kundenspezifischer Versorgungsqualität /CEER 2005/

TABLE 4.4 POWER QUALITY CONTRACTS	
Power quality contracts with some ex-ante intervention of Regulator	FR, IT
Power quality contracts with only ex-post intervention of Regulator	SI
Power quality contracts with no intervention of Regulator	CZ, ES, GB, LV, PT
None (or simply special connections on customer request)	AT, BE, EE, FI, GR, HU, IE, LT, NO, PL, SE

Das CEER merkt hierzu noch an (s. Abbildung 10), das diese Verträge ein sehr wirksame Lösung zur Bereitstellung einer lokalen Versorgungsqualität sind ohne die allgemeinem Tarife zu belasten.

Power quality contracts are still at a starting phase but they can be seen as an efficient solution for improving voltage quality without imposing excessive costs on general tariffs. **Anyway, these contracts require that customers requiring better voltage quality have a clear willingness to pay for it.**

Abbildung 10: Zitat /CEER 2005/ zur Bedeutung von „Power Quality Contracts“.

Im letzten Satz der Abbildung 10 (dunkel Hinterlegt) wird ein noch grundsätzlicheres Thema angeschnitten. Erst wenn der Verbraucher bereit ist für einen vorher definierten „höheren“ Grad an Versorgungsqualität zu zahlen und er auch beziffern kann welche Wertigkeit dieser Grad für Ihn hat, können kommerzielle Verträge geschlossen werden.

4.5 Empfehlungen des CEER

Die nachfolgenden Abbildungen zeigen die Zusammenfassung bzw. die Empfehlungen des CEER /CEER 2005/.

4.7 Conclusions: recommendations for the future work on Voltage Quality

Voltage quality is still a largely new issue for regulators. The following recommendations arise from the survey on existing experiences of measuring and regulating aspects of voltage quality in some European countries. Setting tighter standards than EN 50160 could involve major costs for network investments, especially for those VQ parameters for which mandatory values have been set; hence, regulators should be aware of both the costs and benefits for the customers deriving from the new standards. Nonetheless, standards more constraining than the indicative values reported by EN 50160 are necessary to protect customers from VQ disturbances, as customers' applications are becoming ever more sensible over time, especially to voltage dips.

1. **Voltage quality parameters and standards:** European regulators are concerned about the voltage quality standards indicated by EN 50160 (1999). This standard determines limits for voltage quality parameters that in most cases are only indicative, and even when they are

Abbildung 11: Zusammenfassung /CEER 2005/, Teil 1

mandatory such values are applicable only for 95% of the time (leaving no limits for approx. 8 hours every week). Following that standard, many disturbances are not constrained at all. These standards are not restrictive enough and do not constitute a good reference for voltage quality in European networks. Generally, network performance in Europe is already better than EN 50160 values, which are actually recommended, rather than compulsory, in some countries. For this reason, some regulators would like to react to this problem, especially at a time of electric company privatisation. They want to set more restrictive standards, especially looking at voltage supply variations, rapid voltage changes and voltage dips, and to a lesser extent at harmonic distortion and flicker severity. Even though some international standards (for example in IEC community) deal with VQ measurement, several problems are still open and under discussion. Then, efforts for technical standardisation are needed also in this field, with reference to accuracy not only of the measuring instrument, but of the whole measurement chain, including frequency and phase response characterization of the transducers and other technical aspects. The aim is to have robust and comparable VQ data throughout all Europe (not only for voltage analysis but also for currents, in order to better identify responsibilities in introducing disturbances).

It is highly recommended that EN 50160 be revised by CENELEC in cooperation with CEER and other stakeholders, taking into account both the actual levels of voltage quality in European transmission and distribution networks, the evolution of customers' needs and the VQ measurement issues.

Abbildung 12: Zusammenfassung /CEER 2005/, Teil 2



2. **Actual levels of voltage quality:** Knowledge of performances in terms of voltage quality over several years is necessary. Monitoring of voltage quality parameters is difficult and costly, but the number of voltage quality measurement systems in Europe is increasing and regulators show increasing concern for the technical aspects of quality. From this initial overview of voltage quality, regulators will be able to determine objectives for companies, taking into account the costs and benefits of new voltage quality standards for customers and for network companies.

It is strongly recommended that at least the most critical voltage quality parameters be monitored and that results be published, in order to determine, in a first stage, the actual performance of networks. This has to be done over several years (at least 3), in order to draw significant trends.

3. **Power quality contracts:** Even if quality contracts are not yet widespread, they can be useful for revealing customer preferences for quality, especially for customers with the greatest need for continuity and voltage quality.

It is highly advisable to undertake further research and information on this market-like tool, which can result in an efficient way to satisfy special quality needs without increasing general tariffs.

Abbildung 13: Zusammenfassung /CEER 2005/, Teil 3

Aus Sicht der Regulatoren gibt es hinsichtlich der Versorgungsqualität drei wesentliche „Baustellen“:

- Eine deutliche und grundsätzliche Anpassung und Überarbeitung der DIN EN 50160
- Etablierung eines aussagefähigen „Power Quality Monitorings“
- Untersuchung des Marktinstrumentes „Versorgungsqualitätsvertrag“

5 Ausblick

Die am Ende des vorstehenden Kapitels beschriebenen „Baustellen“ sind gerade hinsichtlich des Wirkens des deutschen Regulierers -der Bundesnetzagentur („BNetzA“)- von besonderem Interesse. Inwieweit die BNetzA sich dem Standpunkt des CEER –bei dem Sie ja auch jetzt Mitglied ist- anschließt bleibt abzuwarten. Gerade hinsichtlich des „Power Quality Monitorings“ gibt es differierende Standpunkte in Deutschland (s. hierzu /ETG 2005/ und „Vierter Referenzbericht Anreizregulierung / Konzept einer Qualitätsregulierung). Hier herrscht dringender Handlungsbedarf hinsichtlich der Festlegung einer gemeinsamen Datenbasis. Das CEER schätzt hierzu ab, das die Datenbasis sich mindestens über einen Zeitraum von drei Jahren erstrecken muss. Übernehmen wir diese optimistische Schätzung und fügen noch zwei bis drei Jahre bis zur Festlegung und



Implementation solcher Systeme hinzu, ist mit den ersten belastbaren Daten hinsichtlich der Versorgungsqualität über Europa hinweg erst in den Jahren 2011 bzw. 2012 zu rechnen.

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass es heute noch keinen generellen Markt für Versorgungsqualität gibt. Die Anstrengungen die hier zu beobachten sind, bleiben auf lokale Anwendungen und Interessenten beschränkt. Solange die zentrale und wichtige Fragestellung „Was ist Versorgungsqualität wert?“ nicht befriedigend beantwortet wird, solange werden die Marktteilnehmer auch nicht in großer Zahl nach Lösungen zur Optimierung der Versorgungsqualitätssituation suchen. Auf dem Markt heute schon verfügbare Lösungen wie zum Beispiel DEA mit Netzfilterfunktionalität können so nur in Nischen ihr Potenzial zeigen.

6 Literatur

- /CEER 2005/ Council of European Energy Regulators (CEER), "Third Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply 2005", Brüssel, 2005
- /ETG 2006/ VDE-Analyse: „Versorgungsqualität im deutschen Stromversorgungssystem“, Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG) Frankfurt, 2006
- /EW 2005/ Dr. Mittendorf: „Begriffe im Zentrum der Versorgungssicherheit“, ew, JG. 104, Heft 14-15, Seite 52ff, 2005
- /LINZ 2005/ Prof. Dr. Schneider, Kollmann, Tichler: Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz: „Netztarife in Österreich: Bestandsaufnahme und internationaler Vergleich“, Januar, 2005.



Multifunktionale Photovoltaik-Wechselrichter – Optimierung von Industrienetzen und öffentlichen Netzen

Jürgen Reekers, Mario Vogel
SMA Technologie AG
Hannoversche Str. 1 – 5, D-34266 Niestetal
Tel.: +49 (0) 561 9522-3321, Fax: +49 (0) 561 9522-100
E-mail: juergen.reekers@sma.de
www.sma.de

Jörg Jahn, Markus Landau, Philipp Strauß
Institut für Solare Energieversorgungstechnik e.V.
Königstor 59, D-34119 Kassel
Tel.: +49 (0) 561 7294-146, Fax: +49 (0) 561 7294-200
E-mail: jjahn@iset.uni-kassel.de
www.iset.de

Zusammenfassung

Photovoltaische Stromrichter sind prinzipiell in der Lage Zusatzfunktionen zu übernehmen. Der hier vorgestellte multifunktionale Photovoltaik-Stromrichter ist mit einem Batteriespeicher ausgerüstet und soll durch die Zusatzfunktionen: USV-Betrieb, Spannungsverbesserung und Energiemanagement die Integration und Wirtschaftlichkeit von großen Photovoltaikanlagen im industriellen Umfeld verbessern. Im Rahmen eines Forschungs- und Entwicklungsprojektes wird ein Gerät im 100-kW-Leistungsbereich entwickelt und mit einer realen PV-Anlage an einem Industrienetz erprobt. Die Ziele und bisherige Ergebnisse des Projektes werden präsentiert.

Abstract

Principally PV inverters are able to perform additional functions. The Multifunctional PV inverter presented here is equipped with a battery storage and shall improve the integration and profitability of large PV-systems in industrial applications with the additional options: ups-functionality, improvement of power quality and energy management. An Inverter system in the power range of 100 kW is being developed in the frame of the

R&D-project and will be proven with a real PV-system in an industrial environment. The aims and actual results of the project are described in this paper.

1 Einleitung

Im Rahmen des vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) geförderten FuE-Verbund-Projektes „Multifunktionale Photovoltaik-Stromrichter“ werden die technischen und wirtschaftlichen Möglichkeiten für den Betrieb von PV-Stromrichtern mit Zusatzfunktionen zur Netzverbesserung untersucht. Hierbei liegt der Fokus auf großen PV-Anlagen ab 100 kW_p , die in Industrie- oder Gewerbenetzen betrieben werden sollen.

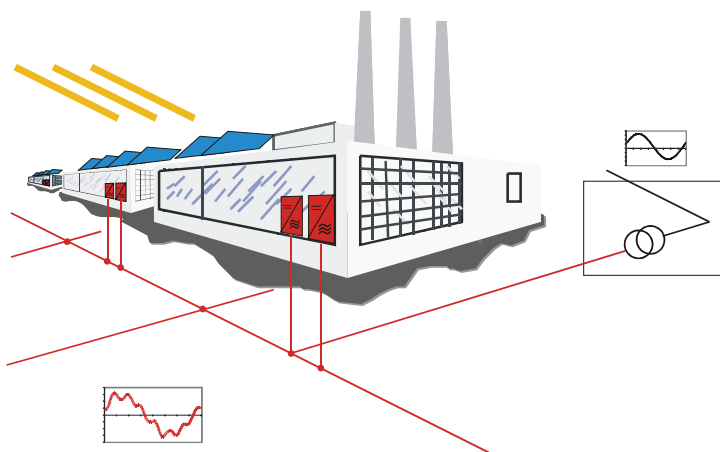


Abbildung 1: Die Projektidee

Die Industrienetze der Projektpartner Hübner GmbH und DaimlerChrysler AG, Werk Kassel dienen in diesem Projekt als Beispiele für die konkrete technische bzw. wirtschaftliche Umsetzung. Diese Industrienetze befinden sich im Versorgungsgebiet eines weiteren Projektpartners, der Städtische Werke AG (Kassel).

Das ISET und die SMA sind für die inhaltliche Bearbeitung der verschiedenen wissenschaftlichen, technischen und wirtschaftlichen Fragestellungen sowie die Umsetzung des Labormusters und der Prototypenanlage verantwortlich.



2 Motivation

Der deutsche Markt für PV-Anlagen ist den vergangenen Jahren stetig gewachsen und betrug im Jahr 2005 600 MW_p (vgl. Statistik des BSW e.V. /1/). Neben den Stringwechselrichtern im Leistungsbereich von 1 kW bis 8 kW ist in den letzten Jahren auch der Bereich der Großwechselrichter mit Einzelgeräten von 100 kW bis 1 MW überproportional gewachsen. Diese Anlagen werden bei Freiflächenanlagen und wegen der besseren Flächennutzung und höherer Vergütung oft auch auf Industrie- oder Gewerbedächern eingesetzt.

Der Grund für das starke Marktwachstum in Deutschland ist das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). Um das Marktvolumen halten oder ausbauen zu können, ist jedoch eine Kostensenkung oder ein Mehrwert durch einen erhöhten Kundennutzen der Anlagen erforderlich. Die Verfahren, die im Rahmen des Projektes entwickelt werden, können hier einen wichtigen Beitrag zur Wirtschaftlichkeit leisten. Insbesondere beim Einsatz im industriellen Umfeld kann über die reine Solarstromeinspeisung hinaus ein direkter Mehrwert für den Nutzer der Anlage geschaffen, und somit die Wirtschaftlichkeit der Anlagen weiter verbessert werden.

Das multifunktionale System soll neben der Wirkleistungseinspeisung auch zur Spannungsverbesserung und als unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV) für einen abgegrenzten Netzbereich genutzt werden. Ein weiteres Ziel ist, den für die USV-Funktionalität notwendigen Speicher auch zur Abdeckung von Spitzenlasten bzw. für das Energiemanagement zu nutzen. Bei dem wachsenden Anteil an dezentralen Einspeisern am Netz gewinnt dies für die Qualität unserer Stromversorgung immer größere Bedeutung. Neben der Verbesserung der Netzqualität und der Verfügbarkeit für den einzelnen Nutzer, beispielsweise die Erhöhung der Versorgungssicherheit für eine Industrieanlage durch die USV-Funktionalität, könnten diese Systeme auch gezielt genutzt werden, um eine höhere Dichte von dezentralen Einspeisern zu ermöglichen.

Auch außerhalb des deutschen Marktes gibt es vielfältige Bestrebungen, den Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energiequellen Vorrang vor konventionell erzeugtem Strom einzuräumen. Hier sind beispielsweise die europäischen Nachbarn Spanien und Italien sowie Japan und die USA zu nennen. Damit ergibt sich ein Anwendungspotenzial weit über den deutschen Markt hinaus. Die Kombination von Netzeinspeisung, Netzersatzfunktion und Netzverbesserung hat in Gebieten mit sehr schlechter Netzqualität schon heute einen sehr hohen Stellenwert. In Ländern wie beispielsweise Indien, wo in ganzen Gebieten aufgrund von Überlasten regelmäßig Netzbereiche abgeschaltet werden, gibt es für Funktionen wie Netzersatz und Netzstützung einen sehr großen Bedarf.



3 Das Konzept des Multifunktionalen Photovoltaik-Stromrichters

Der multifunktionale Stromrichter soll prinzipiell die gleiche Topologie nutzen, wie sie heute bei großen PV- Wechselrichtern eingesetzt wird und damit auf den Erfahrungen aufbauen, die mit den Systemen im Leistungsbereich $> 100 \text{ kW}$ gemacht wurden. Im Folgenden sind die Funktionen beschrieben, die mit multifunktionalen Photovoltaik-Stromrichtern (kurz Multi-PV) realisiert werden sollen. Die verschiedenen Funktionen sind dabei jeweils separat dargestellt, werden aber im Betrieb auch parallel laufen und sich gegenseitig beeinflussen. Die Spannungsverbesserung ist z. B. für alle netzgekoppelten Betriebsarten vorgesehen. Die Optimierung und Abstimmung der Regelungs- und Betriebsführungsfunktionen unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten ist in diesem Zusammenhang ein wichtiger Aspekt des Projektes.

3.1 Netzeinspeisung der Solarenergie

Die verlustarme Einspeisung des Solarstroms in das Versorgungsnetz ist weiterhin die Hauptaufgabe des Systems. Ein hoher Wirkungsgrad ist dabei aus ökonomischen Gründen weiterhin notwendig. Die Topologie für den Multi-PV wurde so gewählt das im Netzeinspeisebetrieb ein maximaler Wirkungsgrad erzielt wird. Auch alle weiteren wichtigen Eigenschaften von Solarwechselrichtern, wie ein optimales MPP-Tracking, höchste Verfügbarkeit und Möglichkeiten zur Anlagenüberwachung müssen gegeben sein.

In Abbildung 2 ist die Konfiguration der Pilotanlage dargestellt. Diese unterscheidet sich von Standardanlagen, die nach EEG einspeisen, durch den Batteriespeicher und die bidirektionale Arbeitsweise des Stromrichters. Damit stellt sich eine besondere Herausforderung bei der Erfassung der eingespeisten Solarenergie, die entsprechend der aktuellen Gesetzeslage nach EEG abgerechnet werden soll. Neben den eigentlichen Gerätefunktionen sollen in dem Projekt in Abstimmung mit den Städtischen Werken neue Verfahren zur Energieerfassung entwickelt werden, die es ermöglichen, die Solarenergie separat von in der Batterie gespeicherter Energie erfassen zu können. Ziel ist ein einfaches, kostengünstiges Verfahren zu entwickeln, das es ermöglicht, die Energieflüsse im System mit einer Genauigkeit zu erfassen, die für die Abrechnung gemäß EEG erforderlich ist.

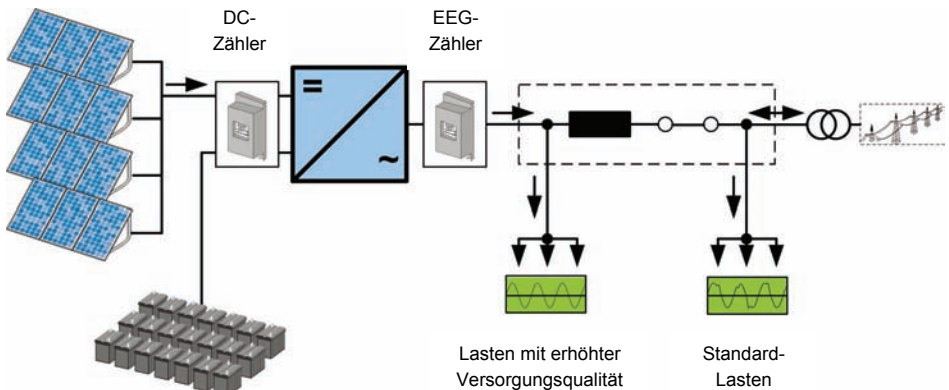


Abbildung 2: Multifunktionaler Photovoltaik-Stromrichter im Einspeisebetrieb

3.2 USV-Betrieb und Spannungsverbesserung

Der USV-Betrieb ist für kritische Produktions- oder Gewerbebereiche eine Zusatzfunktion mit hohem Kundennutzen. Ziel ist hierbei die Verbraucheranlage bei einem Netzausfall ohne Betriebs- und Funktionsstörungen weiter betreiben zu können. Im Unterschied zu konventionellen USV-Anlagen kann mit dem Multi-PV die Solarenergie auch während eines Netzausfalles weiter genutzt werden. Die mögliche Betriebszeit einer Anlage bei Netzausfall kann sich so erheblich verlängern. Bei angepasster Verbraucherleistung ist sogar ein Dauerbetrieb möglich.

Die Topologie des Multi-PV entspricht hier der einer sogenannten Line-Interactive-USV. Das System wird parallel zu den Verbrauchern am Netz betrieben und unterbricht bei Netzfehlern die Netzeinspeisung über einen schnellen Trennschalter. Die Lasten werden dann aus der PV-Anlage (ausreichende Solarstrahlung vorausgesetzt) und dem Batteriespeicher weiter versorgt. Die Trennung vom Netz bei einem Netzausfall sollte innerhalb einer Netz-Halbschwingung erfolgen. Die netzseitige Induktivität ermöglicht aber auch schon vor der Netztrennung eine Stabilisierung der Spannungsamplitude in dem induktiv entkoppelten Bereich. Frequenzänderungen oder Phasensprünge können dagegen nur im Inselbetrieb vom Verbraucher ferngehalten werden. Abbildung 3 zeigt die Leistungsflüsse im USV-Betrieb.

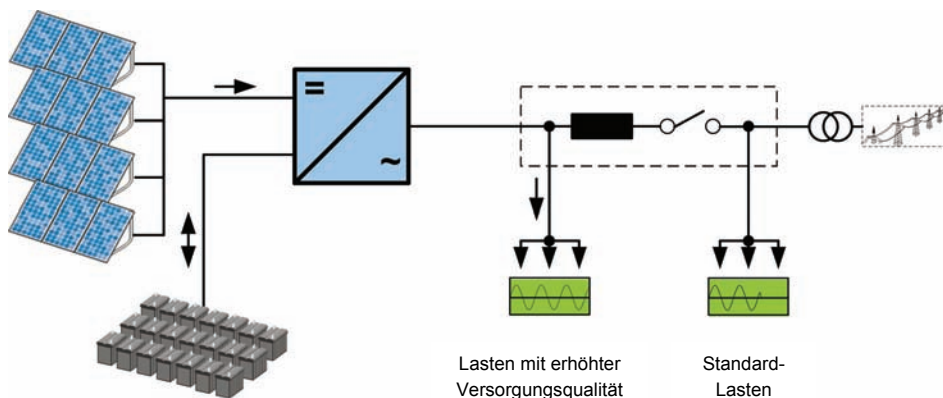


Abbildung 3: Multifunktionaler Photovoltaik-Stromrichter im USV-Betrieb

Die USV-Funktionalität des Multi-PV soll gemäß der IEC 62040-3 klassifiziert werden /2/. In Rahmen der Labortest wird bei Variation der Systemparameter (z.B. Größe der Netzinduktivität, Überstromfähigkeit des Stromrichters, Geschwindigkeit der Netztrennung) die Leistungsfähigkeit des Systems untersucht. Dabei wird die Erfüllung der Anforderungen gemäß Klassifikation 2 der IEC 62040-3 angestrebt.

Die Verbesserung der Spannungsqualität im Industrienetz soll auch unabhängig von der Netzersatzfunktion im Einspeisebetrieb möglich sein. Die Spannungsform und die Amplitude können in dem durch die Induktivität entkoppelten Netzbereich gezielt beeinflusst und damit Spannungseinbrüche oder Spannungsspitzen reduziert werden. Neben den Aspekten der Netzverbesserung müssen natürlich die Auswirkungen auf den Gesamtbetrieb des Systems (Wirkungsgrad im Einspeisebetrieb, Investitionskosten) berücksichtigt werden.

3.3 Management der Netzkoppelstelle

Im Netzverbund ergeben sich durch den integrierten Batteriespeicher weitere Nutzungsmöglichkeiten. Das System soll so gestaltet werden, dass der Anlagenbetreiber über eine Kommunikationsschnittstelle eine Sollleistung für die Netzeinspeiseleistung vorgeben und die Batterieladung freigeben kann. Das Zeitraster beträgt entsprechend den Fahrplänen für den Energiehandel 15 Minuten. Neben der konkreten Umsetzung der notwendigen Funktionen auf Geräteebene werden in dem Projekt auch verschiedene Ansätze zur Einbindung solcher Anlagen in den Regelenergiemarkt betrachtet. Bei der Leistungsgröße der Anlagen, die üblicherweise im Bereich von 100 kW bis zu mehreren MW liegen kann, ist ein Handel der relativ kleinen Energiemengen direkt an einer Börse noch nicht möglich. In dem weiteren BMU-Projekt DINAR werden solche Möglichkeiten eruiert /3/. Momentan bietet sich hier jedoch das konzertierte Steuern einer grö-



ßeren Anzahl von Speichereinheiten zu einem virtuellen Kraftwerk an (engl. pooling). Die folgende Abbildung illustriert diesen Modus.

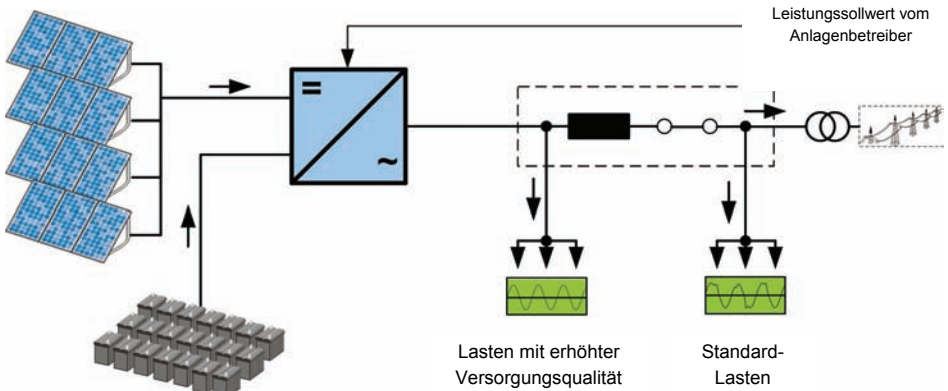


Abbildung 4: Multifunktionaler Photovoltaik-Stromrichter mit externer Leistungsvorgabe

Zusätzlich zu diesem quasistationären Verhalten kann aber auch das dynamische Regelverhalten des Systems so angepasst werden, dass in kritischen Situationen ein stabilisierendes Verhalten für das Versorgungsnetz gegeben ist. So kann das System, abgeleitet von den elektrischen Größen Spannung und Frequenz, an der Netzkoppelstelle den Wirkleistungsfluss gezielt steuern. Beim Absinken der Netzfrequenz unter definierte kritische Werte kann z. B. kurzfristig möglichst viel Wirkleistung eingespeist werden, um das Netz zu stabilisieren, bevor sich der Multi-PV vom Netzverbund trennt. Bei einer Einzelanlage wäre der Effekt zwar zu vernachlässigen, im Hinblick auf einen immer größer werdenden Anteil an dezentralen Einspeisern sind solche Maßnahmen jedoch perspektivisch sinnvoll, um einen Dominoeffekt bei Netzstörungen zu vermeiden.

Ein weiterer Ansatz ist die Minderung von dynamischen Leistungsschwankungen, die sich aus dem schwankenden Leistungsangebot von der Solarseite oder aus Lastsprüngen ergeben können. Der Batteriespeicher eröffnet hier die Möglichkeit den Gradienten für die einstrahlungs- oder verbraucherbedingten Leistungsänderungen zu begrenzen. Bei sehr großen Anlagen in schwachen Netzen könnten mit dieser Funktion Flicker vermieden werden.

4 Realisierung

Das Projekt sieht zwei zeitlich gestaffelte Erprobungsphasen vor. Für die erste Phase mit einer ca. halbjährigen Erprobung im Versuchsnetz des ISET Test- und Experimen-

tierzentrums DeMoTec, wurde ein Labormuster aufgebaut, das in diesem Jahr in den Testbetrieb gehen soll. Anschließend wird ein Prototyp aufgebaut, der zunächst ebenfalls im DeMoTec in Betrieb genommen und anschließend im Industriernetz der Fa. Hübner in Kassel erprobt wird.

4.1 Vorgehen bei der Entwicklung

ISET und SMA setzen bei der Entwicklung des Multi-PV neue Designverfahren ein. So findet die Entwicklung der Regelungs- und Betriebsführungssoftware weitgehend modellbasiert statt. Hierbei wird zunächst ein Systemmodell mit allen Komponenten erstellt, wozu auch die externen Komponenten wie PV-Generator, Batterie, Netz und Lasten gehören. Das Systemmodell dient zunächst der Definition und Überprüfung der prinzipiellen Funktionen und Eigenschaften des Multi-PV in der vorgesehen Umgebung. Die Komponenten werden in mehreren Schritten detailliert, bis die tatsächlichen Funktionen, wie sie in der Regelungs- und Betriebsführungssoftware benötigt werden, entwickelt sind. Aus den Modellen kann dann direkt der Software-Code für die Zielhardware generiert werden (Automatische Code-Generierung). Abbildung 5 verdeutlicht dieses Vorgehen.

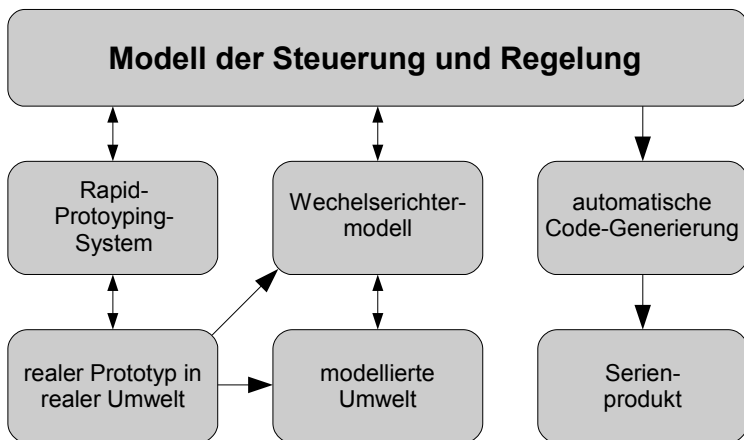


Abbildung 5: Vorgehensweise bei der modellbasierten Entwicklung der Steuerung

Die Erprobung wird dann auf zwei unterschiedlichen Hardwareplattformen erfolgen:

Das ISET arbeitet am Labormuster mit einem Rapid-Prototyping-System und SMA implementiert die entwickelten Steuerungs- und Regelungsfunktionen auf eine neue Hard-



ware-Plattform, die später auch in ähnlicher Form in der Serie eingesetzt werden kann. Änderungen und Optimierungsschritte werden immer auf der Modellebene durchgeführt. Für beide Entwicklungsplattformen wird dabei auf die gleichen Modelle zurückgegriffen. Dieses Vorgehen ermöglicht ein schnelles Vorgehen bei der Entwicklung. Abbildung 6 zeigt das Labormuster des Multi-PV.

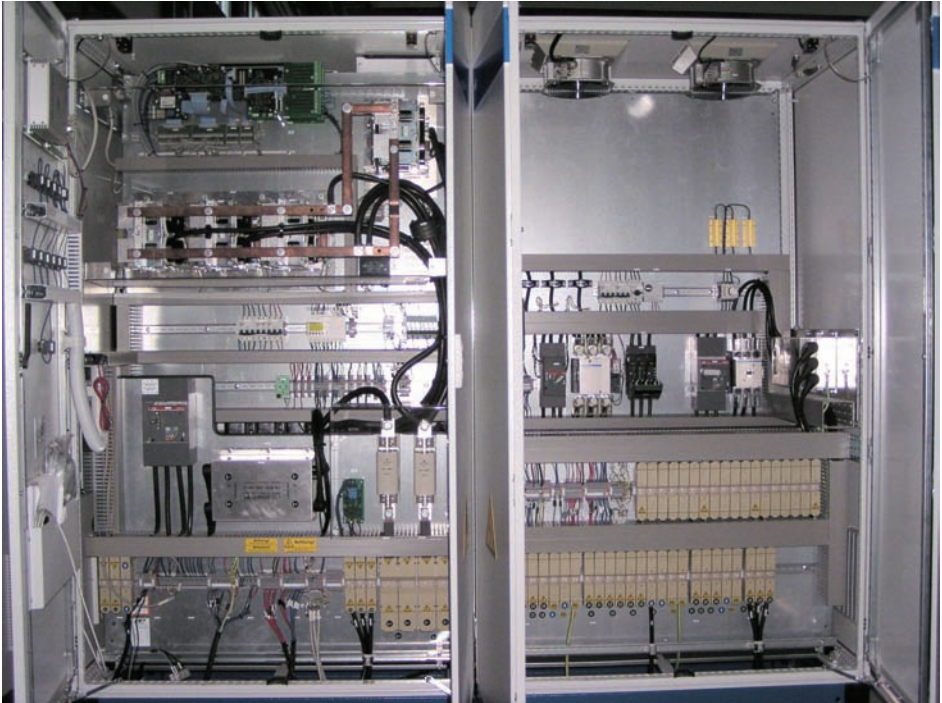


Abbildung 6: Labormuster des multifunktionalen Photovoltaik-Stromrichters (links) mit der Entkopplungsinduktivität (rechts)

Die Ergebnisse aus dem Testbetrieb des Labormusters werden direkt zur Optimierung des Prototypen für den Pilotbetrieb in der realen Industrieumgebung genutzt.

4.2 Pilotbetrieb in einem Industrienetz

Während zur Entwicklung des Labormusters die Umgebung des Test- und Experimentierzentrums DeMoTec des ISET genutzt wird, ist für den Praxisbetrieb des Prototypen ein geeigneter Industriestandort mit Photovoltaikanlage, Industrienetz und sensiblen Lasten ausgewählt worden. Auf dem Hallendach der Hübner GmbH haben die Städtische Werke AG eine netzgekoppelte 100-kWp-Photovoltaikanlage errichtet (siehe Ab-

bildung 7). Diese wurde am 8. Juni 2006 offiziell in Betrieb genommen und arbeitet zunächst mit einem Standard-Photovoltaik Wechselrichter Sunny Central SC 100. Mit dem Aufbau neuer Produktionslinien wird das Industrienetz mit sensiblen Lasten in den nächsten Monaten entstehen.



Abbildung 7: 100-kWp-Photovoltaikanlage auf dem Hallendach der Hübner GmbH

Der Pilotbetrieb soll Anfang 2008 beginnen und ein Jahr andauern. Hierzu wird ein Container mit dem Prototypen des Multi-PV einschließlich des Batteriespeichers und der Messtechnik vor Ort aufgestellt und die Anlage in das Netz integriert.

5 Zusammenfassung der Ergebnisse und Ausblick

Im Rahmen des Projektes wurde ein Realisierungskonzept für multifunktionale Photovoltaik-Stromrichter erstellt und die Voraussetzungen für die Erprobung geschaffen. Bei der aktuellen Entwicklung der Betriebsführung und Regelung werden neue Verfahren der modellbasierten Entwicklung eingesetzt. Die Ergebnisse können sowohl für das Labormuster im Test- und Experimentierzentrum DeMoTec wie auch für den Prototypen, der für die Erprobung im industriellen Umfeld bei der Fa. Hübner vorgesehen ist, direkt genutzt werden. Der mehr als einjährige Probebetrieb unter den realen Bedingungen eines produzierenden Betriebes wird in die Definition des vorgesehenen Serienproduktes einfließen.

Neben dem Einsatz in Deutschland und im europäischen Ausland werden große Marktpotenziale auch in Schwellenländern mit instabilen Stromversorgungssystemen gesehen. Hier können sich durch das Konzept neue Anwendungsfelder für die Photovoltaik eröffnen.



6 Literatur

- /1/ Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (BSW) i.G.,
www.solarwirtschaft.de
- /2/ W.H. Wellßow: USV-Anlagen – Technologien, Einsatzmöglichkeiten und Entwicklungstrends, etz, VDE-Verlag, Heft 19/2002
- /3/ C. Bendel, D. Nestle: Decentralized Electrical Power Generators in the Low Voltage Grid – Development of a Technical and Economical Integration Strategy, International Journal of Distributed Energy Resources, ISSN 1614 7138, Kassel, Januar-März 2005 Vol 1 No1, pp. 63-70.



Kommunikation als Schlüssel für künftige Effizienz der Netzführung

B.M. Buchholz
Siemens PTD
Freyeslebenstrasse 1, 91508 Erlangen
Tel.: (0172) 3233201, Fax: (09131) 734445
e-mail: drbuchholz@aol.com

P. Palensky
Envidatec GmbH
Veritaskai 3, 21079 Hamburg
Tel.: (040) 300857-0, Fax: -70
peter.palensky@envidatec.com

Zusammenfassung

Unser Energiesystem befindet sich im Umbruch. Zentralistische Strukturen werden zusehends von dezentralen, flachen Topologien unterstützt wenn nicht sogar abgelöst. Verteilte Erzeugung, oft mit stochastischem Verhalten, nimmt zu und erfordert ein Mehr an Koordination. Die dafür notwendige Kommunikationsinfrastruktur endet oft im Umspannwerk, die existierenden Technologien sind oft nicht in der Lage die Verteilnetzebene effizient einzubinden. Es ist nun aber das erklärte Ziel, verteilte Erzeugung wie auch den Endkunden für Systemdienstleistungen zu erschliessen. Der „missing link“ ist eine offene, standardisierte Kommunikationsinfrastruktur, die es ermöglicht Informationen zeitnah zu akquirieren (Messen, Empfangen von Meldungen) und getroffene Entscheidungen zuverlässig im System zu verteilen (Schaltbefehle, Fahrpläne, Tarife, etc.). Ein Mangel an Standards und Interoperabilität zwischen den einzelnen Netzebenen und auch innerhalb einer Netzebene hat zur Entwicklung von IEC 61850 geführt. Dieser Artikel gibt einen kurzen Einblick in die Möglichkeiten dieses Standards, der durch seine Offenheit, Firmenneutralität und Erweiterbarkeit dazu beiträgt, bei geringeren Engineering Kosten kommunikationstechnisch tiefer ins Energiesystem vorzudringen. Erstmals werden auch Anforderungen an Performance, Datenmengen, Nachrichtentypen und Geräte dargestellt.

Abstract

Our energy system is experiencing a change. Centralized structures are supported or even replaced by decentralized, flat topologies. Distributed generation, often with a stochastic behaviour, is increasing and generates the need for more coordination. The



necessary communication infrastructure typically ends in the main substations and the existing technologies are often not suitable to integrate members of the distribution grid. It is the goal to provide system services by using distributed energy sources as well as the end customer. The missing link is an open, standardized communication infrastructure that allows for acquiring data (measuring, receiving alarms, etc.) and for distributing decisions (commands, road maps, tariffs, etc.) in a real-time manner. A lack of standards and interoperability between and within the grid layers led to the development of IEC 61850. This article gives a short introduction into the possibilities of this standard, which helps to – in terms of communication – dig deeper into the grid by being open, vendor-neutral and extensible. Additionally, requirements for performance, message types, amounts of data and devices are given for the first time.

1. Künftige Herausforderungen an den Netzbetrieb

Liberalisierung, Unbundling sowie ein wachsender Anteil erneuerbarer und verteilter Erzeuger in der Energiebilanz sind die wesentlichen Herausforderungen für den Netzbetrieb der Zukunft. Wir müssen heute die Voraussetzungen schaffen, diese Herausforderungen so zu meistern, dass die gewohnte hohe Versorgungsqualität auch künftig unter wirtschaftlichen Bedingungen beibehalten wird.

In erster Linie bedeutet das, dass der hohe Anteil erneuerbarer und verteilter Erzeuger in ähnlicher Form wie die konventionellen Kraftwerke an den Systemdiensten teilnimmt. Immerhin hat die Europäische Union die Ziele gesetzt, dass bereits im Jahre 2010 22 % der Stromerzeugung von erneuerbaren Energiequellen kommt und das 18 % von KWK-Anlagen abgedeckt wird. Dabei sind in dieser Bilanz auch Energiequellen mit unsicherem, wetterabhängigem Dargebot enthalten, und so erfordern 40 % elektrische Energie von erneuerbaren und verteilten Erzeugern im „best case“ einen Beitrag von 60 % an der Spitzenlastabdeckung [BUCHHOLZ 2005]. Dementsprechend wird auch ein signifikanter Beitrag zu den Systemdiensten zwingend erforderlich.

Bild 1 zeigt die Übersicht von Systemdiensten und ihre Zuordnung zu Übertragung und Verteilung. Traditionell wird der Hauptteil der Systemdienste auf Übertragungsebene geleistet. In den Verteilnetzen wird durch Trafostufenregelung für die lokale Spannungsstabilität gesorgt und natürlich benötigen Verteilnetze ein Systemmanagement. Gegenwärtig werden aber bereits Systemdienste wie Primärreserve- und Minutenreservebereitstellung durch Anlagen in der Verteilebene bereitgestellt. Dazu betreibt z. B. die Saar Energie ein virtuelles Kraftwerk für Reserveleistung mit einer Vielzahl beteiligter kleiner Einheiten, deren Wirkung von einer zentralen Stelle aus gebündelt wird [STRESE 2006].

- Frequenzstabilität:**
- FP - Primärreserve (<30s)
 - FS –Sekundärreserve (< 5 Min.)
 - FM - Minutenreserve (7-15 Min.)
- P- Fahrplanmanagement:**
- PM – Leistungsbilanzierung & Regelung
- Spannungsstabilität:**
- UT – Trafostufenregelung
 - UQ - Blindleistungsregelung
- Wiederversorgung:**
- WS - Schwarzstartfähigkeit
 - WI - Inselbetrieb
- Systemmanagement:**
- SV – Sicherung Versorgungsqualität
 - SO – Betrieb und Assetmanagement

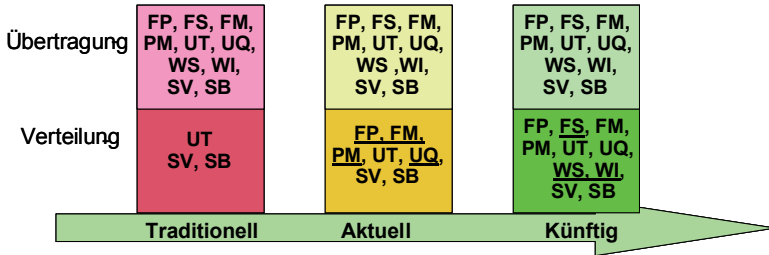


Bild 1. Systemdienste und ihre Zuordnung

Darüber hinaus werden Fahrplanmanagement und Blindleistungsregelung durch verteilte und erneuerbare Erzeuger bereits im Rahmen von Pilotierungen praktiziert.

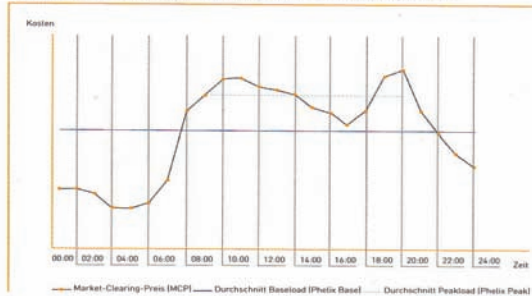
Einer breiten Nutzung dieser Möglichkeiten stehen allerdings das EEG und das KWKG-Gesetz entgegen, durch die allein die Quantität und nicht die Qualität der Erzeugerleistung honoriert wird.

In der Zukunft wird es für den sicheren Netzbetrieb unumgänglich, dass die verteilte und erneuerbare Erzeugung erweitert an Frequenzhaltung, Spannungsstabilität, Fahrplanmanagement teilnehmen sowie im Rahmen von „Microgrids“ Inselnetz- und Schwarzstartfähigkeit aufweisen.

Neben den Aufgaben des dezentralen Energiemanagements wird die Teilhabe der Endkunden an Liberalisierung des Energiemarktes erforderlich. Die heutige Tarifstruktur berücksichtigt nicht die über den Tagesverlauf sich verändernde Preissituation für Energie, wie sie beispielhaft in Bild 2 dargestellt ist.



**Beispiel des Strompreisverlaufs über 24 Stunden
an der Europäischen Energiebörse Leipzig (EEX)**



**Bild 2. Tagesverlauf
des Preises an der
Energiebörse**

Moderne digitale Zählertechnik wird es möglich machen, dass dynamische Tarife zur Anwendung kommen, indem der Endkunde auch die Information über den Preisverlauf erhält und seinen Leistungsabruf entsprechend einrichten kann.

Beide Aufgaben:

- dezentrales Energiemanagement zur Teilnahme an den Systemdiensten,
- dynamische Tarife zur Marktliberalisierung bis zum Stromkunden

erfordern Kommunikation bis in die Niederspannungsnetze hinein, der künftig aufgrund verteilter Erzeugung ja auch die Rolle als Erzeuger einnehmen kann.

Wenn aber Kommunikation die Verteilnetzebene abdeckt, so stellt sich die Frage, ob sie nicht auch für anderweitige Aufgaben des Verteilnetzmanagements genutzt werden kann. Die Antwort hierzu ist ein klares „Ja“, denn viele Aufgaben werden heute manuell durchgeführt, die mittels Kommunikation automatisiert werden können. Aus Kostengründen wurde in der Vergangenheit darauf verzichtet. Ein Beispiel ist die Fehlerortung und Wiederversorgung im offenen Ringnetz.

Bild 3 zeigt die Handlungen nach Fehlereintritt in einem solchen Netz.

Der Fehler tritt im Leitungsabschnitt zwischen den Ortsnetzstationen b und c auf. Zunächst löst der Schutz im Umspannwerk aus und schaltet den betroffenen Leitungszug bis zur Ortsnetzstation d, in der die Trennstelle zum benachbarten Leitungszug normal offen gehalten wird, komplett aus (1). Nach herkömmlichem Vorgehen fährt nun Betriebspersonal die Ortsnetzstationen ab und prüft die Anzeigen der Kurzschlussstromanzeiger. Dadurch wird der betroffene Abschnitt detektiert und abgeschaltet (2.1 und 2.2). Im nächsten Schritt wird die Trennstelle in d (3) geschlossen und die Leitung im Umspannwerk wieder eingeschaltet. Auf diese Weise sind alle Ortsnetzstationen wieder versorgt. Der gesamte Vorgang erfordert nach herkömmlicher Art 1-2 Stunden.

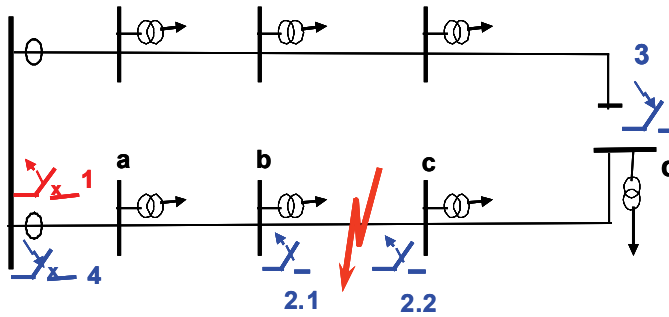


Bild 3. Störungsmanagement im offenen Ringnetz

Kommunikation im Verteilnetz ermöglicht die Fernauslesung der Kurzschlussstromanzeiger sowie die Fernsteuerung der Trenner in den Ortsnetzstationen.

Die Wiederversorgung kann so bereits innerhalb von Minuten erfolgen. Auf diese Weise kann die Kommunikation einen erheblichen Beitrag zur Verbesserung der Versorgungszuverlässigkeit leisten, denn immerhin 98 % aller Versorgungsunterbrechungen haben ihre Ursache in den Verteilnetzen.

2. Perspektiven der Kommunikation in elektrischen Netzen

Kommunikation besteht heute im elektrischen Netz innerhalb eines Umspannwerks, zwischen Umspannwerken des 110 kV- Netzes und regionalen Netzleitstellen, zwischen Netzleitstellen und Control Center des Übertragungsnetzbetreibers (ÜNB CC) sowie zwischen den Umspannwerken des Übertragungsnetzes und dem ÜNB CC wie in Bild 4 dargestellt. Die Verteilnetzebenen Mittelspannung (MS) und Niederspannung (NS) sind derzeit nicht in das Kommunikationssystem einbezogen.

Ein weiteres Problem besteht darin, dass die Kommunikationsprotokolle nicht nur in den verschiedenen Ebenen, sondern auch für unterschiedliche Betriebsmittel verschieden sind. Es wird also auf jeder Ebene sowie von den Primär- und Sekundärgeräten jeweils eine andere „Sprache“ gesprochen. Das hat einerseits historische Hintergründe, da der Bedarf nach Kommunikation schneller entstanden ist, als relevante Standards entwickelt werden konnten. So sind heute auf der Ebene UW- Netzleitstelle- ÜNB CC hersteller-spezifische Protokolle wie Indactic, Sinaut, Telegyr und andere im Einsatz.

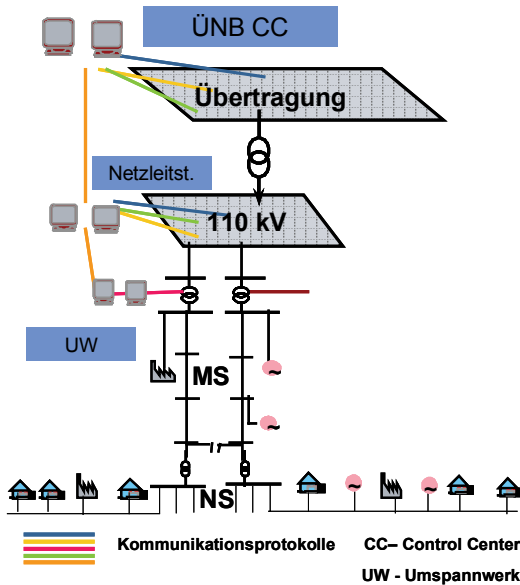


Bild 4. Aktuelle Kommunikationsstruktur im elektrischen Energieversorgungssystem

Der erste IEC- Standard für die Kommunikation vom UW zur Netzleitstelle/ ÜNB CC wurde 1994 offiziell verabschiedet als IEC 60870-5-101 [IEC 1995]. Er gibt den Rahmen für die Kommunikation der Daten vor, die Bedeutung der Dateninhalte ist allerdings mittels Engineering festzulegen. „Plug and Play“ ist somit nicht möglich. Diesen Nachteil hat der Kommunikationsstandard IEC 60870-5-103 für Schutzinformationskommunikation innerhalb des UW ausgeglichen [IEC 1997]. Er legt feste Nummern für Schutztypen und Informationen fest - allerdings in begrenztem Umfang mit Erweiterungsoptionen im herstellerprivaten Bereich. Damit fehlt eine Flexibilität bei neuen Anforderungen.

Der neueste Standard IEC 61850 [IEC 2004] umgeht alle diese Mängel. Er basiert auf generischer objektorientierter Datenmodellierung. Er erlaubt so die Breite der heutigen Anforderungen abzudecken und ist gleichzeitig offen für künftige Aufgaben.

Für ein künftiges Kommunikationssystem zur Betriebsführung elektrischer Netze sind somit wie in Bild 5 dargestellt zwei wesentliche Anforderungen umzusetzen:

- **Die Kommunikation ist bis zu den Stromkunden in der Niederspannungsebene zu führen.**
- **Einheitliche Datenmodelle und Dienste auf allen Ebenen sowie für alle Betriebsmittel sind Voraussetzung für Konsistenz und Wirtschaftlichkeit der Kommunikation.**

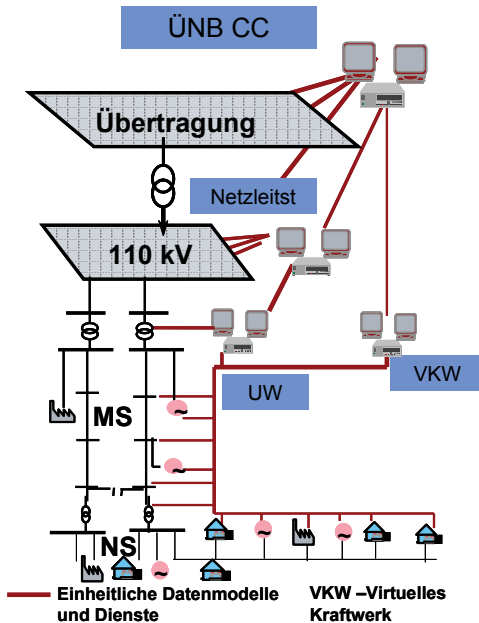


Bild 5. Zielstruktur des Kommunikationsnetzes für Energieversorgungssysteme

Eine zusätzliche Leitfunktion wird das virtuelle Kraftwerke (VKW) erlangen. Es poolt eine Reihe von aktiven Netzteilnehmern wie Erzeuger, Speicher und steuerbare Lasten, erstellt gemeinsame prognosebasierte Fahrpläne und sorgt durch on-line Optimierungen für die Einhaltung der Fahrpläne, indem Prognoseabweichungen durch fluktuierende Erzeuger anderweitig kompensiert werden.

3. Aufgaben der Kommunikation auf Verteilnetzebene und Performance

Die Inhalte der Kommunikation im Verteilungsnetz sind im Wesentlichen identisch mit den im Umspannwerk kommunizierten Informationstypen. Allerdings können die Anforderungen an die Performance großzügiger ausgelegt werden. Das „Netzwerk Energie und Kommunikation“ hat diesbezüglich für die einzelnen Informationsobjekte Mindestlatenzzeiten definiert:

- Befehl mit Rückmeldung 2 s
- Statusinformation
 - Störungsmeldung 1 s
 - Betriebsmeldung 5 s
- Sollwert setzen (P,Q) 2 s
- Messwerte 2 s



- Zählwerte 2 s
- Tagesprofil (P,Q - 96 Viertelstundenwerte) 20 s
- Parameter setzen 10 s
- Störschriebe 1 Minute

Allerdings sind die Anforderungen der Kommunikationsteilnehmer an die zu kommunizierenden Inhalte sehr unterschiedlich. Es wird abhängig von der Bedeutung eines Teilnehmers sowie von der Steuerbarkeit seiner Leistungserzeugung zu entscheiden sein, welche Kommunikationsinhalte jeweils zur Anwendung kommen.

Alle Teilnehmer, auch passive Lasten, werden künftig ihre Zählerdaten kommunizieren. Damit werden verschiedene Ziele erreicht.

Zunächst ist die Kommunikation der Zählwerte Voraussetzung für die Einführung dynamischer Tarife. Sie ermöglicht aber auch gleichzeitig eine Automatisierung und Rationalisierung des gesamten Abrechnungsprozesses bis hin zur Kommunikation der Rechnungsbeträge.

Darüber hinaus dient die viertelstündliche Erfassung der Zählwerte einer verbesserten Prognose und sowie der Anpassung der verteilten Erzeugung, bzw. des Lastmanagements an den Fahrplan. Sie bildet so die Voraussetzung für das Energiemanagement des virtuellen Kraftwerks.







Weiterhin werden Statusinformationen für alle aktiven Teilnehmer im Verteilungsnetz benötigt. Sie geben Auskunft über Störungen und den Betriebszustand der Anlage.

Alle weiteren Informationstypen kommen nur nach Bedarf zur Anwendung.

Beispielsweise macht es keinen Sinn, für Photovoltaikanlagen oder kleine Brennstoffzellen Sollwerte zur Leistungskorrektur zu kommunizieren. Ihre Leistungsgröße ist einmal zu gering, um wesentliche Steuerwirkung zu erzielen, andererseits ist auch die Steuerbarkeit selbst nicht flexibel genug. Ähnlich verhält es sich bei Windanlagen. Hier kommt zwar eine Leistungsbeschränkung zur Anwendung (unbedingt bei großen Anlagen, fakultativ bei kleineren), damit Engpässe im Netz vermieden werden. Die Vorgabe eines Tagesprofils aber macht bei Windanlagen keinen Sinn.

In Tabelle 1 sind diese Überlegungen zusammengefasst.

Tabelle 1: Zuordnung von Informationsobjekten zu Anlagentypen
(O- obligatorisch, F - fakultativ)

Anlage	Leistung	Zählwert	Status Inform.	Befehl	Sollwert	Sollprofil	Störschrieb	Parameter
 Photovoltaik	1-50 kW	O	F	-	-	-	-	-
 Brennstoffzelle	1-50 kW	O	F	-	-	-	-	-
 Speicher	0.1-10 MW	O	O	O	O	F	F	F
 Windparks	0.6-100 MW	O	O	O	F	-	F	F
 KWK -Bi of fossil	> 100 MW	O	O	O	O	-	F	F
 Lastmanagement	0.5- 50 MW	O	O	O	O	F	F	F
	> 50 MW	O	O	O	O	O	F	F
	0.01- 100 MW	O	-	O	-	-	-	-

Prinzipiell ist die Kommunikation von Störschrieben oder Parametern möglich, aber dem Betreiber entsprechend seiner Betriebsphilosophie freigestellt.

Beim Konzipieren der Kommunikationsnetze ist davon auszugehen, dass im Normalfall die Übertragung der Zählerdaten die Grundlast darstellen und einmal am Tage die Profile zu kommunizieren sind. Sollwerte sind dann zu übertragen, wenn die Tagesprofile online zu korrigieren sind. Befehle und Statusinformationen kommen im Normalfall selten vor. Dafür können aber im „Worst Case“, d. h. in Störungssituationen Meldungsschwallen auftreten, die auch in vertretbarer Zeit von einigen Sekunden über das Kommunikationsnetz zu übermitteln sind.

Um einerseits allen Anforderungen an die Kommunikation gerecht zu werden und andererseits eine Überdimensionierung des Kommunikationsnetzes zu vermeiden wurde ein mathematisches Modell für die optimale Auslegung entwickelt [BLEY 2003], das die in diesem Abschnitt genannten Voraussetzungen berücksichtigt.

4. Nutzung der Infrastruktur in Verteilungsnetzen

Das Fehlen von Kommunikationsmöglichkeiten im Verteilnetz hat wirtschaftliche Gründe. Der Aufbau und Unterhalt eines Kommunikationsnetzes nur um zum Beispiel selten vorkommende Versorgungsunterbrechungen schneller zu beseitigen, rechnet sich nicht. Erst das dezentrale Energiemanagement und die dynamische Tarifeinführung bringen Bewegung in Richtung Kommunikationserfordernis für Verteilnetze.



Aber auch hier wird es unumgänglich, nach wirtschaftlichen Kriterien zu entscheiden und nach Möglichkeit vorhandene Infrastruktur für Kommunikationsaufgaben zu nutzen.

Das kann einerseits durch Nutzung vorhandener Providerdienste geschehen - dort wo Festnetzanschlüsse vorhanden sind zum Beispiel über ISDN oder DSL-Internetanschluss. Bei entfernten Anlagen ist auch Funk (Mobilfunk, Richtfunk) eine Alternative. Neue Möglichkeiten erschließen sich durch Kommunikation über das Stromnetz mittels Distribution Line Carrier (DLC). Hierzu gibt es bereits wettbewerbsfähige Lösungen am Markt [HAMPEL 2006].

Am Beispiel des Referenzverteilungsnetzes des „Netzwerks Energie und Kommunikation“ wurde nachgewiesen, dass DLC für die dabei vorliegenden Bedingungen den meisten Kommunikationsteilnehmer die wirtschaftlichste Lösung bietet [BUCHHOLZ 2005]. Die Investitionen für DLC umgerechnet auf eine 6-Jahresamortisationszeitraum und umgelegt auf alle Teilnehmer führen zu einer vergleichbaren Flatrate von 1,60 € monatlich. Gegenwärtig liegt das günstigste Angebot eines Providers etwa achtfach über diesem Wert.

Die künftigen Kommunikationsnetze in Verteilungsnetzen werden sich also aus den unterschiedlichsten physikalischen Kommunikationsmedien zusammensetzen. Wie ist das vereinbar mit der Forderung nach vereinheitlichter, standardisierter Kommunikation?

IEC 61850 gibt mit seinem Referenzmodell für die Schichten der ISO/OSI-Kommunikationsstruktur die Antwort: Wichtig ist, dass die Dateninhalte konsistent erhalten werden und dass die Dienste auf allen Ebenen in gleicher Form mit ihren Empfangsquittierungen und standardisierten Aktionsfolgen ablaufen. Das Transportmittel muss dabei frei wählbar sein - was sich vor allem in der physikalischen Schicht und der Verbindungsschicht ausdrückt. Bild 6 stellt diese Verhältnisse dar.

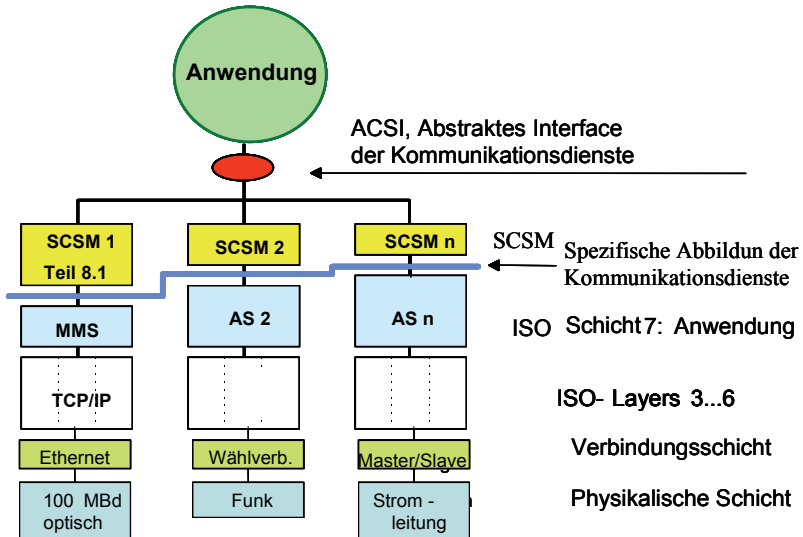


Bild 6. IEC 61850- Referenzmodell mit unterschiedlicher Schichtenbelegung

Bild 6 drückt hier die prinzipielle Möglichkeit der Varianz anhand von Beispielen aus.

Diese Darstellung sagt aus, dass zwischen Applikation und Kommunikation eine Zwischenschicht gelegt ist - das abstrakte Interface für die Kommunikationsdienste (ACSI). Im ACSI werden die Grundsätze der Datenmodellierung und der abzulaufenden Dienste abstrakt definiert. Mittels spezifischer Abbildung können unterschiedliche Kommunikationsverfahren in das Kommunikationsprotokoll eingebunden werden, wobei das ACSI für Konsistenz und Einheitlichkeit der Datenmodelle und Dienste sorgt. Die Schichten des ISO/OSI- Modells können so unterschiedlich belegt werden.

In unserem Beispiel ist links die Ausprägung des Teils 8.1 für die Kommunikation im Umspannwerk gezeigt: mit MMS in der Anwenderschicht (Manufacturing Message System), TCP/IP Adressierung sowie optischem Ethernet mit 100 MBit/s.

Andere Ausprägungen können mittels einer Funkwählverbindung oder mittels DLC und einem Master - Slave - Verfahren (Polling) gestaltet werden. Das Modell ist flexibel für weitere Variationen und somit geeignet, Kommunikationsnetze mit den unterschiedlichsten physikalischen Medien zu unterstützen.

Dementsprechend orientiert das „Netzwerk Energie und Kommunikation“ auf die Anwendung der Datenmodelle und Dienste von IEC 61850 auf allen Kommunikationsebenen des elektrischen Energieversorgungssystems und hat dazu die entsprechenden Handlungsempfehlungen an IEC entwickelt.



5. Anforderungen an die Gerätetechnik

Für die verteilten und erneuerbaren Erzeuger werden je nach Leistungsgröße unterschiedliche Geräte zum Einsatz kommen.

Gemäß Tabelle 1 sind Zähler mit moderner Kommunikation für alle Teilnehmer im Netz erforderlich. Damit zum Beispiel im Falle einer Photovoltaikanlage, von der auch Störungs- und Zustandsmeldungen erfasst werden sollen, nicht zwei unterschiedliche Geräte für die Kommunikation zum Einsatz kommen müssen, ist es zu empfehlen, dass die künftigen Zähler auch 2 bis 5 Meldungen erfassen und übertragen können.

Ein größere Menge an Informationspunkten erfordert den Einsatz kleiner Fernwirkgeräte, die in der Regel 10-20 Meldungen, 1-5 Messwerte, 1-2 Sollwertausgaben sowie 2-8 Befehle abdecken können.

Kleine Anlagen verfügen über in die Steuerung integrierte Schutzfunktionen oder nutzen low end - Schutzgeräte, die in der Regel nicht kommunikationsfähig sind.

Bei den mittleren Anlagen (>1 MW) macht die Kommunikation von Schutzinformationen Sinn. Daher werden hierfür kommunikationsfähige Schutzgeräte empfohlen, die auch im low end - Bereich am Markt verfügbar sind.

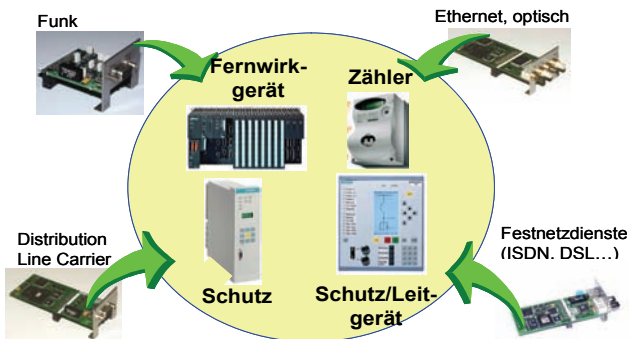


Bild 7. Geräte mit variabler Kommunikationsanbindung

Bild 7 stellt die oben beschriebene Gerätetechnik vor.

Größere Anlagen (>10 MW) haben einen deutlich höheren Bedarf an Leit- und Schutzfunktionen. Hier sind kombinierte Schutz- und Leitgeräte besonders geeignet, die ein größeres Mengengerüst an Meldungen, Messwerten, Befehlen und Sollwerten im Vergleich zu den Kleinf fernwirkgeräten bieten sowie ein anspruchsvolles Schutzportfolio beinhalten.

Derartige Geräte sind derzeit in breiter Palette am Markt verfügbar. In der Regel bieten sie auch eine kommunikationstechnische Anbindung an. Allerdings ist die Kommunikati-



on zumeist fest im Gerät verankert. Wird eine andere Art der Kommunikation benötigt, muss das gesamte Gerät ausgewechselt werden.

Dieser Nachteil kann umgangen werden indem die Kommunikation auf austauschbaren „Plug-in Modulen“ wie in Bild 7 gezeigt implementiert wird.

In diesem Falle kann das gleiche Gerät in einem Kommunikationsnetz mit unterschiedlichen Kommunikationskanälen wie Funk, DLC, Ethernet oder Festnetz eingesetzt werden. Diese Anforderung ist eine weitere Voraussetzung für den wirtschaftlichen Aufbau von Kommunikationsnetzen bis zum Niederspannungs- Stromkunden.

6. Literatur

- /BUCHHOLZ 2005/ Netzwerk Energie- und Kommunikation - Kommunikation im Verteilnetz. 10. Kasseler Symposium „Energy systems technology 2005“, Kassel, 10.-11. November 2005
- /STRESE2006/ Neue Chancen in Regelenergiemärkten mit virtuellen Kraftwerken. VWEW Fachtagung „Smart Grids - der Beitrag virtueller Kraftwerke zur nachhaltigen Energieversorgung“, Fulda, 7.-8. Juni 2006-09-0
- /IEC 1995/ IEC 60870-5-101. Fernwirkeinrichtungen und Systeme. Teil 5 Übertragungsprotokolle - Hauptabschnitt 101. Anwendungsbezogene Norm für grundsätzliche Fernwirkaufgaben. Deutsche Fassung EN 60870--5-101:1996
- /IEC 1997/ IEC 60870-5-103. Fernwirkeinrichtungen und Systeme. Teil 5 Übertragungsprotokolle - Hauptabschnitt 103. Anwendungsbezogene Norm für die Informationsschnittstelle von Schutzeinrichtungen. Deutsche Fassung EN 60870-5-103:1998
- /IEC 2004/ IEC 61850 Parts 1-10. Communication networks and systems in substations. IEC 61850-1...10:2003/2004 (E)
- /BLEY 2003/ Planung kostenoptimaler Informations- und Kommunikations-Infrastrukturen. 8. Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik: Energie und Kommunikation, Kassel, 2003.
- /HAMPEL 2006/ Kommunikation über die Verteilnetze - eine wirtschaftliche Lösung für die Zukunft. VWEW Fachtagung „Smart Grids - der Beitrag virtueller Kraftwerke zur nachhaltigen Energieversorgung“, Fulda, 7.-8. Juni 2006-09-0



Medienvielfalt mit einheitlichen Datenmodellen und Diensten **Variety of Media with Uniform Data Models and Services**

Dr. O. Haas¹, J. Giebhardt², O. Ausburg³

1) Universität Kassel

2) Institut für Solare Energieversorgungstechnik e.V. (ISET)

3) SMA Technologie AG

Zusammenfassung

Das schnelle Wachsen des Anteils an verteilter und erneuerbarer Elektroenergieerzeugung (dezentrale Erzeugeranlagen DEA) ist ein gemeinsames europäisches Ziel. Es dient zur Reduzierung der Abhängigkeiten von Primärenergieträgerimporten sowie der Schonung von Ressourcen und Umwelt.

Hieraus ergibt sich eine wachsende Rolle der verteilten Erzeugung an der Energiebilanz und damit wird es künftig notwendig sein Systemdienste auch in der Verteilebene zu erbringen. Voraussetzung für die Umsetzung der Systemdienstleistungen auf die Verteilungsebene ist der informationstechnische Zusammenschluss der verteilten Erzeuger und steuerbaren Lasten zu virtuellen Kraftwerken. Kapitel 1 und 2 geben einen Überblick der in Frage kommenden Kommunikationsmedien und Protokolle.

Eine derartige Vielfalt von Medien und Protokollen ergibt ihrerseits eine Vielzahl von Datenschnittstellen, die mit einander kommunizieren müssen. Diese Thematik wird in Kapitel 3 aufgegriffen und es werden Lösungen aufgezeigt, die zu einheitlichen Datenmodellen und Diensten führen. Beispielhaft wird auf die bisherige Umsetzung dieser Modelle durch die hierfür besonders geeignete Normenreihe IEC 61850 eingegangen. Die hierbei aufgetretenen Schwächen bei der Modellierung von DEA-Komponenten werden in Kapitel 4 behandelt und Vorschläge zu deren Beseitigung aufgezeigt.



Abstract

The rapid growth of the share of distributed and renewable electricity generation (decentralized generation systems) is a common European goal. It serves to reduce the dependencies on imported primary energy sources, as well as to preserve resources and the environment.

This leads to an increasing role for distributed generation in the energy balance, and thus it will be necessary in the future to provide system services also on the distribution level. A prerequisite for the implementation of system services on the distribution level is that information from the distributed generators and controllable loads is interconnected to form virtual power stations. Sections 1 and 2 provide an overview of the communication media and protocols which come into consideration.

Such a multitude of media and protocols gives rise to a multitude of data interfaces which need to communicate with each other. This issue is addressed in section 3, and solutions which lead to uniform data models and services are indicated. As an example, the implementation of these models to date via the particularly well suited series of standards IEC 61850 is shown. Here, there were weaknesses which arose in the modeling of decentralized generation system components, which are addressed in section 4, where suggestions for their rectification are outlined.



1 Kommunikationsmedien

Der folgende Abschnitt beschreibt anhand einiger exemplarischer Beispiele die Eigenschaften verschiedener Kommunikationsmedien zur Herstellung von Verbindungen zwischen dezentralen Energieerzeugungsanlagen (DEA) bzw. Zähleranlagen (Gas-mengen, el. Energie, Fernwärme usw.) und zentralen Leitstellen. Hierzu werden die wichtigsten technischen und wirtschaftlichen Aspekte angesprochen. Aufgrund der ständigen Weiterentwicklungen auf diesem Gebiet erhebt die Zusammenstellung keinerlei Anspruch auf Vollständigkeit. Die Aussagen zur Wirtschaftlichkeit beruhen auf den heutigen Strukturen in diesem Bereich. Auch hier sind zukünftige Entwicklungen und Veränderungen, und damit auch die Kostenentwicklung, nicht vorhersehbar. Wenn z. B. die heutigen Energieversorger selbst Kommunikationsnetze betreiben und zu IT-Dienstleistern werden, wird sich das komplette Preisgefüge in diesem Bereich ändern und sich damit auch eine völlig neue Situation bezüglich der Kommunikationskosten ergeben.

Die Medien unterscheiden sich im Wesentlichen durch die Reichweite, die Übertragungsgeschwindigkeiten (Bitraten) und die anfallenden Kosten. Auf diese Aspekte wird daher in diesem Kapitel näher eingegangen. Datenprotokolle (z. B. TCP/IP) und Diensten (z. B. web services), wie sie in den aktuell veröffentlichten bzw. entstehenden Kommunikationsnormen empfohlen werden (z. B. IEC 61850, IEC 61400-25), lassen sich im Prinzip auf alle hier genannten Medien aufsetzen. Daher soll hierauf nicht näher als Unterscheidungsmerkmal eingegangen werden.

1.1 Leitungsgebundene Medien

Die hier genannten leitungsgebundenen Medien nutzen die vorhandene Infrastruktur eines, normalerweise von einem kommerziell orientierten Provider, betriebenen Kommunikationsnetzes. Die nachfolgenden Unterabschnitte beschreiben die wichtigsten Medientypen aus dieser Gruppe.

1.1.1 Analoger Telefonanschluss und ISDN

Die Versorgung von Haushalten bzw. Gebäuden mit Telefonleitungen ist in dicht besiedelten Regionen wie Deutschland nahezu flächendeckend. Daher bietet sich die Nutzung für die Kommunikation mit DEA an. Investitionen in die Infrastruktur sind nicht erforderlich.

Zur Kommunikation über Telefonleitung ist ein Modem erforderlich. Da eine Standleitung normalerweise nicht verfügbar ist, muss der Verbindungsaufbau per Einwahl erfolgen. Dieser Verbindungsaufbau erfordert eine gewisse Zeit, die bei analogen Modems bis in den Bereich von 30 s gehen kann. Soll mit einer größeren Zahl von Endgeräten kom-



muniziert werden, ist dieser Zeitbedarf kritisch. Eventuell muss die Leitstelle mehrere Telefonkanäle für die Verbindungen verwenden. Dies ist auch zu empfehlen, um einen Kommunikationsstau zu vermeiden, wenn einzelne DEA auch Status- bzw. Alarmmeldungen an die Leitstelle übertragen müssen.

Die Übertragungsgeschwindigkeit beträgt für analoge Modemverbindungen ca. 40 kBd, für ISDN maximal 2 x 64 kBd. Diese relativ geringen Bitraten sind für die Standardaufgaben (Abfrage von Zählerständen, Übermittlung von Tagesfahrplänen, Status- und Alarmmeldungen usw.) ausreichend. Dienste, die größere Datenvolumina erzeugen, sollten über Telefonleitung nicht ausgeführt werden. Die Reichweite der Datenübertragung ist durch die Ausdehnung des Telefonnetzes gegeben.

Als Kosten fallen neben der Anschaffung der Modems die (monatlichen) Anschlussgebühren des Providers an. Außerdem kommen je nach Tarif eventuell auch noch die Kosten für jeden einzelnen Verbindungsaufbau hinzu.

1.1.2 DSL

DSL nutzt normalerweise auch die Telefonleitung als Übertragungsleitung. Eine Einwahl auf das Endgerät ist jedoch nicht erforderlich. Das jeweilige Endgerät ist über eine Adresse eindeutig identifiziert. Im Idealfall kann die Kommunikation mit der Leitstelle über eine sichere Internet-Verbindung (z. B. VPN) erfolgen. Über diese Art von Verbindung können eine Vielzahl von Endgeräten quasi gleichzeitig bedient werden. Die Übertragungsraten liegen bei DSL mit minimal 500 kBd deutlich über den Anforderungen, die an den Datenverkehr mit DEA gestellt werden. Ein DSL-Zugang ist nicht überall verfügbar. Momentan ist festzustellen, dass bestimmte Standorte aufgrund einer zu geringen Zahl von potentiellen Nutzern nicht mit DSL erschlossen werden.

Die Kosten für die Kommunikation über DSL hängen maßgeblich davon ab, ob noch weitere Nutzungen parallel stattfinden können bzw. ob die Verbindung zwischen Leitstelle und DEA/Zähleinrichtung als Zusatznutzung einer bestehenden Verbindung abgewickelt werden kann. Als Kosten fallen (evtl. anteilig) die monatlichen Kosten des DSL-Providers für die Bereitstellung des Anschlusses an. Bei einigen Providern ist die Hardware (DSL-Modem als Endgerät) in den Anschlussgebühren enthalten.

1.1.3 Powerline / Distributionline Communication

Powerline Communication (PLC) bzw. Distributionline Communication (DLC) nutzen die Energieleitungen auch als Übertragungsleitungen für Informationen. Hierzu wird das Informationssignal in Form eines hochfrequenten Trägers auf die Energieleitungen aufmoduliert. Durch neue technische Entwicklungen werden inzwischen Bitraten von mehreren 100 kBd erreicht, was die Anwendung in der Kommunikation für DEA und



Zähler ermöglicht. Die Implementierung der Kommunikation entspricht weitgehend der bei DSL. Es fallen auch hier keine Verzugszeiten für die Einwahl an. Kosten entstehen bei PLC/DLC im Wesentlichen nur für die Hardware der Endgeräte. Die Reichweite ist durch die Struktur des Versorgungsnetzes gegeben. Da aber davon auszugehen ist, dass Endstellen, mit denen eine Leitstelle kommunizieren muss, auch über einen Energieleitungsanschluss verfügen, können theoretisch alle Endgeräte erreicht werden.

1.2 Provider gebundene Mobilfunknetze

Inzwischen stellen nahezu alle GSM-Netzbetreiber bzw. -Diensteanbieter spezielle Produkte für die reine Übertragung von Daten bereit. Dabei kann u. a. auch ein Volumentarif gebucht werden. Diese Tarifform erlaubt die Übertragung eines Datenvolumens von z. B. 30 MB im Monat bei festen Kosten. Allerdings sind bei Überschreitung des Basisvolumens zusätzlich übertragene MBs relativ kostenintensiv. Jedoch sollte ein Volumen von 30 MB monatlich für alle denkbaren Kommunikationsdienste im Bereich der DEA/Zähler ausreichend sein. Zurzeit liegen die monatlichen Kosten bei etwa 13 €. Hinzu kommen die Kosten für die Hardware (GSM-Modem) an der Endstelle.

Bei der Nutzung des GPRS-Standards sind die Übertragungsgeschwindigkeiten vergleichbar denen beim Einsatz von Modems (vergl. Abschnitt 1.1.1) und damit ausreichend. Kann der neue UMTS-Standard genutzt werden, sind bei gleichen Kosten deutlich höhere Bitraten möglich. Die Reichweite wird durch den Ausbau der GSM-Netze definiert. Im Bereich der D-Netze kann für Deutschland von einer flächendeckenden Versorgung ausgegangen werden. Der Ausbau von UMTS-Netzen ist dagegen außerhalb von Ballungsräumen noch nicht ausreichend. Ein Verbindungsaufbau ist nicht erforderlich, es ergeben sich daher diesbezüglich keine Zeitverzögerungen.

1.3 Medien auf der Basis von Funkübertragungen ohne Provider

Medien mit Funkübertragung, die nicht von einem kommerziell orientierten Provider betrieben werden, sind meist Speziallösungen. Häufig werden reine Punkt zu Punkt Verbindungen aufgebaut. Die nachfolgenden Unterabschnitte beschreiben die daraus resultierenden Probleme.

1.3.1 WLAN / WMAN

WLAN (Wireless Local Area Network) und WMAN (Wireless Metropolitan Area Network) arbeiten mit relativ geringen Reichweiten, sind aber dafür nicht an Provider gebunden. Daher entstehen lediglich einmalig Kosten für Beschaffung und Installation der Hardware / Software. WLAN ist normalerweise auf die Nutzung in einzelnen Gebäuden beschränkt. Je nach den baulichen Gegebenheiten kann aber schon die Überwindung



von Geschosdecken unmöglich sein. Bei Sichtkontakt zwischen Sender und Empfängern können aber auch Reichweiten bis zu 300 m realisiert werden. Für WMAN sind Reichweiten von bis zu 6 km definiert, allerdings ebenfalls nur bei Sichtverbindung. WMAN-Systeme werden dort eingesetzt, wo die Versorgung mit einem Leitungsgebundenen Breitband-Kommunikationssystem (z. B. DSL) aus technischen oder wirtschaftlichen Gründen nicht realisiert werden kann.

Die Bitraten liegen für die Wireless-Systeme gemäß der Normenreihe IEEE 802.11x bei minimal 11 MBd und sind damit für die Anwendung der DEA-Kommunikation ausreichend. Nach der Installation und der Authentifizierung der Endstellen ist kein Verbindungsaufbau nötig.

1.3.2 Richtfunk- und Laserstrecken

Richtfunk- und Laserstrecken werden als Punkt zu Punkt Verbindungen ausgeführt. Bei Sichtkontakt zwischen den Endpunkten können dabei Reichweiten bis zu 100 km erreicht werden. Diese Art der Verbindung ist daher geeignet, um z. B. zentrale Datenverdichtungsknoten untereinander zu verbinden. Die Übertragungsrate ist mit 100 MBd ausreichend hoch. Wird als Trägermedium ein Laserstrahl verwendet, sind erheblich höhere Bitraten möglich. Allerdings ist die Reichweite eines Lasersystems aufgrund atmosphärischer Dämpfungen deutlich geringer. Bei bestimmten Wetterlagen (Nebel) kann die Verbindung abbrechen. Für die Punkt-zu-Punkt-Verbindungen fallen nur die Investitionskosten für die Implementierung des Systems (Hardware und Software) an.

1.4 Sicherheitsaspekte

Prinzipiell können alle der hier beschriebenen Kommunikationsmedien durch Unbefugte abgehört werden. Es sollte daher immer eine Verschlüsselung der übertragenen Daten erfolgen. Dafür existieren heute zahlreiche leistungsfähige Produkte, die eine sehr hohe Sicherheit gegen Datenmanipulationen bieten.

Ein wichtiger Aspekt ist die Verfügbarkeit der Kommunikation bei Ausfall des Versorgungsnetzes. Für Zählerleinrichtungen ist ein solcher Ausfall unkritisch, wenn der aktuelle Zählerstand im Endgerät entsprechend gepuffert wird. Für DEA, die unterstützend beim Wiederanfahren des Netzes wirken sollen, muss dagegen die Kommunikation auch bei ausgefallener Energieversorgung funktionieren. Aufgrund der Vielfalt der vorgestellten Kommunikationsmedien können hier keine allgemein gültigen Aussagen gemacht werden. Verschiedene Medien werden vom Provider gegen Netzausfälle gesichert. So bleiben z. B. GSM-Netze zum Teil auch ohne Energieversorgung aus dem Netz noch mehrere Stunden betriebsbereit. Bei providerlosen Lösungen kann der Anwender durch



entsprechenden Einsatz von unterbrechungsfreien Stromversorgungen für die Verfügbarkeit der Kommunikation sorgen.

Aufgrund der Vielzahl unterschiedlicher Möglichkeiten für die Auswahl von Medien zur Kommunikation mit DEA muss im Prinzip für jeden Anwendungsfall die optimale Lösung bezüglich Kosten, Datenübertragungsraten, Datensicherheit usw. ermittelt werden. Die hier exemplarisch vorgestellten Kommunikationsmedien werden in Tabelle 1 nochmals mit ihren wichtigsten Eigenschaften zusammengestellt.

Tabelle 1: Übersicht ausgewählter Kommunikationsmedien

Medium	Reichweite	Übertragungsraten	Kosten
Telefon (Analog bzw. ISDN)	Unbegrenzt	Analog: 40 kBd + 30 s Verbindungsaufbau ISDN: 2x64 kBd	Investition für Endgeräte, Grundtarif und monatliche Gebühren
DSL	Wo bereit gestellt	> 500 kBd	Endgerät u. monatliche Gebühren
PLC/DLC	Theoretisch unbegrenzt	> 200 kBd	Investition für Endgeräte
Mobilfunknetze (GPRS, UMTS)	Wo bereit gestellt	> 100 kBd	Investition für Endgeräte, Grundtarif und monatliche Gebühren
WLAN	> 10 m	> 11 MBd	Investition für Endgeräte
WMAN	6 km bei Sichtverbindung.	> 11 MBd	Investition für Endgeräte
Richtfunk, Laser	Innerhalb der Sichtverbindung	> 100 MBd	Investition für Endgeräte

2 Protokolle

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 für die Antworten, die als Reaktionen auf die Kommandos übertragen werden. Die Semantik ist eine Sammlung von Anfragen, Aktionen und Antworten, die einem Benutzer zur Verfügung gestellt werden. Der Zeitablauf (timing) bezieht sich auf die zeitliche Reihenfolge von Ereignissen während einer Übertragung /Philips 1992/. Protokolle definieren den Datenaustausch zwischen verschiedenen Kommunikationseinheiten auf der selben



hierarchischen Schicht (siehe Abb. 1, ISO-OSI-Referenzmodell), z. B. für die Steuerung einer DEA durch eine zentrale Betriebsführung.

Neben den so genannten standardisierten Protokollen wie TCP/IP, Profibus, M-Bus, MODBus, CAN-Open, OPC, Interbus usw., deren Funktionalität in internationalen Normen festgelegt ist, existieren zahlreiche so genannte proprietäre Protokolle, die von Herstellern für spezifische Aufgaben definiert werden. Meistens werden diese auch nur in den Geräten des betreffenden Herstellers integriert und sind hinsichtlich der Nutzdaten (geringer Overhead) optimiert. Stellvertretend sei hier das Protokoll „SMA-Net“ der Fa. SMA Technologie AG genannt, das beispielsweise für die Kommunikation von PV-Wechselrichtern, Batteriestromrichtern und Datenloggern eingesetzt wird.

Je universeller ein Protokoll sein muss, desto größer wird im Allgemeinen der sogenannte Overhead. Dieser setzt sich neben Absender- und Empfängererkennung, Routing-Informationen auch aus zusätzlichen Daten zusammen, die aus Gründen der Übertragungssicherheit (Parity, Checksumme) und der Datensicherheit (Verschlüsselung) ergänzt werden. In einigen Fällen kann das Verhältnis des Datenvolumens der eigentlichen Information (Nutzdaten), z. B. eines Fließkomma-Messwerts mit 4 Byte, zum Volumen des gesamten zu übertragenden Datenpakets im Verhältnis von 1:50 bis 1:200 stehen. Dies kann insbesondere bei Übertragungsmedien mit sehr geringem Datendurchsatz Probleme bereiten.

In vielen Bereichen hat sich das TCP/IP-Protokoll in Verbindung mit den Internetstandards HTML und XML durchgesetzt. Diese Protokolle haben zwar einen großen Overhead, zeichnen sich aber durch ihre universelle Einsetzbarkeit aus. Die Verwendung von Internet-Standardprotokollen erlaubt z. B. die Verwendung von Internetbrowsern zur Datenvisualisierung und Parametrisierung. Internetfähige Protokolle werden auch in den aktuell veröffentlichten bzw. entstehenden Kommunikationsnormen empfohlen (z. B. IEC 61850, IEC 61400-25).

3 Datenmodelle und Dienste

In diesem Kapitel wird die Motivation zur Schaffung einheitlicher Datenmodelle und Dienste und deren Realisierung behandelt. Nach der allgemeinen Definition von Datenmodellen und Diensten wird dies konkret am Beispiel der Zustandsbeschreibungen realer Geräte gezeigt. Außerdem wird auf die bisherige Umsetzung dieser Modelle durch Normen mit ihren Problemen und deren mögliche zukünftige Lösungen eingegangen. Schlagwort ist hier die Normenfamilie IEC 61850.



3.1 Motivation

Warum sollte es einheitliche, geräteunabhängige Datenmodelle für Gerätegruppen mit gleichen Eigenschaften geben, welche Vorteile ergeben sich daraus?

Bei der Betrachtung bisheriger Umsetzungen in Normen fällt eine hohe, individualisierte Modellierung einzelner Geräte auf. Einerseits sind bisher einzelne Betriebsmittel bezüglich der Kommunikationsinhalte „überdimensioniert“ modelliert, das heißt, es werden im Standardentwurf Daten definiert, die nicht unbedingt für die Betriebsführung zu kommunizieren sind. Andererseits fehlen wichtige Inhalte, die für die Betriebsführung unbedingt ausgetauscht werden müssen. Beispielsweise wird in der IEC 61400-25 die Synchronmaschine mit Vollumrichter ausführlich behandelt, die weit verbreitete doppelt gespeiste Asynchronmaschine wird jedoch nicht modelliert.

Komplexe Datenmodelle erschweren in zukünftigen DEA-Systemen mit mehr als 1000 Einzelgeräten die Integration in Versorgungssysteme. Dies betrifft sowohl die Anlagenkonfiguration und Einbindung in die Kontrollstrukturen der Versorgungssysteme als auch die Übersicht der wichtigen Anlagenbetriebszustände und damit die Kontrollmöglichkeiten der Leitstelle.

Darüber hinaus wird die Integration zukünftiger Gerätegenerationen unnötig erschwert, wenn für jedes zurzeit vorhandene Gerät eigene logische Knoten neu definiert werden müssen. Ohne Generalisierung ist daher eine kontinuierliche Erweiterung der Normen zur Beschreibung fehlender Modelle erforderlich. Beispielsweise fehlt bisher die Möglichkeit zur allgemeinen Beschreibung einer Speichereinheit, die auf einfache Weise wichtige Daten für den Betrieb des Versorgungssystems der Leitstelle zur Verfügung stellen kann. Schließlich gibt es nicht nur Batteriespeicher zur Bereitstellung von Hilfsenergie, sondern auch als Haupt-Energielieferant sowie zukünftig neue Speicherarten wie Elektrolyseur/Brennstoffzelle, Druckluftspeicher, Schwungmassenspeicher, die modelliert werden müssen. Hier wäre der Übergang zu einer generelleren Betrachtung verschiedener Gerätegruppen (z. B. Erzeuger, Speicher, Last etc.) hilfreich.

Generellere Ansätze zur Modellierung von Betriebsmitteln, die diese universeller und modular abbilden, können auch zukünftige technische Entwicklungen einfach und ohne Änderungen in der Norm berücksichtigen. So kann zum Beispiel ein universelles Generatormodell bzw. Baukastensystem aus logischen Knoten, wie es in der Ausgangsnorm IEC 61850 bereits vorbereitet ist, eine Drehstrommaschine mit Hilfsaggregaten (Leistungselektronik, Controller) in einfacher Weise modellieren.

3.2 Begriffe: Datenmodelle und Dienste

Ein *Datenmodell* bildet ein reales Gerät so ab, dass alle wichtigen Gerätedaten informationstechnisch erfasst werden können. Das heißt, mit Hilfe einer geeigneten Abstraktion

wird ein reales Gerät durch eine Datenstruktur eindeutig beschrieben, die alle zu kommunizierenden Daten erfasst.

Ein Beispiel für das Datenmodell einer Speichereinheit – bestehend aus Batteriestromrichter und Batteriesatz – erstellt nach den Regeln der IEC 61850 zeigt Abb. 1. Dieses Datenmodell wird mit Hilfe von Diensten über eine Kommunikationsschnittstelle übertragen. Gemeint ist hier die Anwendungsprozess-Schnittstelle API (engl. Application Process Interface).

Abb. 2a zeigt das Schema dieser Schnittstelle zwischen dem Anwendungsprozess eines Gerätes und der Anwendungsschicht seines Kommunikationssystems. Damit die Kommunikation erfolgreich ist, müssen die zu kommunizierenden Daten über eine eindeutig definierte Schnittstelle bereitgestellt werden.

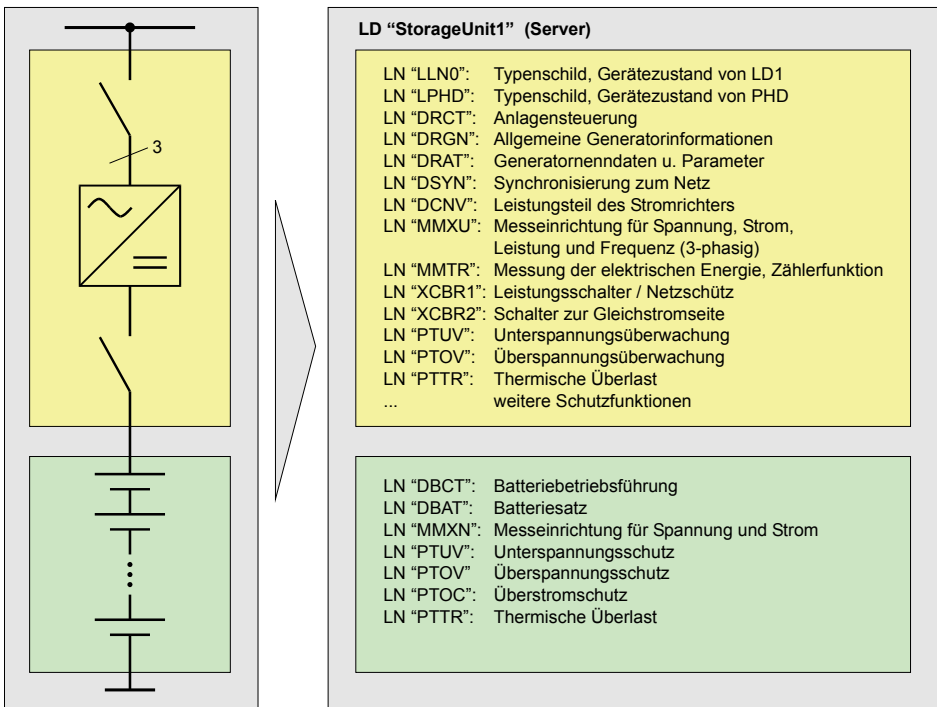


Abb. 1: Datenmodell einer dreiphasigen Batteriespeichereinheit /NEuK 2005/.
LD: logisches Gerät (logical device), LN: Logischer Knoten (logical node)

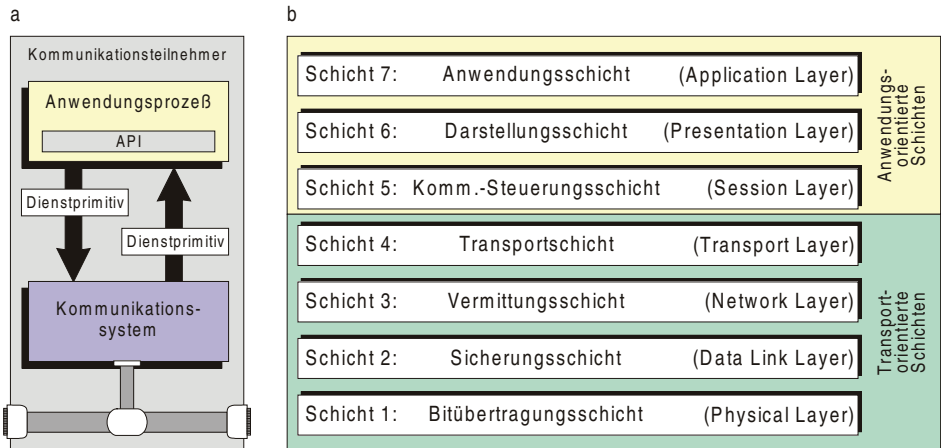


Abb. 2: Kommunikationsmodell (a) und ISO/OSI-Referenzmodell (b) /Haas 2002, DIN 7498/

Hierfür gibt es so genannte *Dienste*, mit denen die Syntax zur Datenübermittlung in den einzelnen Kommunikationsschichten des ISO/OSI-Referenzmodells (Abb. 2b) festgelegt ist. Dieses Modell stellt die Abstraktion eines offenen Kommunikationssystems (OSI: Open System Interface) dar (Gegensatz: proprietäres, herstellerspezifisches System). Es besteht aus insgesamt sieben Kommunikationsschichten, denen jeweils verschiedene Aufgaben zugeordnet sind.

Die Ausführung der Dienste (engl. services) übernehmen die so genannten *Dienstprimitive* (engl. service primitives) – die kleinsten Struktureinheiten innerhalb einer Kommunikationsschicht. Die Dienstprimitive beschreiben implementierungsneutral eine Vorgehensweise, deren Befolgung zu einer bestimmten Interaktion, z. B. zwischen Anwendungsprozess und Kommunikationssystem, führt. Zu jedem Dienstprimitiv gehört die Beschreibung einer spezifischen Gruppe von Parametern, die der beim Informationsaustausch übergebenen Datenstruktur entspricht.

3.3 Abstrakte Kommunikationsschnittstelle

Wie bereits gezeigt, besteht ein offenes Kommunikationssystem aus mehreren Schichten, denen jeweils bestimmte Aufgaben zugeordnet sind. Zur eigentlichen Datenübertragung gehören die Schichten 1–4 im ISO/OSI-Referenzmodell. Die Bitübertragungsschicht (Schicht 1) symbolisiert die eigentliche Hardware (Leitungen, Treiber etc.) inklusive der Datensignale. Sicherungsschicht (Schicht 2), Vermittlungsschicht (Schicht 3) und Transportschicht (Schicht 4) stellen die notwendigen Protokolle für den Datentransport bereit und sind abhängig vom verwendeten Medium.

Auch die Anwendungsschicht (Schicht 7) ist abhängig vom eingesetzten Kommunikationssystem. Ein Systemwechsel würde bedeuten, dass auch das API – und damit ein Teil der Firmware – ausgetauscht werden muss. Wenn dagegen eine zusätzliche Schnittstelle – das Abstrakte Interface ACSI (engl. Abstract Communication Service Interface) in Abb. 3 mit standardisiertem Protokoll – eingeführt wird, die dem Kommunikationsmodul zugeordnet ist und das API mit diesem Protokoll kommuniziert, ist nur der Austausch des Kommunikationsmoduls erforderlich /Haas 2002/.

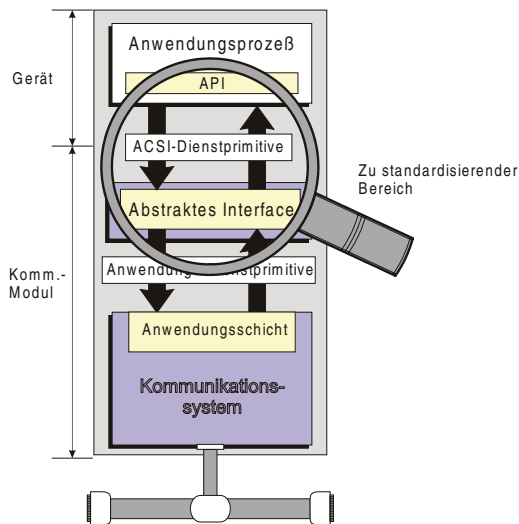


Abb. 3: Erweitertes Kommunikationsmodell mit abstrakter Schnittstelle ACSI

3.4 Geräteunabhängige Datenmodelle und Dienste zur Kommunikation zwischen Gerät und Leitstelle

Die in den beiden vorhergehenden Abschnitten vorgestellten Konzepte bilden die Basis der Norm IEC 61850 und werden dort konsequent umgesetzt. Das Protokoll der dort eingeführten abstrakten Schnittstelle ACSI verwendet einheitliche Datenmodelle und Dienste für die Steuerung und Überwachung von Geräten in Schalt- und Verteileranlagen /IEC 61850a/. Basierend auf dieser Norm wurde, speziell auf Windenergieanlagen zugeschnitten, die IEC 61400-25 entwickelt /IEC 61400/. Diese geht aber oft unnötiger Weise andere Wege bei der Realisierung der Datenmodelle und verletzt damit die Konsistenz zur Basisnorm. Ein weiteres Kind dieser Normenreihe, die IEC 61850-7-420, die aus der ursprünglichen Norm IEC 62350 hervorgeht und diese ersetzt, definiert ähnliche Datenstrukturen für Geräte der dezentralen Energieerzeugung /IEC 61850b/.



Hier wurde, nicht zuletzt auch durch Vorschläge des Netzwerkes *Energie und Kommunikation*, auf die Konsistenz zur Basisnorm geachtet.

Zur Beschreibung von dort verwendeten geräteunabhängigen Datenmodellen und Diensten werden so genannte Kommunikationsobjekte definiert, die in diesem Abschnitt in vereinfachter, prinzipiellerer Form vorgestellt werden.

3.4.1 Anlagenkonfiguration (Zielsetzung: Plug & Play)

Bei der Gestaltung der Anlagenkonfiguration muss die Zielsetzung „Plug & Play“ lauten. Die hierfür bereit gestellten Dienste *Identifizierung*, *Gerätegrenzen* und *Ausgabekanäle* liefern die notwendigen Informationen und besitzen die gleichnamigen Kommunikationsobjekte:

Identifizierung, liefert Informationen über die Art des Gerätes und seine regelungstechnischen Merkmale, dient zur automatischen Konfigurierung und Einbindung in eine Leitstelle.

Gerätegrenzen, übermittelt gerätetechnische Grenzwerte zur Konfigurierung von Steuer- und Überwachungsaufgaben.

Ausgabekanäle, gibt die verfügbaren Messwerte an, die durch einheitliche Zahlenwerte (IDs) analog zu den physikalischen Einheiten bei IEC 61850 kodiert werden.

Für die korrekte Einbindung in die Systembetriebsführung der Leitstelle ist der Gerätetyp erforderlich. Ein hoher Abstraktionslevel könnte sich hier z. B. auf drei Grundtypen (Erzeuger, Speicher und Last) beschränken.

3.4.2 Regelung

Zur Ausführung von Netzregelungsaufgaben der Komponenten werden die Dienste *Regelgrößen* und *Parameter* vorgeschlagen. Hierzu gehören die Kommunikationsobjekte:

Regelgrößen, Istwerte der Regelgrößen, abhängig von Konfigurationsparametern (U , f , P , Q etc.)

Parameter, Vorgabe von Parametern zur Wahl der Netzregelungsaufgabe (Netzbildung, Netzstützung, Netzeinspeisung) und zur Einstellung von Reglern.

3.4.3 Betriebsführung

Zur eigentlichen Betriebsführung sind folgende Kommunikationsobjekte vorgesehen, die auf der in Abb. 4 dargestellten Zustandsmaschine beruhen:

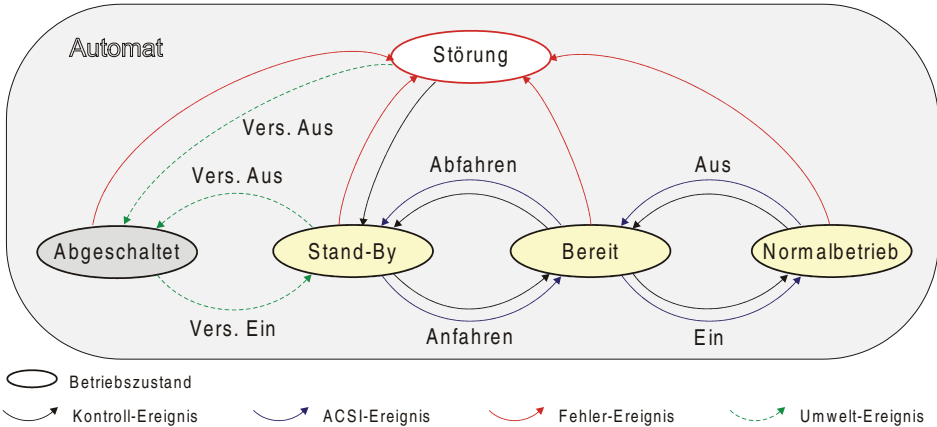


Abb. 4: Modell einer Zustandsmaschine zur Abbildung wichtiger Betriebszustände aus Sicht der Leitstelle /Haas 2002/

Statusmeldung, liefert standardisierte Informationen über den Betriebszustand des Gerätes anhand eines geräteunabhängigen Zustandsmodells (Stand-by, Bereit, Normalbetrieb, Störung etc.).

Schaltbefehl, gibt standardisierte Kommandos geräteunabhängig an die Gerätesteuerung (Ein / Aus, Anfahren / Abfahren).

Parameter, zur Wahl der Betriebsart (z. B. Hand / Automatik bzw. Vor-Ort- und Fernsteuerung).

3.4.4 Überwachung und Diagnose

Zur Überwachung und Diagnose werden folgende vier Grundtypen von Kommunikationsobjekten vorgeschlagen:

Meldung, (z. B. Warnungs- und Störungsmeldungen)

Quittierung, zur Bestätigung der Meldung.

Messwert, zur Ausgabe von Betriebsdaten (Temperatur, Spannung etc.).

Herstellerspezifische Daten, zur transparenten Übermittlung von herstellerspezifischen Daten als Containerfunktion, die nicht im Standard definiert werden. Die Auswertung ist nicht standardisiert und erfolgt nur mit herstellerspezifischer Software.

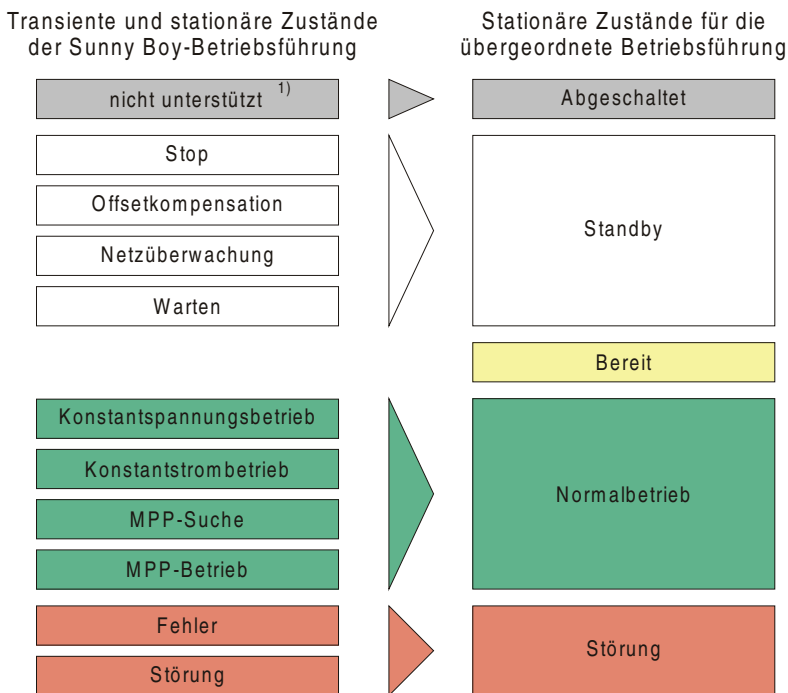


3.5 Anwendungsbeispiel Photovoltaik-Wechselrichter

In diesem Abschnitt soll die Umsetzung der Betriebszustände eines Photovoltaikwechselrichters mit einem einheitlichen Datenmodell und nach den Regeln der Norm IEC 61850-7-420 /IEC 61850b/ beispielhaft dargestellt werden.

3.5.1 Zustandsmaschine mit einheitlichem Datenmodell

Am Beispiel eines Photovoltaik-Wechselrichters der Firma SMA Technologie AG zeigt Abb. 5 die Umsetzung der gerätespezifischen transienten und stationären Betriebszustände auf die geräteunabhängigen, aus Sicht der Leitstelle erforderlichen Betriebszustände. Betriebszustände wie *Abgeschaltet*, die vom eigentlichen Gerät nicht unterstützt werden, können durch eine entsprechende Gatewayroutine im Kommunikationsmodul generiert werden.



1) wird von der Gatewayroutine unter Beachtung des letzten PV-Spannungsmeßwertes generiert

Abb. 5: Transiente und stationäre Zustände der Betriebsführung eines Photovoltaik-Wechselrichters und ihre Abbildung auf die geräteunabhängigen Zustände aus Sicht der Leitstelle, Beispiel: Sunny Boy, SMA Technologie AG /Haas 2002/

3.5.2 Umsetzung gemäß IEC 61850-7-420

Die vorgestellten Kommunikationsobjekte werden in der Norm durch so genannte logische Knoten repräsentiert. Jeder logische Knoten ist aus mehreren Datenklassen (kurz Daten genannt) zusammengesetzt, die eine anwendungsspezifische Bedeutung haben. Die Datenklassen bilden die Basis für den Informationsaustausch zwischen Geräten über das Kommunikationsnetz. Die meisten Interaktionen mit einem Gerät sind durch Daten in logischen Knoten und den zugehörigen Diensten (services) definiert.

Für die Umsetzung des Zustandsmodells stehen zurzeit noch mehrere logische Knoten zur Verfügung. Dies erschwert die Interpretation der gelieferten Daten durch die Leitstelle unnötig. Wünschenswert wäre die Abbildung durch genau einen logischen Knoten. Umsetzbar sind aber die bereits vorgestellten Betriebszustände mit den zugehörigen Befehlen – leider nicht eindeutig – wie Tabelle 2 zeigt.

Tabelle 2: Verfügbare logische Knoten der IEC 61850-7-420 zur Umsetzung der Zustandsmaschine

Communication object	Logical Node	Data Attribute	Description
Status	DRCT	ECPConn	Connected to the Energy Coupling Point (ECP) (Normalbetrieb)
	DROP	OpModOnConn	Operational mode: On and connected (Normalbetrieb)
	DROP	OpModOnAvail	Operational mode: On and available for connection (Bereit)
	DROP	OpModOffAvail	Operational mode: Off but available to start (Stand-By)
	DROP	OpModOffUnav	Operational mode: Off and not available to start (Abgeschaltet)
	DGEN	GnAlm	Generation alarms: high/low voltage, high/low current, high/low frequency, emergency trip etc. (Störung)
Command	DROP	OpModAvailCtl	Sets operational mode: is or is not available (Anfahren, Abfahren)
	DROP	DERStr	Start DER device or sequencer (Anfahren)
	DROP	DERStop	Stop DER device or sequencer (Abfahren)
	DRCT	ECPConnCtl	Connects DER to the ECP, or disconnects DER from the ECP (Ein / Aus)
	DRCT	EmgStop	Remote emergency stop (Not-Aus)



4 Fazit

Um einen Wildwuchs von Kommunikationsschnittstellen, Protokollen und daraus resultierenden Standards zu verhindern, ist die Einführung geräteunabhängiger, einheitlicher Datenmodelle und Dienste unabdingbar. Der durch die Normenreihe IEC 61850 beschriebene Weg geht in diese Richtung und ist daher bereits gut für die Modellierung von Datenstrukturen dezentraler Erzeugungsanlagen geeignet. Dennoch bedarf es einiger Anpassungen. So sind wie in Abschnitt 3.5.2 gezeigt, einige Zuordnungen von Kommunikationsobjekten zu logischen Knoten mehrdeutig. Wünschenswert wäre hier die Abbildung durch genau einen logischen Knoten mit erweitertem Datenumfang.

Die Integration zukünftiger Gerätegenerationen wird unnötig erschwert, wenn für jedes zurzeit vorhandene Gerät eigene logische Knoten definiert werden müssen. Hier wäre der Übergang zu einer generelleren Betrachtung verschiedener Gerätegruppen (z. B. Erzeuger, Speicher, Last etc.) zu empfehlen. Beispielsweise wäre die Einführung eines logischen Knotens zur allgemeinen Beschreibung von Energiespeichern sinnvoll für zukünftige Erweiterungen, siehe Abschnitt 3.1.

Weiterhin können generellere Ansätze zur Modellierung von Betriebsmitteln, die diese universeller und modular abbilden, auch zukünftige technische Entwicklungen einfach und ohne Änderungen in der Norm berücksichtigen. So kann zum Beispiel ein universelles Generatormodell bzw. Baukastensystem aus logischen Knoten, wie es in der Ausgangsnorm IEC 61850 bereits vorbereitet ist, eine Drehstrommaschine mit Hilfsaggregaten (LE, Controller) in einfacher Weise modellieren.

Auch außerhalb der bisher betrachteten Verteilebene wäre die konforme Anwendung der IEC 61850 wünschenswert. Abb. 6 zeigt die Kommunikationsstrukturen und Hierarchie-Ebenen des Energieversorgungsnetzes und die bisher verwendeten Standards sowie die vorgeschlagenen Anpassungen. Auf der höchsten Hierarchie-Ebene, der Kommunikation zwischen den Leitstellen (Control Center CC) der Übertragungsnetzbetreiber gibt es bereits den weit verbreiteten Standard IEC 60870-6, dessen Datenmodelle nach den Regeln der IEC 61850 angepasst werden sollten. Bereits in Arbeit sind Normungsaktivitäten zwischen Verteilnetz- und Übertragungsnetz zur konformen Einbindung der Datenmodelle, gleiches gilt für die Kommunikation der virtuellen Kraftwerke mit der Leitstelle des Übertragungsnetzes.

Ziel der Erweiterung sind auch bisher noch nicht angebundene Geräte auf der untersten Spannungsebene. Intelligente Zähler können neben der Datenerfassung Tarifinformationen geben sowie Aufgaben für das Lastmanagement übernehmen. Aber auch auf der unteren Verteilnetz-Ebene gibt es ein hohes Innovationspotential. Bisher müssen Mitarbeiter vor Ort Messungen vornehmen und per Hand Verbrauchergruppen zu- und abschalten, der Zustand des Verteilnetzes ist in der Regel unbekannt. Die kommunikat-

ongestützte Kurzschlussstromerfassung, die Fernsteuerung von Trennschaltern etc. auf der Basis der IEC 61850 ermöglicht die Automatisierung im Verteilnetz und erlaubt eine schnelle Fehlerortung und Fehler-Klärung /NEuK 2006/.

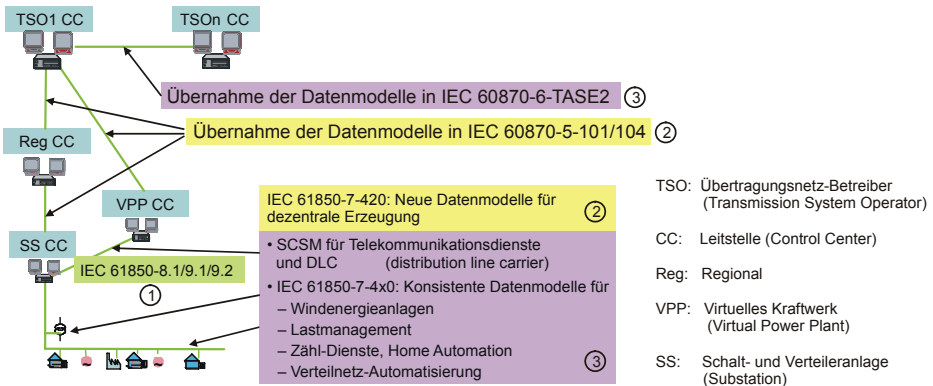


Abb. 6: Existierende Standards (1), aktuelle Aktivitäten zur Standardisierung (2) und zukünftiger Bedarf (3) zur Schaffung einheitlicher, IEC konformer Datenmodelle für alle Hierarchieebenen des Versorgungsnetzes, Quelle: /NEuK 2006/

Weiterhin ist die Einbindung neuer Link-Layer (Telekommunikationsdienste, DLC etc.) und die Abbildung der zugehörigen Kommunikationsdienste auf die ACSI-Dienste (Specific Communication Service Mapping SCSM) erforderlich. Deren Nutzung ermöglicht eine kostengünstige Anbindung von dezentralen Erzeugern, Zählern etc. an die Netzleitstelle.

Zum Schluss noch die folgende Anmerkung: Es ist wichtig, dass bei der Standardisierungsarbeit nur die Datenmodelle definiert werden, die für die Kommunikation unbedingt notwendig sind.

5 Danksagung

Die Arbeit des Netzwerks Energie und Kommunikation (NEuK) wird gefördert vom Bundesministerium für Bildung und Forschung.



6 Literatur

- /DIN 7498/ NA INFORMATIONSTECHNIK: DIN EN ISO/IEC 7498-1, Informationstechnik – Kommunikation Offener Systeme – Teil 1: Basis-Referenzmodell: Basismodell (ISO/IEC 7498-1:1994); Englische Fassung EN ISO/IEC 7498-1:1995 / DIN Deutsches Institut für Normung e.V. Berlin : Beuth Verlag, 1994
- /Haas 2002/ O. Haas: Kommunikation für dezentrale Stromversorgungssysteme. Kassel, Universität Kassel, Diss., März 2002. – Zugl.: Berlin, dissertation.de – Verlag im Internet. ISBN 3-89825-492-5
- /IEC 61850a/ International Electrotechnical Commission: IEC 61850 Communication networks and systems in substations Parts 1–10.
- /IEC 61850b/ International Electrotechnical Commission: Communications systems for Distributed Energy Resources (DER) Part IEC 61850 Part 7-420 DER Logical Nodes, CD vers. 2c. März 2006
- /IEC 61400/ International Electrotechnical Commission: Wind turbines – Part 25-2: Communications for monitoring and control of wind power plants – Information models, CD. Oktober 2004
- /NEuK 2005/ Netzwerk Energie und Kommunikation: Technischer Bericht Arbeitsgruppe 2: Projektphase September 2004–März 2005. Anlage 4: Anwendung von IEC 61850 und IEC 62350 – Modellbetrachtung Batteriespeichereinheit
- /NEuK 2006/ NEuK: Recommendation of a universal communication standard on all levels of power systems. Internes Papier der Arbeitsgruppe 2 zur Vorlage bei der IEC TC 57. Netzwerk Energie und Kommunikation 2006
- /Philips 1992/ PHILIPS: Referenz Datenkommunikation. 1. Auflage. Aachen : Elektor Verlag GmbH, 1992 (Elektor-Compact-Reihe)



Auslegung heterogener Kommunikationsnetze nach Performance und Wirtschaftlichkeit

Andreas Bley, Adrian Zymolka

Konrad-Zuse-Institut für Informationstechnik Berlin, Abteilung Optimierung
Takustraße 7, D-14195 Berlin
Tel.: +49 30 84185-229, +49 30 84185-248 Fax: +49 30 84185-269
e-mail: bley@zib.de, zymolka@zib.de

Friederich Kupzog

Institut für Computertechnik, TU Wien
Gußhausstraße 27-29, A-1040 Wien
Tel.: +43 1 58801 38424 Fax: +43 1 58801 38499
e-mail: kupzog@ict.tuwien.ac.at

Zusammenfassung

In zukünftigen elektrischen Verteilnetzen wird Datenkommunikation eine signifikante Rolle spielen, insbesondere bei der Koordination verteilter Erzeuger und für eine effiziente Realisierung von Demand Side Management (DSM). Das Design einer geeigneten Kommunikationsinfrastruktur für diese Zwecke ist aufgrund der Forderung nach einer kostenoptimalen Implementation, der Größe des Systems und der Anzahl möglicher Alternativen eine nicht-triviale Aufgabe. In diesem Beitrag wird ein mathematisches Modell zur kosteneffektiven Auslegung heterogener Kommunikationsnetze vorgeschlagen. Das Modell ist in der Lage, unter Berücksichtigung der technischen und wirtschaftlichen Parametern der einzelnen Technologien, wie Installationskosten, Betriebskosten, Bandbreite, Reichweite etc., der geografischen Gegebenheiten und der Kommunikationsanforderungen der Teilnehmer die optimale Netzauslegung für ein gegebenes Szenario zu bestimmen. Außerdem ermöglicht das Modell eine Abschätzung der Kapazitätsgrenzen des Kommunikationsnetzes, und ist damit auch bei Kosten-Leistung Abwägungen im Rahmen von Szenarioanalysen hilfreich.



Abstract

Future electricity distribution systems will significantly rely on a supporting communication infrastructure, e.g. for coordinating Distributed Generation (DG) or Demand Side Management (DSM) measures. The design of such a communication infrastructure is a non-trivial task due to demand for cost-effectiveness and the large number of connected entities (size of the system). This paper presents a mathematical model for the cost-effective design of heterogeneous communication networks. The model is able to determine the optimal system design under various constraints such as available communication technologies, geographical situation, bandwidth and latency demands, installation costs, operation costs etc. Furthermore, the model is able to calculate the bandwidth capacities on individual communication links for a given system and therefore can be used for a consideration of performance versus costs.

1 Einleitung

Die zunehmende Dezentralisierung nationaler und internationaler Elektrizitätssysteme aufgrund der steigenden Nutzung regenerativer Energieträger bringt einen steigenden Koordinationsbedarf mit sich. Die bisherige Struktur der Versorgungsnetze lässt die Integration von verteilten Erzeugern nur in beschränktem Maße zu /Ackermann 2004/. Kommunikation ist hier der Schlüssel zur Erhöhung der realisierbaren Dichte von verteilter Erzeugung /Buchholz+ 2006/. Gleichzeitig führen auch die von der EU forcierten Maßnahmen zur Effizienzsteigerung wie koordiniertes Last-Management (LM) oder Demand Side Management (DSM) zu einem höheren Kommunikationsbedarf /Ver+ 2003/. Die zukünftige Energieversorgung wird daher nicht mehr ohne eine parallele Kommunikationsinfrastruktur auskommen.

Die Errichtung eines vollständig neuen, zur Erfüllung der zukünftigen Aufgaben ideal ausgelegten Kommunikationssystems zur Anbindung aller Netzteilnehmer ist aus wirtschaftlichen Gründen nicht sinnvoll. Nur die weitgehende Nutzung vorhandener Technologien erlaubt den Aufbau eines kosteneffizienten Kommunikationsnetzes. Das heißt insbesondere, dass je nach Verfügbarkeit, Performanceanforderungen und Kosten verschiedene Übertragungstechnologien gleichzeitig in das Netz eingebunden sein können, wie etwa Wahl- oder Festverbindungen über ISDN, GSM/UMTS Funkverbindungen, oder Power Line Carrier (PLC) Verbindungen. Darüber hinaus bestehen zukünftige elektrische (Verteil-)netze aus einer Vielzahl verschieden großer Einspeiser und Abnehmer mit teilweise sehr unterschiedlichen kommunikationstechnischen Anforderungen. Welche Technologie für welchen Abschnitt technisch und wirtschaftlich sinnvoll ist, hängt somit stark von der Art der anzubindenden Teilnehmer ab.



Es stellt sich die Frage, welche der möglichen Technologien auf welchen Abschnitten eingesetzt werden sollen, so dass das resultierende Kommunikationsnetzes den technischen und geografischen Randbedingungen sowie den zur Realisierung der Kommunikationsaufgaben nötigen Anforderungen entspricht, seine Gesamtkosten dabei aber so gering wie möglich sind. Dieser Beitrag stellt ein mathematisches Modell zur Lösung dieses Planungsproblems vor. Das Modell ist in der Lage, unter Berücksichtigung der technischen und wirtschaftlichen Parametern der einzelnen Technologien, wie Installationskosten, Betriebskosten, Bandbreite, Reichweite etc., der geografischen Gegebenheiten, und der Kommunikationsanforderungen der Teilnehmer die optimale Netzauslegung für ein gegebenes Szenario zu bestimmen. Außerdem ermöglicht das Modell eine Abschätzung der Kapazitätsgrenzen des Kommunikationsnetzes, und ist damit auch bei Kosten-Leistung Abwägungen im Rahmen von Szenarioanalysen hilfreich.

2 Problembeschreibung

Die planerische Aufgabe besteht darin, ein kostenminimales Kommunikationsnetz zwischen den verschiedenen Teilnehmern des elektrischen Netzes zu entwerfen, über das sich alle geforderten Kommunikationsaufgaben realisieren lassen. In erster Linie ist dabei zu entscheiden, welche Verbindungen zwischen den Standorten eingerichtet und welche Übertragungstechnologien auf diesen Verbindungen verwendet werden sollen.

Zwei Faktoren spielen hierbei eine wesentliche Rolle: die zu erfüllenden Kommunikationsanforderungen und die potentiell nutzbaren Kommunikationstechnologien. Die Anforderungen beschreiben, welche minimalen Bandbreiten und maximalen Latenzzeiten zwischen den Teilnehmern zur Realisierung der verschiedenen Kommunikationsaufgaben zu gewährleisten sind. Die Eigenschaften der potentiellen Kommunikationstechnologien (insbesondere deren Latenz, Verfügbarkeit, Bandbreite und Kosten) entscheiden darüber, welche Technologien für welche Verbindungen technisch verwendbar und wirtschaftlich sinnvoll sind.

2.1 Kommunikationsanforderungen

Grundsätzlich wird die Kommunikation zwischen einer zentralen Instanz (im Folgenden als „Zentrale“ bezeichnet) und den einzelnen Netzteilnehmern betrachtet. Die Kommunikationsanforderungen zwischen den Netzteilnehmern und der Zentrale ergeben sich aus den Kommunikationsaufgaben, die über das Netz realisiert werden sollen. Sie können für unterschiedliche Teilnehmertypen sehr stark variieren. Generell lassen sich verschiedene Informationsklassen identifizieren, die typischerweise bei der Betriebsführung des elektrischen Netzes übertragen werden müssen. Dies sind einerseits Einzelwertübertragungen (Stellwerte zum Endgerät bzw. Messwerte vom Endgerät), die in be-



stimmter zeitlicher Verteilung übertragen werden, sofern die zeitlichen Anforderungen der zugrunde liegenden Regelprozesse unkritisch sind, oder Soll- bzw. Messwertprofile, die in regelmäßigen Intervallen übertragen werden und als Kennlinienvorgabe zur lokalen Regelung (Sollwerte) bzw. zur späteren Auswertung (Abrechnung, Betriebsplanung) dienen.

Zur Bestimmung der übertragenden Datenmenge müssen die Anforderungsprofile der verschiedenen Kommunikationsaufgaben für jeden Teilnehmer überlagert werden. Da die zeitliche Verteilung insbesondere der Einzelwert-Übertragungen nur sehr ungenügend beschrieben werden kann, ist es sinnvoll, verschiedene Szenarien zu definieren, die unterschiedliche Betriebszustände wie z.B. Normalfall, Störfall im Mittelspannungsnetz, Inselbetrieb, o.ä. widerspiegeln. Innerhalb dieser Szenarien lassen sich die Auftrittswahrscheinlichkeiten bestimmter Nachrichtentypen genauer bestimmen. Tabelle 1 zeigt beispielhaft die Anforderungsprofile für unterschiedliche Teilnehmertypen im Normalfall-Szenario. Aus diesen Anforderungsprofilen ergeben sich unter Berücksichtigung der für jede Informationsklasse geforderten maximalen Übertragungszeit und der zur Übertragung genutzten Protokolle Netto-Bandbreiten-Kommunikationsbedarfe wie in Tabelle 2. Dabei ist zu beachten, dass für unterschiedliche Teilnehmer und Aufgaben evtl. unterschiedliche Protokolle genutzt werden /Buchholz+ 2006/.

Tabelle 1: Beispiel für die Kommunikationsanforderungen unterschiedlicher Teilnehmer im Normalfall-Szenario

Teilnehmer	Meldungen / Tag	Meldungen / 15 Min	Meldungen spontan
PV und WKA	1 Sollwertprofil	1 Messwert	1 Status, 1 Befehl
BHKW	1 Sollwertprofil	4 Messwerte, 1 Messwertfeld	1 Status, 1 Befehl
Thermischer und Batteriespeicher	1 Sollwertprofil	2 Messwerte	1 Status
Spitzenlastbrenner	1 Sollwertprofil	1 Sollwert	1 Status, 1 Befehl
Trafo		1 Messwert	
Haushalt		2 Messwerte, 1 Messwertfeld	1 Status
Regelbare Last	1 Sollwertprofil	2 Messwerte, 1 Messwertfeld	1 Status, 1 Befehl

2.2 Kommunikationsmedien und Netzstruktur

Prinzipiell können alle technisch verfügbaren Übertragungstechnologien und –medien zum Aufbau des Kommunikationsnetzes genutzt werden. Sieht man vom Einsatz speziell auf unzuverlässige Medien zugeschnittener Regelkonzepte ab, so fällt jedoch eine Reihe von Kommunikationstechnologien aufgrund zu hoher Latenzen oder zu geringer



Zuverlässigkeit von vornherein weg. Eine Modem-Wählverbindung ist z.B. bei einer geforderten maximalen Latenz von 2 Sekunden für zeitkritische Fehlermeldungen oder Schaltbefehle nicht einsetzbar. Andere Medien, wie etwa Modem-Standleitungen oder Richtfunkstrecken, fallen a priori aufgrund zu hoher Kosten weg. Eine genaue Analyse der unterschiedlichen in diesem Zusammenhang in Frage kommenden Medien wird in /Ausborg+ 2006/ gegeben.

Da sämtliche Teilnehmer mit einer einzelnen Zentrale kommunizieren, ist es sinnvoll, das reale Kommunikationsnetz in einer hierarchischen Baumstruktur aufzubauen. Auf der obersten Ebene befindet sich die Zentrale, die unterste Ebene umfasst alle Netzteilnehmer. Zusätzlich werden eine oder mehrere Verteilschichten eingefügt. Meist ist es zweckmäßig, diese in Analogie zu den Verteilschichten des elektrischen Netzes zu wählen /Vver+ 2003/, so daß die Standorte für Transformatoren auch Sammelstellen für Kommunikationskanäle sind. An einem Ortsnetztransformator können so beispielsweise die über schmalbandiges PLC angebotenen Endverbraucher gesammelt werden und von hier über ein breitbandigeres Medium zusammen mit den gebündelten Kanälen aus anderen Ortsnetzen an die nächsthöhere Ebene angebunden werden.

3 Mathematisches Modell

Um mathematische Methoden zur Lösung der praktischen Optimierungsproblems einsetzen zu können, ist es nötig, das Problem zunächst abstrakt in einem Modell aus Parametern, Variablen, Nebenbedingungen und einer Zielfunktion darzustellen. Für kombinatorische Optimierungsprobleme, wie die oben beschriebene Kommunikationsnetzplanung, haben sich gemischt-ganzzahlige lineare Programme als sehr geeignet erwiesen. Dabei werden ganzzahlige Variablen zur Abbildung der diskreten Entscheidungen verwendet, beispielsweise für die Anzahl der zu installierenden Geräte 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. Im folgenden stellen wir ein solches Modell für oben beschriebene Kommunikationsnetzplanung vor.

3.1 Parameter

Ein konkretes Planungsproblem kann durch seine Standorte, die Menge der zu berücksichtigenden Szenarien mit ihren jeweiligen Kommunikationsbedarfen sowie den verfüg-



baren Medien und prinzipiell möglichen Verbindungen beschrieben werden. Diese Eingangsdaten entsprechen den folgenden Modellparametern.

S	Menge aller berücksichtigten Betriebszustände (Normalfall, Störfall,...)
V	Menge aller Standorte (Trafos, Haushalte, Erzeuger, ...)
$z \in S$	Standort der Zentrale
d_v^s	Kommunikationsbedarf (in kbit/s) zwischen Standort $v \in V$ und der Zentrale z im Betriebszustand $s \in S$
M	Menge aller möglichen Übertragungsmedien (ISDN, GSM, PLC, ...)
$E \subseteq V^2 \times M$	Menge aller möglichen Verbindungen zwischen je zwei Standorten mit jeweils einem zugeordnetem Übertragungsmedium

Eine Verbindung $vwm \in E$ wird als eine mögliche Anbindung des Standortes v an den Standort w (und von dort weiter in Richtung Zentrale) angesehen. D.h., w ist immer auf einer höheren Netzebene als v , und w ist entweder eine Sammelstelle für mehrere Verbindungen v_1wm_1, v_2wm_2, \dots oder w ist die Zentrale selbst. Wir nennen v die Client-Seite und w die Server-Seite einer Verbindung vwm .

Um eine Verbindung von v nach w über Medium m einzurichten, müssen in der Praxis die entsprechenden Endgeräte an v und w sowie die eigentliche Verbindung aufgebaut werden. Da an einer Sammelstelle (oder Zentrale) w typischerweise mehrere Standorte v_1, v_2, \dots über das gleiche Medium und das gleiche Endgerät angebunden werden, unterscheiden wir im Modell zwischen der Einzelverbindungsbandbreite und den Einzelverbindungskosten einerseits sowie der gemeinsamen Bandbreite und den Gemeinverbindungskosten andererseits. Die Einzelverbindungsbandbreite ergibt sich aus der Bandbreite des Übertragungsmediums sowie der Bandbreite des clientseitigen Endgerätes, bei UMTS also z.B. 384kbit/s. Die Einzelverbindungskosten enthalten die Investitions- und Betriebskosten für die Verbindung und das clientseitige Endgerät, bei UMTS also die Kosten für das UMTS Modem sowie die Nutzungsentgelte des Client-Standortes. Die gemeinsame Bandbreite ist die Bandbreite, die für alle an einer Sammelstelle angebundenen Standorte gemeinsam zur gleichzeitigen Verfügung steht. Sie ergibt sich aus der Bandbreite des Übertragungsmediums und den an der Sammelstelle verwendeten Endgeräten. Für eine 8-fach UMTS Modembank wären das also $8 \cdot 384 = 3072$ kbit/s, für ein PLC System wäre es die Gesamtkapazität eines PLC Kanals



für alle angeschlossenen Standorte. Die Gemeinverbindungskosten beinhalten die Investitions- und Betriebskosten der gemeinsam genutzten serverseitigen Endgeräte, bei ein 8-fach UMTS Modembank also deren Anschaffungskosten und die Nutzungsentgelte. Die entsprechenden Bandbreiten und Kosten werden durch die folgenden Problemparameter beschrieben.

k_m^{ded}	Einzelverbindungsbandbreite (in kbit/s) für Medium $m \in M$
k_m^{sha}	Gemeinsam nutzbare Bandbreite (in kbit/s) für Medium $m \in M$
c_m^{ded}	Einzelverbindungskosten für Medium $m \in M$ (Nutzerseitige Endgeräte und Nutzungsentgelte)
c_m^{sha}	Kosten der gemeinsam genutzte Ressourcen für Medium $m \in M$ (Serverseitige Endgeräte und Nutzungsentgelte)

3.2 Variablen

Die zu treffenden Entscheidungen werden durch Variablen modelliert. Für jede mögliche Verbindung $vwm \in E$ beschreibt die 0/1 Variable x_{vwm} ob diese Verbindung eingerichtet wird oder nicht. Das heißt

$x_{vwm} = 1$, wenn von Standort v zu Standort w eine Verbindung über Medium m eingerichtet wird, und $x_{vwm} = 0$ sonst.

Analog beschreibt für jeden Standort $w \in V$ und jedes Medium $m \in M_v$ eine 0/1 Variable y_{wm} ob am Standort w serverseitige Endgeräte für Verbindungen über Medium m installiert werden. In einer Lösung des Modells gilt

$y_{wm} = 1$, wenn an den Standort w andere Standorte über Verbindungen mit Medium m angebunden werden, und $y_{wm} = 0$ sonst.

Um die Bandbreitenbeschränkungen korrekt modellieren zu können, benötigen wir noch reell-wertige Hilfsvariablen f_{vwm}^s für all möglichen Verbindungen $vwm \in E$ und alle Szenarien $s \in S$. Deren Bedeutung ist



f_{vwm}^s = tatsächlich genutzte Bandbreite auf Verbindung vwm im Szenario s .

3.3 Bedingungen

Lineare Gleichungen und Ungleichungen garantieren, dass die Lösungen des mathematischen Modells den technischen und planerischen Rahmenbedingungen des praktischen Problems genügen.

In jedem Szenario muss der jeweilige Kommunikationsbedarf verlustfrei zwischen den Standorten und der Zentrale übertragen werden. Für die tatsächlich genutzten Bandbreiten ergeben sich damit die folgenden Flusserhaltungsbedingungen:

$$(1) \quad \sum_{w,m:vwm \in E} f_{vwm}^s - \sum_{w,m:vwm \in E} f_{wvm}^s = d_v^s \quad \forall s \in S, v \in V - \{z\}.$$

Die tatsächlich genutzte Bandbreite auf einer Verbindung darf in keinem Szenario die Einzelverbindungsbandbreite des benutzten Mediums übersteigen. Das wird durch die folgenden Einzelkapazitätungleichungen garantiert:

$$(2) \quad k_m^{ded} x_{vwm} - f_{vwm}^s \leq 0 \quad \forall s \in S, vwm \in E.$$

Ebenso muss an jeder Sammelstelle die gemeinsame Bandbreite eines Mediums mindestens so groß wie die Summe der effektiv genutzten Bandbreiten aller über dieses Medium realisierten Verbindungen sein. Diese Bedingung wird durch die Gesamtkapazitätungleichungen ausgedrückt:

$$(3) \quad k_m^{sha} y_{vm} - \sum_{w:vwm \in E} f_{vwm}^s \leq 0 \quad \forall s \in S, v \in V, m \in M.$$

Wird ein Standort v an eine Sammelstelle w über Medium m angebunden, so muss an w auch die serverseitige Hardware für Medium m installiert werden. Die entsprechenden Endgeräte-Ungleichungen lauten:

$$(4) \quad y_{wm} - x_{vwm} \leq 0 \quad \forall vwm \in E.$$



Schließlich soll das Kommunikationsnetz eine Baumstruktur haben, d.h. von jedem Standort soll es nur eine einzige Verbindung Richtung Zentrale geben. Das wird durch die folgenden Grad-Ungleichungen erreicht:¹

$$(5) \quad \sum_{w,m:vw m \in E} x_{vw m} \leq 1 \quad \forall v \in V - \{z\}.$$

3.4 Zielfunktion

Das Ziel der Optimierung ist die Minimierung der Gesamtnetzkosten, d.h. die Summe der Kosten aller installierten Verbindungen und Endgeräte. Die entsprechende Zielfunktion lautet:

$$\min \sum_{w \in V} c_m^{sha} y_{wm} + \sum_{vw m \in E} c_m^{ded} x_{vw m}.$$

4 Lösungsmethodik

Übersetzt man ein praktisches Netzplanungsproblem in das oben beschriebene mathematische Optimierungsmodell, so erhält man ein gemischt-ganzzahliges lineares Programm mit einigen Tausend bis zu einigen Millionen Variablen und Ungleichungen, je nach Größe des zugrunde liegenden Energienetzes und der Anzahl der berücksichtigten Szenarien und Medien. Diese sind zwar aus theoretische Sicht im Allgemeinen schwer lösbar, verhalten sich aber in unserem konkreten Anwendungsfall gutartig und können für reale Problemgrößen optimal gelöst werden.

Die dabei verwendeten Verfahren basieren auf einer Kombination von Enumeration und linearer Relaxierung. Die Enumerationskomponente sorgt dafür, dass der mögliche 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 ganzzahligen und 0/1-Variablen auch gebrochene Werte annehmen dürfen. Das sich dabei ergebende lineare Programm kann sehr effizient mit der Simplex-Methode oder mit Innere-Punkte-Verfahren gelöst werden [Vanderbei 2001] und liefert eine untere Kostenschranke für das ursprüngliche gemischt-ganzzahlige

¹ Soll in einigen der Szenarien der Ausfall von Kommunikationsnetzelementen mitbetrachtet werden, so müssen die Grad-Bedingungen je Szenario für die tatsächlichen Datenflussvariablen $f_{vw m}^s$ anstelle der Verbindungsvariablen $x_{vw m}$ formuliert werden.



lineare Programm. Die Relaxierungstechnik erlaubt es, den Suchraum bei der Enumeration frühzeitig zu beschränken und nicht unnötig in Teilproblemen weiterzusuchen, in denen sowieso keine Optimallösung enthalten sein kann. Eine Kurzdarstellung dieser Verfahren findet sich in /Bley+2003/ oder /BleyZymolka2003/, einen detaillierteren Überblick über Lösungsverfahren für gemischt-ganzzahlige Programme erhält man z.B. bei /Graham+1999/ oder /Nemhauser+ 1988/.

5 Resultate

Mit dem oben beschriebenen Modell wurden verschiedene Berechnungen für ein repräsentatives Muster-Verteilnetz durchgeführt. Dabei wurde einerseits die optimale Auswahl der Medien für die einzelnen Teilabschnitte des Kommunikationsnetzes bestimmt als auch die Belastung der einzelnen Links, wie sie sich aus den Kommunikationsanforderungen der einzelnen Teilnehmer in zwei verschiedenen Szenarien ergibt. Die gemischt-ganzzahligen Programme wurden dabei mit der am ZIB entwickelten Modellierungssprache ZIMPL (<http://www.zib.de/koch/zimpl>) erzeugt und mit dem ebenfalls am ZIB entwickelten Programm SCIP (<http://scip.zib.de>) gelöst.

5.1 Muster-Verteilnetz

Das zugrunde gelegte Musternetz (Netzwerks Energie und Kommunikation, <http://www.neuk.de>) kann vereinfacht wie in Abbildung 1 dargestellt werden. An einem Strang eines Mittelspannungsnetzes sind Niederspannungsnetze mit verschiedenen Verbraucherprofilen nach VDN angeschlossen (Haushalt, Gewerbe in drei Kategorien, Landwirtschaft). In diese Netze speisen erneuerbare und verteilte Erzeuger mit einem hohen Grad der Lastabdeckung bei voller Verfügbarkeit ein. Mittels Lastmanagement kann ein solches Netz auch als Insel unabhängig vom einspeisenden Netz betrieben werden. In den Industrie- und Gewerbe-Netzen wurden dafür verschiedene steuerbare Lasten definiert.

5.2 Kommunikationsszenarien

Im ersten Schritt wurden die Kommunikationsanforderungen in diesem Netz erfasst. Um die Auftrittswahrscheinlichkeiten der einzelnen Kommunikationsereignisse angemessen beschreiben zu können, wurden zwei verschiedene Szenarien betrachtet:

Szenario 1 – Normalbetrieb. Hier findet im Wesentlichen nur Fahrplanübermittlung und -überwachung statt, sporadisch werden einige Regelbefehle ausgetauscht.

Szenario 2 – Störfall. Innerhalb von 2 Sekunden muss an jede regelbare Last und an jeden Erzeuger ein Befehl mit Rückmeldung gesendet werden.

Für jedes dieser Szenarien wurde ein Mengengerüst der zu übertragenden Informationsklassen wie in Tabelle 1 erstellt. Unter Annahme gleichen Protokoll-Overheads, wie sie bei MMS über Ethernet auftreten, ergeben sich daraus die benötigten Bandbreiten zwischen der Zentrale und den einzelnen Netzteilnehmern. In Tabelle 2 werden die Bandbreitenanforderungen in beiden Szenarien für die unterschiedlichen Teilnehmer im obigen Musternetz aufgeschlüsselt.

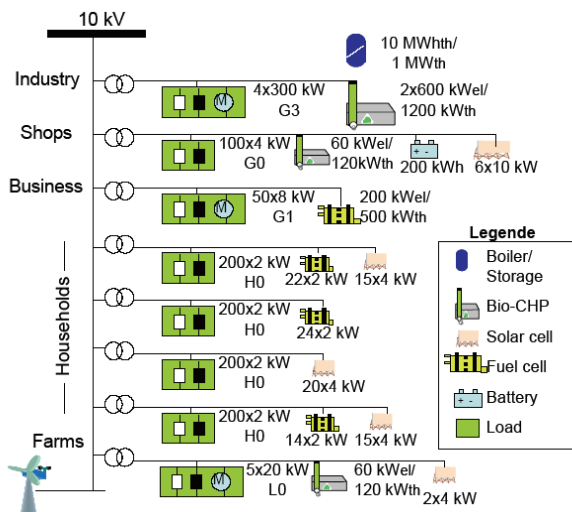


Abbildung 1: Vereinfachte Darstellung des betrachteten Verteilnetzes.

Tabelle 2: Benötigte Bandbreite der Netzteilnehmer in verschiedenen Szenarien

Teilnehmer	Normalbetrieb [kbit/s]	Störfall [kbit/s]
PV und WKA	0,006	3,75
BHKW	0,016	3,75
Thermischer und Batteriespeicher	0,007	3,75
Spitzenlastbrenner	0,008	3,75
Trafo	0,002	0
Haushalt	0,009	0
Regelbare Last	0,012	3,75



5.3 Kommunikationsmedien

Während die technischen Eigenschaften der möglichen Kommunikationsmedien klar definiert sind, sind Kostenangaben nicht mit gleicher Genauigkeit fassbar. Einerseits setzen sich die Kosten für die Nutzung der Kommunikationsmedien aus verschiedenen Zeit-, Volumen- und Fixanteilen zusammen. Dies lässt sich im Modell (mit einigen Erweiterungen) noch gut berücksichtigen. Andererseits sind die Kosten jedoch auch abhängig von der Sichtweise, aus der sie bestimmt werden. Während beispielsweise ein Netzbetreiber für die Nutzung von PLC in seinem Netz nur Hardwarekosten ansetzen muss, können für einen „externen“ Betreiber noch zusätzliche Nutzungskosten anfallen.

Für die Berechnungen wurden aktuelle Preise verschiedener Gerätehersteller und Netzbetreiber für die Technologien WLAN (IEEE 802.11), GSM/GPRS, UMTS, ISDN/POTS und PLC (DLC-2000) eingeholt.

5.4 Optimale Realisierung des Kommunikationsnetzes

Aus Sicht eines Verteilnetzbetreibers ergab sich bei aktueller Marktsituation PLC als die mit Abstand kostengünstigste Variante in fast allen Anwendungsfällen. Es zeigt sich, dass PLC ausreichende Bandbreite selbst im Fehlerszenario (siehe Abschnitt 5.5) bereitstellt. Die Gerätekosten für DLC-2000 sind gering und es fallen keinerlei Nutzungsentgelte für den Netzbetreiber an. Unter den gegebenen Ausgangsdaten weicht das Ergebnis der Optimierungsrechnung nur in wenigen Ausnahmen von der PLC-Wahl ab: (1) bei sehr kleinen Subnetzen, bei denen eine PLC-Bridge über den Trafo teurer als eine Einzelanbindung aller dahinterliegenden Nutzer über andere Technologien ist, (2) wenn eine alternative dauerhafte Kommunikationsanbindung wie etwa DSL mit Flatrate bereits in den angeschlossenen Haushalten vorhanden ist und diese ohne substantielle Zusatzkosten mitgenutzt werden kann, oder (3) wenn aus Sicherheitsgründen bestimmte Teilnehmer nicht über das elektrische Verteilnetz als Kommunikationsmedium angebunden werden sollen, um etwa das Wiederanfahren auch nach Netzstörungen zu kontrollieren.

5.5 Belastungs-Szenario

Für das Musternetz ergibt sich im kritischen Szenario „Störfall“ folgende Situation: Das gesamte Kommunikationsnetz wird in PLC realisiert, einzige Ausnahme ist die Summenverbindung des Gewerbenetzes G0 zur Zentrale, die mit UMTS realisiert wird (siehe Abbildung 2). Der Grund dafür ist, dass die gemeinsame Bandbreite der PLC-Summenleitung von 1024 kbit/s im Mittelspannungsstrang nicht ausreicht, um den Datenverkehr aller 8 Subnetze abzuwickeln. Das zugrunde liegende Kostenmodell führt daher zur Auswahl der UMTS-Alternative für eines der Subnetze. Die insgesamt genutzte Band-

breite auf der PLC-Verbindung im Mittelspannungsstrang beträgt 889 kbit/s, die genutzte Bandbreite auf der UMTS-Verbindung zum Gewerbenetz G0 217 kbit/s.

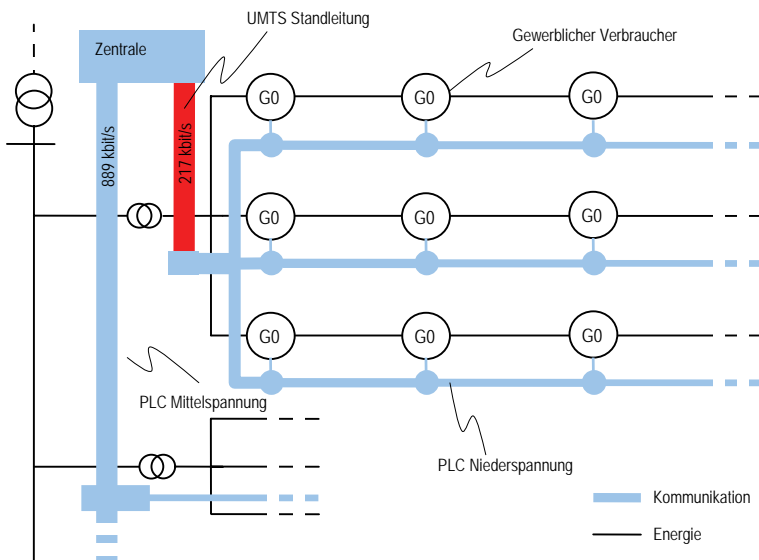


Abbildung 2: Ausschnitt aus einem Optimierungsergebnis für das im Text beschriebene Szenario. Die Strichdicke der Kommunikationsverbindungen gibt qualitativ die genutzte Bandbreite an.

6 Fazit

Es wurde ein mathematisches Modell zur Lösung des Problems der Auslegung von Kommunikationsnetzen für die Steuerung elektrischer Verteilnetze vorgestellt. Mit Methoden der gemischt-ganzzahligen Optimierung erlaubt dieser Modellierungsansatz die effiziente Lösung des gegebenen Planungsproblems. Alle Beispiele in dem von uns betrachteten Verteilnetz ließen sich in wenigen Sekunden optimal lösen.

Der Ansatz erlaubt jedoch nicht nur die Berechnung des kostenoptimalen Kommunikationsnetzes für ein gegebenes Szenario. Im Rahmen von Szenarioanalysen lässt sich damit auch der Einfluss unterschiedlicher Kostenentwicklungen und Betriebsführungsstrategien auf die Kosten des Kommunikationsnetzes und damit auf die Wirtschaftlichkeit des gesamten Verteilnetzes schnell und präzise quantifizieren.



7 Literatur

- /Ackermann 2004/ T. Ackermann: Distributed Resources in a Re-Regulated Market Environment, Doktorarbeit, KTH Stockholm, 2004.
- /Ausborg+ 2006/ O. Ausborg, J. Giebhardt und O. Haas: Medienvielfalt mit einheitlichen Datenmodellen und Diensten, Tagungsband 11. Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik, Kassel, 2006.
- /BleyKoster+ 2003/ A. Bley, A.M.C.A. Koster, A. Kröller, R. Wessäly und A. Zymolka: Kosten- und Qualitätsoptimierung in Telekommunikationsnetzen, Telekommunikation Aktuell 7/8, 2003.
- /Bley+ 2003/ A. Bley und A. Zymolka: Planung kostenoptimaler Informations- und Kommunikations-Infrastrukturen, Tagungsband 8. Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik, Kassel, 2003.
- /Buchholz+ 2006/ B.M. Buchholz und P. Palensky: Kommunikation als Schlüssel für künftige Effizienz der Netzführung, Tagungsband 11. Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik, Kassel, 2006.
- /Graham+ 1999/ R.L. Graham, M. Grötschel und L. Lovasz: Handbook of Combinatorics, Elsevier, Amsterdam, 1999.
- /Nemhauser+ 1988/ G. Nemhauser und L. Wolsey: Integer and Combinatorial Optimization, John Wiley and Sons, 1988.
- /Vanderbei 2001/ R.J. Vanderbei: Linear Programming - Foundations and Extensions, Kluwer Academic Publishers, Boston, 2001.
- /Vver+ 2003/ J.v.d. Vver, G. Deconinck und R. Belmans: The Need for a Distributed Algorithm for Control of the Electrical Power Infrastructure, Tagungsband International Symposium on Computational Intelligence for Measurement Systems and Applications, Lugarno, Schweiz, 2003.



Energiemanagement in Verteilnetzen mit hohem Anteil an dezentralen Erzeugungsanlagen

V. Schlebusch, M. Wolff, D. Nestle, G. Gjardy¹, Th. Borchard², A. S. Bukvic-Schäfer³, Th. Erge⁴, M. Klobasa⁵, M. Hollmann⁶

Institut für Solare Energieversorgungstechnik e.V. (ISET)
Königstor 59, 34119 Kassel
Tel.: (0561) 94-203, Fax: (0561) 7294-200
e-mail: vschlebusch@iset.uni-kassel.de

¹ BTU Cottbus
Lehrstuhl Dezentrale Energiesysteme und Speichertechnik (DES)
Walther Pauer Str. 5, 03046 Cottbus

² RWTH Aachen
Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW)
Schinkelstraße 6 52056 Aachen

³ Universität Kassel
Fachgebiet Rationelle Energiewandlung (IEE-RE)
Wilhelmshöher Allee 73, 34121 Kassel

⁴ Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE)
Heidenhofstr. 2, 79110 Freiburg

⁵ Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (ISI)
Breslauer Straße 48, 76139 Karlsruhe

⁶ Universität Paderborn
Fachgebiet Nachhaltige Energiekonzepte (NEK)
Pohlweg 55, 33098 Paderborn



Abstract

Um die angestrebten EU-Ziele zur Erhöhung des Anteils regenerativer Erzeuger und Kraftwärmekopplungsanlagen zu erreichen, werden in Zukunft verstärkt verteilte Erzeugungsanlagen mit unterschiedlichsten Charakteristiken (z.B. Einspeiseverhalten) in das Energiesystem und insbesondere in die Mittel- und Niederspannungsebene zu integrieren sein. Durch die Nutzung dieser dezentralen Erzeugungsanlagen ergeben sich neue Möglichkeiten zur optimierten Systemintegration, die jedoch erweiterte Betriebsführungsstrategien erforderlich machen.

Ziel der Arbeitsgruppe „Energiemanagement und Betriebsführung“ des thematischen Netzwerks „Energie und Kommunikation“ war es daher zu untersuchen, wie über ein ganzheitliches Energiemanagement, also der Einsatzplanung von Einzelanlagen mit unterschiedlichen Charakteristika und geeigneten Lastmanagementverfahren, eine energiesystem- und marktkonforme Integration zu realisieren ist. Vor diesem Hintergrund wurde in der Arbeitsgruppe ein erweitertes Konzept für ein Energiemanagement von dezentralen Erzeugern und Lasten (Erzeugungs- und Lastmanagement) und der daraus resultierende Kommunikationsbedarf abgeleitet.

In order to achieve the European Union objectives of increasing the share of energy from renewable sources and from combined heat and power plants, new distributed generation units with different supply characteristics will have to be integrated in the nearer future into the existing power supply system (medium and low voltage grids). The use of these new distributed power producers opens up whole new possibilities for optimizing the system integration which however do necessitate more advanced system management strategies.

Therefore the main objective of the working group “energy management und system strategies”, within the thematic network “Energie und Kommunikation”, was to investigate a market compatible and integrated energy management consisting of specific resource scheduling for individual power producers and of dedicated load management concepts. With this background, the working group developed an advanced energy management concept for distributed generation units and loads and specified the corresponding communication requirements respectively.



1 Einleitung

Um die bis 2010 angestrebten EU-Ziele von 22 % (vgl. /2001/77/EC/) regenerativen Anteils am Bruttostromverbrauch und der Erhöhung des KWK-Anteils von 9 % auf 18 % zu erreichen, werden zukünftig verstärkt verteilte Erzeugungsanlagen mit unterschiedlichsten Charakteristiken (z.B. Einspeiseverhalten) in das Energiesystem und hierbei im Speziellen in die Verteilnetzebene (Mittel- und Niederspannungsebene) zu integrieren sein. Der bereits eingeleitete Strukturwandel in der Energieversorgung ist gekennzeichnet durch Anpassungen klassischer Elemente (z.B. Schutztechnik) des bestehenden Versorgungssystems sowie durch die Ergänzung innovativer Elemente (z.B. verbesserte Prognoseverfahren, aktive Einbindung der Lastseite, etc.) zur Nutzung regenerativer Energiequellen und effizienter Kraftwärmekopplungsanlagen (KWK-Anlagen) abhängig von lokalen Ressourcen und Bedarfsmengen. Zur systemkompatiblen Integration neuer Erzeugungsanlagen werden Weiterentwicklungen in den Bereichen Automation, Information, Kommunikation sowie angepasste Betriebsführungskonzepte und Zuständigkeiten erforderlich sein, um zu durchgängig technologisch optimierten als auch wirtschaftlich vertretbaren Lösungen zu gelangen.

Entgegen der bisherigen Vorgehensweise, allein über zentral errichtete und gesteuerte Großkraftwerke Skaleneffekte zu generieren und den mit Verlusten verbundenem Stromtransport über weit verbreitete Netze zu realisieren, bieten sich künftig mit der Nutzung dezentraler on-site Erzeugungen neue Möglichkeiten, welche auch nach veränderten Betriebsführungsaufgaben auf Anlagenebene verlangen.

Ziel der Arbeitsgruppe „Energiemanagement und Betriebsführung“ des Netzwerks „Energie und Kommunikation“ (EuK) war es daher zu untersuchen, wie über ein Energiemanagement, also der Einsatzplanung von Einzelanlagen mit unterschiedlichen Charakteristiken und geeigneten Lastmanagementverfahren, eine energiesystem- und marktconforme Integration zu realisieren ist. Vor diesem Hintergrund wurde in der Arbeitsgruppe ein erweitertes Konzept für ein Energiemanagement von dezentralen Erzeugern und Lasten entwickelt und der daraus resultierende Kommunikationsbedarf abgeleitet.

Energiemanagement umfasst im Allgemeinen die Planung, die Koordination und die Kontrolle aller Aktivitäten, deren Ziel die Optimierung des zur betrieblichen Leistungserstellung notwendigen Energieeinsatzes ist. Diesbezügliche Aktivitäten können sowohl technische Maßnahmen als auch betriebswirtschaftliche Entscheidungen sein. Im Rahmen des Netzwerks EuK beinhaltet der Begriff Energiemanagement alle Aktivitäten, die sowohl für die Ermittlung und Prognose der zur Verfügung stehenden elektrischen Energie im betrachteten System als auch für den Austausch von Energiefahrplänen relevant sind.



2 Energiemanagement

Als primäres Ziel des Energiemanagements in der Verteilnetzebene wurde im Rahmen des Netzwerks EuK die Minimierung des Austausches von Energie über die Transformatoren zum übergeordneten Übertragungsnetz definiert, da dies zu einer sehr hohen Anforderung an das Management stellt und zum anderen weitere Ziele, wie z.B. eine Maximierung der dezentralen Erzeugung mit den entwickelten Strategien ebenfalls erreicht werden könnten.

Gemäß der Netzwerkzielvereinbarung ist das Energiemanagement im ersten Schritt für die Optimierung einer quasistationären Betriebsweise der Anlagen im 15-min-Zeitraster verantwortlich. Das heißt, der Ausgleich von Leistungsschwankungen innerhalb des 15-min-Zeitrasters, verursacht durch nicht prognostizierte Last- oder Erzeugungsänderungen, obliegt dem übergeordneten Versorgungsnetz (Übertragungsnetz). Das Energiemanagement koordiniert den fahrplanbasierten Wirkleistungsaustausch im 15-min-Zeitraster im zugehörigen Netz. Systemdienstleistungen wie z.B. Frequenzhaltung, Spannungs- oder Blindleistungsregelung werden im ersten Schritt nicht berücksichtigt (Dienstleistung der übergeordneten Versorgungsstruktur).

Neben der Minimierung des Energieaustauschs können weitere Optimierungskriterien definiert werden, z.B. der ökonomisch oder ökologisch optimierte Betrieb der dezentralen Erzeugungsanlagen.

In Hinblick auf die große Anzahl der im Versorgungsgebiet zukünftig vorhandenen Anlagen und Technologien wird eine Agentenstruktur mit verteilter Intelligenz vorgeschlagen. Kernstück des Energiemanagementkonzepts ist eine zentrale "Intelligenz" für das Erzeugungs- und Lastmanagement (Abbildung 1). Die Zentrale Intelligenz (ZI) optimiert die Stromerzeugung nach dem entsprechend festgelegten Optimierungsziel. Im Gegensatz zu den dargebotsabhängigen Erzeugungsanlagen (Photovoltaik- und Windenergieanlagen) und elektrischen Speichern, deren Einsatz direkt durch die ZI optimiert werden kann, werden angeschlossene Lasten als auch wärmegeführte Erzeugungsanlagen und deren Peripheriekomponenten (Spitzenlastkessel, thermische Speicher, etc.) über vorgelagerte Agentenstrukturen gegenüber der ZI gebündelt. Die eigentliche Betriebsführung der wärmegeführten Erzeugungsanlagen und deren untergeordneten Peripheriekomponenten erfolgt mit Hilfe von Wärmeagenten (WA). In Analogie zu den Wärmeagenten, werden die im Netz vorhandenen einzelnen Lasten über vorgelagerte Lastagenten (LA) zu größeren Einheiten gebündelt (z.B. Haushaltsebene).

Dabei koordiniert und optimiert die ZI für die Lasten und die KWK-Anlagen nur das Zusammenspiel der einzelnen Teilnehmer in Bezug auf die elektrischen Fahrpläne. Die Kontrolle zur Einhaltung der Fahrpläne obliegt den jeweiligen vorgelagerten Last- bzw. Wärmeagenten.

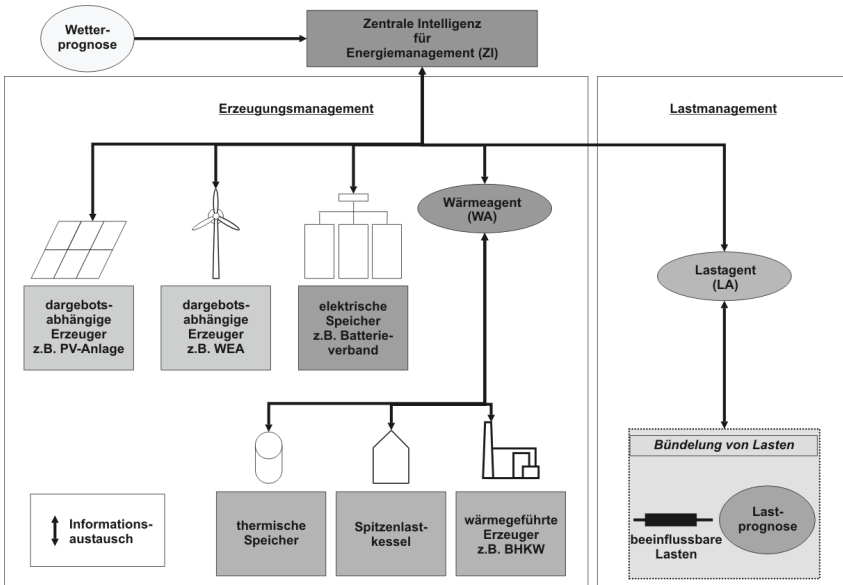


Abb. 1: Gesamtdarstellung der Informationsflüsse für ein gesamtheitliches Energiemanagement

3 Erzeugungsmanagement

3.1 Erzeugungsmanagement für dargebotsabhängige Erzeuger

Anlageneinsatzentscheidungen werden i.d.R. auf Basis von Anlagenverfügbarkeit und gemäß Merit Order auf Basis der jeweiligen Brennstoffkosten getroffen. Neben dem Punkt der Anlagenverfügbarkeit bzw. Einsatzbereitschaft bei konventionellen Erzeugern kommt bei dargebotsabhängigen regenerativen Erzeugungen noch die Unsicherheit über das regenerative Angebot hinzu, welche in diesem Zusammenhang zu berücksichtigen ist.

Für Einsatzplanungen solcher Anlagen ist es daher unerlässlich, Prognosen über das zu erwartende Primärenergieangebot (z.B. Wind, Sonne) über Wettervorhersagen zu implementieren und gegebenenfalls kurzfristig zu aktualisieren. Aus diesen Prognosen lassen sich die jeweilig zu erwartenden, mit Unsicherheiten behafteten Beiträge der Einzelanlagen zum Versorgungsziel abschätzen. Für die dargebotsabhängigen Erzeuger (Windenergie- und Photovoltaik-Anlagen) muss die Zentrale Intelligenz unter Berücksichtigung der Wetterprognose eine Erzeugungsprognose (24 h-Fahrplan) für diese Anlagen, gemäß der in Abbildung 2 dargestellten Schritte, erstellen.



Dabei sind gleichwohl Abweichungen von diesen Wetterprognosen über Risiko- bzw. Reservestrategien zu berücksichtigen, um den Versorgungsverpflichtungen nachkommen zu können. D.h. neben den grundsätzlichen Einsatzentscheidungen auf Basis der Anlagenverfügbarkeit, sowie kurzfristiger Ausfallwahrscheinlichkeiten und Betriebskosten kommt mit den Abschätzungen über das regenerative Primärenergieangebot nunmehr eine weitere Planungskomponente hinzu.

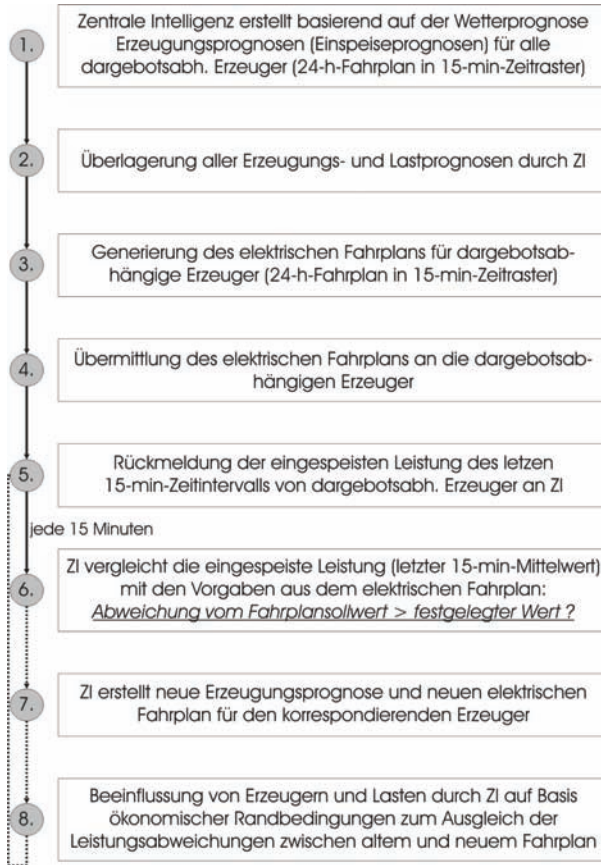


Abb. 2: Schema für den Informationsaustausch (alle 24 h) zur Einbindung dargebotsabhängiger Erzeuger in das Energiemanagement

3.2 Erzeugungsmanagement für wärmegeführte Erzeuger

Neben den dargebotsabhängigen Stromeinspeisungen werden auch zunehmend wärmegeführte Kraftwärmekopplungsanlagen in die Verteilnetze zu integrieren sein, welche

mit ihren differierenden Einspeisecharakteristiken Rückwirkungen auf das Versorgungssystem haben werden.

In Abhängigkeit des Einsatzbereichs dieser Anlagen (Haushalt, Gewerbe, Industrie etc.) variiert der Wärmebedarf und somit die elektrische Energieerzeugung. Der Wärmebedarf unterliegt hierbei sowohl täglichen als auch saisonalen Schwankungen (vgl. Abbildung 3). Während die Industrie nahezu über das ganze Jahr kontinuierlich Prozesswärme benötigt, richtet sich der Wärmebedarf im Gewerbe- und Haushaltsbereich nach dem Warmwasser- und Heizwärmebedarf.

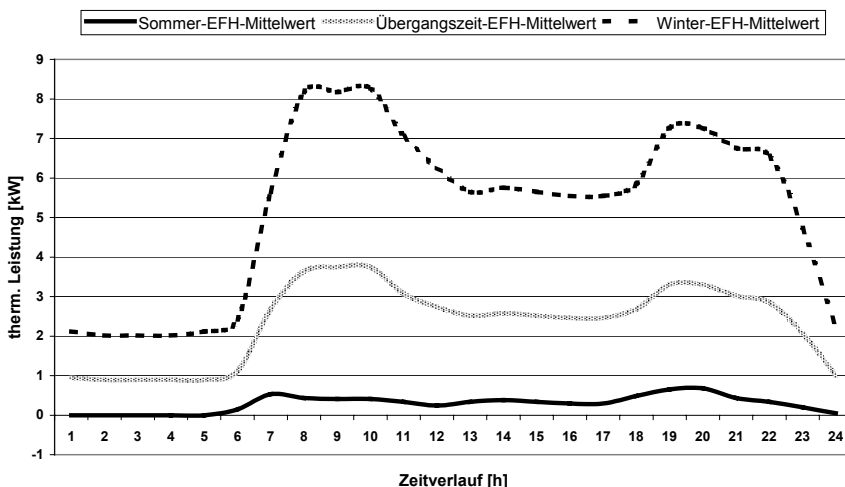


Abb. 3: Durchschnittlicher Wärmebedarf von Einfamilienhäusern für die Referenztage 15.07. (Sommer), 15.04 (Übergang), 15.01. (Winter); Quelle: /BHKW 2000/

Bei wärmegeführten KWK-Anlagen ist es daher notwendig, die aus dem abzuschätzenden thermischen Bedarf abgeleiteten elektrischen Einspeisungen zu prognostizieren bzw. die Korrelation zwischen thermischem und elektrischem Bedarf zu untersuchen.

Gleichwohl stehen künftig zur Entkopplung von Bedarf und Erzeugung Speichertechnologien (thermisch und elektrisch) zur Verfügung, welche über die Generierung zusätzlicher Freiheitsgrade ebenfalls neue Betriebsführungsvarianten eröffnen (Mischbetrieb der Anlage).

In der Regel werden KWK-Anlagen so ausgelegt, dass sie eine möglichst hohe Volllaststundenzahl erreichen. D.h. aufgrund des saisonal stark schwankenden Wärmebedarfs ist eine Auslegung auf die Spitzenlast nicht sinnvoll. Die Spitzen- bzw. Reservelast wird über einen Zusatzkessel abgedeckt.

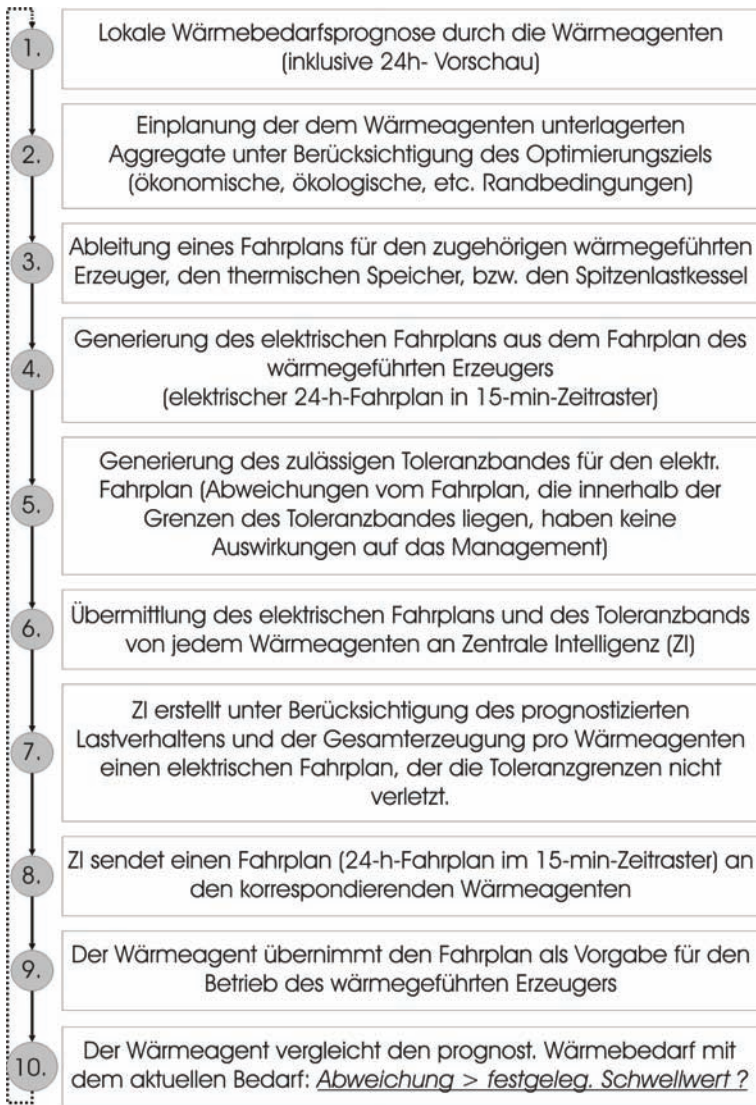


Abb. 4: Schema für den Informationsaustausch (24 h) zur Einbindung wärmegeführter Erzeugerstrukturen (Wärmeagenten) in das Energiemanagement

Der eingeführte Wärmeagent optimiert gemäß Abbildung 4 den Einsatz der ihm unterlagerten Einheiten (wärmegeführter Erzeuger, Spitzenlastkessel, thermischer Speicher) bezüglich des Wärmebedarfs.

Ausgehend von einer Wärmebedarfsprognose erstellt der WA einen optimalen Fahrplan für die Einheiten. Der sich daraus ergebende elektrische Fahrplan der wärmegeführten Erzeugungsanlage wird inklusive eines zuvor bestimmten Toleranzbandes an die ZI übermittelt. Dieses Toleranzband gibt an, in welchem Umfang der generierte elektrische Fahrplan des Erzeugers verändert werden kann, ohne dass eine erneute Optimierung durch den Wärmeagenten für die thermische Seite erforderlich ist.

4 Lastmanagement und dynamische Tarifstrukturen

Weitere Freiheitsgrade ergeben sich durch das Lastmanagement. Unter Lastmanagement werden die Aktivitäten verstanden, die eine zeitliche Entkopplung von Energieangebot und Energienachfrage sowie eine Anpassung des Verbrauchs an die Erzeugung ermöglichen. Die Aktivierung dieser Freiheitsgrade bedarf neben einer angepassten Kommunikationsinfrastruktur geeigneter wirtschaftlicher Anreize z.B. in Form von dynamischen Tarifen. Sowohl die elektrischen (Abbildung 5) als auch die thermischen Bedarfsstrukturen beeinflussen unmittelbar die Möglichkeiten des Lastmanagements, die sich aus dem Regel- und Verschiebepotenzial zusammensetzen. Das Regelpotenzial umfasst die kurzfristig verlagerbare/schaltbare Leistung wohingegen das Verschiebepotenzial die täglich zu verlagernde Energiemenge beschreibt.

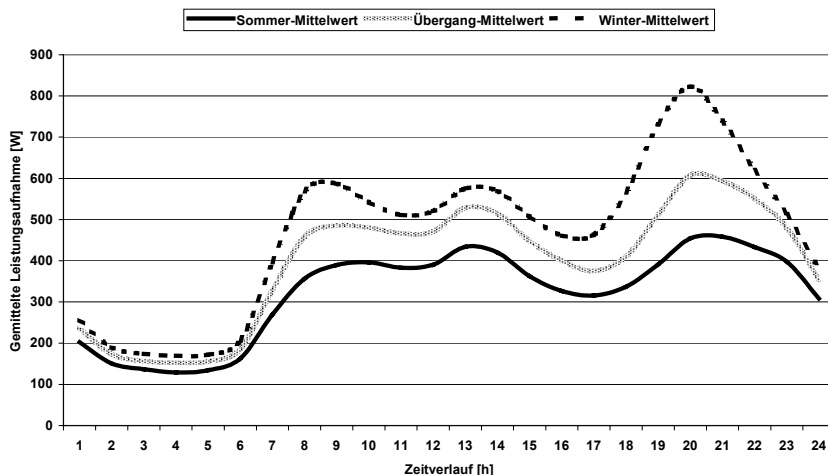


Abb. 5: Gemittelte Leistungsaufnahme (Stundenwert) eines Privathaushaltes (Jahresarbeit: 3500 kWh) im Sommer (15.07.), Übergang (15.04), Winter (15.01)

Abschätzungen im Rahmen der Netzwerkarbeit zeigen, dass sich ein maximal verschiebbares Potenzial pro Haushalt und Tag von 4,5 kWh unter der Annahme, dass alle



Abb. 6: Schema für den Informationsaustausch zur Einbindung von Lasten (Lastagent) in das Energiemanagement

Geräte ohne Kühl- und Gefrierschrank am gleichen Tag in Betrieb sind, ergeben /Klobasa 2006/. Auf Grund der Nutzungshäufigkeiten und Marktdurchdringung folgt ein verschiebbares Potenzial pro Monat und Haushalt von ca. 72 kWh. Damit kann mit einem mittleren verschiebbaren Potenzial pro Tag und Haushalt von ca. 2,4 kWh gerechnet werden.

Das durchschnittliche technische Regelpotenzial je Haushalt beläuft sich unter Berücksichtigung der Marktdurchdringung und der Auftrittswahrscheinlichkeit (abgeleitet aus der Gebrauchshäufigkeit) auf ca. 90 W (im Sommer 67 W, im Winter 105 W). Die vorgenannten Potenziale sind technisch realisierbar und automatisierbar. Überdies gibt es zusätzliche Potenziale, die durch ein verändertes Nutzerverhalten aktiviert werden können.



Wie Eingangs erwähnt, werden die im Netz vorhandenen einzelnen Lasten über vorgelegte Lastagenten (LA) zu größeren Einheiten gebündelt (z.B. Haushaltsebene, Gewerbebetriebe, etc.) und gemäß Abbildung 6 in das Energiemanagement eingebunden.

5 Kopplung von Erzeugungs- und Lastmanagement

Die ZI gleicht zunächst die Summe der Erzeuger-Fahrpläne mit der Summe der Lastprognosen ab und berechnet daraus eine dynamische Tarifstruktur für die Verbraucher. Die dynamischen Tarife werden im Anschluss an die Lastagenten gesendet, die mit dieser Information zum einen neue Lastprognosen erstellen und zum anderen die Abschaltpotenziale möglicher schaltbaren Lasten als auch die Kosten einer Lastabschaltung bestimmen. Diese Information wird erneut an die ZI übermittelt und dort in einem weiteren Schritt nochmals mit den Erzeugerfahrplänen abgeglichen. Sind zu diesem Zeitpunkt die Lasten gedeckt und gibt es zu keinem Zeitpunkt einen Energieüberschuss, bestätigt die ZI allen Anlagen/Agenten ihre jeweiligen Fahrpläne. Passen die Einzelfahrpläne nicht zusammen, d.h. müsste Energie aus dem übergeordneten Netz bezogen oder Energie ins übergeordnete Netz eingespeist werden, nutzt die Zentrale Intelligenz zunächst das Toleranzband der Wärmeagenten, um die elektrischen Fahrpläne zu optimieren bzw. aneinander anzupassen.

Ergibt sich trotz der Ausnutzung des Toleranzbandes immer noch eine Über- oder Unterdeckung zwischen der Erzeugung und der Last, kann die ZI, abhängig vom nachgeordneten Optimierungskriterium (ökonomischer oder ökologischer Betrieb) vorhandene elektrische Speicher (z.B. Batteriespeicher) einsetzen und/oder die schaltbaren Lasten entsprechend der durch die LA berechneten Abschaltpotenziale aktivieren. Gegebenenfalls ist auch eine Reduzierung der Einspeisung aus den dargebotsabhängigen Erzeugern erforderlich, um einen Erzeugungs- und Bedarfsausgleich zu erreichen.

Kommt es zu wesentlichen Abweichungen von den prognostizierten Erzeugerfahrplänen bzw. von den Lastprognosen (vgl. Abbildung 2: Punkt 6, Abbildung 4: Punkt 10, bzw. Abbildung 6: Punkt 9), müssen einzelne bzw. mehrere Fahrpläne entsprechend des beschriebenen Verfahrens erneut berechnet und aufeinander abgestimmt werden. Dies kann im Extremfall dazu führen, dass dieses Verfahren in Korrelation zum fokussierten 15-min-Zeitraster des Fahrplans kontinuierlich jede Viertelstunde durchlaufen werden muss.

Werden innerhalb des aktuellen 15-min-Zeitrasters Abweichungen der eingespeisten Leistungen von den Prognosen festgestellt, z.B. ein Erzeugungsüberschuss im betrachteten Versorgungsgebiet, wird diese überschüssige Energie an das übergeordnete Netz abgegeben.



Unabhängig von Prognoseabweichungen muss die Zentrale Intelligenz auch in anderen Fällen die Möglichkeit haben, bei einzelnen oder auch allen Teilnehmer anzufragen, ob die Möglichkeit besteht, von den vereinbarten Fahrplänen abzuweichen.

6 Kommunikationsanforderungen

Bedingt durch die derzeitige gesetzliche Einspeisevergütung stellt die vollständige Einspeisung maximaler Energieerträge in das Netz die typische Betriebsweise von dargebotsabhängigen Erzeugern dar. In diesem Fall ist eine direkte Steuerung der Anlagen nicht notwendig. Kommunikationsanforderungen ergeben sich lediglich aus der Überwachung des Anlagenzustandes.

Treten jedoch andere Zielsetzungen in der Vordergrund, bei denen eine Regelung der Ausgangsleistung der dargebotsabhängigen Erzeuger erforderlich ist, kann der Aufbau einer bidirektionalen Kommunikation sinnvoll sein. Bei Anforderung zusätzlicher Systemdienstleistungen müssen die Kommunikationsanforderungen individuell geprüft werden.

Tabelle 1: Anforderungen bzgl. der Informationsgrößen und Parameter für die Einbindung dargebotsabhängiger Erzeuger in das zentrale Erzeugungsmanagement (S: Sender, E: Empfänger)

Benennung	Interaktionsrichtung		Informationsübertragung
	Anlage	ZI	
Kennung der Anlage	S/E	S/E	Jede Übertragung
Aktivierung	E	S	Ereignisorientiert
Deaktivierung	E	S	Ereignisorientiert
Status (Fehler, Wartung, Bereit)	S	E	Ereignisorientiert
Leistungssollwertvorgabe (0-100 %, max. 96 Werte für 24 h)	E	S	Einmalig bzw. Wiederholung beim Durchlauf eines neuen Optimierungszyklus
Elektrische Arbeit (Einspeisung der letzten 15-min)	S	E	Alle 15 Minuten



In Bezug auf die übergeordnete Zielsetzung der Minimierung des Energieaustauschs mit dem übergeordneten Netz mittels eines fahrplanbasierten Wirkleistungstransfers im 15-minütigen Zeitraster (Leistungsmittelwert) und einer gemäß Abbildung 1 geltenden Kommunikationsstruktur sind die in Tabelle 1 festgelegten Kommunikationsparameter zu berücksichtigen.

Die angeführten Parameter und Kenngrößen sind hierbei als Minimalanforderungen für das Erzeugungsmanagement zu verstehen, so dass in Hinblick auf die Betriebsführung der Anlagen weitere Anforderungen erforderlich sind.

Die Kommunikation beschränkt sich jedoch nicht nur auf rein elektrische Erzeuger und Speicher, sondern muss in Hinblick auf die Einspeisung elektrischer Energie aus wärmegeführten Erzeugern und die thermische Bedarfsdeckung um zusätzliche (Kommunikations-)Teilnehmer erweitert werden, denen primär die Erzeugung thermischer Energie als auch deren Speicherung obliegt (Tabelle 2).

Tabelle 2: Anforderungen bzgl. der Informationsgrößen und Parameter für die Einbindung wärmegeführter Erzeuger in das zentrale Erzeugungsmanagement bzw. in das lokale Management (Wärmeagent), (S: Sender, E: Empfänger)

Aggregat	Benennung	Interaktionsrichtung			Informationsübertragung
		Anlage	ZI	WA	
Wärmegeführte Erzeuger	Kennung	S/E		S/E	Jede Übertragung
	Aktivierung	E		S	Ereignisorientiert
	Deaktivierung	E		S	Ereignisorientiert
	Status (Fehler, Wartung, etc.)	(S)	E	S	Ereignisorientiert
	Leistungsganglinie (Prognose für die elektrische Einspeisung aus dem BHKW, max. 96 Werte für 24 h)		E	S	Einmalig bzw. Wiederholung beim Durchlauf eines neuen Optimierungszyklus
	Zulässiges Toleranzband (Min/Max-Wert, max. 192 Werte für 24 h)		E	S	Einmalig bzw. Wiederholung beim Durchlauf eines neuen Optimierungszyklus



Aggregat	Benennung	Interaktionsrichtung			Informationsübertragung
	Aggregierte Leistungsganglinie (Fahrplan für die elektrische Einspeisung aus dem BHKW, max. 96 Werte für 24 h)	(E)	S	E	Einmalig bzw. Wiederholung beim Durchlauf eines neuen Optimierungszyklus
	Therm. Arbeit (Einspeisung) der letzten 15 min	(S)		E	Alle 15 Minuten
Zusatzkomponenten	Kennwerte	S/E		S/E	Jede Übertragung
	Status (Fehler, Wartung, Bereit)	S		E	Ereignisorientiert
	Therm. Lade-/Entladeleistung des Speichers (15min-Mittelwert)	S		E	Alle 15 Minuten
	Energieinhalt des Speichers	S		E	Alle 15 Minuten
	Therm. Leistungsvorgabe (0-100%, max. 96 Werte für 24 h) für den Zusatzheizer	E		S	Einmalig bzw. Wiederholung beim Durchlauf eines neuen Optimierungszyklus

Es ist festzustellen, dass bei allen möglichen Varianten eine bidirektionale Kommunikation notwendig ist. Die erforderliche Geschwindigkeit bzw. die Häufigkeit der Kommunikation und der damit verbundene Zugriff auf das Kommunikationssystem sind applikationsspezifisch und in Abhängigkeit der geforderten Betriebsweise der Komponenten zu bestimmen. Für die hier geforderte Betriebsweise auf Basis eines 15-min-Fahrplanaustauschs zwischen den wärmegeführten Erzeugern und dem übergeordneten Erzeugermanagement ist eine vergleichsweise langsame Kommunikation ausreichend. Voraussetzung hierfür ist jedoch die Existenz eines lokalen Anlagenmanagements (Wärmeagent), das zum Einen die Ermittlung eines elektrischen Fahrplans auf Basis des thermischen Bedarfs und des Speicherinhaltes erlaubt und zum Anderen auch externe Fahrplanvorgaben oder Änderungen umsetzen kann. Ist dies nicht gewährleistet, so ist eine schnelle Übertragung aller für diese Aufgaben notwendigen Parameter, Werte etc. zum übergeordneten Management unabdingbar.

Ist neben einem Erzeugungsmanagement ein Lastmanagement zur Erfüllung der Zielsetzung vorgesehen, so sind im Prinzip alle relevanten elektrischen Lasten als Kommunikationsteilnehmer zusätzlich einzubeziehen. In Hinblick auf die Vielzahl und die Leistungsspektren der im Niederspannungsnetz vorhandenen elektrischen Verbraucher ist eine direkte kommunikationstechnische Anbindung aller Verbraucher an die ZI als nicht zielführend zu erachten. Im Rahmen einer lokalen Pool-Bildung können kleinere Lasten zu größeren Einheiten zusammengefasst werden. Die Steuerung dieser Einheiten obliegt den Lastagenten.

Die Lastagenten stellen im Wesentlichen eine intelligente Schnittstelle zwischen der ZI und den ihnen zugeordneten Verbrauchereinheiten dar. Der dedizierte Zugriff bzw. die Steuerung der im Pool (Cluster) befindlichen Lasten erfolgt nur über den zugehörigen Lastagenten, so dass bei einer Anforderung zur Laständerung (Reduzierung oder Erhöhung) seitens der ZI der Lastagent autonom entscheidet, welche ihm zugeordneten Lasten angesteuert bzw. geregelt werden.

Tabelle 3: Anforderungen bzgl. der Informationsgrößen und Parameter für die Einbindung elektrischer Lasten in das zentrale Lastmanagement bzw. in das lokale Management (Lastagent), (S: Sender, E: Empfänger)

Benennung	Interaktionsrichtung			Informationsübertragung
	Last	ZI	LA	
Kennung der Anlage		S/E	S/E	Jede Übertragung
Status (Fehler, Wartung, Bereit)		E	S	Ereignisorientiert
Prognosevorschau der kumulierten elektr. Gesamtlast (max. 96 Werte für 24 h)	(S)	E	S	Einmalig bzw. Wiederholung beim Durchlauf eines neuen Optimierungszyklus
Übermittlung des dynamischen Tarifs, (max. 96 Werte für 24 h)		S	E	Einmalig bzw. Wiederholung beim Durchlauf eines neuen Optimierungszyklus
Prognose der kumulierten elektr. Gesamtlast unter Berücksichtigung der aggregierten Tarife (max. 96 Werte für 24 h)		E	S	Einmalig bzw. Wiederholung beim Durchlauf eines neuen Optimierungszyklus
Prognostiziertes schaltbares Leistungspotenzial (max. 96 Werte für 24 h)		E	S	Einmalig bzw. Wiederholung beim Durchlauf eines neuen Optimierungszyklus



	Interaktionsrichtung			
		E	S	
Abschaltvergütung (max. 96 Werte für 24 h)		E	S	Einmalig bzw. Wiederholung beim Durchlauf eines neuen Optimierungszyklus
Elektrische Arbeit (Abnahme) der letzten 15 min	(S)	E	S	Alle 15 Minuten
Abschaltbefehl für schaltbares Leistungspotenzial		S	E	Ereignisorientiert

7 Zusammenfassung und Ausblick

Mit dem im Rahmen des Netzwerks EuK entwickelten theoretischen Ansatz eines gesamtheitlichen Energiemanagements, ist ein weiterer Schritt in Richtung einer energiesystem- und marktkonformen Integration von Erzeugungsanlagen unterschiedlicher Charakteristiken erfolgt.

Das Energiemanagement basiert auf einem aggregierten 15-min-(Wirkleistungs-) Fahrplan. Das vorgestellte Lastmanagement eröffnet, in Hinblick auf die untersuchten Regel- und Verschiebepotenziale unterschiedlicher Verbraucherstrukturen (Gewerbe, Haushalt, Industrie etc.), weitere Freiheitsgrade für den optimierten Betrieb von Versorgungsstrukturen mit einem hohen Anteil an dezentralen Erzeugungsanlagen.

Natürlich dürfen die hier vorgestellten und im Netzwerk entwickelten Ansätze nur als ein erster Schritt verstanden werden. Für die praktische Umsetzung des gesamtheitlichen Energiemanagements sind weitere Schritte erforderlich; dies gilt im Besonderen für die definierten Last- und Wärmeagenten. Die Entwicklung des „Bidirektionalen Energie Management Interfaces“ (/Bendel 2005/) und des „Power Flow and Quality Management System“ (/Erge 2005/) lassen jedoch erkennen, dass aktuell software- als auch hardwaretechnischen Lösungen erarbeitet werden, die unter anderem eine Realisierung der beschriebenen (Agenten-) Struktur erlauben.

Großes Potenzial bietet in diesem Zusammenhang vor allem das definierte Toleranzband des Wärmeagenten. Durch die thermischen Speicher ergeben sich größere Freiheitsgrade für die Zentrale Intelligenz. Der Wärmeagent könnte je nach Optimierungsziel Energiemengen oder „Regelleistung“ bereitstellen.

Zur Zeit erfolgt die Aktualisierung der Wetterprognosen durch die Wetterdienste nur alle paar Stunden (z.B. zweimal täglich). Um jedoch auch kurzfristig auf Prognosenschwan- kungen reagieren zu können, sind daher weitere leistungsfähige Kurzzeitprognosen



erforderlich. In diesem Kontext ist es vorstellbar, dass durch die Verwendung aktueller Messwerte (el. und thermische Last, Einspeisung der dargebotsabhängigen Erzeuger, Temperatur, Wind etc.) lokale Kurzzeitprognosen für die entsprechenden Interimszeiten vor Ort erstellt werden.

Für die Bewertung aller Prognoseabweichungen müssen des Weiteren sinnvolle Grenzwerte erarbeitet werden, bis zu denen Abweichungen noch toleriert werden können. Werden die Grenzwerte zu eng gewählt, muss die beschriebene Optimierung zu jedem Zeitpunkt wiederholt werden, wohingegen bei zu großen Grenzwerten das Optimierungsziel ggf. nicht mehr erreicht wird, da die Prognose und die Ist-Werte zu weit auseinanderdriften.

8 Literatur

- /2001/77/EC/ Directive 2001/77/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL on the promotion of electricity produced from renewable energy sources in the internal electricity market
- /Bendel 2005/ C. Bendel et al.: Energieerzeugung im Niederspannungsnetz – technische und wirtschaftliche Entwicklungslösungen, 10. Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik, Kassel, 10.-11. November 2005
- /BHKW 2000/ BHKW-Plan: Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg, Vollversion 1.05, Oktober 2000
- /Erge 2005/ Th. Erge, A. Kröger-Vodde, H. Laukamp, H.-G. Puls, M. Thoma, C. Wittwer: „Optimierung des Einsatzes von PV Anlagen in dezentral organisierten Stromnetzen durch intelligentes Betriebsmanagement“, 20. Symposium Photovoltaische Solarenergy, Staffelstein, Germany, 2005
- /Klobasa 2006/ M. Klobasa, A. S. Bukvic-Schäfer, Th. Erge, M. Hollmann: „Demand side management in dezentral geführten Verteilnetzen (Erfahrungen und Perspektiven)“, 11. Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik, Kassel, 9.-10. November 2006



Demand Side Management in dezentral geführten Verteilnetzen (Erfahrungen und Perspektiven)

Marian Klobasa
Fraunhofer-Institut für
System- und Innovationsforschung (ISI)
Breslauer Strasse 48, 76139 Karlsruhe
Tel.: (0721) 6809 – 287, Fax: (0721) 6809 – 272
E-Mail: m.klobasa@isi.fraunhofer.de

Thomas Erge
Fraunhofer-Institut für
Solare Energiesysteme (ISE)
Heidenhofstraße 2, 79110 Freiburg
Tel.: (0761) 4588 – 5337, Fax: (0761) 4588 – 9337
E-Mail: thomas.erge@ise.fraunhofer.de

Aleksandra Sasa Bukvic-Schäfer
Universität Kassel
Institut für Elektrische Energietechnik
Fachgebiet Rationelle Energiewandlung
Wilhelmshöher Allee 73, 34121 Kassel
Tel. (0561) 804 – 6204, Fax. (0561) 804 – 6434
E-Mail: bukvic@uni-kassel.de

Maik Hollmann
Universität Paderborn
Institut für Elektrotechnik und Informationstechnik
Fachgebiet Nachhaltige Energiekonzepte
Pohlweg 55, 33098 Paderborn
Tel.: (05251) 60 – 2303, Fax: (05251) 60 – 3235
E-mail: hollmann@nek.upb.de



Zusammenfassung

Der Artikel stellt die aktuellen Erfahrungen aus Demonstrationsprojekten mit Demand Side Management Maßnahmen und den eingesetzten Tarifsystemen im Verteilnetz insbesondere für Haushaltskunden dar und zeigt die erreichbaren Verlagerungsmöglichkeiten sowohl empirisch als auch theoretisch für die Bereiche Haushalte, Gewerbe, Handel und Dienstleistungsunternehmen auf.

Aktuelle Demonstrationsprojekte sind vor allem zur Steigerung der Systemsicherheit in den skandinavischen Ländern und in den USA durchgeführt worden. Dabei wurden Lastverlagerungen von über 30 % erreicht. Neben Time of Use – Tarifen, die durch flexible kritische Spitzenzeiten erweitert worden sind, wurden auch verschiedene Real Time Pricing – Tarife getestet. Neben den in den Demonstrationsprojekten gefundenen Verlagerungsmöglichkeiten wurden die theoretischen Verlagerungspotenziale im Haushaltsbereich ermittelt. Die verlagerbare Energie für ausgewählte Anwendungen beläuft sich dabei auf ca. 2,3 kWh pro Durchschnittshaushalt und Tag. Die durchschnittlich regelbare Leistung liegt zwischen 67 und 105 W pro Haushalt.

Abstract

The paper summarizes actual experiences with demand response pilot projects and the implemented tariffs in Europe and in the United States. The main focus lies on the distribution network and the connected residential and commercial customers. The achieved potential for demand response is shown on an empirical as well as on a theoretical basis.

Many demonstration projects were started in Scandinavia and in the United States to increase the security of supply. The achieved load reductions reached in some cases more than 30 % of peak demand. Next to time of use tariffs that were extended by critical peak prices also real time pricing tariffs were tested. The theoretical demand response potential was calculated for specific appliances. It was found to be 2.3 kWh per average household and day. The power for automated load control is estimated at 67 to 105 W per household.



1 Einführung Demand Side Management

Mit wachsendem Anteil an erneuerbaren Energien sowie dezentralen Anlagen ergeben sich neue Herausforderungen an den Betrieb von Stromversorgungsnetzen. Veränderte Anforderungen im Verteilnetz ergeben sich neben einem verstärkten Einsatz von PV-Anlagen auch durch den verbreiteten Einsatz von Kleinanlagen zur Kraft-Wärme-Kopplung (KWK). Die Erzeugungsseite des Energiesystems wird zukünftig dezentraler, dargebotsabhängiger und nur begrenzt vorhersagbar. Daher müssen neue Konzepte zur Einsatzplanung und Betriebsführung gefunden werden, die auch saisonale und tageszeitliche Änderungen der Verfügbarkeit berücksichtigen (insbesondere bei Photovoltaik (PV) und Wind). Hier können Optimierungspotenziale durch eine flexiblere angebotsabhängige Nachfrageseite entstehen, die sich mit Demand Side Management erschließen lassen. Diese Entwicklung wird verstärkt durch die in den letzten Jahren stark reduzierten Kosten für Kommunikationstechnologien. Damit eröffnet sich auch für kleinere Stromanwendungen eine direktere Einbindung in das Energiesystem. Die Möglichkeiten reichen von einer Reduktion der maximalen Bezugsleistung – sogenanntes Peak Shaving – über eine Verlagerung von Energienachfrage in kostengünstigere Zeiten bis zur Bereitstellung von Regelleistung.

In diesem Beitrag werden zunächst die bisherigen Erfahrungen mit Demand Side Management in verschiedenen Demonstrationsprojekten sowie in der praktischen Anwendung beschrieben. Die grundsätzlichen Möglichkeiten, entsprechende finanzielle Anreize für die Verbraucher zu schaffen, werden in Kapitel 3 umfassend dargestellt. Daran schließen sich die Beurteilung der vorhandenen Potenziale sowie der Ausblick auf zukünftige Entwicklungsmöglichkeiten von Demand Side Management im Verteilnetz an.

1.1 Definition Demand Side Management

Der Begriff Demand Side Management (DSM) stellt im Rahmen dieses Beitrages einen Teilaspekt des Energiemanagements dar. Unter Energiemanagement versteht man die Kontrolle und Koordination aller Aktivitäten, die zur Deckung eines bestimmten Energiebedarfs beitragen. Das Ziel des Energiemanagements ist es, einen möglichst effizienten Energieeinsatz zu gewährleisten. Der Fokus dieses Beitrages liegt auf den Stromanwendungen, Brennstoffe werden nicht betrachtet.

Unter Demand Side Management werden in diesem Zusammenhang alle Aktivitäten gefasst, die eine zeitliche Entkopplung des Strombedarfs von der Erzeugung erlauben. Dies kann durch eine zeitliche Verlagerung oder durch das Abschalten unkritischer Stromanwendungen geschehen. Nicht behandelt werden in diesem Beitrag klassische DSM-Maßnahmen, wie der Einsatz energieeffizienterer Geräte.



Die Umsetzung kann dann entweder durch eine direkte Regelung relevanter Verbraucher durch den Energieversorger realisiert werden oder durch eine indirekte Steuerung durch die Stromkunden, die auf Preissignale der Energieversorger reagieren können.

1.2 Besonderheiten im Verteilnetz

In der heute noch oft vorzufindenden Struktur werden die Verteilnetze aus den übergeordneten Netzebenen versorgt. In der übergeordneten Netzebene wird darüber hinaus auch ein Ausgleich zwischen Nachfrage und Erzeugung sichergestellt. Bei einer Umsetzung von Demand Side Management sowie mit steigendem Anteil an dezentralen Erzeugungsanlagen wie PV-Anlagen oder Klein-KWK ändert sich diese Situation. Dies kann soweit gehen, dass Rückspeisungen aus dem Verteilnetz in die übergeordnete Netzebene stattfinden /Laukamp 2004/. Durch einen koordinierten Betrieb der Verbraucher und der dezentralen Erzeuger kann diese Situation beherrscht und auch auf Anforderungen aus den übergeordneten Netzen reagiert werden, wobei technische Randbedingungen im Verteilnetz, z. B. Spannungshaltung, Fehlererkennung und maximale Kurzschlussleistungen, weiterhin erfüllt werden müssen. Grundsätzlich ist die Leistung der möglichen Einspeisung aus dezentralen Erzeugern in Verteilnetzsegmente begrenzt, nicht nur wegen der Belastungsgrenzen der Betriebsmittel sondern vor allem auch aus Gründen der Einhaltung der Stromqualität, insbesondere der Spannungshaltung im Netz. Beispielsweise wurden im Rahmen des »Photovoltaic Power System Programm« der Internationalen Energie Agentur (IEA) Berechnungen zur maximalen Einspeisung aus Photovoltaikanlagen durchgeführt. Dabei wurde festgestellt, dass eine Durchdringung mit Photovoltaikanlagen in jedem Fall beherrschbar ist, wenn die PV Nennleistung die minimale Last im Netzsegment nicht übersteigt /Povlsen 2002/. Für Deutschland zeigt sich zum Beispiel, dass in Siedlungen mit niedriger Bebauungsdichte 2,4 kWp pro Wohneinheit verträglich sind /Scheffler 2002/. Bei zu hoher Einspeisung kann eine kurzfristige Lösung des Problems der Spannungshaltung in einer manuellen Anpassung des "Tap Changers" (Spannungsreglers) des MS/NS – Trafos bestehen, langfristig jedoch kann nur eine Anpassung der Lastprofile die Möglichkeit zum weiteren Ausbau der dezentralen Erzeuger sichern.

Der Anreiz für DSM liegt für Lieferanten vor allem darin, ihr Bezugsportfolio zu optimieren oder auf Regelleistungsmärkten aktiv zu werden. Voraussetzung dafür ist es, dass solche Maßnahmen im Bilanzkreis des Lieferanten auch sichtbar werden. Lastmanagementmaßnahmen, die durch die Stromlieferanten, die im Verteilnetz ihre Kunden versorgen, initiiert werden, müssen mit den Verteilnetzbetreibern abgestimmt werden. Wenn eine Vielzahl von Anlagen an Lastmanagementmaßnahmen teilnimmt, müssen zum Beispiel durch Preissignale koordinierte Schaltzeitpunkte so umgesetzt werden, dass eine Überlastung des Netzes ausgeschlossen werden kann.



Zu beachten ist weiterhin, dass langfristig mit Veränderungen typischer Lastprofile zu rechnen ist und insbesondere der Gleichzeitigkeitsfaktor beim Einsatz bestimmter Lasttypen verstärktes Gewicht erhalten wird. So ist zu erwarten, dass mit einer weiteren Klimaveränderung in Zentraleuropa hin zu einem kontinentalerem Klima mit heißen, trockenen Sommern in Deutschland der Anteil gleichzeitig betriebener Klimageräte in den Verteilnetzen deutlich wachsen wird – eine Lastspitze, auf die die bestehenden Netze zur Zeit nicht ausgelegt sind. Hier kann ein sinnvolles Last- und Erzeugungsmanagement den kostenaufwändigen Netzausbau ersetzen und damit auch für Verteilnetzbetreiber interessant werden.

1.3 Entwicklungen in der Kommunikationstechnologie

Ein effizientes Demand Side Management ist grundsätzlich auf eine schnelle und zuverlässige Kommunikation zwischen den steuerbaren Lasten und einer zentralen Betriebsführung angewiesen. Nur so können die dezentralen Einheiten sinnvoll in das Gesamtnetzmanagement einbezogen und gleichzeitig die in Kapitel 1.2 skizzierten lokalen Netzrestriktionen eingehalten werden. Ebenso ist eine echtzeitorientierte Übermittlung von Preis- und Tarifinformationen zur Vergütung in Anspruch genommener Regeloptionen gegenüber den Besitzern der beeinflussbaren Lasten notwendig.

Die gegenwärtig rasante Entwicklung im Bereich der Kommunikationstechnologie stellt prinzipiell hierfür verschiedene, zunehmend kostengünstige Lösungen zur Verfügung. Diese greifen auf drahtlose (GSM, GPRS, UMTS, WLAN usw.) und drahtgebundene (Powerline, ISDN, DSL usw.) Technologien zurück und sind häufig flächendeckend verfügbar. Dadurch kann sich der zusätzliche Aufwand für DSM deutlich reduzieren und eine wesentlich kostengünstigere kommunikative Einbindung von Anlagen kleinerer Leistungen erreicht werden als bisher. Synergieeffekte können sich bei der anstehenden Implementierung von neuen Zählertechnologien ergeben, wenn sowohl fernauslesbare als auch DSM-taugliche Technologien installiert werden.

Eine Fülle nichtkompatibler Protokolle, der konkurrierende parallele Ausbau unterschiedlicher Kommunikationskonzepte sowie eine taktisch motivierte Preispolitik verhindern jedoch im Moment noch die Umsetzung eines gemeinsamen Kommunikationsstandards (betreffend die Hardwareschnittstellen und die Softwareprotokolle) für dezentrale Komponenten in Verteilnetzen. Damit muss zumindest mittelfristig davon ausgegangen werden, dass die kommunikative Anbindung steuerbarer Lasten in Verteilnetzen ein Kostenfaktor ist, der speziell bei kleineren Einheiten wesentlich das Kosten – Nutzen – Verhältnis und damit die Einsatzentscheidung beeinflusst.



2 Überblick über Praxiserfahrungen, Feldversuche und Demonstrationsprojekte

2.1 Übersicht über Demand Side Management Programme

In der Vergangenheit gab es eine Vielzahl an Tarifexperimenten und Demonstrationsprojekten, die zum Teil auch in kommerzielle Tarife überführt wurden. Eine ganze Reihe an Tarifexperimenten wurden in den '90 Jahren in Deutschland durchgeführt, die sowohl die technische Machbarkeit als auch das Vorhandensein von Verlagerungspotenzialen belegten (Voss 1991, Hegemann et al. 1992, Pilhar et al. 1997). Die erreichbaren Einsparungen im Gesamtsystem lagen kaum über dem zusätzlichen Aufwand für die Zähler- und Kommunikationstechnologie, so dass die wirtschaftliche Attraktivität für die Energieversorger selten gegeben war. Mit der Liberalisierung der Energiewirtschaft und zunächst sinkenden Strompreisen verloren diese Programme zusätzlich an Attraktivität. Neuere Programme sind in den letzten Jahren vor allem in Ländern mit Kapazitäts- und Netzengpässen entstanden (z. B. USA, Norwegen), in denen Demand Side Management Programme zur Steigerung der Systemsicherheit entwickelt wurden.

Die durchgeführten Demonstrationsprojekte und eingeführten Tarifstrukturen zum Demand Side Management nutzen direkte und indirekte Maßnahmen, um den Lastverlauf zu beeinflussen. Direkte Maßnahmen umfassen dabei eine direkte Kontrolle der relevanten Verbraucher, indirekte Maßnahmen schließen die Übermittlung eines Preises ein, auf den die Kunden reagieren können.

Beispiele für direktes Lastmanagement stellen die Steuerung von Nachtspeicherheizungen oder Wärmepumpen in Deutschland dar, die über unidirektionale Kommunikation, z.B. durch Rundsteuertechnik erfolgen kann. In den Vereinigten Staaten werden in verschiedenen Programmen unterbrechbare Lasten wie Klimaanlage, Warmwassererhitzer oder elektrische Heizungen durch direktes Lastmanagement zyklisch zu- und abgeschaltet. Die Vergütung erfolgt über Gutschriften oder reduzierte Stromtarife.

Indirektes Lastmanagement wird über preisgesteuerte Maßnahme wie Zeittarife durchgeführt. Die statischen Tarife – auch Time Of Use genannten Tarife – sind die am weitesten verbreiteten Maßnahmen zur Steuerung der Lasten. Um zeitnah auf kritische Netzsituationen reagieren zu können, sind weitere flexiblere Tarifsysteme entwickelt worden. Als Beispiele sind Critical Peak Pricing, Optional Binding Mandatory Curtailment, Demand Bidding und Real Time Pricing in verschiedenen Ländern getestet bzw. eingeführt worden.

Ein Vergleich der Ergebnisse der oben genannten Programme ist in Tabelle 1 wiedergegeben. Als wichtigste Kenngrößen sind die verlagerte Leistung sowie das Preisver-



hältnis zwischen minimalem und maximalem Preis angegeben. Zu beachten sind die unterschiedlichen Verbrauchergruppen, die an den Programmen beteiligt waren.

Tabelle 1: Ergebnisse verschiedener Feldversuche und Demonstrationsprojekte zu Demand Side Management

Tarifversuch	Tarifart	Reduktion Spitzenlast	Teilnehmer	Verhältnis Max/Min-Preis	Laufzeit (Jahre)
California's Statewide Pricing Pilot (SPP), USA, /CRA 2005/	TOU	4,2-5,5%	200 (H)	2,2	1,5
	CPP-F	4,7-13,1%	606 (H)	2,4; 6,5	1,5
	CPP-V	15,8-27,2%	300(H)	6,5	1,5
	TOU	6,8-8,6%	100(C,I)	2,3; 1,9	1,5
	CPP-V	6,1-14,3%	395(C,I)	6,75; 7,25	1,5
Efflocom – Skagerak Nett, Norwegen /Kärkkäinen et al. 2004/	TOU	8 – 9 %	198	ca. 2	0,5
	RTP	16 – 24 %	34		
	TOU + RTP	14 – 28 %	24		
Efflocom – Buskerud Kraftnett, Norwegen /Kärkkäinen et al. 2004/	TOU	7 – 10 %	39	ca. 2	0,5
	DL	12 – 14 %	1230		
	RTP	15 – 22 %	17		
	TOU + RTP	31 – 35 %	6		
Efflocom – Dänemark	DL	k. A.	25	2,6	1
Efflocom – Norwegen II	DL	bis zu 15 %	156	k. A.	3
Gulf Power, USA [1]	CPP	20%	3000 (H)	5	
Exelon (ComEd - Rate RHEP), USA [2]	RTP	22%	750	k. A.	k. A.
Automated Demand Response System (ADRS) Program, USA [3]	CPP-F	27-51%	130	k. A.	2
Niagara Mohawk Power Corporation NMPC, USA, /Goldman et al. 2004/	RTP (Day ahead)	10 %	149 (I)	2	k. A.
Eckernförde [4]	RTP	5-6 %	1000	6	2
Rheine [5]	RTP	13,4 %	100	11,67	3
Schweiz [6]	TOU	4-5 %	220	k. A.	k. A.
Saarland [7]	TOU	8,7 %	219	2,18	2,5

*TOU: Time of Use, RTP: Real Time Pricing, CPP-Critical Peak Pricing (F-Fixed, V-Variable), DL: Direktes Lastmanagement

**H: Haushalte, C,I: Commercial, Industry



weitere Quellen: [1] /Gulf Power 2006/, [2] /Barbose 2004/, [3] /ADRS 2006/, [4] /Pilhar 1997/, [5] /Voss 1991/, [6] /Zweifel 1997/, [7] /Hegemann 1992/

2.2 Verlagerungsmöglichkeiten

Die Untersuchung der Verlagerungspotenziale in den oben genannten Projekten zeigt, dass sowohl sozialwissenschaftliche als auch technische Aspekte berücksichtigt werden müssen. Das Potenzial ist einerseits von der Art der Teilnehmer – Haushalte oder Industrie - und von den einbezogenen Lasten (z.B. Klimaanlage, el. Heizung usw.) abhängig und andererseits auch davon, ob moderne Technologien angewandt werden. Im Haushaltsbereich sind Anwendungen wie Waschen, Spülen und Trocknen in die Abendstunden und in das Wochenende verlagert worden, wie in vielen deutschen Tarifexperimenten (Saarbrücken, Rheine, Eckernförder) oder auch im Rahmen des Europäischen Forschungsprojektes DISPOWER gezeigt wurde.

Bei dem Projekt DISPOWER führte das Fraunhofer ISE gemeinsam mit der MVV Energie AG im Sommer 2005 einen Feldtest „Waschen mit der Sonne“ in Stutensee durch. In der Siedlung wird der Verbrauch von 100 Haushalten u. a. durch mehrere dezentrale Erzeuger (Blockheizkraftwerk mit 30 kW, PV Anlagen mit etwa 30 kWp sowie zeitweise einem Batteriespeicher mit 100 kWh) bereitgestellt. Anliegen dieses Experimentes war die Untersuchung, ob geeignete Anreizsysteme die Siedlungsbewohner dazu motivieren können, ihren persönlichen Stromverbrauch auf das vorhandene Angebot an Einspeisung aus regenerativen Erzeugern anzupassen. Dabei wurde Bewohnern, welche die Betriebszeiten ihrer Wasch- oder Spülmaschine auf die momentane Solareinspeisung abgestimmt haben, ein finanzieller Bonus gutgeschrieben und am Ende des Versuchszeitraumes ausgezahlt.

Die Auswertung des Experimentes zeigte, dass die Teilnehmer durch die übertragenen Informationen zum „Solarstromangebot“ eine deutliche Motivation empfanden, sich in ihrem Verbrauchsverhalten an das momentane Stromangebot anzupassen. Dieses spiegelt sich auch im Lastprofil wider, wo insbesondere bei den Betriebszeiten der Waschmaschinen eine deutlich Veränderung gegenüber der Situation ohne „Solarsignal“ nachweisen ließ /Gölz et al. 2006/.

In den deutschen Tarifexperimenten gab es keine oder niedrige Stromeinsparungen im Gegensatz zu skandinavischen oder amerikanischen Erfahrungen, wo eher elektrische Heizungen und Warmwasseraufbereitung oder vor allem in den USA Klimaanlagen verlagert wurden. Der durchschnittliche Haushaltsstromverbrauch dieser Länder liegt deutlich über dem deutschen Durchschnitt. So lagen die verlagerbaren Leistungen in den Tarifexperimenten in Deutschland zwischen 100 und 300 W pro Haushalt, in Norwegen dagegen durch den Einsatz von Elektroheizungen bei durchschnittlich 6300 W.



Im Automated Demand Response System (ADRS) Programm wurden die 130 beteiligten Haushalte mit intelligenten Geräten ausgestattet und die Ergebnisse des Programms zeigen, dass im Vergleich zu einem „normalen“ Haushalt eine Reduktion der Spitzenleistung von bis zu 51% erreicht werden kann /ADRS 2006/. Auch in den Pilotversuch in verschiedenen Netzgebieten in Norwegen zeigen sich größere Einsparungen durch den Einsatz von direkten Laststeuerungsmöglichkeiten im Vergleich zu TOU-Tarifen. In vielen Pilotvorhaben wurden elektrische Warmwasserbereitung oder elektrische Heizungen direkt gesteuert.

Weiterhin gibt es eine Reihe nicht technischer Faktoren, die die Ergebnisse beeinflussen. Im California's Statewide Pricing Pilot (SPP) wurde festgestellt, dass die Ergebnisse von der Anzahl der Personen in einem Haushalt, der Hausart, und dem Einkommen abhängig sind /CRA 2005/. Die Potenziale sind höher bei geringerer Anzahl der Personen, wenn Einfamilienhäuser betrachtet werden und wenn es sich um Personen mit höheren Einkommen handelt.

2.3 Kommunikationstechnik und Zähler

Bei einfachem direktem Lastmanagement kann die Kommunikation unidirektional und im einfachsten Fall mittels Rundsteuertechnik erfolgen. Bei den meisten vorgestellten Projekten ist ein intelligenter Zähler implementiert, der auch die Möglichkeit der Speicherung der 15-minütigen Verbrauchswerte erlaubt. Wie bereits erwähnt erhöht sich das Verschiebepotential, wenn zusätzlich ein automatisches Energiemanagement implementiert ist. Damit wurden in den Projekten elektrische Heizungen und Warmwasseraufbereitung sowie Klimaanlage geregelt. Um eine direkte bidirektionale Kommunikation zu den Endgeräten zu vermeiden, aber dennoch eine Programmierung durch die Nutzer zu gewährleisten, sind internetbasierte Lösungen entwickelt worden.

Im Projekt Automated Demand Response System (ADRS) wurde das GoodWatts System installiert, das eine web-basierte Programmierung der in das Management eingebundenen Lasten ermöglicht, die dann über Funk angesprochen wurden. Ein prinzipiell ähnliches System ist bei dem Pilotversuch in Norwegen installiert worden. Hier wurde die webbasierte Programmierung der Endgeräten über Funk und z. T. auch über Power Line Communication an diese übertragen. Zusätzlich wurde das Internet auch genutzt, damit die Nutzer alle Informationen über Ihr System abrufen konnten. In vielen Projekte mit Haushaltskunden, die beispielsweise eine Klimaanlage oder el. Heizung in das Lastmanagement integriert haben, sind intelligente Thermostate eingesetzt worden, die anhand der aktuellen Preise die dazugehörigen vom Nutzer gewählten Temperaturlevels einstellen konnten.



Für die Übermittlung von Tarifinformationen ist eine Übertragung über das Internet in vielen Experimenten erprobt worden. In Stutensee wurden auf Wunsch der Teilnehmer auch Mobilfunk und Pager als Kommunikationsmedium eingesetzt.

2.4 Akteure

Wie sich in einer Vielzahl der Versuche gezeigt hat, spielt die Begründung für DSM-Maßnahmen eine herausragende Rolle bei der Erschließung der Potenziale. Bei der Bewertung zur grundsätzlichen Abschätzung beeinflussbarer Lastprofile in Haushalten ist zu bemerken, dass die Anpassung an eine „Erneuerbare Energiequelle“ gerade bei ökologisch orientierten Haushalten eine besonders hohe Motivation erzeugt. Eine ähnlich hohe Motivation zeigte sich bei amerikanischen Programmen, die unter dem Motto "We keep the lights on" zur Sicherstellung der allgemeinen Versorgung nach den großen Stromausfällen Anfang des Jahrzehnts begonnen wurden. Ohne eine entsprechende Motivation oder bei niedrigen Einsparmöglichkeiten kann die Teilnahme an DSM-Programmen sehr gering ausfallen, wie ebenfalls Erfahrungen in den USA gezeigt haben.

3 Erfahrungen mit Tarifbildungssystemen

Der Einsatz von Demand Side Management in Verteilnetzen ist von den geschaffenen Anreizen der Elektrizitätswirtschaft, u. a. von den vorhandenen Tarifstrukturen abhängig. Bis heute basieren die meisten Tarifmodelle auf einem einfachen Tarif, der sich aus einem Arbeitspreis und einer monatlichen Grundgebühr zusammensetzt. Eine Abbildung der tageszeitlich schwankenden Erzeugungskosten auf die Verbraucher findet nicht statt. In den durchgeführten Demonstrationsprojekten, aber auch im praktischen Einsatz sind eine Vielzahl an komplexeren Tarifsystemen erprobt worden. Nachfolgend wird ein Überblick über die verschiedenen Tarife gegeben.

3.1 Statische Tarifsysteme

Weiterentwicklungen des einfachen Standardtarifs aus einheitlichem Arbeitspreis sowie einer monatlichen Gebühr sind die Einführung von Zeitzonen mit unterschiedlichen Tarifröhnen (z. B. Hochtarif- und Niedertarifzeiten), die fest vorgegeben werden. Derartige Tarife sind in der Praxis noch mit Spitzenpreisen erweitert worden, die flexibel und für eine begrenzte Anzahl an Tagen festgelegt werden. Bereits angewendet wurden diese Tarife in den USA und in Frankreich. In Tabelle 2 ist beispielhaft die Tarifoption Tempo des französischen Energieversorgers Electricité de France (EDF) dargestellt, die insgesamt 3 Tariftage (Blau, Weiss und Rot) mit jeweils unterschiedlichen Tag und Nachtтарifen beinhaltet /EDF 2006/. Die Tariftage sind jeweils nur eine begrenzte Anzahl



von Tagen gültig. Der jeweils gültige Tariftag sowie eine Prognose für die folgenden zwei Tage werden einen Tag im Voraus per Email oder im Internet bekannt gegeben.

Tabelle 2: Tarifoption Tempo des französischen Energieversorgers EDF /EDF 2006/

Tarif Option Tempo EDF, Frankreich							
Anschluss (kVA)	Gebühr (€/Jahr)	Arbeitspreis (€-Cent/kWh)					
		Blau (min. 300 Tage)		Weis (max. 43 Tage)		Rot (max. 22 Tage)	
		22 – 06	06 – 22	22 – 06	06 – 22	22 – 06	06 – 22
9 kVA	162,42	4,46	5,53	9,07	10,75	16,80	47,02
12 - 18 kVA	222,36						
24 - 30 kVA	409,06						
36 kVA	549,72						

Ein ähnlich strukturierter Tarif wurde auch in einem Pilotversuch des Bundesstaates Kalifornien in den USA angewendet. Der Spitzentarif lag hierbei in der Zeit von 12 bis 18 Uhr. Die Übermittlung erfolgte neben Internet, Email und SMS auch direkt auf ein beim Kunden installiertes Kontrollgerät /CEC 2004, Borenstein 2002/.

3.2 Dynamische Tarifsysteme

Dynamische Tarifsysteme sind unter dem Begriff Real Time Pricing (RTP) bekannt und vor allem in den USA verbreitet. Hauptzielgruppe sind meist große Industriekunden und Dienstleistungsunternehmen, die einen maximalen Leistungsbedarf von über 100 kW und mehr aufweisen. Praktische Erfahrungen im deutschen Verteilnetz gibt es hauptsächlich aus den in den 1990er Jahren durchgeführten Tarifversuchen in Eckernförde und Rheine /Pilhar 1997, Voss 1991/. Die Preise werden in der Regel an die Grenzkosten der Stromerzeugung angelehnt, um eine möglichst hohe wirtschaftliche Effizienz zu erreichen. Die Übermittlung der Preise kann mit unterschiedlichen Vorlaufzeiten geschehen. Angewendet wurde bereits day-ahead Bekanntgabe der Preise bis zu echter Onlineübermittlung der Preise. Mögliche Alternativen sind die Übermittlung einer Preisprognose an die Kunden, die bereits day-ahead geschehen kann, und einer anschließenden Übermittlung der tatsächlichen Preisen, die dann kurzfristiger stattfinden kann (hour ahead) /Borenstein 2002, Braithwait 2002/.

3.3 Direkte Teilnahme an Strommärkten (Demand bidding, Regelmärkte)

Die direkte Teilnahme an den Strommärkten ist in der Regel auf Stromkunden mit einem Leistungsbedarf von mehreren 100 kW beschränkt, so dass eine direkte Teilnahme von Haushaltskunden in den derzeitigen Strommärkten nicht zu finden ist /SCE 2006/. Für



Haushaltskunden ist am ehesten noch ein direktes Lastmanagement möglich, das im folgenden Abschnitt beschrieben wird. Ein Großteil des heute praktizierten Demand Side Managements im industriellen Bereich wird über eine direkte Teilnahme an den Strommärkten durchgeführt. Aus diesem Grund soll hier ein kurzer Überblick gegeben werden.

Die teilnehmenden Unternehmen geben ein Angebot meist an einen Übertragungsnetzbetreiber ab, im Bedarfsfall ihre Last zu reduzieren. Der Übertragungsnetzbetreiber wählt dann nach ökonomischen Kriterien die günstigsten Angebote aus und aktiviert die jeweiligen Angebote. Vergütet wird dabei die reduzierte Arbeit sowie in bestimmten Fällen auch die vorgehaltene Leistung /SCE 2006/. Anwendungsbeispiele sind der Regelleistungsmarkt in Norwegen, der Minutenreservemarkt in Deutschland sowie verschiedene Übertragungsnetzbetreiber in den USA, z. B. New York oder Kalifornien.

3.4 Gutschriften für direktes Demand Side Management

Ein weiteres Tarifsystem ist die Vergütung von direkt steuerbaren Verbrauchern wie Klimaanlage oder elektrische Heizungen oder Warmwasserbereitung. Für den Anschluss dieser Geräte an eine Steuerungseinheit des Stromversorgers oder Netzbetreibers erhalten Stromkunden Bonuszahlungen oder vergünstigte Stromtarife /Kupzog 2006, Roesener 2006/.

Die Einsatzhäufigkeit sowie die Einsatzdauer sind in der Regel beschränkt. Ein Beispiel hierfür ist das "Energy Management Program" des amerikanischen Energieversorgers Progress Energy in Florida, der für die direkte Steuerung von elektrischen Heizungen und Warmwasserbereitung in der Peak-Zeit seinen Kunden eine monatliche Vergütung bezahlt. Die direkte Steuerung ist dabei auf die Monate November bis März sowie auf die Zeiten zwischen 6 und 11 Uhr und 18 bis 22 Uhr beschränkt.

3.5 Einfluss der Tarifsysteme auf die Verlagerungspotenziale

Aus den Erfahrungen lässt sich ableiten, dass eine stärkere Differenzierung der Tarife auch zu einer gezielten Beeinflussung der Stromnachfrage genutzt werden kann. So zeigt sich zum einen eine Abhängigkeit der verlagerten Lasten vom Verhältnis zwischen Minimal- und Maximalpreis und zum anderen ein höheres Verlagerungspotenzial bei RTP als bei reinen TOU-Tarifen.

Eine umfassende Analyse der Verbrauchsstrukturen kann Mitnahmeeffekte verhindern. So zeigten die Ergebnisse der Untersuchung der RTP-Programme in den Vereinigten Staaten, die sich fast ausschließlich (außer Exelon ComEd - Rate RHEP) an große Kunden wenden, dass die meisten Kunden durch bloße Teilnahme reduzierte Stromkosten erwarteten /Barbose et al. 2004/. Daher hat ein Großteil der Teilnehmer keine Stra-



tegien zum intelligenten Lastmanagement entwickelt, obwohl dadurch die Ergebnisse gesteigert werden könnten.

4 Abschätzung des Potentials für Demand Side Management

Die nachfolgenden Betrachtungen beschränken sich auf die Verbrauchergruppen Haushalte und GHD und berücksichtigen nicht den Bereich Industrie und Verkehr. Die Mehrzahl der Industrieunternehmen insbesondere die energieintensiven Industrien sind nicht an die Verteilnetzebene angeschlossen und werden daher hier nicht detailliert betrachtet. Fast 42 % des Stroms in 2003 wurden von rund 300.000 Industriebetrieben eingesetzt. Etwas mehr als ein Viertel des gesamten Stromverbrauchs in Deutschland entfällt auf die rund 39 Millionen Haushalte. Drittgrößte Verbrauchergruppe stellen Gewerbe-, Handels- und Dienstleistungsunternehmen dar. Darunter ist auch der Stromverbrauch der öffentlichen Einrichtungen mit etwa 8 % des Gesamtstromverbrauchs berücksichtigt. Tabelle 3 zeigt den Strombedarf der einzelnen Verbrauchergruppen nach Anwendungsbereichen. Auf Basis dieser Angaben wurden die Abschätzungen für die DSM-Potenziale durchgeführt.

Tabelle 3: Strombedarf in TWh nach Anwendungen und Verbrauchergruppen für Deutschland 2003 /BWK 2005, VDEW 2004/

in TWh	Industrie	GHD	Haushalte	Verkehr	Summe
luK	8,9	10,6	13,9	0,8	34,2
Beleuchtung	11,4	26,1	11,4	0,8	49,7
Warmwasser	0,8	16,3	21,2	0	38,3
Raumwärme	0,8	10,6	24,4	0,8	36,6
Prozesswärme	53,7	16,3	26,1	0	96,1
Mech. Energie	134,4	55,3	41,4	13,9	245,0
Summe	210,0	135,1	138,4	16,3	499,9

Die Potenziale umfassen dabei ein Verschiebepotenzial und ein Regelpotenzial. Das Verschiebepotenzial beschreibt dabei die verlagerbare Energie, die für eine tägliche Anpassung des Lastganges an die Erzeugung bei der Festlegung des Fahrplans für den nächsten Tag berücksichtigt werden kann. Das Regelpotenzial beschreibt dagegen die verlagerbare Leistung, die für eine kurzfristige Anpassung des Nachfrageverlaufs genutzt werden kann.



4.1 Haushaltssektor

Aus den Erfahrungen in verschiedenen Feldversuchen zeigt sich, dass im Haushaltsbereich insbesondere die Anwendungen Waschen, Trocknen und Spülen flexibel eingesetzt worden sind. Daneben stellen Kühl- und Gefrieranwendungen technisch gesehen geeignete verlagerbare Anwendungen dar. Für diese Anwendungen sind in Tabelle 4 die Verschiebepotenziale angegeben, die sich aus der Anwendungshäufigkeit, Verbreitung und dem spezifischen Stromverbrauch ergeben. Das Verlagerungspotenzial liegt über alle Haushalte gemittelt bei ca. 72 kWh pro Haushalt und Monat. Hochgerechnet auf alle Haushalte liegt das Verlagerungspotenzial aus diesen Anwendungen bei 2,8 TWh. Weitere Anwendungen, die das Verlagerungspotenzial noch deutlich vergrößern, sind elektrische Heizungen sowie elektrische Warmwasserbereitung, die jedoch bereits genutzt werden oder deren Nutzen aus ökologischen Gründen wenig vorteilhaft ist.

Tabelle 4: Verschiebepotenzial pro Haushalt

Anwendung	spezif. Verbrauch p.a.	Marktdurchdringung	Gebrauchshäufigkeit ¹⁾	Spitzenleistung ²⁾	Verbrauch pro Gebrauchsvorgang	Verschiebepotenzial je HH und Monat
	(kWh)	(%)		(kW)	(kWh)	(kWh)
Waschmaschine	150,0	95,0	12,2 Waschvorgänge pro Monat	2,3	1,0	11,6
Wäschetrockner	280,0	34,0	9,7 Trockenvorgänge pro Monat	3,1	2,4	7,9
Geschirrspüler	215,0	52,0	3,8 Spülvorgänge pro Woche	2,3	1,1	8,7
Kühlschrank	262,8	99,0	8 Stunden pro Tag	0,09		21,7
Gefrierschrank	350,4	75,0	8 Stunden pro Tag	0,12		21,9

1) Quelle: Fraunhofer ISI: Energieverbrauch der privaten Haushalte und des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistung, Abschlußbericht an das Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit, Projektnummer 17/02, 2004

2) Quelle: typische Kennwerte von handelsüblichen Produkten, Produktdatenblätter Siemens

Als automatisierbares Regelpotenzial, das über ein direktes Lastmanagement genutzt werden kann, wurden die Anwendungen Kühlen und Frieren sowie Klimaanlage und die Heizungsumwälzpumpe identifiziert, die sich kurzfristig an- und abschalten lassen. Die verlagerbare Leistung wurde anhand der mittleren Leistung, der Gebrauchshäufig-



keit und der Marktdurchdringung erfasst. Die Ergebnisse und Kenngrößen sind in Tabelle 5 aufgeführt.

Tabelle 5: Regelpotenzial je Haushalt

Anwendung	Marktdurchdringung	Gebrauchshäufigkeit	Gebrauchsdauer je Vorgang	Spitzenleistung	Verbrauch pro Gebrauchsvorgang	Regelpotenzial je Haushalt
	(%)		(h)	(kW)	(kWh)	(kW)
Kühlschrank	99,0	8 Stunden pro Tag	0,33	0,09	0,031	0,029
Gefrierschrank	75,0	8 Stunden pro Tag	0,33	0,12	0,037	0,029
Umwälzpumpen (Heizung, Brauchwasser)	93,0	12 Stunden am Tag im Winter (8 Monate)	12,00	0,10	1,200	0,047
Klimaanlagen	1,4	210 Stunden p.a. (35 Tage im Sommer)	6,00	2,50	15,000	0,009

Daraus ergibt sich ein durchschnittliches technisches Regelpotenzial pro Haushalt von 90 W (im Sommer 67 W, im Winter 105 W), unter der Berücksichtigung von Marktdurchdringung und Auftrittswahrscheinlichkeit (abgeleitet aus der Gebrauchshäufigkeit). Tatsächlich dürften die Potenziale höher liegen, da die Anwendungen Umwälzpumpe und Klimaanlagen einen höheren Gleichzeitigkeitsfaktor aufweisen als die hier unterstellte gleichmäßige Verteilung auf 24 Stunden pro Tag. Eine Hochrechnung auf alle Haushalte ergibt ein Regelpotenzial von ca. 4 GW.

4.2 Gewerbe und Dienstleistungsunternehmen

Der Strombedarf in diesem Sektor wird von der mechanischen Energie (u. a. Kühlkompressoren, Ventilatoren) und der Beleuchtung dominiert. Von besonderer Bedeutung in diesem Sektor sind die Kühl- und Gefrieranwendungen. Ein Großteil des Strombedarfs in diesem Bereich wird für Prozesskälte genutzt, der vor allem im Lebensmittelhandel anfällt. Der Strombedarf für Kühlanwendungen ist in Tabelle 6 dargestellt. Unter die



Rubrik Verteilung und Lagerung fallen alle Kälteanwendungen des Handels. Er wird von den Supermärkten dominiert, aber auch eine Reihe anderer Gewerbearten trägt mit zu diesem Energiebedarf bei.

Tabelle 6: Energiebedarf zur Kälteerzeugung für die Nahrungsmittelverteilung und Lagerung /DKV 2002/

Nahrungsmittel, Verteilung und Lagerung	Gesamtenergiebedarf [GWh/a]	Primärenergiebedarf [GWh/a]	Gesamtkältebedarf [GWh/a]
Supermärkte	6.294	19.071	13.182
Gaststätten	984	2.981	1.801
Eisdielen	118	358	173
Imbisshallen	198	600	322
Kantinen	248	752	399
Hotels	375	1.136	725
Jugendherbergen	1	3	2
Getränke-Einzelhandel	351	1.065	497
Apotheken	33	99	49
Tankstellen	498	1.510	675
Kühlhäuser	704	2.133	1.321
Gesamt	9.805	29.708	19.146

Der Strombedarf zur Kälteerzeugung von 9,8 TWh pro Jahr für die Verteilung und Lagerung von Lebensmittel bedingt einen durchschnittlichen Leistungsbedarf von 1,1 GW. Dieser Leistungsbedarf, der in den Sommermonaten etwas höher und im Winter etwas niedriger liegt, kann in gewissen Umfang für DSM-Maßnahmen genutzt werden.

Ein weiteres Anwendungsfeld ist der Bereich Lüftung und Klimatisierung. Abschätzungen zum Strombedarf für den Bereich Ventilatoren geben 24 % des Strombedarfs für mechanische Energie an und für Klimatisierung 16,6 % /De Almeida 2000/. Damit liegen der deutschlandweite Strombedarf bei 13,3 TWh bzw. bei 9,2 TWh und der durchschnittliche Leistungsbedarf bei 1,5 GW bzw. bei 1,1 GW.

5 Weitere Entwicklung und Perspektiven

DSM-Potenziale sind wie der vorliegende Bericht gezeigt hat im Verteilnetzbereich sowohl im Haushalts- als auch im GHD-Bereich vorhanden. Werden die Potenziale auf einzelne Haushalte heruntergebrochen, sind jedoch die verlagerbaren Energiemengen und Leistungen in der Regel sehr klein. Um diese Potenziale zur Optimierung zu nutzen,



sind kostengünstige bzw. vorhandene Kommunikationswege zu nutzen, da der finanzielle Spielraum zur Umsetzung von DSM-Maßnahmen sehr begrenzt ist.

Ein erstes Einsatzgebiet bei einer Verbreitung von kostengünstiger Kommunikationsinfrastruktur sowie fernauslesbarer und DSM-tauglicher Zähler liegt im Verteilnetz zunächst in der Bereitstellung von maßgeschneiderten Stromtarifen durch die Stromlieferanten.

Bei zunehmender Verbreitung von dezentralen Anlagen eröffnen sich dann auch neue Möglichkeiten zur Bereitstellung von Netzdienstleistungen, die zunehmend lokal in den Verteilnetzen bereitgestellt werden müssen, wenn Investitionen in einen Netzausbau vermieden werden sollen. In diesem Bereich ist die Entwicklung von netzabhängigen Steuerungen zukünftig ein wichtiges Themenfeld, um eine technologische Integration der lastseitigen Potenziale zu gewährleisten.

In Deutschland werden große Laständerungen bereits im Minutenreservemarkt gehandelt. Erfahrungen in anderen Ländern wie Norwegen oder den USA zeigen, dass zur Steigerung der Systemsicherheit zunehmend auch nachfrageseitige Maßnahmen Einzug in die Regelleistungsmärkte (Sekundär- und Primärregelung) erhalten sollten. Dieser Markt erscheint auch für größere Anwendungen (z. B. Kühl- und Gefrieranwendungen im Lebensmitteleinzelhandel) im Verteilnetz interessant zu werden. Notwendig ist dafür, die Rahmenbedingungen zu schaffen, dass geeignete Akteure nicht nur in den Hochspannungsnetzen sondern auch in den Verteilnetzen an diesen Märkten teilnehmen können. In diesem Bereich ist eine Anpassung der legislativen Regelungen und auch der Präqualifikation auf die Erfordernisse lastseitiger Anwendungen im Verteilnetz notwendig.

Verschiedenste Zähler-, Kommunikations- und Steuerungstechnologien sind in den Feldversuchen getestet worden, hierbei zeichnen sich für die Umsetzung von DSM Maßnahmen besonders drei Anforderungen ab. Dies sind erstens eine gute Informationsübermittlung etwa zum derzeitigen Stromverbrauch oder den Verlagerungsmöglichkeiten, zweitens eine hohe Bedienfreundlichkeit sowie drittens eine Automatisierbarkeit der Verlagerungspotenziale. Wenn diese Voraussetzungen erfüllt sind, ist auch zu erwarten, dass sich positive Effekte für die Energieeffizienz einstellen.

Insgesamt zeigt sich, dass durch die Einführung von DSM-Maßnahmen Effizienzsteigerungen im Stromnetz zu erzielen sind und derartige Maßnahmen die Integration dezentraler Anlagen erleichtern. Zukünftig zu erwartende Anforderungen wie die lokale Bereitstellung von Netzdienstleistungen könnten dann auch mit lastseitigen Maßnahmen erbracht werden.



6 Literatur

- /ADRS 2006/ Rocky Mountain Institute Boulder, Colorado: Automated Demand Response System Pilot, Final Report Volume 1, Introduction and Executive Summary, 31.03.2006
- /Barbose 2004/ Barbose, G. and C. Goldman (LBNL) and B. Neenan (Neenan Associates): A Survey of Utility Experience with Real Time Pricing, Lawrence Berkeley National Laboratory, December 2004
- /Borenstein 2002/ S. Borenstein, M. Jaske, A. Rosenfeld: Dynamic Pricing, Advanced Metering, and Demand Response in Electricity Markets, The Energy Foundation, California, 2002
- /Braithwait 2002/ S. D. Braithwait, K. Eakin: The Role Of Demand Response In Electric Power Market Design, Edison Electric Institute, Washington, 2002
- /BWK 2005/ B. Geiger, M. Nickel, F. Wittke: Energieverbrauch in Deutschland – Daten, Fakten, Kommentare. BWK, Das Energie-Fachmagazin, 1/2, 2005
- /CEC 2004/ California Energy Commission: Working Group 2 Demand Response Program Evaluation, Final Report, California, 2004
- /CRA 2005/ Charles River Associates: Impact Evaluation of the California Statewide Pricing Pilot Final Report, March 16, Oakland 2005
- /De Almeida 2000/ De Almeida, A.; Fonseca, P.; Ferreira, F.; Reichert, J.; Tönsing, E.; Falkner, H.; Malmose, K.; Guisse, F.; Blaise, J.; Clair, E.; Diop, A.; Previ, A.; Dominioni, A. C.; Di Pillo, M.; Russo, S.: Improving the penetration of energy-efficient motors and drives, ISR - University of Coimbra, Coimbra, Portugal, 2000
- /DKV 2002/ F. Steimle, O. Bruckmann, M. Mai, F. Elsenheimer, H. Schikora, R. Schrey, K. Jahn, H. Kruse, R. Heidelck, U. Benda, M. Blömer, E. Bobst, D. Vollmer, W. Sussek: Energiebedarf bei der technischen Erzeugung von Kälte in der Bundesrepublik Deutschland. Statusbericht des deutschen Kälte- und Klimatechnischen Vereins (DKV), Nr. 22, Juni, 2002
- /EDF 2006/ Tarif Option Tempo, von Electricité de France, online unter <http://particuliers.edf.fr/rubrique112.html>, besucht am 17.8.2006



- /Goldman 2004/ Goldman, C.; Hopper, N.; Sezgen, O.; Moezzi, M.; Bharvirkar, R.; Neenan, B.; Pratt, D.; Cappers, P.; Boisvert, R.: Does Real-Time Pricing Deliver Demand Response? A Case Study of Niagara Mohawk's Large Customer RTP Tariff, Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, California, 2004
- /Gölz et al. 2006/ Sebastian Gölz, Georg Bopp, Britta Buchholz, Roland Pickhan: Waschen mit der Sonne – Direkter Verbrauch von lokal erzeugtem PV Strom durch gezielte Lastverschiebung in Privathaushalten, in: Tagungsband, OTTI-Energie-Kolleg 21. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, Germany, 08.–10.3.2006, pp. 99-104
- /Gulf Power 2006/ GoodCents Select Program des Energieversorgers Gulf Power, online unter <http://www.southerncompany.com/gulfpower/residential/select.asp?mnuOpco=gulf&mnuType=res&mnulitem=ps> besucht am 9.8.2006
- /Hegemann 1992/ Hegemann, K.H.; Hein, L.; Heinrich, F.; Jager, P.; Kuhn, P.; Plöger, W.; Rose, B.; Schlomann, B.: Das Modellvorhaben "Zeitvariabler linearer Stromtarif". Abschlußbericht Arbeitsgemeinschaft Tarifstudie Saarland, Stadtwerke Saarbrücken, Saarbrücken, 1992
- /Kärkkäinen 2004/ Kärkkäinen, S.; Ikäheimo, J.; Kofod, C.; Giraud, D.; Nordvik, H.; Grande, O.S.: Energy efficiency and load curve impacts of commercial development in competitive markets - Results from the EFFLOCOM Pilots: VTT, Finland, 2004, online unter www.efflocom.com/dissemination.htm.
- /Kupzog 2006/ F. Kupzog: Self-controlled Exploitation of Energy Cost saving Potentials by Implementing Distributed Demand Side Management, 4th International IEEE Conference on Industrial Informatics, Singapore, 2006
- /Laukamp 2004/ Hermann Laukamp, Thomas Erge, Tim Meyer, Malte Thoma: Stromüberschüsse aus Photovoltaik im Niederspannungsnetz – ein technisches Problem?, in: Tagungsband, OTTI-Energie-Kolleg 19. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, Germany, 10.–12.3.2004, pp. 173-179



- /Pilhar 1997/ Pilhar, R.; Möhring-Hüser, W.; Morovic, T.: Kostenorientierte Strompreisbildung - Entwicklung und Test eines lastabhängigen Echtzeit-Tarifs in Eckernförde, Energiestiftung Schleswig-Holstein, Kiel, 1997
- /Povlsen 2002/ Povlsen, A. F. et. al.: Impacts of Power Penetration from Photovoltaic Power Systems in Distribution Networks, Report to the IEA PVPS, Task 5, Fredericia, Denmark 2002; online über www.iea-pvps.org
- /Roesener 2006/ C. Roesener, S. Ishida, J. Ichimura, H. Nishi: Implementation of Internet based Demand Controlling System, 4th International IEEE Conference on Industrial Informatics, Singapore, 2006
- /SCE 2006/ Southern California Edison, online unter <http://www.sce.com/RebatesandSavings/LargeBusiness/DemandBidding/>, besucht am 17.8.2006
- /Scheffler 2002/ Scheffler, J.: Bestimmung der maximal zulässigen Netzanschlussleistung photovoltaischer Energiewandlungsanlagen in Wohnsiedlungsgebieten, Dissertation, TU Chemnitz, 2002
- /VDEW 2004/ VDEW: Endenergieverbrauch in Deutschland 2003; VDEW-Materialien M-16 2004
- /Voss 1991/ J. Voss, E. Ortjohann, C. Becker, W. Möhring-Hüser, M. Siebers: Lastoptimierung in elektrischen Verteilnetzen mit dynamischen Tarifen, Abschlußbericht, Universität Paderborn, Paderborn, 1991



Strompreissignal an der Steckdose - effiziente Laststeuerung durch variable Tarife

Dipl.-Ing. Hellmuth Frey
EnBW Energie Baden-Württemberg AG
Durlacher Allee 93, 76131 Karlsruhe
Tel.: (0721) 63-17887, Fax: (0721) 63-17888
e-mail: h.frey@enbw.com

Zusammenfassung

Eine Steckdose, die erkennt, wann der Strom besonders günstig ist und erst dann Spülmaschine oder Wäschetrockner einschaltet, oder eine Anlage zur dezentralen Stromerzeugung, die anspringt, wenn Strom gerade knapp ist und so besonders teuer verkauft werden kann – vom Projekt „Preissignal an der Steckdose“ profitieren Stromverbraucher und -erzeuger gleichermaßen. Durch neueste Zählertechnologien sowie Informations- und Kommunikationstechniken soll es in Zukunft möglich sein, Angebot und Nachfrage durch Preisanreize gesamtwirtschaftlich optimal aufeinander abzustimmen. „Die unsichtbare Hand des Marktes“ ersetzt die sehr komplexe zentrale Steuerung. In 2007 wird ein erstes Pilotvorhaben für einen Testmarkt in Baden-Württemberg vorbereitet.

Abstract

The aim of the project is to develop a service that enables end customers to manage and control their power consumption according to the changing energy market price. Economic efficiency, environmental sustainability and safety of the energy supply all will be enhanced. Energy trading will be open to a wider public. Via a variable power tariff, customers can optimize their consumption as well as their decentralized generation of electricity. The first step of the implementation is the preparation of the pilot scheme in Baden-Württemberg.

1 Einleitung

Die EnBW Energie Baden-Württemberg AG will mit dem **Forschungsprojekt Strompreissignal an der Steckdose** eine Reihe von Fragen klären und hat dafür folgende Projektziele definiert:



Abb. 1: Ziele des Strompreissignals an der Steckdose

Kunde : Die Produktakzeptanz ist im Kundeneinsatz zu testen

- Wird ein Produkt mit dynamischem Preis vom Kunden verstanden und akzeptiert ?
- Was löst einen Handlungsimpuls im Verhalten der Kunden aus ?
- Welche Strommenge wird tatsächlich verlagert ?



Machbarkeit : Die Machbarkeit ist als ganzheitlicher Ansatz zu überprüfen

- Technische Umsetzung der gesamten Strecke vom Zähler bis zur Abrechnung
- Organisatorische Abstimmung der beteiligten Fachbereiche
- Sammlung von Praxiserfahrungen im Kundenbetrieb

Innovation: Die Umsetzung ist flexibel und zukunftsorientiert zu gestalten

- Umsetzung der Produktidee eines dynamischen Strompreises
- Flexibilität der Systeme bei veränderten Produktparametern
- Belastbare Basis für zukünftige Produktideen

Dazu soll ein vom Zähler bis zur Abrechnung funktionsfähiger SPS-Pilotversuch mit bis zu 1.000 Kunden aufgebaut und für mindestens ein Jahr betrieben werden. Das dabei eingesetzte Stromprodukt und die aufgebaute Infrastruktur erheben momentan nicht den Anspruch ohne weiteres über den EnBW-Konzernbereich ausgerollt werden zu können, aber sie schaffen mit den Pilotergebnissen die dazu notwendigen Voraussetzungen.

An einem technischen Prototyp soll zunächst in einer Test- und Demoumgebung die Funktionalität der Einzelkomponenten und deren Zusammenspiel nachgewiesen werden. Dazu werden die SPS Komponenten in die EnBW Systeme integriert und in ihrer Gesamtheit getestet. Danach werden diese im Rahmen eines Pilotversuchs bei bis zu 1000 ausgewählten freiwilligen Kunden im EnBW Gebiet installiert. Auf diese Weise können die gesamten funktionalen Anforderungen (Tarif, Abrechnung und Kundeninformation) im echten Kundenumfeld überprüft werden.

2 Heutige Situation der Stromerzeugung

Im Energiesystem gilt grundsätzlich die Verabredung, dass die Netzbenutzer völlig frei sind, Energie zu beziehen, wann und so viel sie wollen und dass dieses Verhalten heute nicht steuerbar ist. Einspeiser hingegen liefern Energie, wann und so viel sie wollen, auch dieser Vorgang ist nicht steuerbar. Die Erfüllung dieser Verabredung ist Aufgabe der Energieunternehmen.

Das Netz übernimmt dabei eine wichtige Aufgabe und funktioniert, indem Erzeugung und Last zu jedem Zeitpunkt gleich groß sind. Aufgabe des Energieunternehmens ist dabei die Anpassung der Erzeugung an die Last. Das Vorhalten von Energiereserven und die Regelung übernehmen bestehende steuerbare Kraftwerke. Dieses Verfahren funktioniert gut, ist aber aufwändig. Es verschlechtert den Wirkungsgrad und erhöht den Einsatz von Primärenergie im Energiesystem.

Hinzu kommt, wie in Abb. 2 dargestellt, dass durch eine verstärkte Einspeisung von erneuerbaren Energien die Menge der nicht steuerbaren Leistung im Netz ansteigt.

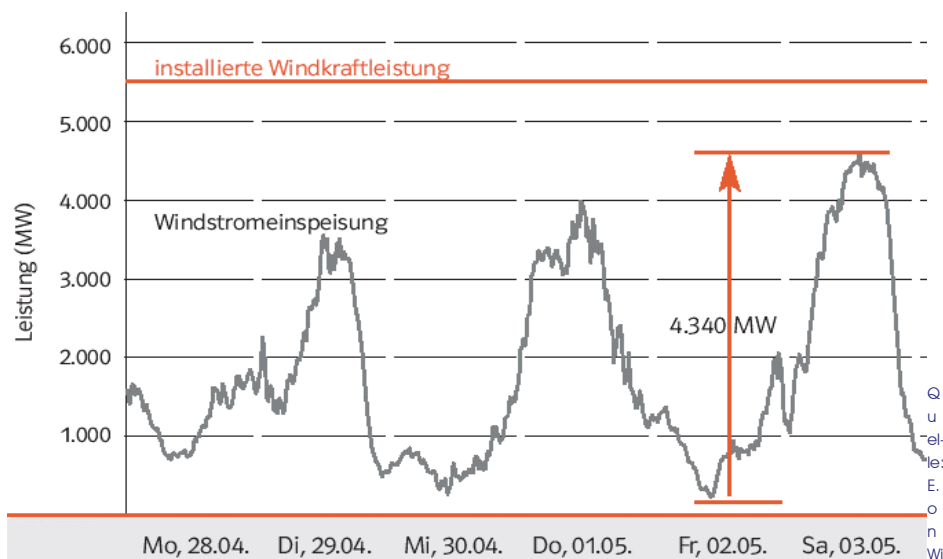


Abb. 2: Verstärkte Einspeisung nicht steuerbarer Energie am Beispiel der Windkraft

Wichtig ist, die Energieeffizienz im Gesamtsystem zu betrachten und volkswirtschaftlich zu sehen. Die heutige Ausgangssituation steigender nicht steuerbarer Leistung führt zu immer mehr Kraftwerken, die für Regelaufgaben in „Standby“ oder Teillast betrieben werden müssen. Das heißt, dass diese Anlagen für andere Aufgaben nicht oder nur teilweise verfügbar sind und die eingesetzten Mittel entsprechend gebunden sind, was volkswirtschaftlich nicht effizient ist.

Die Frage ist nun, was es heißt, Energieversorgung volkswirtschaftlich effizienter zu machen? Das Ziel muss sein, installierte Erzeugungsanlagen auch einzusetzen, Lastgänge zu vergleichmäßigen und so den Anteil steuerbarer Leistung zu erhöhen. Dies führt zu einer besseren Koppelung zwischen Verbrauch und Erzeugung.

Um die Lastgänge zu vergleichmäßigen sind entsprechende steuernde Eingriffe erforderlich. Dies ist prinzipiell sowohl auf Erzeugungsseite wie auf der Verbrauchsseite möglich. Der Aufwand einer zentralen Steuerung kann verringert werden, indem Netznutzer durch geeignete Anreize zu systemfreundlichem Verhalten bewegt werden. Dadurch entsteht eine verbesserte Koppelung zwischen Erzeugung und Verbrauch - resultierend durch eine Verhaltensänderung der Stromverbraucher. Um diesen Anreiz auszu-



lösen ist der bisher typische Stromtarif „Flatrate“ nicht geeignet. Der neue Ansatz liegt vielmehr in der Anwendung neuer börsenorientierte und zeitvariabler Tarife, die in dem Versuchsprojekt Preissignal an der Steckdose erprobt werden sollen. Dieses Vorhaben wurde als Leuchtturmprojekt der EnBW für die Innovations-Initiative der Bundesregierung vorgeschlagen.

Das Preissignal an der Steckdose wird Angebot und Nachfrage durch Preisanreize gesamtwirtschaftlich optimal aufeinander abstimmen. Dazu entwickelt es für Stromverbraucher ein System, das erkennt und anzeigt, wann der Strom besonders günstig ist, so dass erst dann Spülmaschine, Wäschetrockner o. ä. eingeschaltet werden. Im Umkehrschluss ist es natürlich auch für dezentrale Stromerzeuger interessant, einzuspeisen, wenn Strom gerade knapp ist und so die Eigenerzeugung entsprechend teuer verkauft werden kann. Aus diesem Gedanken heraus entsteht ein sog. selbst steuerndes virtuelles Kraftwerk, in dem die „unsichtbare Hand des Marktes“ eine sehr komplexe zentrale Steuerung ersetzen kann. Als Voraussetzung dafür ist der Einsatz neuester fernauslesbarer Zählertechnologien sowie entsprechender Informations- und Kommunikationstechnik erforderlich.

3 Das Forschungsprojekt Strompreissignal an der Steckdose

Das Forschungsprojekt Strompreissignal an der Steckdose hat folgende Inhalte und Ziele:

- › Implementierung eines Strompreissignal-Tarifs auf Basis eines Telekommunikationsmodells für die Abrechnung.
- › Sammeln von Erfahrungen mit einer sehr flexiblen Ausprägung des Tarifmodells.
- › Aus den Erfahrungen des Forschungsprojekts können anschließend auch einfachere, marktgerechte Produkte für den Massenmarkt abgeleitet werden.
- › Projektziel ist ein produktives Pilotsystem, an das bis zu 1.000 Kunden angebunden werden sollen.

Die Tatsache, dass der Kunde durch eine Verbrauchsverlagerung an günstigeren Energiepreisen profitieren kann, liegt in den über den Tagesverlauf unterschiedlichen Erzeugungskosten begründet. Dieser Zusammenhang ist beispielhaft in Abb. 3 dargestellt.

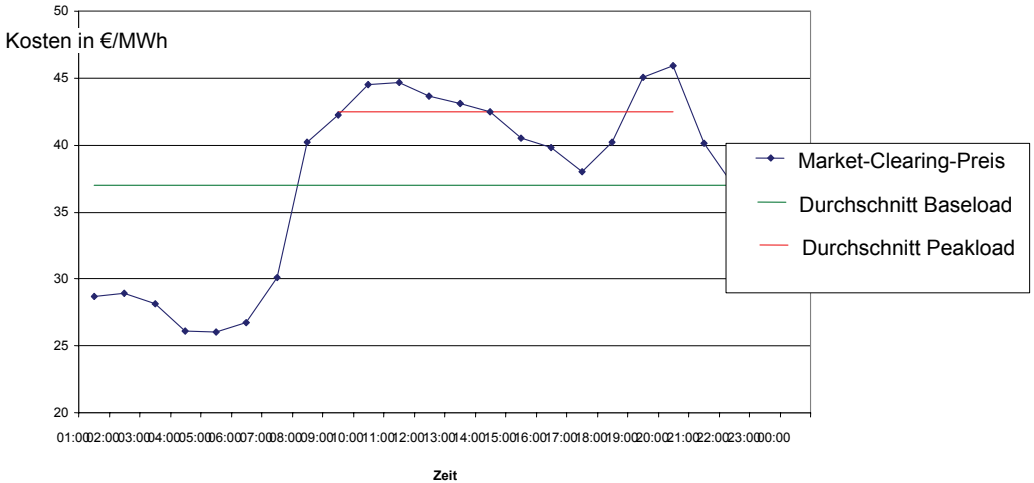


Abb. 3: Spreizung des Energiepreises innerhalb eines Tages

Der Kunde wird versuchen, den Betrieb seiner Geräte so einzurichten, dass sein Verbrauch zu günstigeren Tageszeiten stattfindet. Dadurch kann der Kunde sparen, auf Seiten des EVU wird die Effizienz erhöht. Eine beispielhafte Verbrauchsverlagerung im Vergleich zum Standardlastprofil ist in Abb. 4 dargestellt.

Die Projektierung erfolgt unter speziellen Voraussetzungen. Als Projektziel ist die Koppung der Verbrauchskosten an Marktpreise umzusetzen. Dazu sollen die heute existierenden Abrechnungssysteme aus dem Bereich B2B und B2C (funktionale Systeme und Kommunikation) verwendet werden. Ein Internetportal ist die verbindliche Quelle für die tägliche Preisintervall-Information und die geforderten Kundendaten.

Die Kommunikation des Strompreissignals per „Energie Butler“ ist universell und benötigt keine Quittierung. Der Energie Butler und die darauf zur Verfügung stehende Applikation werden möglichst einfach gehalten. Für den Pilotversuch soll keine Energie Butler-Neuentwicklung durchgeführt werden, sondern es soll der Einsatz eines existierenden Endgerätes, ggf. mit Anpassungen angestrebt werden. Darüber hinaus sollen für den Energie Butler und den Energiezähler unabhängige Kommunikationsinfrastrukturen eingesetzt werden.

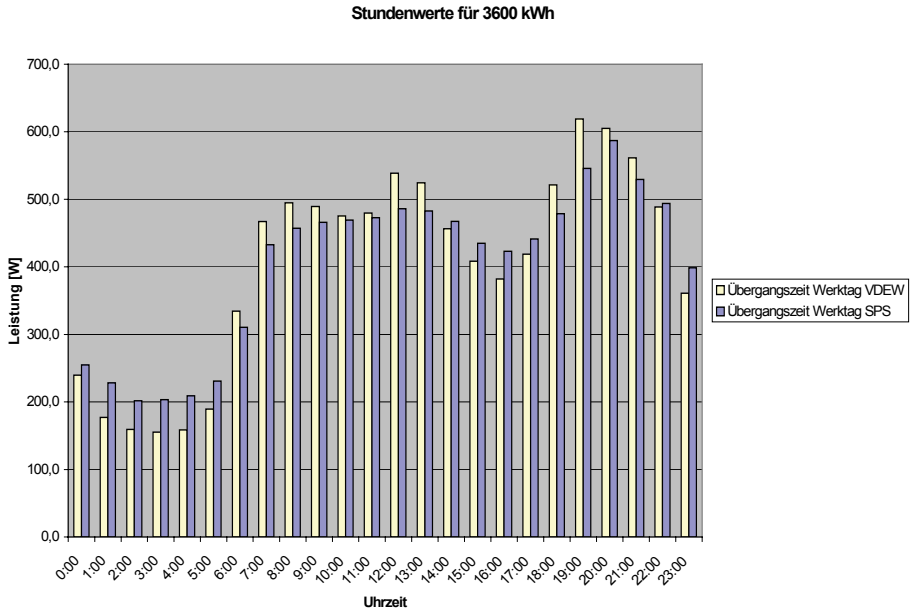


Abb. 4: Beispielhafte Verbrauchsverlagerung durch ein Strompreissignal

Auch hinsichtlich der Kundenauswahl sind gewisse Prämissen voraus zu setzen. Die angesprochene Kundenzielgruppe handelt risikobewusst, Technik affin und eigenverantwortlich, die Teilnahme am Pilotversuch ist freiwillig. Für die Nutzung des Portals, in dem alle relevanten Informationen zusammengefasst sind, ist ein Internetanschluss erforderlich. Falls die fernauslesbaren Zähler noch keine Zulassung für den Einsatz in Deutschland haben, kann die Installation eines zweiten parallelen Zählers erforderlich werden. Der Zählerinstallationspunkt muss von der vorgeschlagenen Kommunikationsinfrastruktur erreicht werden können, zusätzlich müssen die entsprechenden eichrechtlichen Aspekte berücksichtigt werden.

Über ein Internetportal werden den Kunden folgende Informationen zur Verfügung gestellt werden:

- Detaillierte Tarifinformationen (aktuelle Lastgänge und EEX-Preise)
- Preisdarstellung durch analytische Formel zur Verknüpfung von Mengen und Tarifen, Rechnungshistorie



- Einsparung gegenüber Standardtarif, Basis ist ein größerer Zeitraum
- Eichrechtliche Verbrauchsanzeige

Nachdem realistischerweise der Kunde nicht laufend im Internet agieren wird, wird zusätzlich ein weiteres einfaches Endgerät entwickelt und zur Verfügung gestellt. Dieses wird als „Energie Butler“ bezeichnet und wird mittels Pager-Technik angesteuert. Mit Hilfe dieses Energie Butlers erhält der Kunde laufend die Information über den Strompreis der aktuellen Stunde sowie eine Preisintervallvorschau für den laufenden und den kommenden Tag.

SPS-Tarif erfordert kein statisch im Zähler hinterlegtes Tarifschema (Abkehr vom Energieversorgermodell). Das heißt, dass die Tarifinformationen nicht in den Zähler übertragen werden, sondern flexibel im Abrechnungssystem bleiben. Die Grundlage der Abrechnung sind Lastgänge (mit $\frac{1}{4}$ oder 1 Stunden Verbrauchswerten). Gemäß dem Eichrecht ist zwingend eine Nachvollziehbarkeit des Verbrauchs einzurichten. Diese wird mittels des Internetportals erfolgen. Der Umstieg vom heutigen Energieversorgermodell der Abrechnung, bei dem die Tarifinformationen im Zähler hinterlegt sind zu einem im Bereich der Telekommunikation angewendeten Abrechnungsmodell mit Lastgangzählern ist eine weitere Innovation in der Energiebranche und die technische Voraussetzung zur Realisierung des SPS-Tarifs mit variablen, täglich wechselnden Preisen!

4 Vorbereitung unseres Feldversuchs

Für die Umsetzung des Vorhabens ist die EnBW eine Kooperation mit der Firma IBM eingegangen. Im Rahmen dieser Kooperation werden die folgenden Schritte durchgeführt:

- Feinprojektierung des Forschungsvorhabens im Gebiet der REG
- Entwicklung eines Tarifmodells für variable Preise mit ETG und VSG
- Aufbau eines Testcenters im Vorfeld des Kundeneinsatzes
- Auswahl von Hard- und Software für die Zählerinfrastruktur und zum Betrieb der nötigen Applikationen
- Anpassung und Lieferung eines Strompreis-Anzeigegerätes (Energie Butler)
- Aufbau und Betrieb einer Pilotinfrastruktur



Ein Ziel des Projektes ist es, Akzeptanz und Änderung des Verbrauchsverhaltens der Kunden zu evaluieren.

Der SPS-Tarif wird dazu tagesaktuell auf Basis der EEX-Preise in stündlichen Werten ermittelt und an die Kunden kommuniziert. Kunden bekommen den neuen Tarif als „offiziellen“ EnBW SPS-Testtarif angeboten, allerdings aus technischen Gründen ohne Anspruch auf Teilnahme und zeitlich klar limitiert.

Arbeitspakete, die dazu erledigt werden müssen:

- Kundenansprache
- Auswahl zur Teilnahme
- Umstellung der Verträge
- Information
- Betreuung
- Tarif-Hotline

Die folgende Abbildung stellt die in der Vorstudie entwickelte grobe Lösungsarchitektur des „Strompreissignals an der Steckdose“ dar. Sie besteht aus bei EnBW bereits vorhandenen und neu zu entwickelnden Komponenten. Die bereits vorhandenen sind blau dargestellt, orange jene die im Rahmen des Feinkonzepts definiert und für den Piloten implementiert werden.

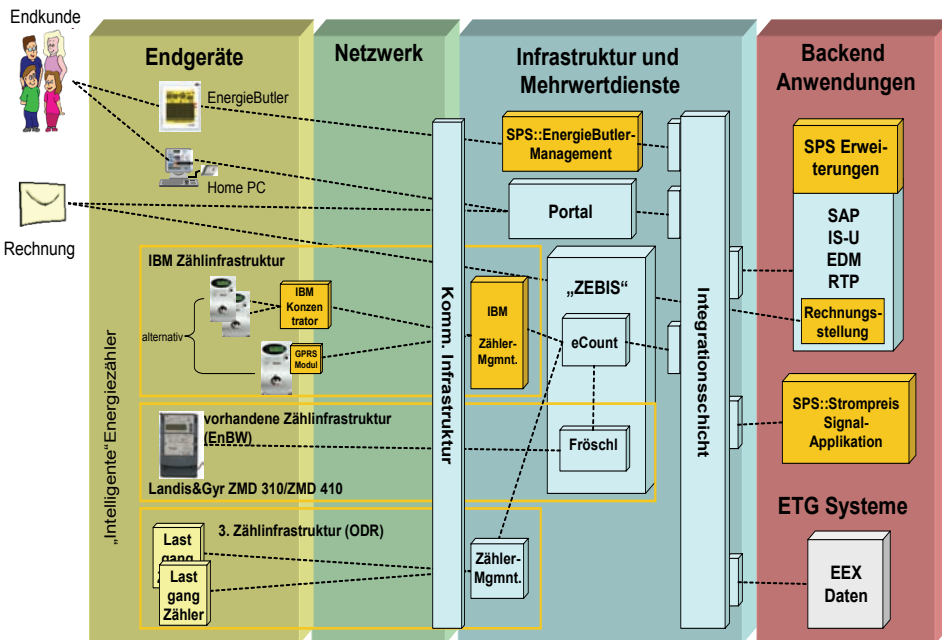




Abb. 5: Übersicht der Lösungsarchitektur und Kernkomponenten

Die Abrechnung wird vom Energieversorger nach den gemessenen Verbräuchen und entsprechend des vom Kunden gewählten Tarifs erstellt. Die Ergebnisse der Abrechnung müssen revisionssicher abgelegt werden, das gilt sowohl für die gemessenen Verbräuche, als auch für die buchhalterischen Ergebnisse aus der Faktura.

Die Abrechnung dient der finanziellen Abwicklung des Stromlieferungsvertrages zwischen Kunde und Energieversorger. Die daraus resultierende Rechnung kann in Papierform, als Download aus einem Portal oder elektronisch per PDF übermittelt werden. Die monatliche Mitteilung kann auch als regelmäßiger Kommunikationskanal zum Kunden genutzt werden und so die Kundenbindung erhöhen.

Die Zählinfrastruktur hat im Kontext der Umsetzung des Strompreissignals die Aufgabe, die für die Abrechnung des Tarifs notwendigen Messdaten zu sammeln und den nach gelagerten Systemen zur Verfügung zu stellen. Heute beim Endkunden installierte Zähler erfüllen nicht die Messanforderungen, daher muss eine neue, innovative Zählinfrastruktur für das Projekt eingesetzt werden (Advanced Metering Infrastructure, AMI).

Geplant ist der Einsatz der IBM/Enel-Zählerinfrastruktur, weil sie in der Lage ist, die formulierten funktionalen Anforderungen an die Architekturkomponenten Energiezähler und Zählermanagement zu erfüllen. Sie unterstützt weitere Funktionen, die in Zukunft interessant werden könnten, z.B. Prepayment, Leistungsbegrenzung, Schalten, usw. Sie unterstützt weiterhin verschiedene Netzwerktopologien (z. B. Powerline-Kommunikation per Konzentrador oder point-to-point GSM). IBM/Enel hat bereits Erfahrungen mit der Zählertechnologie in großen Stückzahlen im Privatkundenbereich gesammelt und die Technologie hat sich in Italien als sehr zuverlässig erwiesen. Die Zulassung für Italien ist vorhanden; Zulassung und Verfügbarkeit in Deutschland sind derzeit in Vorbereitung.

Auch hinsichtlich der Abrechnungsprozesse müssen einige Änderungen durchgeführt werden. Dazu müssen die betroffenen Prozesse identifiziert werden. Es gibt Prozesse, die von keiner Veränderung betroffenen sind, z. B. Vertragsverwaltung, Logistik Zählwesen (Installation, Geräteverwaltung etc.), und solche, die für das SPS angepasst werden müssen wie Zähldatenbearbeitung und Abrechnung. Im Rahmen des Projekts erfolgt eine tägliche Auslesung der Lastgänge in 96 Einzelwerten und Darstellung im Portal. Die Pilotkunden erhalten darüber hinaus eine monatliche „Abrechnung“ und eine Bereitstellung dieser Monatsmitteilung im Portal. Im Rahmen des Piloten wird eine Bestabrechnung im Vergleich mit dem bisherigen Tarif durchgeführt werden, um den Kunden durch die Teilnahme am Projekt keine höheren Belastungen zuzumuten. Der Kunde erhält dazu eine jährliche Abschlussrechnung wie bisher auf dem bestehendem Postweg.



Um den Kunden den aktuellen Strompreis und die weitere Preisentwicklung anzuzeigen, wird der sog. Energie Butler entwickelt, der in Abb. 6 dargestellt ist. Neben einer qualitativen Darstellung des Preisverlaufs während des gesamten Tages wird der genaue Preis der aktuellen Stunde angegeben und die Zeitspanne, während der angebotene Tarif noch zur Verfügung stehen wird. Entsprechend des Preisverlaufs (günstig, durchschnittlich oder höher als der Durchschnitt) wechselt die Hintergrundfarbe des Displays zwischen grün, gelb und rot. Der Kunde wird somit in die Lage versetzt, seine Geräte direkt zu betreiben oder noch auf Zeiten günstigerer Strompreise zu warten. Die Preise werden in stündlichen Werten analog zu den Preisen der Strombörse European Energy Exchange (EEX) in Leipzig gebildet. Als zusätzliches Item werden regionale Wetterdaten eingespielt, um noch mehr Aufmerksamkeit auf den Energie Butler zu lenken.

Mit dem dargestellten Vorhaben denken wir, ein sehr interessantes Pilotprojekt aufzubauen und sind sehr auf die zu erwartenden Kundenreaktionen gespannt.

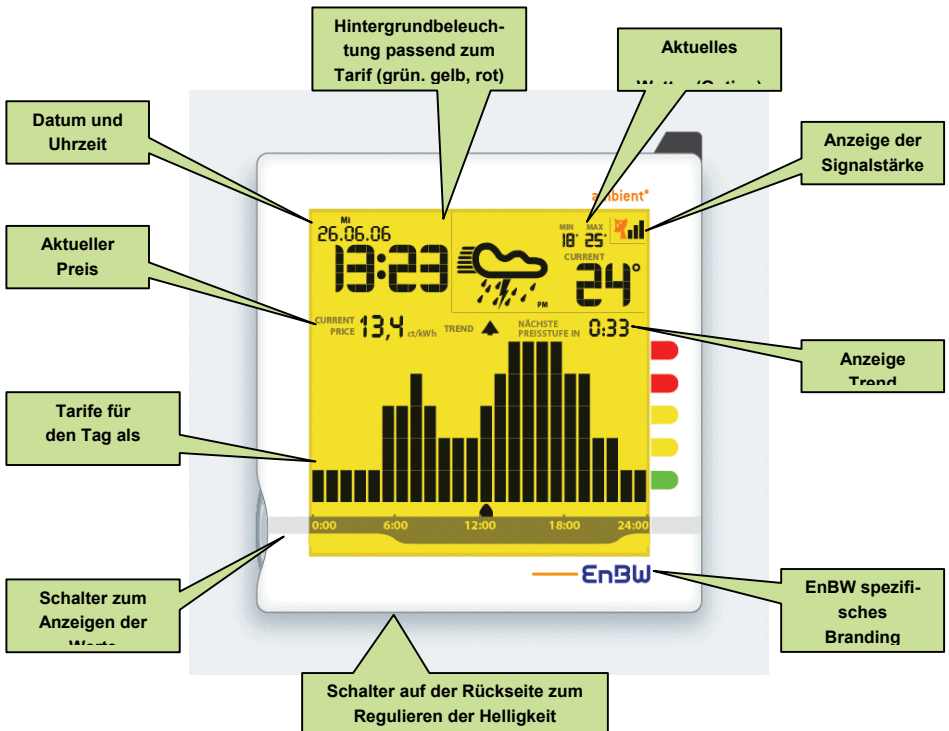


Abb. 6: Energie Butler für die Anzeige der Strompreise



5 Zusammenfassung

Mit dem Pilotprojekt Strompreissignal an der Steckdose kommt es uns darauf an, eine Bewusstseinsänderung im Thema Energie bei unseren Kunden einzuleiten. Wir möchten die Kunden-Wahrnehmung für Systemeffizienz und Energieverbrauch schärfen. Es stellt sich die Frage, was hierbei machbar ist. Um diese zu beantworten, möchten wir im Rahmen einer volkswirtschaftlichen und ganzheitlichen Sichtweise versuchen, die Versorgung und Verteilung insgesamt effektiver zu machen und die steuerbare Leistung am Netz zur Steigerung der Wirtschaftlichkeit, Umweltverträglichkeit und Sicherheit der Energieversorgung zu erhöhen.

Wir möchten weiterhin die Effizienzpotentiale durch einen realen Versuch ermitteln und Potentiale erschließen, um die Energiebörsen für größeren Nutzerkreis zu öffnen und ein wirtschaftliches Management der Kraft-Wärme-Kopplung zu realisieren.

Der Verbraucher soll in die Lage versetzt werden, Strom zu verbrauchen, wenn es am günstigsten ist und dazu elektrische Geräte dann einzuschalten, wenn der Strom besonders billig ist. Dies wird durch börsenorientierte Tarife ermöglicht. Um die Machbarkeit des Systems nachzuweisen soll 2007 ein Modellversuch der EnBW im Großraum Stuttgart durchgeführt werden. Weiterhin soll gezeigt werden, dass dezentrale Erzeugung sich auszahlen kann. Dazu erzeugen dezentrale Kraftwerke Strom bei hohen Börsenpreisen; das Preissignal sagt den Betreibern, wann eine Einspeisung günstig ist. Dadurch entsteht das selbst steuernde virtuelle Kraftwerk. Das Energiesystem kann durch die resultierende Lastvergleichmäßigung effizienter gemacht werden. Schließlich hilft das Preissignal, die Erzeugung und langfristig auch die Verteilung von Strom noch wirtschaftlicher zu machen.



Energiemanagement im EU-Projekt REMPLI – Rahmenbedingungen für die Kommunikation

Energy Management within REMPLI – Boundary Conditions for the Communication Infrastructure

T. Sauter
Österreichische Akademie der Wissenschaften
Viktor Kaplan Straße 2, A-2700 Wiener Neustadt
Tel.: (02622) 23420-11, Fax: (02622) 23420-99
e-mail: thilo.sauter@oeaw.ac.at

P. Maas
TeleControlExpert GmbH
Heilbronner Straße 40, D-75417 Mühlacker
Tel.: (07041) 8708-14, Fax: (07041) 8708 -40
e-mail: p.maas@tcecontrol.de

Zusammenfassung

Die Gründe, Energieflüsse in Verteilnetzen überwachen und steuern zu wollen, sind vielfältig: Deregulierung, Lokalisierung von Fehlern und Verlusten, Netzplanung, Kostenoptimierung. In jedem Fall wird dazu ein detailliertes Bild des momentanen Netzstatus benötigt, das neben entsprechenden Messeinrichtungen auch ein Kommunikationsnetzwerk erfordert. In den meisten Fällen steht eine derartige Infrastruktur heute aber noch nicht zur Verfügung. Der vorliegende Beitrag beschreibt, welche Lösungsansätze für dieses Problem im EU-Projekt REMPLI verfolgt werden. Anhand der Anforderungen von Anwendern und ihren spezifischen Applikationen werden die Rahmenbedingungen für die Definition eines Powerline-basierenden Kommunikationssystems dargestellt, das offen für die spätere Einbindung von neuen Zusatzdiensten ist. Die Potentiale für das Netzwerkmanagement werden ebenso diskutiert wie die Ausgangssituationen der am Projekt beteiligten Energieversorger und die von ihnen erwarteten Verbesserungen für den Netzbetrieb.



Abstract

The reasons to monitor and control energy flows in distribution networks are manifold: deregulation, localization of failures and losses, network planning, cost optimization. In any case this requires a detailed picture of the current network status, which in turn requires – apart from adequate metering equipment – a proper communication network. Such an infrastructure is however not yet available in most cases. This paper describes the approaches pursued in the EU project REMPLI to address this problem. Based on the requirements of users and their specific applications, it depicts the boundary conditions for the definition of a powerline-based communication system open for later inclusion of add-on services. Potentials for network management are being discussed as well as the starting points of the utilities involved in the project and their expectations for network operation.

1 Einleitung

Zahlreiche Energieversorgungsengpässe oder Netzzusammenbrüche haben in den letzten Jahren eindrucksvoll gezeigt, wie abhängig die moderne Gesellschaft von einer stabilen Energieversorgung ist. Dabei geht es nicht allein um elektrische Energie, sondern gleichermaßen um Gas oder Wärme. Um dem ungeachtet der Forderung nach Zuverlässigkeit steigenden Kostendruck begegnen zu können, müssen Energieerzeugung und –verteilung optimiert werden. Neben technischen Verbesserungen auf der Gewinnungsseite ist ein Schlüssel dazu Information – genauer das Wissen um den Zustand des Verteilnetzes. Diese Daten mit der gewünschten feinen zeitlichen Auflösung zu sammeln bedarf neben geeigneter Messgeräte auch einer geeigneten Kommunikationsinfrastruktur.

Eine weitere Herausforderung stellen die deregulierten Märkte dar. Es ist zu erwarten, dass auch im Energiebereich, wie bereits in vielen anderen Bereichen (z.B. Telekommunikation) üblich, Leistungen nur noch nach ihrem tatsächlichen Anfall abgerechnet werden dürfen. Entsprechende Initiativen und Regulierungen sind in der EU bereits in der Vorbereitung und in einigen Ländern (Niederlande, Skandinavien) auch schon in der Umsetzung. Dies würde bedeuten, dass die gegenwärtige Praxis der monatlichen Abschlagszahlung einer Erfassung und Abrechnung der realen Verbrauchswerte auf monatlicher Basis weichen muss. Eine monatliche Ablesung ist mit den bisherigen manuellen Ableseverfahren nicht praktikabel. Hier hilft dann nur noch eine vollelektronische Fernauslesung, die ihre gewonnenen Daten direkt an ein Abrechnungssystem übergibt.

Da die Versorger zu jedem versorgtem Objekt einen Zugang haben, liegt es nahe, neben der Energie auch andere Dienste zu den Haushalten oder Unternehmen zu bringen. Erste Ansätze dazu sahen Kommunikationsdienste (Internet über Powerline, Breitband-



dienste) vor, die aber auf Grund der hohen Investitionskosten und geringem Bandbreite/Reichweiten- Verhältnis nur wenig erfolgreich waren. Neben den breitbandigen Diensten sind aber auch, wie wir später sehen werden, eine Reihe schmalbandiger Dienste durchaus denkbar und im Rahmen von REMPLI in Umsetzung begriffen.

Das Ziel des EU-Projekts REMPLI (Real-time Energy Management via Power Lines and Internet) ist die Definition und Implementierung einer Kommunikationsinfrastruktur für Datenerfassung und Steuerung in Energieverteilnetzen /REMPOLI 2003/. Damit sollen verteilte Überwachung und Zählerfernauslesung, durch eine offene Architektur aber auch neue Dienste zu einem späteren Zeitpunkt unterstützt werden. Dieser Beitrag stellt die Anforderungen an das REMPLI-Konzept, die Realisierung und die im Rahmen der geplanten Feldtest erwarteten Ergebnisse dar.

2 Anforderungen an ein Energiemanagement-Netzwerk

Die primären Ziele des Projekts und der im Zuge dessen entwickelten Kommunikations-Infrastruktur orientieren sich an den Bedürfnissen der Betreiber von Energieverteilnetzen. Dabei wird der Begriff Energie in einem weiten Sinn verstanden und umfasst neben elektrischer Energie auch Gas, Wärme oder Wasser.

Der Zweck des REMPLI-Systems ist zum einen, eine automatische Erfassung und Sammlung von Zählerdaten zu ermöglichen, also den Output des Energieverteilungsprozesses zu beschreiben. Zum anderen soll auch die Energieverteilung gesteuert werden können, also der Input in den Prozess. Demzufolge sind die Anforderungen an das System weitgehend durch die im System vorhandenen Geräte (Zähler, Schalter) und Applikationen (Zählererfassung, SCADA, Abrechnung) festgelegt, die so weit wie möglich auch weiterhin verwendet werden sollen. Eine Fragebogen-gestützte Analyse der tatsächlichen Anwenderbedürfnisse innerhalb und außerhalb des Konsortiums ergab folgende Schwerpunkte:

Erfassung des Energieverbrauchs: Daten, die von Energiezählern sowohl an den Endpunkten des Verteilnetzes (bei den Verbrauchern) als auch an verschiedenen Verzweigungspunkten gewonnen werden, liefern Verbrauchsstatistiken, die zur Vorhersage oder Planung des zukünftigen Verbrauchs herangezogen werden können. Eine genaue Kenntnis der Verbrauchsmuster ist auch von fundamentaler Bedeutung für die Planung der Verteilnetze selbst. Im Gegensatz zu industriellen Großverbrauchern fehlen solche Daten allerdings weitgehend für den Sektor der privaten Haushalte. Neben besseren Planungsgrundlagen bringen Dienste zur Zählerfernauslesung und -wartung auch Kostenvorteile für den Versorger.



Überwachung und Management der Verteilnetze: Eine Überwachung und Steuerung der Verteilnetze gewährleistet die unterbrechungsfreie Bereitstellung von Energie (Versorgungssicherheit). Fehler oder Ausfälle im Netz sollten sich so wenig als möglich auf den Endkunden auswirken. Obwohl sich Unterbrechungszeiten nach wie vor nicht vermeiden lassen, kann eine gute Überwachung mit den entsprechenden Algorithmen für die Fehlerisolation und Wiederzuschaltung Unterbrechungszeiten minimieren (optimal merkt der Verbraucher nichts). Die Analyse von Lastflüssen lässt Aussagen zur Netzauslastung (Engpässe, Reserven) ebenso zu, wie die Erkennung von Trends im Verbrauchsverhalten. So hängt zum Beispiel die Lebensdauer von Energiekabeln von dessen Belastung wesentlich ab und man ist bemüht die Kabel im optimalen Bereich zu fahren und Überlastungen auf ein Minimum zu beschränken (Betriebsstundenzählung). Über den Vergleich der transportierten zur abgenommen Energiemenge können Netzverluste identifiziert werden.

Erkennung von Verlusten: Eine verteilte Zählerauslesung erlaubt auch die Überwachung der Energieflüsse im System. Die synchronisierte Messung des Energiedurchsatzes in den Teilbereichen des Netzes kann Verluste sichtbar machen, die von verschiedenen Ursachen wie Kurzschlüssen, Leckagen, aber auch Betrug herrühren können. Daten aus Portugal zeigen, dass der Gesamtverlust im Stromnetz – obwohl der Prozentsatz der Verluste gleich bleibend oder leicht fallen war – innerhalb der letzten Dekade von 2,4 TWh auf 2,8 TWh angestiegen ist /ERSE 2001/. Im Hoch- und Mittelspannungsnetz sind Verluste zumeist reine Wärmeverluste, daher wird eine verbesserte Überwachung kaum Vorteile bringen. Im Niederspannungsbereich ist die Situation jedoch anders, und die Überwachung kann erkennen, ob die vom Verbraucher bezahlte Energie auch tatsächlich dem Verbrauch entspricht. Durch kurze Ausleseszyklen kann Missbrauch auch wesentlich früher erkannt werden als mit den üblichen jährlichen Auslesemethoden und entsprechend früh reagiert werden (direkte Fernabschaltung).

Quality of Service: Die Erfassung der Übergabequalität stellt sicher, dass die Ware Energie auch in der entsprechenden Qualität zur Verfügung gestellt wurde (z.B. Fernwärme: Druck und Temperatur). Im Moment bezahlt der Endkunde in der Regel ohne dass der Versorger ihm den Nachweis der Qualität liefert und es ist auch für den Kunden schwierig die Qualität der angelieferten Ware zu prüfen. Dies wird sich in einem wettbewerbsorientierten Umfeld insofern ändern, als die Darstellung der Qualität ein Unterscheidungskriterium werden wird.

Tarifmanagement: Energielieferanten sind bemüht eine möglichst gleichförmige Netzauslastung zu erreichen. Ein Mittel zur Steuerung der Netzauslastung ist die Einführung von Tarifmodellen. Die Erfassung des Energieverbrauchs in Echtzeit oder Fast-Echtzeit ermöglicht die Entwicklung neuer Tarifmodelle, die zeit- und lastabhängig sind. Derzeit wird Tarifmanagement vorwiegend durch Verwendung zweier oder mehrerer Zähler



realisiert, die zum Teil in einem Gerät integriert sein können /BALZER 2003/. Die Funktionalität derartiger Systeme ist beschränkt, weil die Tarifumschaltung in den Zählern programmiert werden muss. Wenn jedoch eine detaillierte Erfassung der Verbrauchsdaten existiert und die Kosten direkt vom Versorger berechnet werden, können auch komplexere Tarifmodelle wie zeitabhängige Preisnachlässe oder Grenzwert-basierte Tarifzonen angeboten werden. Das erlaubt dem Versorger eine höhere Flexibilität im Wettbewerb und kann auf der anderen Seite auch Änderungen im Verbraucherverhalten bewirken.

Berechnung der Netzwerkauslastung im liberalisierten Energiemarkt: Im liberalisierte Markt sollte es für den Verbraucher leicht möglich sein, einen Vertrag mit einem neuen Versorger abzuschließen. Das gleiche gilt für den Netzbetreiber. Eines der heutigen Hauptprobleme dabei ist die komplizierte Abrechnung der verbrauchten Energie. Eine Multi-User-fähige Kommunikationsinfrastruktur, bei der ein Versorger oder Netzbetreiber Zugriff auf Daten von jedem beliebigen Punkt aus haben kann, wird zur Lösung des Problems beitragen können.

Diese Anwendungs- und Anwenderanforderungen zeigen, dass im Wesentlichen zwei Klassen von Diensten ausreichen, um die Bedürfnisse abzudecken:

- Zählerauslese-Dienste sammeln Rohdaten, die später durch nicht echtzeitfähige Applikationen wie Abrechnung, Verbrauchsplanung, Statistik und Prognose verarbeitet werden. Eine rasche Datenübertragung ist dabei im Normalfall nicht gefordert, weil die üblichen Erfassungsintervalle im Viertelstundenbereich und darüber liegen. Allerdings sind Zeitstempelung und Identifikation der einzelnen Zähler unumgänglich, um die Daten später korrelieren zu können (etwa für Energieflussanalyse oder Betrugserkennung).
- Fernsteuerungs- und -überwachungsdienste, die für das Netzmanagement benötigt werden, erfordern Echtzeitkommunikation. SCADA-Applikationen verlangen typischer Weise schnelle Antwortzeiten und die Möglichkeit, Alarm-Meldungen abzuschicken und zu verarbeiten.

Beide Dienst-Typen sollten den Zugang durch unterschiedliche Benutzergruppen unterstützen. Beispiele dafür sind Messwerterfassung und detaillierte Abrechnungen für Behörden und Industriebetriebe mit verteilten Standorten. Hier sollte der Kunde die Möglichkeit haben, auf seine im Netz verteilten Zähler zuzugreifen. Auch SCADA-Dienste könnten anderen Versorgern oder öffentlichen Einrichtungen, Facility Managern, Regulatoren oder sogar Privatkunden zur Verfügung gestellt werden. Mögliche Anwendungen dafür sind die Kostenkontrolle auf unterschiedlichen Ebenen (Versorger, Gebäude, Kunde), Facility Management oder Domotik. Für das Kommunikationssystem per se bedeutet eine derartige User-Verwaltung kein besonderes Problem, wohl aber stellt sie

eine Herausforderung an die zu implementierenden Sicherheitskonzepte dar /SELMA 2003, TREYTL 2005A/.

3 Überblick über den REMPLI-Ansatz

Hinter REMPLI steht nicht der Wunsch, ein Anwendungsgebiet für Powerline-Kommunikation zu finden, sondern eine Kommunikationsinfrastruktur zu entwickeln, die auf die Anforderungen des Energiemanagements zugeschnitten ist. Die Powerline wird dabei als Mittel zum Zweck gesehen, das deshalb vorteilhaft erscheint, weil es unter der direkten Kontrolle des Versorgers oder Netzbetreibers steht und keinen weiteren Provider benötigt. Das Kommunikationssystem verbindet die Server eines oder mehrerer Versorger mit den Feldgeräten, die bei den Verbrauchern installiert sind.

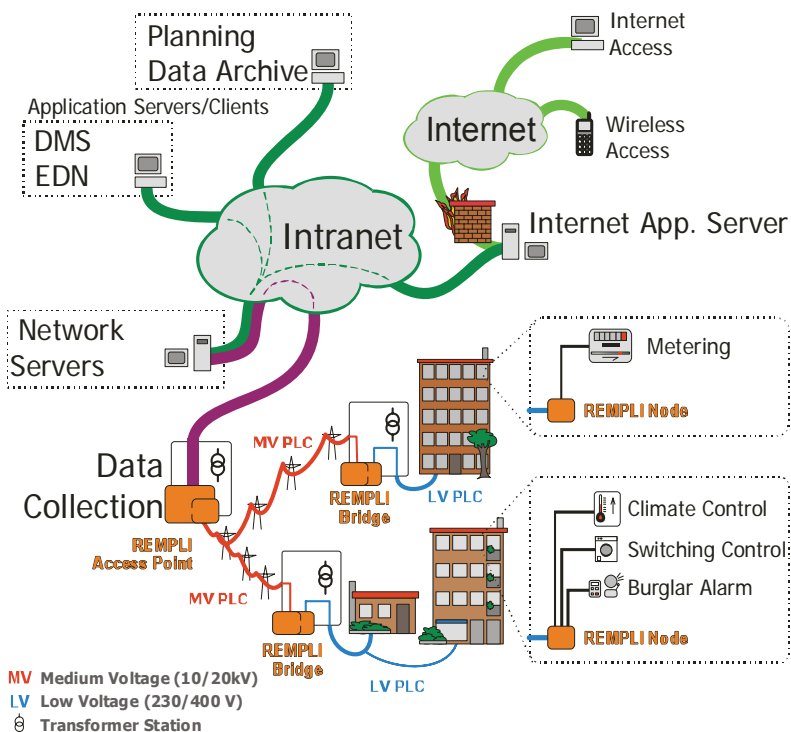


Abb. 1: Systemarchitektur von REMPLI

Wie in Abb. 1 gezeigt, spiegelt das Kommunikationsnetzwerk in REMPLI die Struktur des Verteilnetzes wider: Applikationsserver werden mittels einem privaten IP-basierten Netzwerks an Access Points angebunden. Diese wiederum verbinden das IP-Netz mit



dem Mittelspannungsnetz, in dem die Datenübertragung bereits über die Powerline erfolgt. In den Transformatorstationen zwischen Mittel- und Niederspannung sorgen Bridges für eine transparente Datenverbindung. Von hier aus werden die Daten über die Powerline zu den Endknoten transportiert, die die Verbindung zu den eigentlichen Feldgeräten wie Energiezählern oder SCADA-Einrichtungen darstellen und diese daher den Applikationsservern zugänglich machen. Die Kompatibilität mit bestehenden Installationen und Applikationen war eine der wesentlichsten Anforderungen. Dementsprechend wurden verschiedene genormte Protokolle implementiert, wie IEC 60870 /IEC 1990/, EN 62056 (besser bekannt als IEC 1107) /CENELEC 2002/ und EN 1434-3 (M-Bus) /CEN 2002/.

Ein REMPLI Access Point ermöglicht es Applikationsservern (SCADA- oder Zählererfassungssoftware), die mit dem IP-Netzwerk verbunden sind, Daten mit allen Knoten auszutauschen, die sich im REMPLI-Netz befinden /SAUTER 2002, LOBASHOV 2003, PRATL 2004/. Da unterschiedliche Applikationsserver gleichzeitig mit Knoten über denselben Access Point kommunizieren können müssen, muss jeder Access Point in der Lage sein, unterschiedliche Datenströme im Multiplexbetrieb über ein und dasselbe Kommunikationsmedium zu schicken. In der IP-Welt stellt das keine besondere Herausforderung dar, weil Multiplexing ohnehin durch das TCP-Protokoll bewerkstelligt wird. Auf der paketorientierten Powerline erfordert es jedoch zusätzlichen Aufwand. Der Access Point muss darüber hinaus auch mit Kommunikations- und Geräte-Redundanz umgehen können. In einem REMPLI-System können mehrere unabhängige Access Points betrieben werden, die jeweils nicht notwendigerweise alle Knoten erreichen können müssen. Daher müssen die Access Points untereinander koordiniert sein, um gemeinsam eine Maximalabdeckung der Knoten zu erreichen.

Im Hinblick auf die Kommunikation sind die REMPLI-Knoten Slaves im Powerline-Netz (die Access Points stellen die Master dar) und bilden die Schnittstelle zu Zählern und SCADA-Ausrüstung wie etwa Schaltgeräten. Die vorhin erwähnten genormten Protokolle werden sowohl von diesen Geräten als auch den Applikationsservern unterstützt und über das Kommunikationsmedium getunnelt, so dass beide Seiten von der Existenz der Powerline nichts wissen müssen. Durch diese offene Architektur ist es prinzipiell auch möglich, später neue Dienste zu implementieren, die vom Netzbetreiber den Kunden zur Verfügung gestellt werden können und neue Einnahmequellen erschließen können.

Abb. 2 zeigt schematisch die Kommunikationskonzepte, die in REMPLI verwendet werden. Wie in Kap. 2 beschrieben, ist das Netzwerk nicht auf Zählerfernauslesung beschränkt, die ja durch zyklisches Abfragen der Geräte leicht umgesetzt werden kann. Die Anforderungen der anderen Applikationen müssen jedoch ebenfalls im Systemkonzept berücksichtigt werden. Es zeigte sich daher, dass zwei grundlegende Kommunikationsmechanismen unterstützt werden müssen:

- Client-Server-Kommunikation, bei der die Applikationen als Client und die Feldgeräte als Server fungieren,
- Ereignisgesteuerte Kommunikation, bei der Zähler und SCADA-Geräte von sich aus Nachrichten (etwa Alarm-Meldungen) an die übergeordneten Applikationen absetzen können.

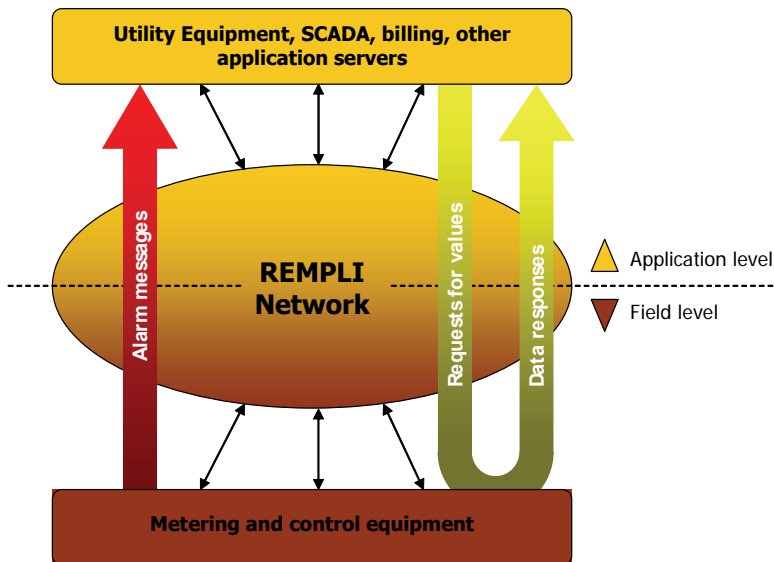


Abb. 2: Kommunikationsmechanismen in REMPLI

Mit beiden Mechanismen lassen sich die Bedürfnisse von Zählerauslesung und Fernsteuerung und -überwachung gut abdecken. Im Master-Slave-basierten Powerline-Kommunikationssystem stellt die Unterstützung der typischerweise zyklischen, top-down-orientierten Client-Server-Dienste kein Problem dar. Für die Alarmer, die rasch verarbeitet werden müssen, wurde Bandbreite in Form eines eigenen schnellen Rückkanals reserviert.

4 Netzüberwachung und -management

Während die Überwachung und Steuerung des Hochspannungsnetzes und der Umspannwerke relativ weit fortgeschritten ist, stellt das Mittel- und Niederspannungsnetz noch einen weitgehend weißen Fleck auf der Netzkarte dar. Zwar werden die einzelnen Mittelspannungs-Abgänge im Umspannwerk überwacht, da aber jeder Abgang typischerweise zwischen 10 und 20 Transformatorstationen versorgt, nimmt die Lokalisierung



rung und Isolation des Fehlers sowie die Wiederversorgung nicht unerheblich Zeit in Anspruch. Die Ausfallkosten setzen sich aus dem Aufwand für die Wiederversorgung und den Kosten für die nicht gelieferte Energie zusammen. Die Automatisierung der Trafostation ermöglicht eine schnelle Fehlerlokalisierung, Isolation des Fehlers und Wiederversorgung der Kunden.

Das Registrieren eines Kurzschlussstromes im Umspannwerk ermöglicht keine direkte Aussage, welche Kunden davon betroffen sind. Dazu müssen die am Abgang angeschlossenen Transformatorstationen abgefahren werden, und es kann im schlechtesten Fall bis zur letzten Station dauern, bis der Fehler lokalisiert ist. Außerhalb der regulären Arbeitszeit fallen zudem erhöhte Kosten für das Wartungspersonal an.

Der Einbau von Kurzschlussanzeigern und deren Auslesung bringt einen entscheidenden Beitrag zur Minimierung der Fehlerzeiten. Die Erkennung des Fehlers kann unmittelbar in der Leitstelle, die rund um die Uhr besetzt ist, erfolgen, der Fehler kann in einer automatisierten Station isoliert und die stromlosen Stationen von einer anderen Seite wiederversorgt werden. Im Idealfall sind dazu nur einige Minuten erforderlich. Idealerweise sollten alle Stationen automatisiert werden, es zeigt sich aber, dass abhängig von der Netztopologie nicht zwangsweise jede Station automatisiert werden muss. Ein Optimum zwischen Invest und Nutzen liegt bei der Ausrüstung von ca. 30-40% aller Stationen.

Oben gesagtes gilt gleichermaßen für das Fernwärmenetz. Eine Drucküberwachung an ausgesuchten Stellen des Netzes ermöglicht die Erkennung von Leckagen.

Neben der Fehlererkennung spielt die Überwachung der Betriebsparameter eine weitere wichtige Rolle. Dies gilt sowohl für die Parameter des Transportnetzes selbst (z.B. zulässige Transformator- oder Kabellast) als auch für Parameter der transportierten Energie (z.B. Fernwärme-Temperatur, Netzfrequenz, Oberwellengehalt,..). Die zuletzt genannte Parameterart gehört zur Sicherstellung und Überwachung der Güte der gelieferten Energie (wesentlich für Quality of Service).

Wenn wie in REMPLI Daten über die „Last Mile“ des Netzes zur Verfügung stehen, können Netzüberwachung und –management relativ leicht umgesetzt werden. Für die Datenerfassung und –kommunikation sind die Randbedingungen folgender Aufgaben zu beachten:

Überwachung von Lastprofilen und Lastgrenzen: Die errechneten Energieverbrauchswerte können bei Bedarf überwacht oder auch automatisch an Dritte zur weiteren Bearbeitung weitergegeben werden. Einerseits sind sie die Basis für Dienste wie Spitzenlastbegrenzung, andererseits helfen sie auch Verluste zu erkennen und einzugrenzen. Damit ermöglicht REMPLI eine innovative Form der Netzüberwachung. Der Ausgang der Transformatorstation wird heute in der Regel nicht online überwacht. Wenn



Verluste vermutet werden, muss ein zusätzlicher Zähler an einer entsprechenden Stelle installiert werden. In REMPLI können diese Messungen mit der ohnehin vorhandenen, zeitlich synchronisierten Geräten durchgeführt werden.

Trendanalyse: Die Erfassung der tatsächlich verbrauchten Energie kann auch zur verbesserten Trendanalyse herangezogen werden. Diese Analyse zeigt alle Flaschenhalse im bestehenden Verteilnetz.

Die Steuerung eines Fernwärmenetzes unterliegt einer gewissen Trägheit und benötigt deshalb einen entsprechenden Vorlauf. Daher spielt eine frühe Trendaussage eine wichtige Rolle für die rechtzeitige Bereitstellung der Energie. Bei elektrischer Energie ist die Überschreitung von festgelegten Bezugsgrenzwerten sehr teuer, daher helfen rechtzeitige Trendaussagen, derartige Überschreitungen zu vermeiden, und erhöhen damit die Wirtschaftlichkeit beim Versorger.

Eine bessere Trendanalyse wirkt sich positiv auf Bereitstellung, Planung der Erzeugung, Netzplanung und letztlich auch die Energiekosten aus. Ihre Aussagekraft hängt direkt von der Qualität der Messdaten ab. Voraussetzung sind daher hinreichend kurze Zeitintervalle und hohe Genauigkeit.

Spitzenlastbegrenzung: Um einen Zusammenbruch der Versorgung in Teilen oder dem gesamten Netz zu verhindern, muss das System in der Lage sein, rasch zu reagieren und einzelne Verbraucher oder Gruppen von Verbrauchern abzuschalten, wenn sie Lastgrenzen überschreiten. Im Falle einer vorhersehbaren längerfristigen Überlastung können die abgeschalteten Kunden auch dynamisch gewechselt werden (d.h., eine Kundengruppe wird wieder versorgt, während eine andere abgeschaltet wird). Die Abschaltung wird dabei am Ende der Versorgungskette vorgenommen. Damit wird das Hoch- und Mittelspannungsnetz nicht zu stark belastet, es kommt aber zu einer messbaren Reduktion des Verbrauchs.

5 Erwartete Ergebnisse

Die Anwendbarkeit des REMPLI-Konzepts wird am Ende des Projekts in zwei unterschiedlichen Feldversuchen in Bulgarien und Portugal evaluiert werden. Die Ausgangssituationen in den beiden Regionen sind naturgemäß verschieden, und entsprechend sind auch die Erwartungen der Projektpartner unterschiedlich.

5.1 Erwartungen in Portugal

Zum gegenwärtigen Zeitpunkt ist EdP der Hauptanbieter von Energie und Quasi-Monopolist. Zählerablesung wird bereits teilweise elektronisch über das Mittelspannungsnetz durchgeführt, in den meisten Fällen jedoch konventionell manuell. Andere



Dienste, die mit der Zählerablesung in Zusammenhang stehen, werden noch nicht angeboten.

Netzbetriebs-relevante Dienste stehen im Zusammenhang mit der Überwachung und Steuerung des Verteilnetzes. Das Netz ist bis hinunter zu den Umspannwerken automatisiert. Darunter, im Niederspannungsbereich (Transformatorstationen), existiert weder Überwachung noch Steuerung. Probleme werden im Normalfall durch die Kunden entdeckt und mitgeteilt. Daher sind die größten Erwartungen an die Automatisierung (Zählerdatenerfassung und SCADA-Funktionen) der Transformatorstationen und die Entwicklung neuer Dienste für Haushalte geknüpft:

- Verbrauchszähler (Lastprofilzähler) erlauben die Aufzeichnung der Energieflüsse im Mittel- und Niederspannungsnetz mit einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten. Der Vergleich mit dem kumulierten Verbrauch der angeschlossenen Kunden hilft, Verluste zu identifizieren. In weiterer Folge soll der Ableseprozess signifikant verkürzt werden, so dass die Zähler täglich oder sogar stündlich ausgelesen werden können. Dies ermöglicht eine genauere Verfolgung des Verbrauchs, die schnellere Erkennung von möglichen Betrugsfällen (etwa durch Manipulation des Zählers) und Verlusten und die Erstellung von detaillierten Profilen des Verbraucherverhaltens.
- Verbrauchsmessungen zeigen die gegenwärtigen Lastsituationen im gesamten Verteilnetz auf, ergeben ein klares Bild des Verbrauchsprofils und geben wertvolle Hinweise für die Netzplanung, um Engpässe zu vermeiden. Ein detailliertes Bild der Energieflüsse kombiniert mit Verbraucherprofilen ist die Basis für optimierte Erzeugung und ausgeglichene Verteilung der Energie. Eine Echtzeitvisualisierung der Werte in SCADA-Applikationen kombiniert mit Schwellwerten zur Erkennung von Überlastsituationen ist wesentlich für die Steuerung des Netzes. Überlastsituationen können durch rechtzeitige Abschaltung weniger wichtiger Geräte oder Verbraucher entschärft werden.
- Messungen der Energiequalität (aktive/reaktive Energie) sind nötig, um die Effizienz innerhalb der einzelnen Zweige des Verteilnetzes zu bestimmen. Weitergehende Qualitätsparameter (z.B. Oberwellen) könnten mit speziellen Messgeräten erfasst werden, sind aber im gegenständlichen Projekt nicht von Interesse.
- Überwachung und Steuerung der Transformatorstationen ist ebenso erwünscht. Dazu gehören die Erfassung von autorisiertem und nichtautorisiertem Zutritt zur Station, aber auch die Möglichkeit, die Transformatorlast auf dem zulässigen Niveau zu halten oder defekte Komponenten abzuschalten und zu isolieren.



- Um die Kosten für den Kommunikationszugang für die Zählerablesung weiter zu rechtfertigen, möchte EdP aber auch andere Dienste für den Haushalt über den Endknoten anbieten. Der Knoten wird nun als Service Gateway für den Haushalt betrachtet. Mögliche neue Domotik-Dienste könnten die Überwachung auf Einbruch, Feuer, Wasser- und Gasleckagen, Notrufknopf, aber auch die Fernsteuerung von Geräten (z.B. Klimageräte, Bewässerung) sein.,

5.2 Erwartungen in Bulgarien

Derzeit existiert keine automatische Zählerablesung. Die Lastprofilzähler bei Großkunden und die Haushaltszähler werden händisch auf monatlicher bzw. jährlicher Basis abgelesen. Innerhalb des Verteilnetzes gibt es keine Zähler, es ist daher unmöglich, den Energiefluss zu verfolgen, Verluste und Diebstahl zu identifizieren oder den Verbrauch für eine gegebene Periode oder Jahreszeit zu prognostizieren. Die Vorhersage beruht vorwiegend auf Erfahrungswerten und nicht auf tatsächlichen Messdaten.

Neben der fehlenden Erfassung des Energieflusses ist auch die Steuerung des Verteilnetzes eine Hürde, die es zu überwinden gilt. Transformatorstationen werden weder überwacht noch gesteuert, so dass sich der kritischste Teil des Netzes (in dem die meisten Probleme auftreten) der Kontrolle entzieht. Schalter in diesem Bereich können lediglich händisch aktiviert werden. Die Erwartungen sind daher hauptsächlich an die Steuerung des Verteilnetzes zwischen dem Umspannwerk und dem Endkunden geknüpft:

- Die Möglichkeit, Zähler fernsteuern zu können, ist besonders interessant. Dies umfasst sowohl die Implementierung und Änderung von Tarif Tabellen im Zähler als auch die Möglichkeit zur lokalen Abschaltung des Kunden durch den Zähler. Eine Abschaltung könnte Umzug des Kunden, bei Entdeckung von Betrug, bei Zahlungsverzug oder in Nottfällen notwendig sein. Auf der anderen Seite könnte die Fernsteuerung auch zur schnellen Netzanschlaltung von irrtümlich angeschaltete oder umgezogene Kunden verwendet werden.
- Die Zählerfernsteuerung ermöglicht die Implementierung neuer Dienste, um die Kundenzufriedenheit zu steigern. Ein Prepaid-Dienst könnte für temporäre Aktivitäten (Baustellen, Festivals, Messen) eingerichtet werden oder überall dort, wo die Kontrolle oder Begrenzung der gelieferten Energie kritisch ist. Nacht- oder Sondertarife können besondere Anreize für den Energieverbrauch außerhalb der Spitzenzeiten einräumen, was zur Glättung des Lastgangs und zur Vermeidung von Lastspitzen beiträgt.
- Die erwarteten Vorteile der Überwachung und Steuerung von Transformatorstationen (Lastkontrolle, Zutrittskontrolle) sind identisch mit jenen in Portugal.



Ähnliches gilt für das ebenfalls in den Feldversuch eingebundene Fernwärmenetz. Der Netzbetreiber sieht sich zunehmend Angriffen ausgesetzt, Fernwärme nicht mit der dem Kunden vertraglich zugesicherten Qualität (Temperatur und Druck) zu liefern, kann sich dieser Angriffe aber wegen fehlenden Daten momentan nicht erwehren. Durch die Installation von Messgeräten an den Verteilstationen können die relevanten Parameter erfasst und über das REMPLI-Netz an den Betreiber zur weiteren Analyse und Dokumentation übertragen werden.

6 Ausblick

Mit der Einführung der REMPLI-Kommunikationsinfrastruktur in Portugal und Bulgarien werden die oben dargestellten Zielsetzungen und Ergebnisse aus jetziger Sicht erreicht werden können. Bei der Implementierung vor Ort steht die Prüfung der Fähigkeit, Dienste mit entsprechender Performance von vielen Standorten parallel übertragen zu können, im Vordergrund.

Das Netz wird im November diesen Jahres vor Ort installiert und in Betrieb genommen werden, so dass definitive, qualitative Aussagen zur Leistungsfähigkeit und Verfügbarkeit des Netzes erst nach der Felderprobungsphase im März 2007 zu erwarten sind.

7 Literatur

- /BALZER 2003/ Balzer, G., et. al.: Schaltanlagen, ABB Schaltanlagen GmbH, Mannheim, 2003, p. 733
- /CEN 2002/ CEN TC 176, Communication systems for meters and remote reading of meters - Part 3: Dedicated application layer (M-Bus), CEN, Brüssel, 2002
- /CENELEC 2002/ CENELEC, EN 62056-21 Electricity metering – Data exchange for meter reading, tariff and load control, Brüssel, 2002
- /ERSE 2001/ ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos: Caracterização do Sector Eléctrico-Portugal Continental, 2001
- /IEC 1990/ IEC TC 57, IEC 60870-5-x Telecontrol equipment and systems - Part 5: Transmission protocols, IEC, Genf, 1990
- /LOBASHOV 2003/ Lobashov, M., Pratl, G., Sauter, T.: Implications of Power-line Communication on Distributed Data Acquisition and Control System, ETFA 2003, Lissabon, pp. 607 – 613



- /PRATL 2004/ Pratl, G., Lobashov, M.: Remote Access to Power-Line Networked Nodes: Digging the Tunnel, WFCS 2004, Wien, pp. 323 – 332
- /REMPLI 2003/ REMPLI System Overview, www.rempli.org, 2003
- /SAUTER 2002/ Sauter, T., Lobashov, M., Pratl, G.: Lessons Learnt From Internet Access to Fieldbus Gateways, IECON 2002, Sevilla, pp. 2909-2914
- /SELMA 2003/ SELMA - Project for secure electronic metering data interchange, www.selma-project.de, 2003
- /TREYTL 2005/ Treytl, A., Sauter, T.: Security Concept for a Wide-Area Low-Bandwidth Power-Line Communication System, ISPLC 2005, pp. 66-70
- /TREYTL 2005A/ Treytl, A., Novak, T.: Practical Issues on Key Distribution in Power Line Networks, ETFA 2005, Catania; pp. 83 - 90



Bidirektionales dezentrales Energiemanagement im Niederspannungsnetz auf Basis zentraler und dezentraler Informationen

Dr. Christian Bendel, David Nestle, Jan Ringelstein
Institut für Solare Energieversorgungstechnik e.V., Verein an der Universität Kassel,
Königstor 59, 34119 Kassel,
Phone +49 561 7294226, Fax +49 561 7294200, Mail cbendel@iset.uni-kassel.de

Die Integration erneuerbarer und dezentraler Erzeuger in die Energieversorgung stellt eine enorme Herausforderung dar. Ein wesentlicher Aspekt des dazu notwendigen wirtschaftlichen Energiemanagements ist die Berücksichtigung der Stromkosten, die sich auf Grund ständiger Änderungen der eingesetzten Stromerzeugungsanlagen in Abhängigkeit von der Stromnachfrage dynamisch verhalten. Strompreise, welche den variablen Grenzkosten der Stromerzeugung entsprechen, sind auch für die Niederspannungsversorgung von Interesse. Obwohl der Kunde in seiner Reaktion auf den vorgegebenen Preis frei ist, lässt sich durch statistische Mittelung und Prognose die Gesamtreaktion der Kunden eines Versorgungsgebietes sehr genau im Voraus berechnen. Dadurch wird ein für den Kunden flexibles, für den Netzbetreiber und Energieanbieter verlässliches Instrument geschaffen.

Schon heute ist der Netzanschlusspunkt im Niederspannungsnetz, der durch den Zählerschrank gegeben ist, als technische und juristische Grenze zwischen dem öffentlichen Netz und dem Gebäudenetz definiert. Diese Grenze bleibt im Konzept des bidirektionalen Energiemanagement Interface (BEMI) erhalten und wird durch eine intelligente Kommunikationsschnittstelle erweitert. Durch die Beibehaltung und Nutzung der vorhandenen technischen und juristischen Schnittstelle zwischen öffentlichem Netz und Kunde sowie durch das Prinzip „dezentrale Entscheidung auf Basis zentraler und dezentraler Informationen“ schafft BEMI eine Plattform, auf der Erzeuger und Verbraucher in der Niederspannungsversorgung zur Integration von Erzeugern mit schwankender Verfügbarkeit wesentlich beitragen können.

Abstract

Decentralized electrical generation units (DG units) are connected to the network in Europe with an increasing number and generation capacity. This includes renewable energy sources with fluctuating generation characteristics as well as more controllable generation from biomass and co-generation. Severe problems with grid operation are expected among experts when the share of DG without controllability exceeds approx.



20 to 25 % of the total generation within the power system, so a new strategy for the integration of DG into grid operation will be required. This strategy will include energy management with controllable generators as well as controllable loads. Today, however, this potential in most cases cannot be activated due to lack of standards and missing economical incentives.

In the concept presented in this work the grid connection point is extended by intelligent components to a Bidirectional Energy Management Interface (BEMI). This allows a technically efficient design of an energy management system and avoids fundamental organizational changes to the current grid regime

The concept of decentralized decision based on information from a central control station covers the requirements of the system operator as well as the local customer. Using the same concept the management of a pool of devices, containing BEMI-equipped households as well as other decentralized resources is possible. This is expected to bring additional benefits for both system operators and local customers. Therefore an approach for upscaling the existing BEMI technology is outlined as an outlook.

1 Einführung

Die Einbindung von dezentralen Energieerzeugungsanlagen (DEA) in das Niederspannungsnetz hält unvermindert an, wobei die maximal mögliche Energie, die als Primärenergie zur Wandlung zur Verfügung steht, ins Netz eingespeist wird. Zu welchem Zeitpunkt und in welcher Höhe derzeit die Einspeisung erfolgt, bleibt letztlich dem Betreiber vorbehalten bzw. wird vom Wetter und der Tageszeit bestimmt. Ähnlich gilt das für den Energieverbrauch, d.h. wann und wie viel Energie aus dem Netz bezogen wird, ist nicht reglementiert, solange die Anschlussbedingungen eingehalten werden. Die Netzbetreiber sind wegen fehlender Beobachtbar- und Steuerbarkeit der DEA „blind“ bezüglich der Einspeisung auf der Niederspannungsseite. Den Verbrauch auf der Niederspannungsseite versucht man über Lastkurven zu managen.

Experten sprechen von Netzproblemen, wenn die unreglementierte dezentrale Einspeisung von DEA ca. 20 - 25% der gesamten Energieerzeugung erreicht. Nicht berücksichtigt wurde hier der Anteil des unreglementierten Verbrauchs. Dieses Szenario gilt unter der jetzigen Strategie - „Maximale Energieeinspeisung“, d.h. wenn so weiter verfahren wird.

Die energetische und wirtschaftliche Bedeutung des Stromverbrauchs im Niederspannungsnetz wird darin ersichtlich, dass etwa 50% des Gesamtverbrauchs [1] auf der Niederspannungsseite erfolgt. Gleichzeitig sind hier auch die anzahlmäßig höchsten Zuwachsraten für DEA zu erwarten. Welchen energetischen Anteil diese erreichen wer-



den, ist in Fachkreisen noch strittig. Einig ist man sich aber über das wirtschaftliche Potenzial, welches mit neuen technischen Lösungen erschlossen werden soll.

Das Forschungsprojekt DINAR, gefördert durch das BMU (FKZ 0329900E; FKZ 0329900D) und mit finanzieller Beteiligung von 17 Industriepartnern hat sich das Ziel gesetzt, eine technische und wirtschaftliche Lösung für ein bidirektionales Energiemanagement im Niederspannungsnetz zu finden, wobei Verbrauch und Erzeugung als Einheit betrachtet werden. Allerdings geht man von Seiten der Strategie einen neuen Weg, der sich wesentlich von bisherigen Lösungen unterscheidet. Die zentrale Steuerung (virtuelles Kraftwerk, VK) wird durch eine dezentrale Steuerung ersetzt, bei gleichzeitigem Wegfall der Notwendigkeit einer Online-Kommunikation. An Bedeutung gewinnt der dezentrale Netzanschlusspunkt, der messtechnisch „beobachtet“ wird.

2 Zum Stand der Technik

Derzeit werden Lösungen im Rahmen einer Zielsetzung für den bidirektionalen Energietransfer inkl. des Energiemanagements mit bidirektionaler Kommunikation erarbeitet, die künftig eine neue Strategie - die „Optimierte Energieeinspeisung“ - ermöglichen soll. Die Komplexität solcher Lösungsstrategien erfordert die Berücksichtigung der derzeitigen gravierenden Veränderungen des Strommarktes. Recherchen führten zu folgendem Zwischenergebnis:

2.1 Prognose

Eine wesentliche Voraussetzung für die Netzregelung bei einem hohen Anteil fluktuierender Erzeuger ist zunächst, den schwankenden Verlauf der Einspeisung für das betrachtete Versorgungsgebiet zu ermitteln und zu prognostizieren. Zusammen mit den angemeldeten Fahrplänen von Großverbrauchern und den statistisch bekannten Lastprofilen vieler kleinerer Verbraucher kann damit die zu deckende Restlast ermittelt werden. Für den Bereich der Windkraft existieren dafür bereits Lösungen, die sich in der Praxis bewährt haben [2], für den Bereich der Photovoltaik sind entsprechende Systeme angedacht. Allerdings ändert auch eine sehr gute Prognose nichts daran, dass die verfügbare Leistung zu einem bestimmten Zeitpunkt nicht beeinflussbar ist. Bei sehr hoher Durchdringung kann sich die Situation ergeben, dass die gesamte Einspeisung aus fluktuierender Erzeugung die Netzlast übersteigt. Ohne die Möglichkeit der Energiespeicherung und ohne ein Energiemanagement, das zu einem solchen Zeitpunkt bevorzugt Verbraucher einschaltet und dezentrale bzw. zentrale Erzeuger abschaltet, besteht dann nur die Möglichkeit, die fluktuierenden Erzeuger abzuregeln, was bei diesen allerdings keine Einsparung an Primärenergie erbringt. In der Modellrechnung der DENA-Netzstudie [3] tritt diese Situation für Deutschland das erste Mal zwischen 2015 und



2020 auf, was derzeit die Dringlichkeit entsprechender Maßnahmen im Bereich Energiemanagement und –speicherung verdeutlicht.

2.2 Optionen

Durch Ausgleichseffekte innerhalb eines großen geographischen Gebietes sowie zwischen unterschiedlichen Erzeugungsarten wie Windkraft und Photovoltaik vergleichmäßig sich die Summe der Einspeisung fluktuierender Erzeuger. Dadurch lassen sich Einsparungen an Speicher- und Regelaufwand erzielen. Wenn entsprechende Leitungskapazitäten über große Entfernungen installiert werden, z.B. HGÜ-Systeme, ist eine Übertragung auch über große Strecken in der Regel kostengünstiger als eine lokale Speicherung [4]. Allerdings zeigt die Erfahrung, dass der Bau von Hochspannungsfreileitungen gegenwärtig mit erheblichen Widerständen aus der Bevölkerung verbunden ist. Neben den bereits erwähnten Möglichkeiten der Energiespeicherung und des Energiemanagements ist also auch die Verteilung fluktuierender Erzeuger über ein großes geographisches Gebiet, verbunden mit einer elektrischen Energieübertragung über große Entfernungen eine Möglichkeit, die zur Regelung eines Netzes mit hohem Anteil fluktuierender Erzeuger beitragen kann.

Die Speicherung und Übertragung elektrischer Energie ist immer mit Verlusten verbunden. Um die erzeugte elektrische Energie möglichst effizient zu nutzen, sollten vor dem Einsatz von Speichern daher zunächst die Potenziale des Energiemanagements ausgeschöpft werden, die eine Verschiebung des Verbrauchs in die Zeiten erlauben, in denen die Einspeisung durch fluktuierende Erzeuger hoch ist. Allerdings lassen sich durch Energiemanagement i.d.R. nur Lastverschiebungen von wenigen Stunden bis maximal wenigen Tagen erreichen, weshalb zum saisonalen Ausgleich der Leistung fluktuierender Erzeuger zusätzliche Maßnahmen notwendig sein werden. Bei einem fortschreitenden Ausbau dieser Erzeuger ist aber damit zu rechnen, dass der saisonale Ausgleich zunächst durch einen entsprechenden Betrieb der weiterhin vorhandenen konventionellen Kraftwerke erreicht wird, was allerdings deren Wirtschaftlichkeit mindert. Auch der saisonale Betrieb bestimmter großindustrieller Anlagen, deren Produkte sich besser speichern und transportieren lassen als elektrische Energie, ist denkbar. Dafür kämen z.B. die Aluminiumproduktion und die Chlor-Alkali-Elektrolyse in Frage. Das setzt allerdings voraus, dass entsprechende chemische Industrieanlagen mit erhöhter Kapazität aufgebaut werden. Kurz- bis mittelfristig betrachtet sollten aber, wie bereits erwähnt, aus Effizienzgründen die Potenziale des Energiemanagements ausgeschöpft werden, ohne den langfristigen Bedarf an Speichern und ggf. großräumiger Übertragung zu vernachlässigen.



2.3 Energiemanagement

Energiemanagement wird im industriellen Bereich schon seit langem eingesetzt. Gegenwärtig werden in diesem Bereich sogar Potenziale der Regelenergiebereitstellung erschlossen [5]. Die technischen und wirtschaftlichen Voraussetzungen für die Aktivierung dieses Potenzials sind gegeben. Im Gegensatz dazu ist das Potenzial zum Energiemanagement im Bereich von Privathaushalten und Kleingewerbe, mit Ausnahme der Nutzung von Rundsteuersignalen, bisher nicht erschlossen. Gerade dort kann das Management von Lasten und Kraftwärmekopplungsanlagen (KWK) noch beträchtlich zur Netzregelung und Erbringung von Systemdienstleistungen beitragen. Das ist insbesondere vor dem Hintergrund zu sehen, dass ca. 50% des elektrischen Energieverbrauchs in Deutschland in der Niederspannungsebene stattfindet [6], [7].

Die Einbeziehung der gewaltigen Zahl von Einzelanlagen in der Niederspannungsversorgung bei jeweils unabhängigen Kunden erfordert ein effizientes Kommunikations- und Handelssystem zwischen den Marktteilnehmern des liberalisierten Strommarktes (Abb. 1). Da sich die Stromkosten in Abhängigkeit von Nachfrage und eingesetzten Erzeugungsanlagen dynamisch ändern, sind Strompreise, welche den variablen Grenzkosten der Stromerzeugung entsprechen, aus alloktionstheoretischer Sichtweise volkswirtschaftlich effizient. Das gilt grundsätzlich auch für die Niederspannungsversorgung. Da sich die Reaktion der Kunden innerhalb eines Versorgungsgebietes auf variable Strompreise sehr genau prognostizieren lässt, stellt ein variabler Tarif für Netzbetreiber und Energieanbieter ein verlässliches, für den Kunden transparentes und flexibles Instrument zur Beeinflussung der Nachfrage dar.

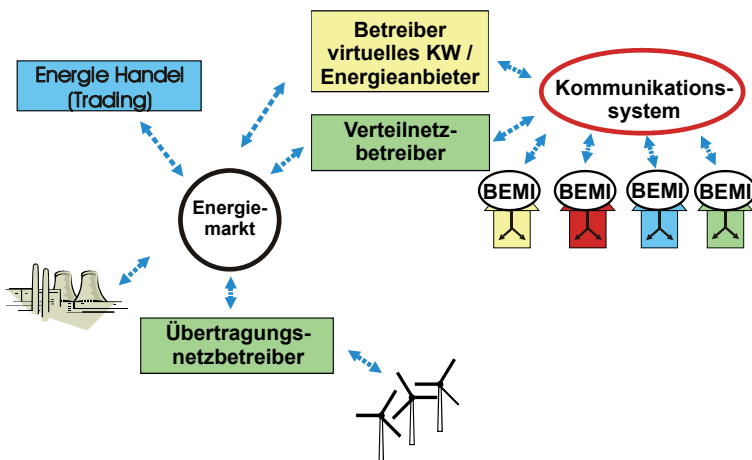


Abbildung 1: Kommunikation und Handel im liberalisierten Strommarkt mit Integration verteilter Erzeugung

3 Lösungsansatz und Realisierung

3.1 Multifunktionale Kommunikation [8]

Die Realisierung von Energiemanagement erfordert Kommunikationslösungen. Das betrifft einerseits die Übermittlung von Vorgaben und Zählerdaten zwischen der übergeordneten Ebene und den bei den Kunden installierten BEMI und andererseits die Anbindung der einzelnen Geräte, die im Rahmen des Energiemanagements durch das BEMI geschaltet werden. Das Energiemanagement ist darauf ausgerichtet, auf elektrische Verbraucher und Erzeuger im Niederspannungsnetz steuernd einzuwirken und ist daher eng verknüpft mit der Frage der Gebäudeautomatisierung. In vielen Gebäuden 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 bestimmte Anwendungsfelder bleiben auf Grund der Kostensituation ungenutzt, obwohl technisch eine Erschließung mit relativ wenig Aufwand möglich wäre.



Abbildung 2: Realisierung des BEMI im Testbetrieb

Die weitaus größte Verbreitung haben aber Kommunikationseinrichtungen erreicht, die bisher weitgehend unabhängig von der Energieversorgung betrachtet wurden, nämlich im Bereich der Telekommunikation, Internet und EDV-Vernetzung, während die Gebäudeautomatisierung im Bereich von Privathaushalten und Kleingewerbe bisher keine derartig weitreichende Verbreitung gefunden hat. Zunehmend wird aber eine Konvergenz der EDV-orientierten Gebäudevernetzung und der klassischen Gebäudeautomatisierung angestrebt. Durch die Mitnutzung von Kommunikationssystemen aus dem Bereich der Sprach- und Datenübertragung zu Zwecken der Netzregelung ist eine kostengünstige Anbindung der Verbraucher und Erzeugungsanlagen möglich, beson-



ders, wenn ein Breitband-Internet-anschluss mit Standleitungscharakter bereits vorhanden ist. Um die für das Energiemanagement notwendige Kommunikation über einen grundsätzlich unsicheren Kommunikationskanal wie das Internet durchzuführen, kann mittels entsprechender Verschlüsselungs- und Signierungstechnologien eine sichere Verbindung geschaffen werden.

3.2 BEMI als Erweiterung der bestehenden Installation am Netzanschlusspunkt

Schon heute ist der Netzanschlusspunkt, der durch den Zählerschrank gegeben ist, als technische und juristische Grenze zwischen dem öffentlichen Netz und dem Gebäudenetz definiert. Diese Grenze bleibt im Konzept des BEMI erhalten und wird durch eine intelligente Kommunikationsschnittstelle erweitert. In der technischen Realisierung ersetzt das BEMI den konventionellen Zählerschrank im Hausanschluss durch eine Erweiterung um wesentliche intelligente Komponenten (Abb. 2). Auf diese Weise können Rechnerkern, Erzeugungs-/ Lastgang-Zähler, Netzüberwachung und Kommunikationsschnittstellen direkt am Netzanschlusspunkt integriert werden. Die Energieanbieter und Verteilnetzbetreiber, die am Energiemanagement beteiligt sind, erhalten dann im Rahmen ihrer vertraglichen Rechte Zugriff auf das BEMI. Durch die Beibehaltung der bereits vorhandenen technischen und juristischen Schnittstelle werden einfache Vertragsstrukturen für den Strom- bzw. Netzkunden möglich.

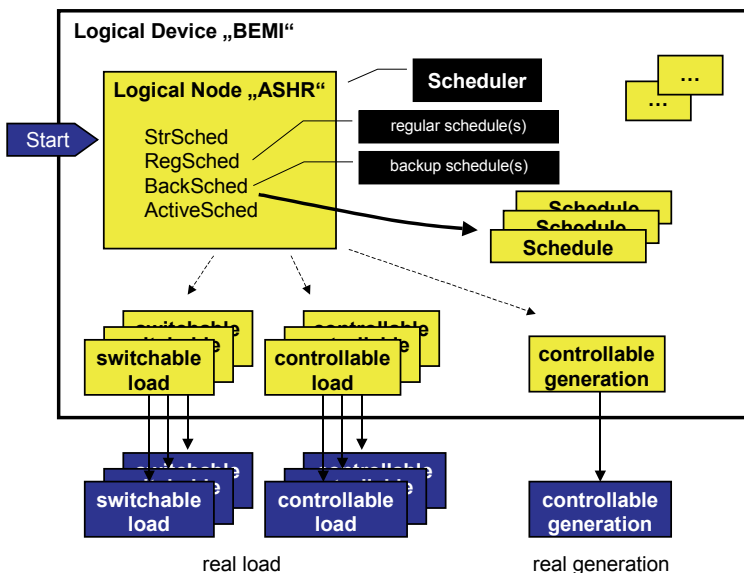


Abbildung 3: Datenmodelle des BEMI nach IEC 61850

3.3 Standardisierung als Voraussetzung zur technischen und wirtschaftlichen Machbarkeit

Für eine kostengünstige Kommunikation sind Standards entscheidend, die für eine einheitliche Sprache bei den Kommunikationspartnern sorgen. Auf diese Weise wird der Aufwand für individuelle Entwicklungslösungen und Anlagenplanung auf ein Minimum reduziert. Das BEMI kommuniziert einerseits bidirektional mit der Leitstelle des Energieanbieters auf Grundlage von Kommunikationsprotokollen nach IEC 61850, die von der IEC als „seamless Telecontrol Communication Architecture“ für die zukünftige Kommunikation in der Energieversorgung präferiert sind (Abb. 3) .

Andererseits kommuniziert das BEMI mit den Lasten und Erzeugern über bekannte standardisierte Schnittstellen wie z.B. EIB, CAN. Damit wird eine offene Kommunikationsstruktur entwickelt (Abb. 4).

Basierend auf den Web-Services für den Normenkomplex der IEC 61850 entsteht ein Standard, der alle Kommunikationsschichten umfasst und sich auf jedem Gerät, das über einen TCP/IP-Stack verfügt, problemlos realisieren lässt.

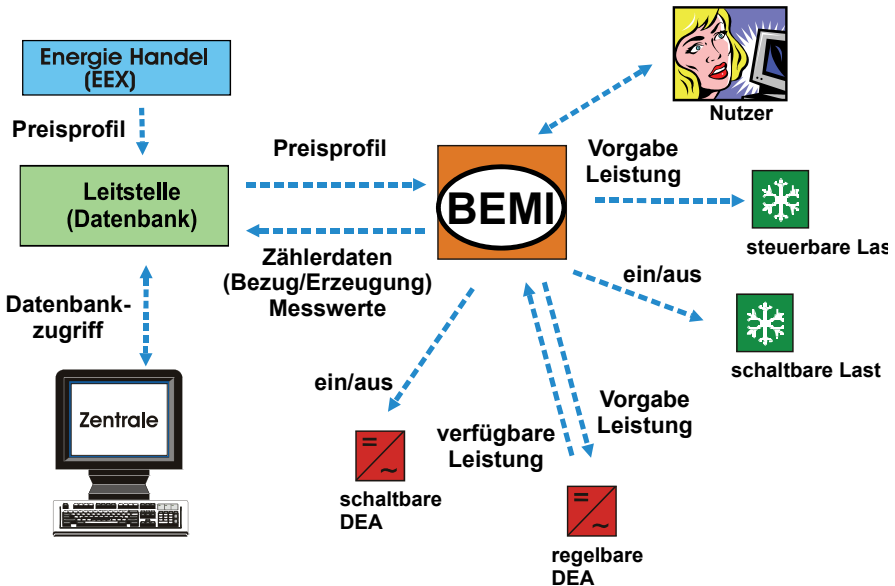


Abbildung 4: Kommunikationsstruktur für Energiemanagement mit BEMI



3.4 Technische Umsetzung

Der Rechnerkern des BEMI [10] bildet die dezentrale Intelligenz. Dieser empfängt von einer zentralen Leitstelle bestimmte Informationen, i.d.R. das Preisprofil für den Folgetag. Auf Basis dieser Information berechnet dann der Optimierer im Rechnerkern den optimalen Einsatzplan für alle angeschlossenen Geräte. Dazu muss für jeden Gerätetyp, der in das Energiemanagement einbezogen ist, ein entsprechender Managementalgorithmus entwickelt werden. Solche Geräte sind z.B. Kühl- und Gefriergeräte, Elektroheizungen, Warmwasserboiler, Klimaanlage, Waschmaschinen, Trockner, Spülmaschinen und KWK-Anlagen, zukünftig aber auch Systeme mit Batteriespeicher wie unterbrechungsfreie Stromversorgungen (USV), Elektrofahrzeuge, die am Gebäude aufgeladen werden und PV-Wechselrichter, die mit einem Batteriespeicher ausgerüstet sind. Dabei sind drei grundsätzliche Typen von Geräten zu unterscheiden:

- Geräte mit einem Wärme-, Kälte- oder Batteriespeicher, dessen Ladezustand (State of Charge, SOC) in einem definierten Bereich gehalten werden muss
- Geräte, die nach dem Start ein festes Programm abarbeiten (z.B. Waschmaschine)
- Geräte, die bei hohem Strompreis abgeregelt werden können, aber sonst kein Management erlauben (z.B. eine dimmbare Beleuchtung)

Die Algorithmen müssen außerdem so ausgelegt sein, dass bei einer Tarifänderung im Netz kein Lawineneffekt auftritt, insbesondere durch gleichzeitiges Schalten einer großen Anzahl von Geräten. Das kann durch eine geringfügige zufällige Verschiebung der Schalthandlungen geschehen [9]. Außerdem erhalten i.d.R. nicht alle Kunden exakt die gleichen Tarifprofile, sondern diese werden so variiert, dass die Gesamtheit aller beteiligten Kunden auf Grund der individuellen Reaktionen ein vorgegebenes Leistungsprofil im Rahmen der üblichen Prognoseunsicherheit einhält.

Der Optimierer entscheidet unter Berücksichtigung der Bedürfnisse der Nutzer des Gebäudes und der Parameter der angeschlossenen Erzeuger und Verbraucher. Dieser kann vom Anschlussbetreiber nach Bedarf modifiziert / aktualisiert werden. Auf diese Weise entscheidet das BEMI dezentral auf Basis der Last-/Erzeugerprofile, dezentraler Informationen vom Netzanschlusspunkt und zentraler Informationen von der Leitstelle. Es ist keine Online-Kommunikation, wie bei einer zentralen Entscheidungsstrategie, erforderlich, wodurch die Kommunikationskosten reduziert werden können.

Ein Lastgangzähler erfasst die verbrauchten und erzeugten Leistungsflüsse, archiviert diese und transferiert die Messwerte über die vereinbarten Kommunikationswege (gemäß Eichvorschrift) zu einem Bedienterminal bzw. zur Leitstelle. Die Lastgangerfassung ist entscheidend dafür, dass auch im liberalisierten Strommarkt der optimierte zeitliche

Einsatz der Geräte abgerechnet und vergütet werden kann, was wiederum Voraussetzung für einen wirtschaftlichen Betrieb des Systems ist.

Über ein Bediendisplay kann der Kunde Informationen abfragen und Modifikationen an Einsatzplänen und Parametern vornehmen. Der Einsatz eines handelsüblichen PDA mit WLAN-Unterstützung erlaubt eine sehr komfortable Steuerung der Anlage. Das vom BEMI zur Verfügung gestellte Web-Interface kann über das Internet auch für Ferneingriffe genutzt werden. Neben der lokalen Überwachung und Steuerung müssen natürlich auch Verbrauchs- und Erzeugungsdaten für die Abrechnung und Messwerte für die Netzüberwachung auf einen zentralen Server übertragen und dort dargestellt werden. Diese Funktion wird gegenwärtig auf einem Linux-basierten Server mit Open-Source-Komponenten realisiert. Auch hier dient ein Web-Interface zur Abfrage der Reporting-Funktionen des Servers (Abb. 5).

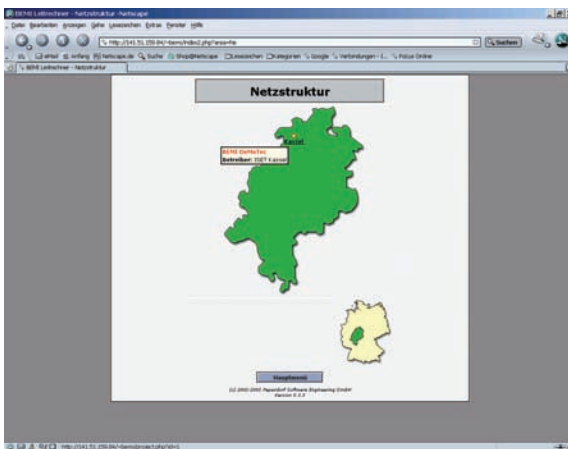


Abbildung 5: Auswahl eines BEMI im zentralen Leitserver per Web-Interface

Die durch den modularen Aufbau des BEMI ermöglichte Erweiterung um weitere Aufgaben ist ein Beispiel für die Flexibilität des Systems. So ist es möglich, zugleich ein Monitoring einer angeschlossenen PV-Anlage zu realisieren, das über das Web-Interface von jedem Internetanschluss aus passwortgeschützt zugreifbar ist. Eine Netzüberwachungseinrichtung (BiSi) [12], welche die Inselnetzerkennung für angeschlossene Erzeuger realisieren kann, ist Bestandteil des BEMI. Diese Netzüberwachung ermöglicht weitere Anwendungen wie ein frequenzgesteuertes Energiemanagement für die Notfallversorgung eines lokalen Inselnetzes. Wie bereits im Bereich der Windkraft üblich, kann es in Zukunft auch bei PV-Anlagen notwendig werden, die Möglichkeit einer Abregelung vorzusehen, wenn sonst im übergeordneten Netz eine Überlastung auftritt [11]. Wenn dies nur in wenigen Stunden im Jahr der Fall ist, stellt eine Abregelung keine wesentliche Beeinträchtigung der Wirtschaftlichkeit dar. Auch für diese Funktion ist das BEMI als Kommunikations- und Überwachungsschnittstelle einsetzbar.

Durch den modularen Aufbau des BEMI kann dieses nach Bedarf für weitere Aufgaben befähigt werden. So ist es möglich, zugleich ein Monitoring einer angeschlossenen PV-Anlage zu realisieren, das über das Web-Interface von jedem Internetanschluss aus passwortgeschützt zugreifbar ist. Eine Netzüberwachungseinrichtung (BiSi) [12], welche die Inselnetzerkennung für angeschlossene Erzeuger realisieren kann, ist Bestandteil des BEMI. Diese Netzüberwachung ermöglicht wei-



3.5 Weiterentwicklung

Im November 2005 wurde eine erste Implementierung des BEMI in Betrieb genommen und vorgestellt. Im Rahmen des Testbetriebs wurden einige zusätzliche Anforderungen festgestellt, die für den praktischen Einsatz in Privathaushalten benötigt werden. Diese wurden im Rahmen einer zweiten Implementierung im Juni 2006 umgesetzt und werden seitdem kontinuierlich getestet und weiterentwickelt:

- Automatische Schätzung von Geräteparametern (Leistung, Fähigkeit zur Speicherung von Wärme/Kälte)
- Kabellose Anbindung der gemanagten Geräte per WLAN
- Erweiterung des Algorithmus für Geräte mit thermischen Speichern: Einbeziehung der Kosten für Schaltvorgänge
- Reduktion von Schaltvorgängen durch Teillastbetrieb
- Übermittlung einer Prognose der Außentemperatur von der Zentrale
- Berechnung von Tarifen abweichend vom Spotmarktpreis der EEX durch die Leitstelle, um Lawineneffekte etc. zu vermeiden
- Möglichkeit der Freischaltung des Gebäudes vom öffentlichen Netz für Inselversorgung
- Summenmessung des Leistungsflusses zum Netz für die Abrechnung
- Nutzerkonten mit unterschiedlichen Schreib-/ Leserechten
- Logging-Funktion aller wichtiger Größen des Energiemanagements (Verlauf Speicherzustand und Planung, Planungsdaten der zentralen Leitstelle, Parameterschätzung, Ereignisse wie Neuberechnung der Optimierung)

3.6 Betriebsergebnisse

Voraussetzung für die Entwicklung und den Test des Systems ist eine Aufzeichnung und geeignete Auswertung aller für das Energiemanagement relevanten Daten. In Abb. 6 ist ein Ausschnitt einer entsprechenden Auswertung für ein Kühlgerät gezeigt. Es ist zu erkennen, dass der SOC des Geräts, der sich durch die aktuelle Temperatur des Kühlguts definiert, je nach Betrieb des Geräts schwankt. Wenn das Gerät läuft (negative Leistung), nimmt die Temperatur des Kühlguts ab und entsprechend steigt der SOC. Das Energiemanagement sorgt in dem gezeigten Fall dafür, dass ein Einschalten des Geräts zur Zeit des höchsten Strompreises vermieden wird. In dieser Zeit wird die Temperatur durch Entladung des Kältespeichers im zulässigen Bereich gehalten, so dass sich der SOC verringert. Das Bild zeigt eine gute Übereinstimmung zwischen geplantem (prognostiziertem) und gemessenen SOC. Nach dem längeren

(prognostiziertem) und gemessenen SOC. Nach dem längeren Erwärmungsvorgang ohne Einschalten trat in diesem Test jedoch eine Abweichung zwischen geplantem und gemessenem SOC auf, weshalb das System automatisch eine Nachoptimierung des Fahrplans durchführte. Zugleich kann der Entwickler an Hand dieser Abweichung den Entwicklungsbedarf für eine weitere Verbesserung der SOC-Prognose eines solchen Gerätetyps erkennen.

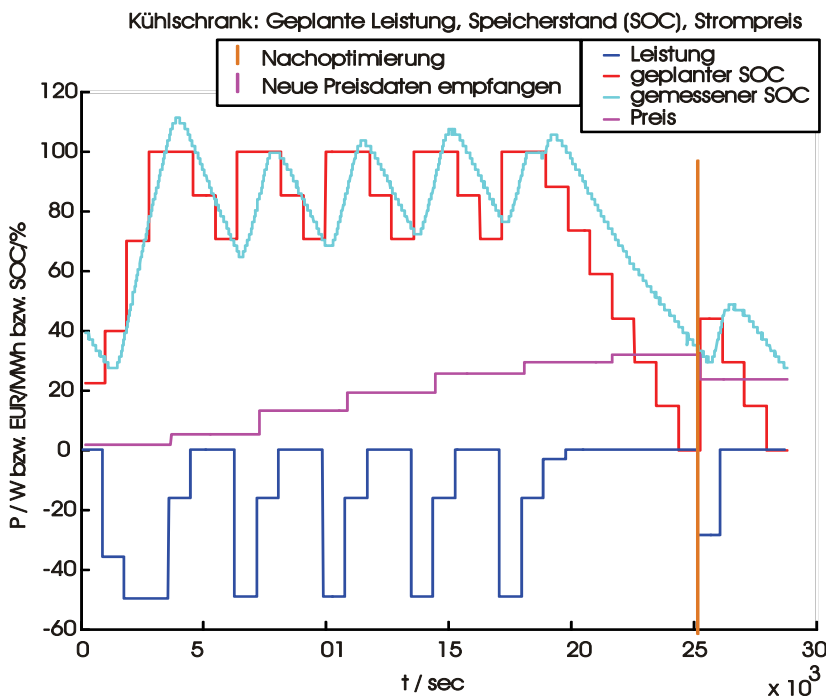


Abbildung 6: Management eines Kühlgeräts in Abhängigkeit des Strompreises

4 Zusammenfassung und Ausblick

Durch die Erweiterung der vorhandenen technischen und juristischen Schnittstelle zwischen öffentlichem Netz und Kunde mit intelligenten Komponenten sowie durch das Prinzip der dezentralen Entscheidung auf Basis zentraler und dezentraler Information



schaft das BEMI eine Plattform, mit der Erzeuger und Verbraucher im Niederspannungsnetz wesentlich zur Integration dargebotsabhängiger Energien beitragen können. Die Leistungsfähigkeit des BEMI wird durch die vorgestellten Laboraufbauten demonstriert und im Testbetrieb weiterentwickelt.

Unter Verwendung der existierenden BEMI-Technologie wird zur Zeit auch das Management eines dezentralen Anlagenpools untersucht, der sowohl mit BEMI ausgestattete Haushalte und gewerbliche oder industrielle Betriebe als auch größere dezentrale Erzeugungsanlagen (DEA) umfasst. Das Konzept der dezentralen Entscheidung auf Grund zentraler und dezentraler Information soll hierbei als Grundprinzip beibehalten werden. Im Unterschied zur bisherigen Implementierung sollen die BEMI jedoch eine aktivere Rolle einnehmen und einer übergeordneten Einheit - dem „pool-BEMI“¹ - Angebote machen oder Informationen über freie Ressourcen, beispielsweise zur Verfügung stehendes Erzeugungs- oder Lastverschiebungspotenzial, liefern. Diese Angebote und Informationen kann das BEMI etwa durch die Kenntnis von Eigenschaften der vorhandenen Geräte sowie die Auswertung des lokalen Kundenverhaltens und der Reaktion des Kunden auf vergangene Tarifsignale aufstellen. Das „pool-BEMI“ fungiert als Manager für den gesamten Anlagenpool und steht an Stelle der bisherigen Leitstelle. Es entscheidet über die Annahme von Angeboten des BEMI und aktiviert freie Ressourcen mit Hilfe von Preissignalen. Es greift, wie die bisherige Leitstelle, auf zentrale Informationen der EEX zu und stellt Information in Form eines Tarifsignals für die BEMI zur Verfügung. Zusätzlich kann das „pool-BEMI“ in Verbindung mit dem Verteilnetzbetreiber stehen und diesem Mess- und Systemdienstleistungen zur Verfügung stellen, die beispielsweise zur kontrollierten Umverteilung von Einspeiseleistung im Fall einer drohenden Netzüberlast genutzt werden können („Netzsicherheitsmanagement“ [11]). Auch verteilte Erzeuger wie Photovoltaik- oder Windkraftanlagen, können – ausgestattet mit BEMI-ähnlicher dezentraler Intelligenz – als aktive Einheiten in das System eingebunden werden. Damit kann das „pool-BEMI“ auch Fernwartungs- und Diagnosefunktionen für die dezentralen Anlagen unterstützen.

Im Vergleich zum Verhältnis zwischen BEMI und Leitstelle in der bisherigen Implementierung wird zwischen BEMI und „pool-BEMI“ für die Übertragung von Angeboten zusätzlicher bidirektionaler Datenaustausch nötig sein. Ein kritischer Punkt für die wirtschaftliche Umsetzbarkeit des Systems ist die Gestaltung der entsprechenden Kommunikationstechnik. Dazu sollen die bisher entwickelten standardisierten Protokolle weiter verwendet und gegebenenfalls ergänzt werden. Weiterhin ist es aus wirtschaftlichen Gründen wichtig, die im Normalbetrieb benötigte Kommunikation auf ein Minimum zu beschränken. Das kann dadurch erreicht werden, dass die bekannte tägliche Übermitt-

¹ derzeitiger Arbeitstitel



lung von Tarifsignalen im Normalbetrieb beibehalten wird und nur in besonderen Fällen – z.B. der Anforderung von Regelenergie – das „pool-BEMI“ Angebote oder Informationen über freie Ressourcen von den BEMI anfordert. Das Kommunikationssystem muss schnell und sicher genug sein, um die Anforderungen an eine sichere Betriebsführung auch in kritischen Fällen zu erfüllen. In Fällen, die den sicheren Netzbetrieb gefährden – beispielsweise die Überlastung von Leitungen durch ungünstige Einspeisungsverhältnisse bei Schwachlast – müssen hoch priorisierte Meldungen verschickt werden können, die im bestehenden System bereits als „drohende Havariemittelungen“ vorgesehen sind.

Durch die Verwendung und Hochskalierung erprobter BEMI-Technologie und die Erweiterung um ein „pool-BEMI“ soll, ähnlich zum derzeitigen Management von Geräten im Bereich eines Haushalts, das Management eines Pools von BEMI und DEA ermöglicht werden, die im Bereich einer Siedlung oder eines Dorfes verteilt sind. Dabei bleibt das Konzept konform zum liberalisierten Markt, weil die gepoolten Geräte unabhängig von der Lage ihres Netzanschlusspunktes am Pool teilnehmen können. Wegen des Prinzips der dezentralen Entscheidung gibt es im Unterschied zu den zentral geführten Virtuellen Kraftwerken (VK) keinen „single point of failure“. Außerdem wird das System dadurch unempfindlicher gegen Störungen im Bereich der Kommunikationstechnik, die in ihrer Komplexität bereits heute mit dem Elektrischen Netz vergleichbar ist und einen Schlüsselfaktor für die Robustheit des Gesamtsystems darstellt. Damit und durch einen möglichen Inselnetzbetrieb wird das Potenzial eröffnet, die Versorgungszuverlässigkeit weiter zu erhöhen. Die Gefahr von Stromausfällen durch Störungen im übergeordneten elektrischen Netz, wie im November 2005 im Münsterland, kann so entschärft werden.

Literatur

- [1] C. Bendel, D. Nestle: Energieerzeugung im Niederspannungsnetz – technische und wirtschaftliche Entwicklungslösungen, Zehntes Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik, 11/2005
- [2] C. Ensslin, N. Ovsianiko-Koulikowsky, J. Oyarzabal, C. Roggatz, Y.-M. Saint-Drenan, U. Spänel: Integration of Wind Power into Power System Operation – Prediction Tools and Operator Training, Zehntes Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik, 11/2005
- [3] Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020, Studie im Auftrag der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena), 02/2005



- [4] Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Institut für Technische Thermodynamik, Institut für Energie- und Umweltforschung (ifeu), Wuppertal Institut für Klima, Umwelt und Energie: Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland, Forschungsvorhaben im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, FKZ 901 41 803, 2004
- [5] H. Armbrüster: Neue Chancen durch Regelenergiemärkte, Zehntes Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik, 11/2005
- [6] C. Bendel, D. Nestle: Bidirectional Energy Management Interface (BEMI) for technical and economical integration of DER in the low voltage grid – common technical and legal interface for energy, 20th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Barcelona, 2005
- [7] C. Bendel, D. Nestle: Decentralized Electrical Power Generators in the Low Voltage Grid – Development of a Technical and Economical Integration Strategy, International Journal of Distributed Energy Resources, 01/2005, S. 63-70
- [8] D. Nestle, C. Hardt, T.Loh, V. Schlebusch: Multifunktionale Kommunikation im Niederspannungsnetz, Tagungsband 8. Kassler Symposium Energie-Systemtechnik, 11/2003
- [9] P. Taylor, D. Rollinson, I. Williamson: Self Tuning Intelligent Load Control for the Stable and Efficient Integration of Wind into Stand Alone Electrical Power Systems, Global Windpower Paris, 04/2002, http://www.mini-grid.com/global_w_power2002.pdf
- [10] Patentanmeldung EP 1 339 153, „Einrichtung zum Anschluss eines Gebäudes oder dgl. an ein elektrisches Niederspannungsnetz“, Priorität: 19.02.2002, Offenlegung: 27.08.2003
- [11] P.D. Gorgas: Netzsicherheitsmanagement im Verteilnetz, Zehntes Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik, 11/2005
- [12] Patentanmeldung EP 1 340 988 A3, „Verfahren und Vorrichtung zur Messung der Impedanz eines elektrischen Energieversorgungsnetzes“, Priorität: 19.02.2002, Offenlegung: 02.10.2003



Die Rolle der Informationssysteme in virtuellen Kraftwerken

F.Schlögl, Dr. K. Rohrig, K.Biermann¹, T. Frank² K. Rudion³

Institut für Solare Energieversorgungstechnik e.V. (ISET)

Königstor 59, 34119 Kassel

Tel.: 0561 94-368, Fax: 0561 7294-260

e-mail: fschloegl@iset.uni-kassel.de

¹Deutscher Wetterdienst

Bernhard-Nocht-Str. 76, 22359 Hamburg

Tel.: 040-6690-1635, Fax: 040-6690 1639

e-mail: kai.biermann@dwd.de

²Envidatec GmbH

Veritaskai 3, 21079 Hamburg

Tel.: 040-300 85 7-0-70, Fax: 040-300857-70

e-mail: thomas.frank@envidatec.com

³Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg

Universitätsplatz 2, 39106 Magdeburg

Tel.: 0391 67 18 295, Fax: 0391 67 12 408

e-mail: krzysztof.rudion@et.uni-magdeburg.de

Zusammenfassung

Die wachsende Durchdringung des Energieversorgungssystems mit Informations- und Kommunikationstechnik und die Zunahme verteilter Erzeugung erzeugt ein Überangebot an Informationen. Dies stellt neue Herausforderungen an Informationssysteme. Die Aufgaben der Informationssysteme ist es den Anwender mit den für seine Tätigkeit relevanten Informationen zu versorgen.

Virtuelle Kraftwerke dienen dazu kleine dezentrale Erzeuger zu einem zentralgesteuerten Kraftwerk zusammenzufassen. Ein entscheidender Bestandteil eines solchen Kraftwerks ist das Informationssystem



Um eine effiziente Entwicklung von IS zu ermöglichen ist es notwendig die gegenwärtige Vielfalt an Datenformaten durch einige wenige Standards zu ersetzen.

Prognosen sind ein wichtiger Bestandteil des Informationssystems. Um die virtuellen Kraftwerke der Zukunft effektiv steuern zu können ist eine ständige Verbesserung der Prognosegüte notwendig.

Abstract

Increasing penetration of electricity supply systems with information and communication technologies in combination with a growing share of distributed generation creates an abundance of information. The new challenge to information systems is to provide the user with relevant information.

A virtual power plant is a cluster of distributed generation installations which are collectively run by a central control entity. A most essential part of a virtual power plant is the information system.

For an efficient development of information systems it is necessary to replace the existing diversity of data formats with some few standards.

Forecasts are an important component of the information system. In order to be able to control future virtual power plants it is necessary to improve the accuracy of forecasts constantly.

1 Einleitung

Durch die rasanten Fortschritte der Informations- und Kommunikationstechniken (IKT) in Verbindung mit der ständigen Zunahme von dezentralen Erzeugern steht in der Energiewirtschaft ein immer größeres Angebot an Information zu Verfügung.

In Zukunft wird die Durchdringung des Niederspannungsbereichs mit IKT ein Maß erreichen, wie wir es heute in der Mittel- und Hochspannungsebene kennen. Durch eine zukünftige Standardisierung wird diese Durchdringung noch gefördert, da es dann möglich ist preisgünstigere Produkte zu entwickeln, die einen größeren Kundenkreis adressieren. Darüber hinaus entstehen neue Strukturen z. B. Zwischenknoten im Informationssystem, wie virtuelle Kraftwerke sie darstellen.

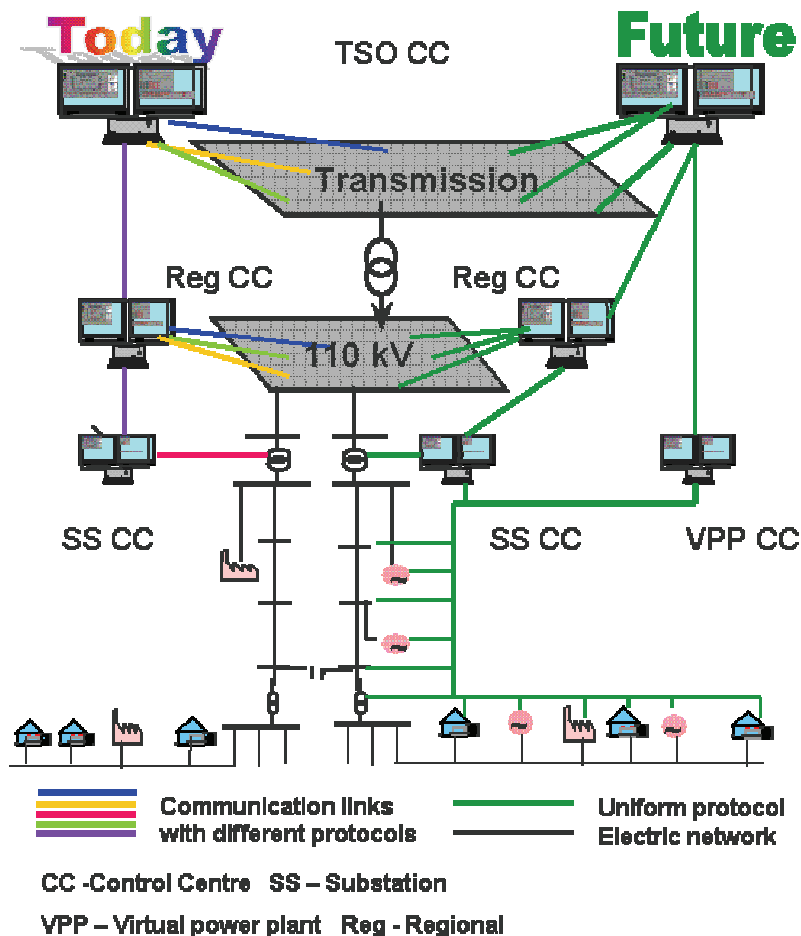


Abb. 1: Durchdringung des Energieversorgungssystems mit IKT Heute und in Zukunft (Quelle: Buchholz/Siemens)

Gleichzeitig müssen aber, aufgrund des Kostendruckes, aber auch weil es immer schwieriger wird qualifiziertes Personal zu finden, möglichst wenige Personen die anfallenden Aufgaben ausführen.

Die Herausforderung besteht darin, aus diesem Überfluss an Daten die für den Anwender relevante Information zu extrahieren. Dabei ist zu berücksichtigen, dass der Anwender je nachdem, welche Rolle er spielt, unterschiedliche Anforderungen an Inhalt und Form der dargestellten Information stellt.



Neben der Optimierung der Datenflüsse ist es wichtig eine höchstmögliche Flexibilität in technischer und organisatorischer Hinsicht zu erzielen um zu gewährleisten, dass sich das System an die beständigen Veränderungen auf technischer Ebene, wie z. B. die Entwicklung neuer Messvorrichtungen als auch auf organisatorischer Ebene, wie z. B. der Einführung neuer Marktregeln, anpassen kann.

2 Erläuterung verwendeter Begriffe

Um den Bereich mit den wir uns hier befassen wollen einzugrenzen, ist es zunächst notwendig einige zentrale Begriffe näher zu erläutern.

2.1 Informationsmanagement (IM)

In der Literatur finden sich zahlreiche Definitionen des Begriffes Informationsmanagement. Im folgenden soll eine Definition, die aus der Wirtschaftsinformatik stammt vorgestellt werden (nach /Krcmar 2005/):

Nach dieser Definition besteht das IM aus drei Schichten, in der Grafik (Abb. 2) auf der rechten Seite dargestellt. Die oberste Schicht, Informationswirtschaft, betrachtet Information als Ressource. Sie befasst sich mit Organisation, Planung und Kontrolle von Informationsbedarf und seine Deckung durch das Informationsangebot.

In der zweiten Schicht, Informationssysteme, geht es um das Management von Daten und Prozessen. Die Planung, Organisation und Überwachung des Anwendungslebenszykluses der Daten sind hier zentrale Aufgabe.

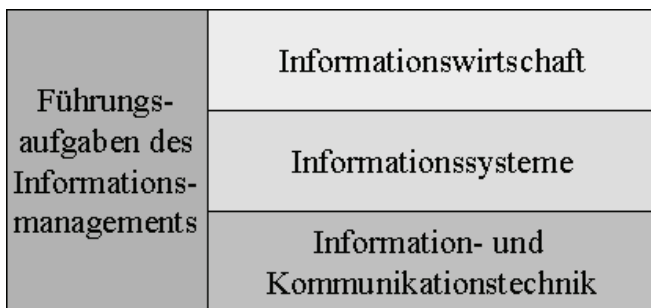


Abb. 2: Das Informationsmanagement nach Krcmar

Die dritte Schicht, Informations- und Kommunikationstechnik, befasst sich schließlich mit den technischen Aspekten des IM. Die Speicherung, Verarbeitung und Übertragung der Daten wird hier behandelt.



Wie man sieht handelt es sich beim IM um ein sehr umfassenden Begriff. Es ist deshalb notwendig, sich auf einige Teilaspekte zu konzentrieren ohne dabei den Gesamtzusammenhang aus dem Auge zu verlieren. In den folgenden Kapiteln werden diese Teilbereiche näher vorgestellt.

2.2 Informationssysteme (IS)

Informationssysteme sind soziotechnische Systeme, die aus Teilsystemen für optimale Bereitstellung von Information und (technischer) Kommunikation dienen (/Krcmar 2005/), d. h. es handelt sich um ein System von Menschen und Technologien.

Nicht alle Information, die im realen System vorhanden ist, gelangt auch in das IS. Dazu gehört offensichtlich Information, die gar nicht erst technisch erfasst wird aber auch Daten, die zwar erfasst werden aber nicht in das IS gelangen weil sie als nicht relevant betrachtet werden oder aus Gründen beschränkter Bandbreite oder Speicherkapazitäten gar nicht erst übertragen werden. So werden Zeitreihen hochaufgelöst (z. B. im Bereich von 10 Hz) vom Messaufnehmer aufgenommen, die Übertragung dieser Datenmenge ist aber für die meisten Anwendungen nicht notwendig, man beschränkt sich z. B. auf die in der Energiewirtschaft üblichen 15 min-Werte. Auf diese Weise geht die zusätzliche Information aus der hochaufgelösten Zeitreihe auf dem Weg ins IS verloren.

Neben dem Datentransfer bilden auch Datenformate eine Beschränkung, was die Auswahl der Daten angeht, die in das IS gelangen. Sieht das gewählte Datenformat keine Felder für bestimmte Datenarten zu, können diese auch nicht übertragen werden.

Zusammenfassen kann man sagen, dass nur die Daten in das IS gelangen, die vom Datenmodell, dem Datenformat und dem Übertragungsweg vorgesehen sind (nach /Panyr 1986/).

Das Spezielle am Falle der IKT in Energieversorgungssystemen ist, dass es sich bei der Wissensbasis nicht nur um die Daten, die "vor Ort", im gewöhnlichen Falle in der Datenbank des IS, gespeichert werden, sondern auch um Information, die online zugänglich ist, handelt.

2.3 Primär- Sekundärinformation

Unter Primärdaten oder Rohdaten versteht man die Daten, die unmittelbar durch Datenerhebung gewonnen werden. Im Gegensatz dazu stehen Sekundärdaten, die durch Verarbeitungsmethoden, wie Aggregation, Generalisierung, Interpretation, Klassifizierung usw. aus den Primärdaten abgeleitet werden (nach /WikiPS/).

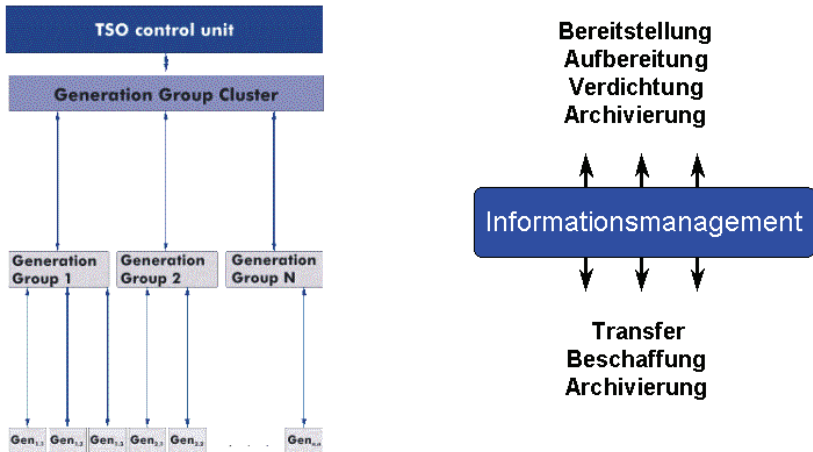


Abb. 3.: Verknüpfung von Primärdaten und Sekundärdaten durch das Informationsmanagement

Beim Informationsmanagement geht es also darum, Primär- und Sekundärdateien auf möglichst intelligente Art miteinander zu verknüpfen.

2.4 Informationslogistik

Informationslogistik befasst sich als ein Teilgebiet des Informationsmanagements mit Informationsflüssen innerhalb einer Organisationseinheit. Ziel ist die Optimierung der Verfügbarkeit und der Durchlaufzeiten von Information. Anders ausgedrückt befasst sich die Informationslogistik mit der Bereitstellung der

- richtigen Information
- zur richtigen Zeit
- im richtigen Format / in der richtigen Qualität
- für den richtigen Adressat
- am richtigen Ort

Methoden zur Erreichung dieses Zieles sind



- die Analyse des Informationsbedarfs
- die Optimierung des Informationsflusses
- Sicherstellung einer hohen Flexibilität in technischer und organisatorischer Hinsicht

(nach /Wikil/)

Grundsätzlich ergeben sich für die Analyse von IS zwei Betrachtungsweisen:

- bottom-up: Welche Daten können gewonnen werden? -> Sind diese Daten für die Tätigkeit des Anwenders relevant?
- top-down: Welche Daten benötigt der Anwender für seine Tätigkeit? -> Wie können diese Daten gewonnen werden?

Beschränkt man sich zu sehr auf die bottom-up Variante wird man wahrscheinlich nicht genügend Rücksicht auf die Bedürfnisse des Anwenders nehmen. Andersherum kann es bei zu starker Konzentration auf die top-down Methode dazu kommen, dass man technische Randbedingungen nicht ausreichend berücksichtigt. Um ein optimales Ergebnis zu erzielen ist es daher notwendig beide Methoden iterativ zu anzuwenden.

2.5 Virtuelles Kraftwerke (VKW)

Bei einem virtuellen Kraftwerk handelt es sich um eine Kombination von kleinen, dezentralen Energieerzeugern zu einem Verbund, der von einer zentralen Warte aus überwacht und gesteuert werden kann. Zweck dieses Zusammenschlusses ist es, ein Gebilde zu erhalten, das in seinem Betrieb mit konventionellen Kraftwerken vergleichbar ist.

Dieses Vorgehen kann unterschiedliche Vorteile haben. Schließt man gleichartige Erzeuger z. B. nur Windanlagen oder nur Photovoltaikanlagen zusammen, so kann man bei einer möglichst weiträumigen Verteilungen Ausgleichseffekte zur besseren Prognostizierbarkeit nutzen. Beim Zusammenschluss unterschiedlicher Erzeugertypen geht es darum die unterschiedlichen Eigenschaften der Erzeuger geschickt zu kombinieren z. B. durch den Zusammenschluss von dargebotsabhängigen Erzeugern wie Wind- oder Solargeneratoren, Erzeugern, die steuerbar sind wie z. B. Pumpspeicherwerke und Energiespeichern. Damit kann erreicht werden, dass das virtuelle Kraftwerk, innerhalb gewisser Grenzen, ein gleichmäßiges Leistungsband produziert.

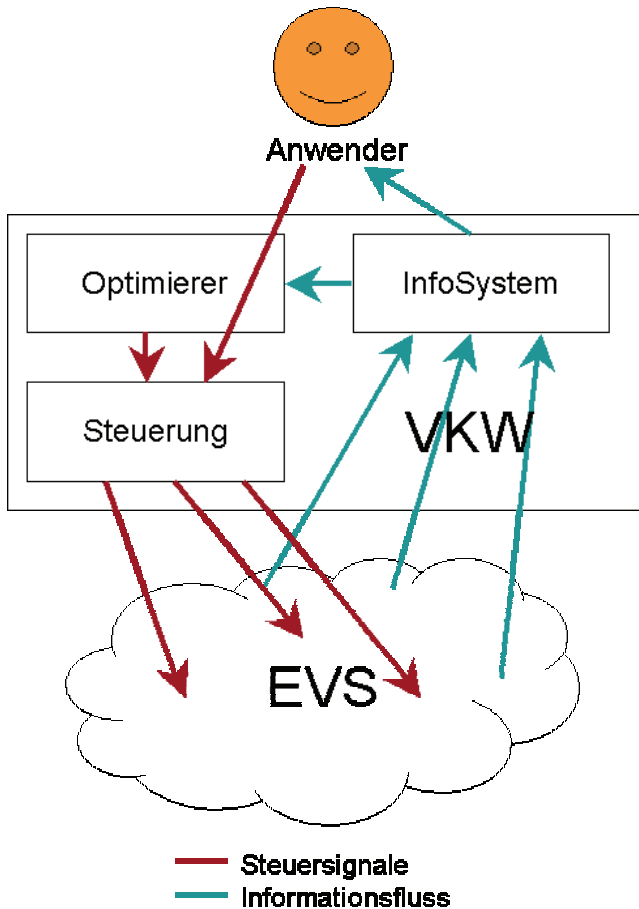


Abb. 4.: Bestandteile eines virtuellen Kraftwerkes aus Sicht des Informationsmanagements

Die entscheidende Herausforderung bei der Bildung eines VKW besteht darin, die Einzelelemente kommunikationstechnisch zusammenzuschließen. Vor allem müssen die Kosten der Kommunikation und der Aufwand der zentralen Steuerung durch den Mehrwert des virtuellen Kraftwerkes im Vergleich zur ungekoppelten Betriebsweise der dezentralen Einspeiseanlagen zumindest ausgeglichen werden.

Betrachtet man das VKW aus der Sicht des Informationsmanagements (siehe Abb. 4) so besteht es im Wesentlichen aus drei Teilen: Dem Informationssystem, das dafür sorgt, dass die Informationen aus dem Energieversorgungssystem an den richtigen Stellen ankommen, einem Optimierer, der dem Anwender dabei hilft, das VKW möglichst



effektiv zu betreiben, und einem Modul, das für die Steuerung der Einzelanlagen sorgt. Dabei ist der Optimierer optional. In einfachen Systemen wird der Anwender die Optimierung selbst durchführen.

3 Benutzerrollen

Es ist nicht effektiv ein IS aufzubauen, das einzig und allein auf *eine* Tätigkeit *eines* Anwenders zugeschnitten ist. Deshalb ist es nötig eine Auswahl aus den vorhandenen Daten zu treffen, die für die aktuelle Anwendung relevant sind. Außer der Datenart ist auch hier die Form und die Übertragungsart wichtig. Falls die Ausgabe des IS von einem Menschen weiterverarbeitet wird, handelt es sich dabei um die Anzeige der Information unter Berücksichtigung ergonomischer Gegebenheiten, falls die Weiterverarbeitung maschinell erfolgt um die Wahl der richtigen Formate und Datenübertragungswege. In den meisten praktischen Anwendungen wird es sich aus einer Kombination dieser beiden Vorgehensweisen handeln.

Um den Informationsbedarf zu identifizieren, ist es zweckmäßig Benutzerrollen (BR) zu verwenden. Das funktioniert analog zu den aus der Administration von Rechnersystemen bekannten Benutzerrollen. Statt für jeden Anwender einzeln Rechte zu vergeben werden BR definiert, die bestimmten Tätigkeiten entsprechen und mit den dafür notwendigen Rechten verknüpft sind.

In unserem Fall müsste man nun „Rechte“ durch „Informationen“ ersetzen. Eine Benutzerrolle wäre dann z. B.: „Betreiber eines Verteilnetzes“, „Betreiber eines virtuellen Kraftwerkes“ oder „Händler“. Diese BR müssen dann mit den entsprechenden Informationen, z. B.: „Aktuelle PV-Einspeisung“ oder „Lastprognose pro Netzknoten“ verknüpft werden. Da ein Betreiber eines virtuellen Kraftwerkes verschiedene Tätigkeiten, wie z.B.: Bereitstellung von Minutenreserve oder Folgen eines Fahrplans ausführt, kann es nötig sein noch eine zusätzliche Ebene zwischen Benutzer und Benutzerrolle einzuführen.



Vergabekonzepte für Rechte in Softwaresystemen

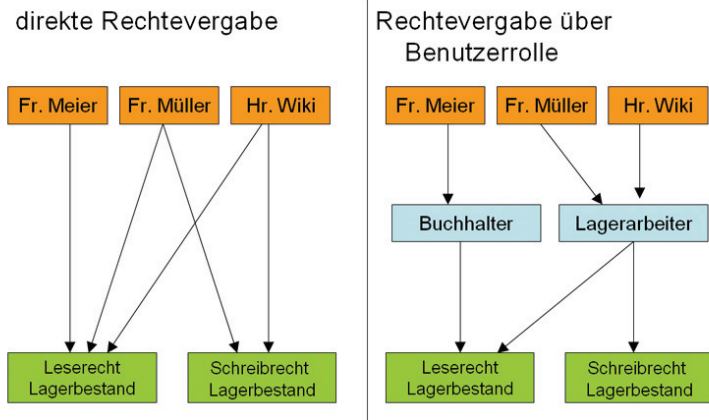


Abb. 5.: Vergabekonzept für Rechte in Softwaresystemen (Quelle: /WikiBR/)

4 Formate

In der Energiewirtschaft werden zur Zeit eine Vielzahl von Datenformaten verwendet. Einige der gängigen Formate werden im Folgenden beschrieben. Eine tiefere Untersuchung zu dem Thema wurde im Rahmen des Projektes DISPOWER (/DISPOWER/) durchgeführt.

An dieser Stelle soll noch einmal auf die Wichtigkeit der Standardisierung von Datenformaten hingewiesen werden. Ein effizientes Informationsmanagement wird nur dann möglich sein, wenn man nicht mit einer Vielzahl unterschiedlicher Formate, die alle mit Einzellösungen in das System integriert werden müssen, konfrontiert ist.

4.1 KISS

KISS (Keep it Small and Simple) - DVG-Excel-Format (DVG Heidelberg). Dabei handelt es sich um eine Excel basiertes Format zur Übermittlung von Fahrplänen, das mittlerweile weitgehend vom ESS abgelöst wurde. Es handelt sich um ein Format, dass zwar für den Benutzer recht einfach zu handhaben ist, dass sich aber, da es auf Excel basiert nur sehr schwer für eine Automatisierung eignet.



4.2 EDIFACT

EDIFACT-(Electronic Data Interchange For Administration Commerce and Transport) ist ein Standard, den die Vereinten Nationen für die elektronische Abwicklung geschäftlicher Vorgänge zwischen Unternehmen, Branchen und Ländern entwickelt haben. EDIFACT behandelt den automatischen Austausch von strukturierten Daten zwischen EDV-Applikationen von Geschäftspartnern. EDIFACT bedeutet zum einen die Konzentration auf hohe Datenvolumina, die regelmäßig zwischen beteiligten Partnern ausgetauscht werden, beispielsweise als Bestellungen oder Rechnungen. Zum anderen ist die präzise technische und vertragliche Struktur des Datenaustauschs bezeichnend für EDIFACT, die ihre Kodifizierung im Interchange Agreement findet.

4.3 MSCONS

MSCONS steht für "Metered Services Consumption report". Es handelt sich dabei um einen Nachrichtentyp laut EDIFACT und dient der standardisierten Übertragung von Lastgängen oder Zählerdaten.

4.4 CSV

CSV-Datei, Character Separated Values, also durch ein bestimmtes Zeichen getrennte Werte, oft auch (nicht ganz korrekt) als Comma Separated Values aufgelöst, weil als Trennzeichen sehr häufig das Komma verwendet wird. CSV bezeichnet eine tabellarisch strukturierte ASCII-Text-Datei (Tabelle einer Datenbank), deren Elemente (Felder) durch ein bestimmtes Zeichen getrennt werden.

Das Trennzeichen darf nicht in Datenelementen vorkommen, oder es muss durch ein Maskierungszeichen als normales Zeichen gekennzeichnet werden. Das Trennzeichen muss nicht das Komma sein, auch Semikolon, Doppelpunkt, Tabulator und andere Zeichen sind üblich.

CSV-Dateien tragen auch oft die Dateiendung .txt statt .csv und können auch in jedem Texteditor erstellt und bearbeitet werden.

Das CSV-Dateiformat wird oft benutzt, um Daten zwischen unterschiedlichen Computerprogrammen auszutauschen (es ist also ein Austauschformat). Die Verwendung des Formates in der von Microsoft Excel verwendeten Form hat sich als Pseudostandard etabliert. Für neuere Anwendungen wird XML verwendet.

4.5 XML/ESS

Die Extensible Markup Language, abgekürzt XML, ist ein Standard zur Erstellung strukturierter, maschinen- und menschenlesbarer Dateien. XML definiert dabei den grund-



sätzlichen Aufbau solcher Dateien. Für die konkreten Anwendungsfälle müssen die Details des Dateiaufbaus jedoch weiter spezifiziert werden. XML ist damit ein Standard zur Definition von beliebigen, in ihrer Grundstruktur jedoch stark verwandter Auszeichnungssprachen. XML ist eine vereinfachte Teilmenge von SGML.

Ein XML-Dokument ist wohlgeformt, d.h. es hält sämtliche Regeln für XML ein (z. B. Verschachtelungen von Elementen). Programme, die XML-Daten verarbeiten, nennt man XML-Parser. Soll XML für den Datenaustausch verwendet werden, ist es von Vorteil, wenn das Format mittels einer Dokumenttypdefinition oder einem XML-Schema definiert ist. Ein XML-Dokument, welches ein durch Dokumenttypdefinition oder ein XML Schema beschriebenes Format einhält, heißt gültig.

In der Energiewirtschaft werden verschiedenste auf XML basierende Formate verwendet. Eines der wichtigsten ist das ESS: ETSO Scheduling System. Dieses Verfahren wurde von der European Transmission System Operators (ETSO), der Vereinigung europäischer Übertragungsnetzbetreiber entwickelt. Die XML-Datei beginnt mit dem Nachrichtenkopf, der eine eindeutige Identifikation und eine Versionsnummer für den Fahrplan sowie Angaben zu Sender und Empfänger enthält. Anschließend folgen die Fahrplanspalten als Zeitreihen.

4.6 EDIFACT DELFOR (UN/EDIFACT)

EDIFACT DELFOR (UN/EDIFACT) – Delivery Schedule Message ist eine Mitteilung einer Partei, die den Verbrauch von Produkten plant an eine Partei, deren Aufgabe es ist die Versorgung mit diesem Produkt zu planen. Diese Mitteilung regelt die Details, die für eine kurzfristige Lieferung oder für die mittel-/langfristige Disponierung des Produktes notwendig sind. Diese Aufstellung kann dazu verwendet werden, die Herstellung und/oder die Bereitstellung von Material in Auftrag zu geben. Das basiert auf den Konditionen und Festlegungen, die in einem Vertrag oder bei einem Kauf festgelegt werden.

Die Mitteilung kann auch als eine Antwort einer Partei, die eine DEFLOR-Mitteilung erhalten hat, gesendet werden, um der Partei, die die Mitteilung angefertigt hat, das Akzeptieren, die Zurückweisung oder den Vorschlag von Abänderungen der vorigen Mitteilung kenntlich zu machen.

5 Prognosen

Die Prognose von Strom- und Wärmebedarf ist bei der Betriebsführung entscheidend für die Planung des Einsatzes der verschiedenen Generatoren und steuerbaren Lasten. Damit sind Prognosen ein wichtiger Bestandteil eines Informationssystems in der Energieversorgungstechnik. Handelt es sich um ein Niederspannungsnetz benötigt man



recht kleine räumliche Auflösungen dieser Vorhersage, unabhängig davon ob es sich dabei um eine rein statistische Prognose, d.h. eine Prognose die auf statistische Auswertungen von Energieverbräuchen aus Vergangenheit basiert, oder um eine Prognose, die auf einer Wettervorhersage basiert, handelt. Vergleichmäßigungseffekte, die darauf beruhen, dass sich Fehler, die an einer Stelle gemacht werden mit Fehlern umgekehrten Vorzeichens, die an anderer Stelle gemacht werden, ausgleichen kommen dann nur noch in geringerem Maße zur Geltung, die Prognosegenauigkeit sinkt.

Um diesem Effekt entgegenzuwirken und eine Prognosegüte zu erreichen, die den Anforderungen des Energiemanagements entspricht ist eine Verbesserung der heute erreichten Güte der Vorhersage notwendig. Das kann man durch Verbesserungen des Wettermodells und/oder durch Verbesserungen der Leistungsberechnung erreichen. Ein besonderes Potential liegt in der Kombination mehrerer Wetter- und/oder Prognosemodelle zu einem Ensemble. Eine zusätzliche Hilfe für die Planung der Betriebsführung des Beispielnetzes ist die Angabe der erwarteten Genauigkeit der Prognose.

Bei Prognosen, die auf Wetterdaten basieren ist eine Verbesserung an zwei Stellen möglich: An den Wettermodellen, die eine Vorhersage von Wetterdaten erstellen und an den Prognosemodellen, die die Wetterdaten in elektrische Größen umwandeln.

5.1 Wettermodelle

Neben einer Verbesserung vorhandener Modelle werden auch neue Modelle entwickelt, die für Prognosen in EVS neue Möglichkeiten bieten.

Da eine 100%ige Genauigkeit von Prognosen nicht erreicht werden kann, ist es wichtig, Aussagen über das Maß der möglichen Abweichungen zu machen.

5.1.1 Operationelle Wettermodelle des Deutschen Wetterdienstes (DWD)

Alle numerischen Modelle der Atmosphäre basieren auf denselben physikalischen Gesetzmäßigkeiten wie der Erhaltung von Masse, Impuls und Energie. Sie unterscheiden sich aber in der konkreten mathematischen Formulierung und der numerischen Lösung des Gleichungssystems.

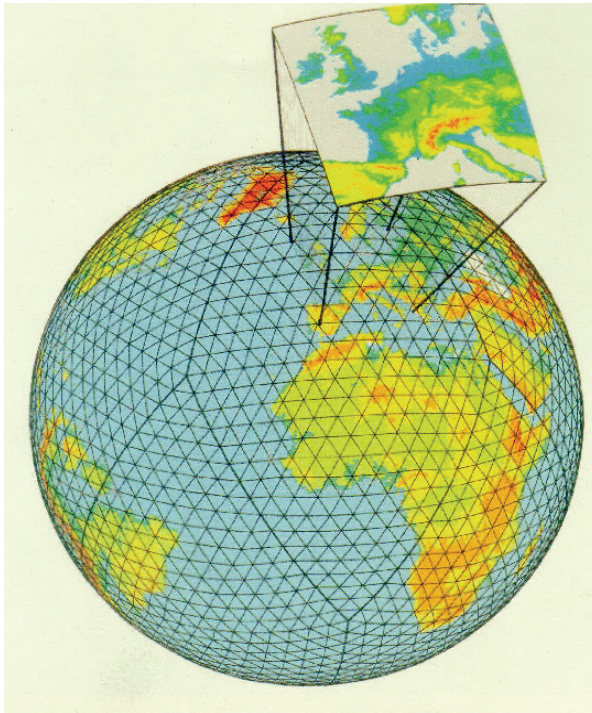


Abb. 6.: Das Lokalmodell des DWD, eingebettet in das Globalmodell

Wettervorhersagemodelle beschreiben die wesentlichen meteorologischen Prozesse in der Atmosphäre und am Erdboden und ihren Einfluss auf die zeitliche Entwicklung der Modellvariablen wie Luftdruck, Temperatur, Wind, Wasserdampf, Wolken und Niederschlag. Viele physikalische Prozesse in der Atmosphäre oder am Boden, beispielsweise die Wolkenbildung oder die Wechselwirkung zwischen der Sonnenstrahlung und Wolkentröpfchen, finden aber auf so winzigen räumlichen Skalen statt, dass sie nicht explizit von Wettervorhersagemodellen aufgelöst werden können. Der Einfluss dieser Prozesse auf die Modellvariablen wird deshalb über Parametrisierungen näherungsweise berücksichtigt.

Um das komplizierte System der Modellgleichungen auf Computern zumindest näherungsweise zu lösen, können verschiedene numerische Verfahren eingesetzt werden. In Gitterpunktsmodellen wird die zeitliche Entwicklung der Modellvariablen in einem dreidimensionalen Gitter berechnet, das vom Erdboden bis zur Obergrenze der Atmosphäre reicht.



Das Globalmodell (GME) des DWD berechnet mit einer Maschenweite von 40 km auf 40 Schichten in der Vertikalen an insgesamt 14,7 Millionen Gitterpunkten die zeitliche Entwicklung von Wetterparametern wie Luftdruck, Wind, Wasserdampf, Wolken und Niederschlag bis zu sieben Tage voraus.

Für Europa stellt das Lokalmodell (LME) des DWD mit einer Maschenweite von 7 km auf 40 Schichten an insgesamt 17,5 Millionen Gitterpunkten detailliertere Wettervorhersagen bis zu drei Tage im voraus bereit. Während der Rechnung erhält das LME die Vorhersagen des GME als seitliche Randwerte.

5.1.2 Neue Wettermodelle

Neben den beiden operationellen Wettermodellen wurde das Projekt „LM-Kürzestfrist“ (LMK) Mitte 2003 im Deutschen Wetterdienst im Rahmen des 'Aktionsprogramm 2003' gestartet.

Das neue Modell dient der Optimierung des Warnmanagements im DWD.

Der prä-operationelle Betrieb des LMK läuft bereits seit Anfang Mai 2006. Bei entsprechend positiven Resultaten wird es ab Anfang 2007 für Deutschland mit einer Maschenweite von nur 2,8 km und 50 Schichten an insgesamt 9,7 Millionen Gitterpunkten zusätzlich achtmal täglich achtzehnstündige Vorhersagen vor allem für die Warnung vor gefährlichen Wettersystemen wie Gewittern und Stürmen bereitstellen.

Der Aufwand für die Entwicklung von Wettervorhersagemodellen übersteigt mittlerweile die personellen und finanziellen Möglichkeiten auch größerer Wetterdienste. Deshalb arbeitet der DWD in der globalen Modellierung (ICON-Projekt (www.icon.enes.org)) mit dem Max-Planck-Institut für Meteorologie (www.mpimet.mpg.de) in Hamburg zusammen. Im Bereich der regionalen Modellierung besteht eine enge Kooperation (COSMO-Konsortium (www.cosmo-model.org)) mit den Wetterdiensten Griechenlands, Italiens, Polens, Rumäniens und der Schweiz.

5.1.3 Qualität der Vorhersagen

Die Zuverlässigkeit der Wettervorhersage variiert je nach prognostiziertem Parameter. So gibt es Größen die sich auf Grund physikalischer Gegebenheiten und verwendeter Verfahren sehr gut vorhersagen lassen andere wiederum weniger gut.

Daneben gibt es natürlich die Abhängigkeit der Vorhersage vom Prognosehorizont. Je weiter der Zeitpunkt für den die Vorhersage zu machen ist in der Zukunft liegt, desto größer wird der dabei gemachte Fehler sein.

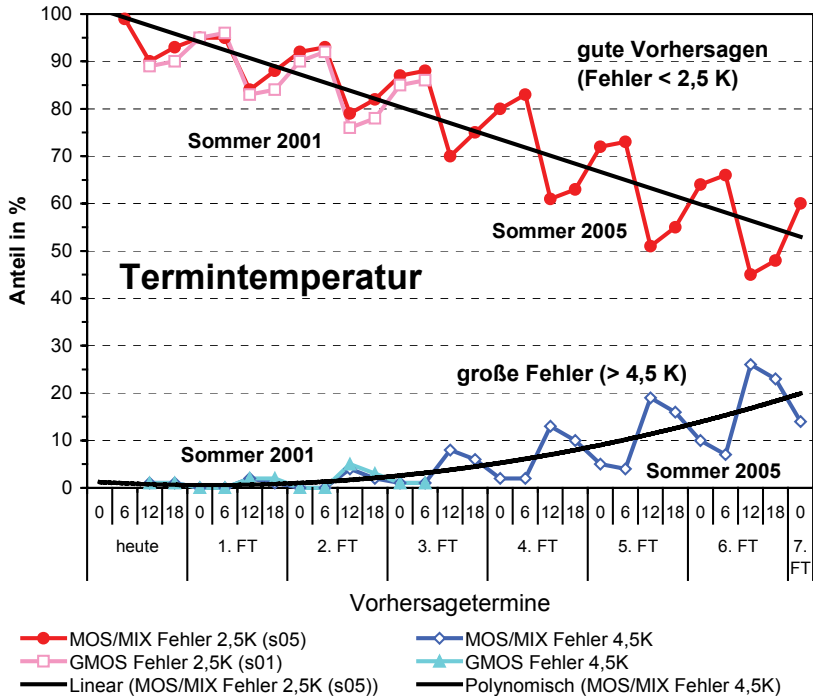


Abb. 7.: Prozentualer Anteil „guter“ Vorhersagen und „grober“ Fehler für die Termintemperatur

Für die Nutzer der Vorhersagen ist es wichtig zu wissen, wie groß das Risiko einer „groben“ Fehlvorhersage ist bzw. wie groß der Anteil „guter“ („kein Problem darstellender“) Vorhersagen ist. Natürlich ist die Definition, was „gut“ ist und vor allem was ein „grober“ Fehler ist, nutzerabhängig. Um eine „Hausnummer“ zu erhalten, definieren wir als:

- „gute“ Vorhersage: wenig größer als der Repräsentativitätsfehlers einer Messung, z.B. Variation innerhalb einer Stadt
- „grober“ Fehler: Verdoppelung des Repräsentativitätsfehlers.

Abb 7. zeigt als Beispiel den prozentualen Anteil „guter“ Vorhersagen und „grober“ Fehler gemäß obiger Definition als Funktion der Vorhersagezeit für die Sommer 2005 (baisierend auf MOS MIX) und 2001 (besierend auf GMOS). Zu erkennen ist ein linearer Trend für die „guten“ Vorhersagen 2005 und ein exponentieller Trend für die „groben“ Fehler 2005



5.2 Verbesserung des Prognosemodells

Bei der Entwicklung von Prognosemodellen gibt es grundsätzlich zwei Methoden, die statistische und die physikalische. Die physikalische Methode versucht ein möglichst genaues Abbild der Wirklichkeit mit Hilfe physikalischer Gesetze zu erzeugen, während bei der statistischen Methode versucht wird, die Zusammenhänge aus Daten der Vergangenheit zu extrahieren. Da aber einerseits auch statistische Modelle häufig physikalische Gesetze beinhalten und bei physikalischen Modellen die Verbesserung der Ergebnisse mit statistischen Methoden erfolgt, verwischen sich diese Grenzen.

Neben der Verbesserung der Algorithmen der Modelle selbst, stellt vor allem die Identifikation relevanter Parameter eine große Herausforderung dar.

5.3 Ensemblevorhersagen

Unter einem Ensemble versteht man die Zusammenfassung des Outputs mehrerer Modelle zu einer Prognose. Im einfachsten Fall wird das arithmetische Mittel der Ausgangswerte errechnet. Wenn sich der Prognosefehler der Ausgangsmodelle in der gleichen Größenordnung bewegen, lässt sich bereits mit dieser einfachen Methode eine deutliche Verbesserung der Prognosegüte erreichen.

Intelligentere Methoden versuchen die individuellen Stärken der verschiedenen Modelle gezielt zu nutzen. Das Problem das sich bei diesem Vorgehen ergibt ist es, die Situationen zu identifizieren, in denen das jeweilige Modell seine Stärken hat. Dazu kann man nun seinerseits wieder Techniken der künstlichen Intelligenz verwenden, indem man versucht Wettersituationen aus den Ausgangsdaten zu erkennen. Eine andere Vorgehensweise ist es, zusätzliche Eingangsgrößen, die die Wettersituation kennzeichnen, zu verwenden.

Prinzipiell kann man bei der Windleistungsprognose Ensembles auf zwei verschiedene Weisen bilden, Ensembles aus verschiedenen Wettermodellen und Ensembles aus verschiedenen Prognosemodellen. Natürlich ist auch eine Kombination aus diesen beiden Vorgehensweisen denkbar.

5.3.1 Verschiedene Wettermodelle

Bei dieser Methode werden verschiedene Wettermodelle als Lieferanten der Daten für die Prognose verwendet. Der Effekt besteht darin, dass die Modelle unterschiedliche Fehler in der Prognose machen, die sich im einfachsten Falle herausmitteln.

Da aber die verschiedenen Modelle in bestimmten Situationen unterschiedliche Stärken haben besteht der elegantere Ansatz darin, diese Situationen zu identifizieren um dann



die besseren Modelle höher zu gewichten. Auf diese Weise kann es gelingen die Stärken der verschiedenen Modelle zu kombinieren.

5.3.2 Verschiedene Prognosemodelle

Diese Methode funktioniert im Prinzip ebenso wie die vorher beschriebene, allerdings wird diesmal nur ein Wettermodell verwendet. Mit den Daten dieses Modells werden mit Hilfe verschiedener Modelle Prognosen erstellt. Der Effekt ist der gleiche wie unter 1.1.4 beschrieben: In bestimmten Situationen können bestimmte Prognosemodelle Vorteile gegenüber anderen Modellen haben. Auch hier ist die Herausforderung die Prognosen möglichst geschickt zu kombinieren.

5.4 Konfidenzintervall

Da eine exakte Voraussage von Energieverbrauch und –erzeugung niemals erreicht wird, ist es wichtig ein Intervall anzugeben innerhalb der sich der prognostizierte Wert mit einer bestimmten Wahrscheinlichkeit befinden wird. Dadurch wird es dem Energiemanagement ermöglicht bei der Planung die entsprechenden Reserven vorzuhalten.

Die Größe dieses Intervalls wird durch die Zuverlässigkeit der Wettervorhersage und Fehlern, die sich aus dem Prognosemodell ergeben, bestimmt.

6 Zusammenfassung

Die wachsende Durchdringung des Energieversorgungssystems mit Informations- und Kommunikationstechnik und die Zunahme verteilter Erzeugung erzeugt ein Überangebot an Informationen. Virtuelle Kraftwerke dienen dazu kleine dezentrale Erzeuger zu einem zentralgesteuerten Kraftwerk zusammenzufassen. Ein entscheidender Bestandteil eines solchen Kraftwerks ist das Informationssystem. Dies stellt neue Herausforderungen an Informationssysteme. Die Aufgaben der Informationssysteme ist es den Anwender mit den für seine Tätigkeit relevanten Informationen zu versorgen. Eine effektive Entwicklung von IS zu ermöglichen ist es notwendig die gegenwärtige Vielfalt an Datenformaten durch einige wenige Standards zu ersetzen. Prognosen sind ein wichtiger Bestandteil des Informationssystems. Um die virtuellen Kraftwerke der Zukunft effektiv steuern zu können ist eine ständige Verbesserung der Prognosegüte notwendig.

7 Literatur

/Krcmar 2005/ Helmut Krcmar: Informationsmanagement. 4. Auflage, Springer, Berlin, 2005, ISBN 3-5402-3015-7



/WikiIL/ <http://de.wikipedia.org/wiki/Informationslogistik>

/Panyr 1986/ Jiri Panyr: *Automatische Klassifikation und Information Retrieval*. Tübingen 1986

/WikiPS/ <http://de.wikipedia.org/wiki/Sekund%C3%A4rdaten>

/DISPOWER/ INFORMATION EXCHANGE IN ELECTRICITY MARKETS – Report for DISPOWER Task 5.1b

/WikiBR/ <http://de.wikipedia.org/wiki/Benutzerrolle>



Short-term prediction of distributed generation – Recent advances and future challenges

Ümit Cali, Bernhard Lange, René Jursa

Institut für Solare Energieversorgungstechnik e. V.

Königstor 59, 34119 Kassel, Germany

e-mail: uecali@iset.uni-kassel.de

Kai Biermann

DWD-Vertriebsaußenstelle Hamburg, Germany



Kurzfassung

Die Zunahme verteilter Energieerzeugung erfordert technische Änderungen im Übertragungsmanagement und erhöht die Effizienz, Sicherheit und Zuverlässigkeit der Energieversorgung. Um die Hindernisse beim großflächigen Einsatz von verteilter Energieerzeugung zu beseitigen, muss ein effektives Integrationskonzept entwickelt werden. Die Vorhersage von verteilter Erzeugung besitzt eine Schlüsselfunktion bei der Integration von verteilter Erzeugung mit intermittierenden Energiequellen wie Wind- und Solarenergie in das bestehende Elektrizitätsnetz. Das Windleistungsvorhersagesystem (WPMS) wird präsentiert, welches sich zur Folgetagsprognose bei deutschen Übertragungsnetzbetreibern im operationellen Betrieb befindet. Die Vorhersagemethode des WPMS basiert auf künstlichen neuronalen Netzen, die Daten von numerischen Wettermodellen nutzen. Das WPMS berechnet Prognosen für einige repräsentative Windparks und nutzt einen Transformationsalgorithmus zur Prognose der gesamten Windeinspeisung innerhalb eines Netzgebietes. Zur Kurzfristprognose, d.h. 15 min. bis mehrere Stunden im Voraus werden online gemessene Leistungsdaten von Windparks zusätzlich zu den Wetterdaten genutzt, um die Prognose zu verbessern.

Abstract

An increasing amount of distributed generation (DG) requires changes in the technology to manage transmissions and increase the efficiency, safety and reliability of the power system. In order to remove the obstacles to large-scale deployment of DG, an effective integration concept has to be developed. Forecasting of the distributed generation plays a key role in this sense to integrate DG with intermittent sources such as wind and solar power efficiently into the existing electricity grid. This paper will present a prediction system for wind power (WPMS), which is operationally in use by German transmission system operators (TSOs) for day-ahead prediction. The prediction method of the WPMS is based on artificial neural networks (ANN) using data from numerical weather prediction models (NWP). The WPMS calculates predictions for some representative wind farms and uses a transformation algorithm to predict the total feed-in of wind power for a whole control zone. For short-term prediction, i.e. 15 min. or several hours ahead, online measured power data from wind farms is used in addition to NWP data for improving the predictions.

Additionally, recent advances for day-ahead and short-term wind power prediction are discussed. To improve the forecasting ability, we investigated other artificial intelligence (AI) models and study of the application of data from different NWP models. The influence of the combination of different numerical weather prediction (NWP) models on the wind power forecast has been investigated. Finally, we describe the application of our



wind power prediction system for some wind farms in the UK power grid and with future challenges for short-term prediction.

1. Introduction

Distributed energy generation is a rising trend in the production of electrical and heat energy. The distributed generation (DG) concept allows consumers who are generating electricity for their own needs from distributed generation sources such as wind power, solar energy, microgeneration and hydrogen stations, to send surplus electrical power back into the power grid. Increasing amount of distributed generation (DG) requires changes in the technology to manage transmissions and increase the efficiency, safety and reliability of the power grids. In order to remove the obstacles to large- scale deployment of DG, an effective integration concept has to be developed. Forecasting of the distributed generation plays a key role in this sense to integrate DG with intermittent sources such as wind and solar power efficiently into the existing electricity grid. According to the forecast of future energy scenarios, wind and PV are among the strongest growing distributed energy sources (see Figure 1). The fluctuating and the intermittent behavior of distributed power generation lead some challenges for power system operation. This paper will focus mainly on wind power prediction. In addition to the prediction of wind power generation, it is also essential to predict solar energy and the other distributed energy generation technologies using similar forecasting techniques.

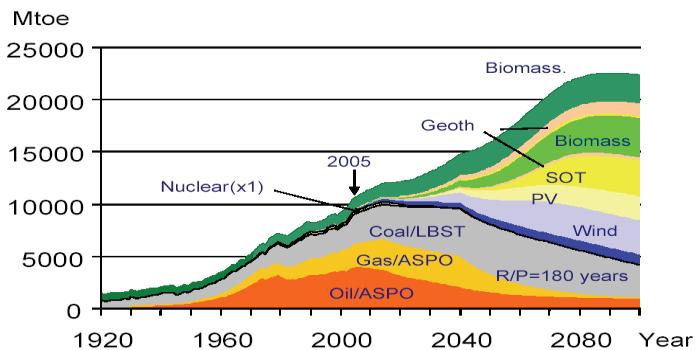


Figure 1: Forecast of an alternative energy scenario until 2100 incl. conventional and renewable energies for the whole world/Zittel 2005/



For wind power, forecasting of the expected feed-in day-ahead or short-term has become integral part of the power system in Germany to overcome these kinds of challenges. For this purpose, ISET e.V. has developed a wind power management and prediction concept, which is called Wind Power Management System (WPMS). WPMS is used by three German transmission system operators (TSOs) for several years. The system is based on several representative online measurements distributed all over the country and numerical weather prediction data for the same locations to the current and expected wind power feed-in.

The recent advances in short-term wind power prediction will be described in this paper. The influence of the combination of different numerical weather prediction (NWP) models on the wind power forecast has been investigated. Besides using multiple numerical weather prediction models, it is seen that the combination of these models results in lower forecasting errors. In addition to artificial neural networks (ANN), different artificial intelligence (AI) techniques like nearest neighbour search (NNS), mixture of experts (ME) and support vector machine (SVM) have been compared. Economical benefits of short-term wind power prediction in the electricity market is carried out.

German meteorology service DWD is developing a new model called LMK (short-term Local Model) since mid. 2003 under the frame of action program 2003. The goal of the project is the development of a weather prediction system for short-term range (up to 18 hours) and with a very fine resolution (2.8 km) /Biermann 2006/. It is expected that the adaptation of our wind power prediction model to the LMK model will increase the accuracy of the forecasting results. Besides wind power prediction, it is planned to develop forecasting models for other distributed energy sources like solar energy.

2. Wind Power Prediction

2.1. Description of the WPMS

The Wind Power Management System (WPMS), developed by ISET, is currently in operation in 3 German TSOs. The system consists of the following parts:

The online monitoring, which is responsible to produce the generated wind power time series belonging to the representative wind farms on the total feed-in of all Wind Turbines (WTs) in the control zone (Upscaling).

The day-ahead forecast module produces 24 hourly mid-term wind power prediction values based on numerical weather prediction data.



The short-term forecast, which generates shorter range predictions (between 15 minutes to 8 hour) based on NWP and online wind power measurements in order to produce more accurate prediction results according to the day ahead forecast.

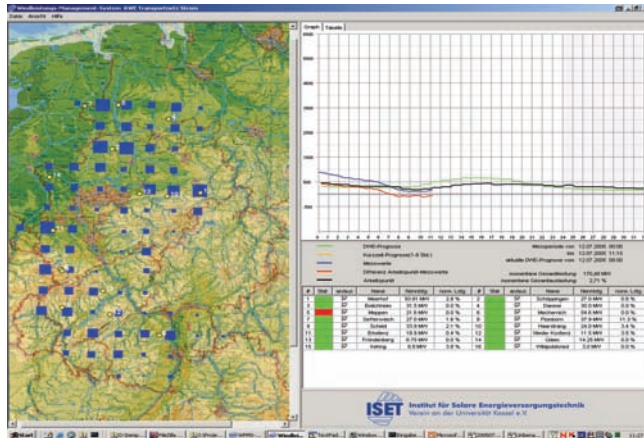


Figure 2: The graphical user interface of the Wind Power management System (WPMS)

2.2. Wind Power Prediction using ANN

A number of forecasting models based on complex systems of differential equations have been used to predict the wind power time series. However, they have some drawbacks like the need of too long computational time and computational capacity. In order to find a relationship between input data and wind farm power output, the ISET's prediction system is based on Artificial Neural Networks. The main advantage of ANN over other prediction methods is that they "learn" from experience and interpolate results, even when their inputs are contradictory or incomplete and its performance is great if there is enough amount of data set available. Various ANN modules (more than 200) are trained to learn the relationship between variations in the meteorological data and the wind power output using past wind and power data. By comparing the results with measured power data, the optimal configuration of ANN modules is determined.

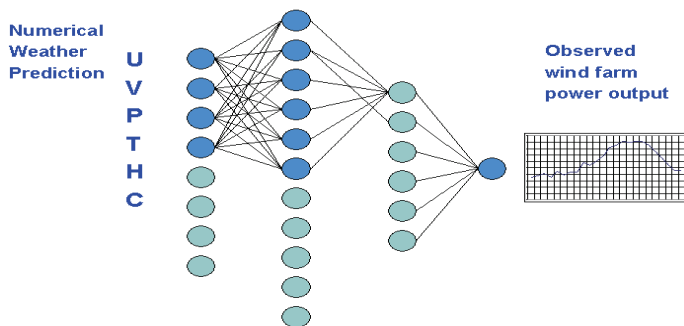


Figure 3: The sketch of an artificial neural network (ANN) used for wind power forecasting

For the purpose of learning the relationship between meteorological data and wind farm power output, the ANN needs to be trained with numerical weather forecasts and measured power values from the past. The minimum of data is about 3 months in 1 hour time resolution. It is also possible to use shorter intervals like 15 minutes according to the application. After this initial training phase, the model can be implemented and operated. During operation, the ANNs are trained again in regular intervals with the increased amount of data available.

As it is mentioned above, ANN based prediction model has mainly two kinds of input data set, numerical weather prediction (NWP) values received from DWD or other MET offices and measured power data. The accuracy of the prediction model is mainly depends on the reliability and accuracy of NWP data. Other important issue to build a model which calculates the time series belong to the representative wind farms on the total feed-in of all Wind Turbines (WTs) in the control zone. For this, ISET has developed a model called Online Model to determine the representative wind farms.

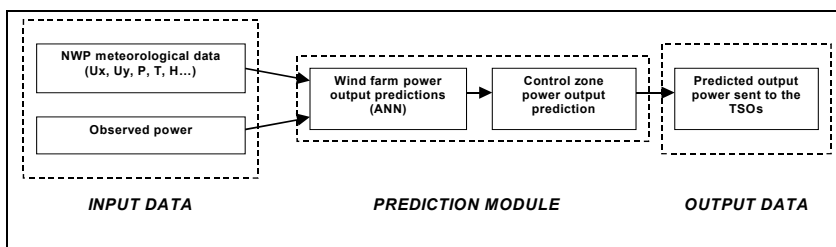


Figure 4: The structure of a day ahead wind power forecasting model



2.3. Short-term wind power prediction

Besides the prediction of the entire power output of the WTs for the next days (up to 72 hours), short-term high-resolution forecasts of the wind power generation is essential to make more accurate power system management. Online measured wind power data is used as additional input for the ANN based prediction model, in order to optimize a short-term prediction from 15 minutes to 8 hours. Furthermore, current changes in the weather conditions cannot be taken into account by models that are based purely on numerical weather forecasts. This model is based on the prediction of meteorological parameters such as wind speed and direction for selected representative locations, determination of corresponding measured wind power values, and upscaling produced wind power values on the total feed-in in the control area with the transformation model.

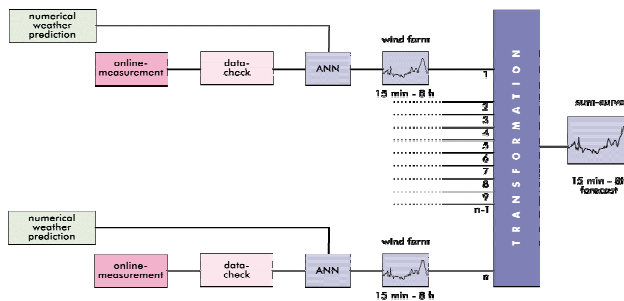


Figure 5: Schematic structure of the AWPT forecast model for short-term wind power forecasting

As the local weather conditions in the near past (and present) are indirectly recorded over the measured power of the wind farm, the forecast can be significantly improved for short time horizons through the inclusion of this information. Highly resolved and precise wind farm predictions, for the next 15 minutes up to 4 hours, are especially important for the operational control strategies mentioned. In contrast to the results from /ISET 2000/, /Rohrig 2001/ bases the short-term prognosis not exclusively on information from the present and near past, but on the comparison of predicted and measured power data. For this, the output of the ANN module, which calculates the wind farm power from meteorological parameters, is utilised together with measured power data from the near past as input for a further ANN module. Through the comparison of time

series from (meteorological) forecasts and measured power data from the near past, especially deviations of the temporal course can be recognised and corrected.

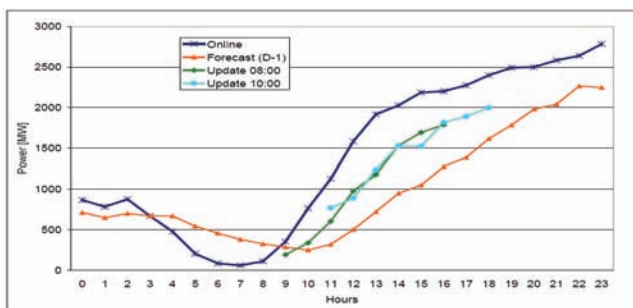


Figure 6: Real and predicted course of wind generation

The Figure 6 demonstrates the real and predicted course of the wind generation in an example. The deviation of the day ahead prediction is corrected by the short-term prediction. The improvement of the prediction can be observed by inclusion of actual measurement data from the near past.

As it can be seen in the following figure, forecast error (RMSE in % of installed capacity) values from short-term prediction (2 and 4-hour ahead forecasts) of wind generation are dramatically lower than day ahead prediction value. The results show the prediction results from total Germany and due to the smoothing effect, forecast accuracy is higher than a regional or an individual wind farm forecasting.

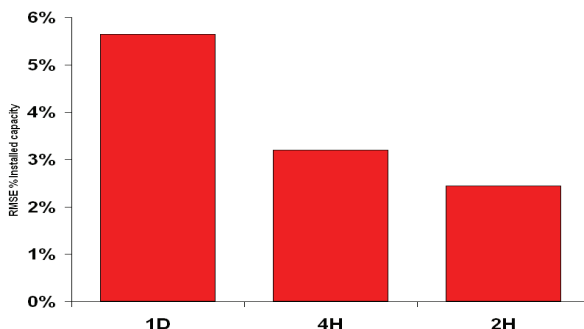


Figure 7: Comparison of the wind power accuracy for day ahead, 4 and 2 hours ahead wind power prediction models



The following figure shows the frequency distribution of the prediction error of the day ahead in comparison to the 4 and 2-hour short-term prediction for the wind power generation in Germany.

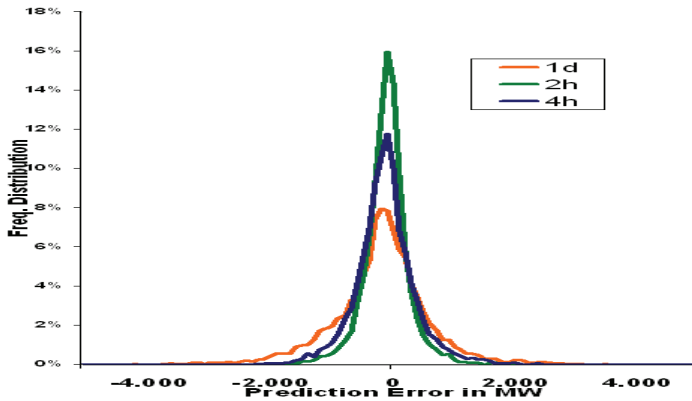


Figure 8: The frequency distribution of prediction error

3. Recent Advances

Since the WPMS in operation, it has been improved constantly. In the following figure, the learning curve of the system can be observed.

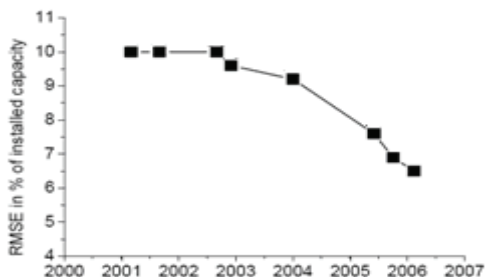


Figure 9: Development of the forecasting error of the operational day-ahead forecast for a control zone; shown is the root mean square error of the forecasted time series compared to that of the online monitoring /Lange 2006/

3.1. Multi-model approach for forecast methods for day ahead prediction

Day-ahead wind power forecast by ANN as one method of artificial intelligence (AI) is used operationally by German TSOs. To improve the forecast ability other types of AI-models were investigated in a comparative study. In detail these are mixture-of-experts (ME), nearest-neighbour search (NNS) combined with particle swarm optimization (PSO) and support vector machines (SVM).

The ANN consists of nonlinear functions g which are combined by a series of weighted linear filters /Bishop 1995/. Here a neural network with one hidden layer was used, constituting the weight matrices A and a .

$$\hat{P}_t = g \left[\sum_{j=1}^m a_j g \left(\sum_{k=1}^m A_{jk} w_{kt} \right) \right]$$

The vector w_{kt} contains the input data from the numerical weather prediction model, i.e. k values of meteorological parameters at time t . \hat{P}_t denotes the output value, i.e. the predicted power output of a wind farm at the time t .

The ME model is a construction of different 'expert' neural networks to tackle different regions of the data, and then uses an extra 'gating' network, which also sees the input values and weights the different experts corresponding to the input values /Bishop 1995/.

The NNS /Hastie 2001/ uses those observations in a historical NWP data set closest in input space to the actual input values to form the output. The used NNS method is based upon the construction of a common time delay vector of weather data from sev-



eral prediction locations of the NWP and upon an iterative algorithm consisting of the NNS and a superior PSO for the selection of optimal input weather data /Jursa 2006/.

The SVM maps the input data vectors w_i into a high-dimensional feature space by calculating convolutions of inner products using some so-called support vectors w_i of the input space.

$$f(w_i) = \text{sign} \left[\sum_{\text{support vectors}} P_i \alpha_i K(w_i, w_i) - b \right]$$

In general, support vector machines are learning machines using a convolution of an inner product K allowing the construction of non-linear decision functions in the input space, which are equivalent to linear decision functions in the feature space. In this feature space, an optimal separating hyperplane is constructed /Vapnik 2000/.

3.1.1. Test of the AI-models

A comparative study between the different forecasting methods has been performed using power output measurements of 10 wind farms in the E.ON control zone and corresponding NWP prediction data for these points from the German weather service DWD.

In table 1 we present some data of used wind farms, namely the rated power P_{rated} , the mean power scaled by the rated power, the mean hub height HH, the mean diameter of the rotors RD and the number NR of the wind turbines WT of each wind farm WF.

To test the prediction models data from September 2000 to July 2003 have been used. Figure 10 shows the comparison of the mean RMSE for the 10 wind farms. It can be seen that the support vector machine yields the best results in this case. Also, a simple ensemble approach has been tested by averaging the outputs of the models studied. As can be seen in figure 10, even this simple ensemble improves the forecast accuracy compared to the results of the single ensemble members.

Table 1: Key Data of the related wind farms from the E.ON control zone

WF	P_{rated}	Mean	HH	RD	NR
			-	-	...



	[MW]	$\frac{P}{P_{rated}}$	[m]	[m]	WT
1	13.5	0.21	42	41	27
2	93.0	0.20	86	39	57
3	52.5	0.26	74	66	35
4	29.1	0.27	44	40	59
5	40.6	0.20	67	65	27
6	80.8	0.17	48	50	111
7	7.8	0.11	53	44	13
8	34.0	0.22	65	61	32
9	24.15	0.33	50	48	42
10	90.64	0.31	47		145

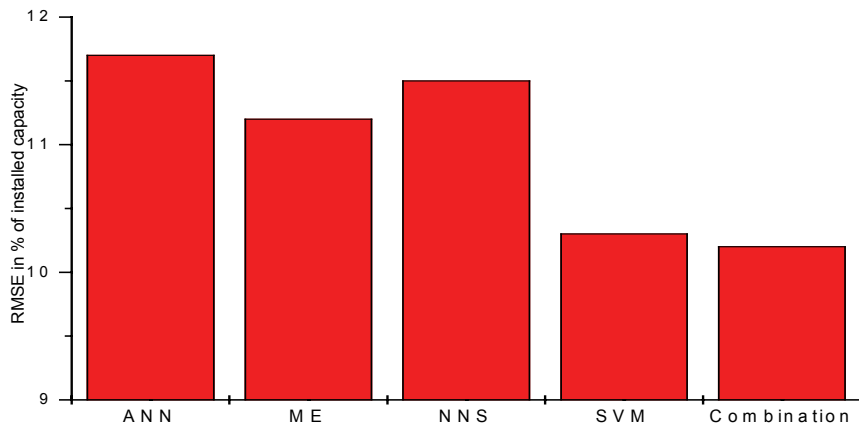


Figure 10: Comparison of the mean RMSE of a wind power forecast for a group of single wind farms obtained with different AI methods and with a combination of all methods; The methods used are: Artificial neural networks (ANN), Mixture of Experts (ME), Nearest Neighbour Search (NNS) and Support Vector Machine (SVM)



3.2. Multi-model approach for forecast methods for Short-Term Prediction

For the short-term prediction the prediction models get additionally measured power data as input data /ISET 2005/. We investigated also the named AI-models for the short-term prediction and describe here in detail the NNS applied to short-term prediction.

3.2.1. Short-Term Prediction with Nearest Neighbour Search

This method uses nearest neighbour search in combination with an optimization algorithm for the estimation of the optimal input data. The choice of optimal input data for the NNS is done with a PSO algorithm /Eberhart 1995/. The optimal input data are estimated for different situations of the power output of some wind farms in a spread area. The power output situations corresponding to certain weather situations are estimated by k-means clustering algorithm.

To build an input structure for NNS we construct time delay vectors from weather and measured power data. In detail, we construct from numerical weather prediction (NWP) data and measured power data for every time t a time delay vector of several locations in a spread area, i.e. we take the wind speeds $wS_i(t)$, the wind directions $wD_i(t)$ and the measured power $p_i(t)$ of different locations i and build a common time delay vector $\vec{S}(t)$ as a description for the actual weather and power state.

We use the following representation of $\vec{S}(t)$:

$$\begin{aligned}
 \vec{S}(t) = & (wS_1(t-s_{1,ws}), wS_1(t-(s_{1,ws} + \tau_{1,ws})), \dots, wS_1(t-(s_{1,ws} + (d_{1,ws} - 1)\tau_{1,ws})), \\
 & wD_1(t-s_{1,wd}), wD_1(t-(s_{1,wd} + \tau_{1,wd})), \dots, wD_1(t-(s_{1,wd} + (d_{1,wd} - 1)\tau_{1,wd})), \\
 & p_1(t-s_{1,p}), p_1(t-(s_{1,p} + \tau_{1,p})), \dots, p_1(t-(s_{1,p} + (d_{1,p} - 1)\tau_{1,p})), \\
 & wS_2(t-s_{2,ws}), wS_2(t-(s_{2,ws} + \tau_{2,ws})), \dots, wS_2(t-(s_{2,ws} + (d_{2,ws} - 1)\tau_{2,ws})), \\
 & wD_2(t-s_{2,wd}), wD_2(t-(s_{2,wd} + \tau_{2,wd})), \dots, wD_2(t-(s_{2,wd} + (d_{2,wd} - 1)\tau_{2,wd})), \\
 & p_2(t-s_{2,p}), p_2(t-(s_{2,p} + \tau_{2,p})), \dots, p_2(t-(s_{2,p} + (d_{2,p} - 1)\tau_{2,p})), \\
 & \dots, \\
 & wS_M(t-s_{M,ws}), wS_M(t-(s_{M,ws} + \tau_{M,ws})), \dots, wS_M(t-(s_{M,ws} + (d_{M,ws} - 1)\tau_{M,ws})), \\
 & wD_M(t-s_{M,wd}), wD_M(t-(s_{M,wd} + \tau_{M,wd})), \dots, wD_M(t-(s_{M,wd} + (d_{M,wd} - 1)\tau_{M,wd})), \\
 & p_M(t-s_{M,p}), p_M(t-(s_{M,p} + \tau_{M,p})), \dots, p_M(t-(s_{M,p} + (d_{M,p} - 1)\tau_{M,p}))
 \end{aligned} \tag{1}$$



In equation (1) $\tau_{i,ws}$, $s_{i,ws}$ and $d_{i,ws}$ denote the time delay, the time shift and the embedding dimension at the i -th location for the wind speed values respectively. These variables are the optimization variables in our prediction method. Analog $\tau_{i,wd}$, $s_{i,wd}$, $d_{i,wd}$ are the optimization variables for the wind direction values and $\tau_{i,p}$, $s_{i,p}$, $d_{i,p}$ are the optimization variables for the power values.

From historical NWP data and historical measured power data we build for every hour the same time delay vectors as for the actual data. So it is possible to calculate the distance between an actual time delay vector and all historical time delay vectors. For the estimation of distances we take the simple non-weighted Euclidean distance /Gimeno 2004/. Those time delay vectors, which have the smallest distance to the actual time delay vector are its nearest neighbours. We use here the k -nearest neighbour search, which provides a certain number k of nearest neighbours.

For the wind power prediction of a considered wind farm we take the simultaneously historical measured power data of this wind farm, so that we have for each of the k nearest neighbours of the actual state $\vec{S}(t)$ a corresponding power value of this considered wind farm. These k power values are then the input for a local prediction model. We use here a simple prediction model namely the locally constant model /Kantz 1997/:

$$\hat{P}(t) = \frac{1}{k} \sum_{\vec{S}_n \in U_{\vec{S}(t)}} P_n \quad (2)$$

$$\text{with } U_{\vec{S}(t)} = \{ \vec{S}_n : |\vec{S}_n - \vec{S}(t)| < \varepsilon \}, n \in \{1, \dots, k\} \quad (3)$$

where $U_{\vec{S}(t)}$ is the ε - neighbourhood of $\vec{S}(t)$ within the k estimated neighbours are measured by the Euclidean norm $|| \cdot ||$.

3.2.2. Selection of optimal input data

The choice of the weather data and the measured power data used for the nearest neighbour search has a great influence on the error of the prediction model. For the prediction problem this means to search for those data, which provides the minimal prediction error or uncertainty of the model output power data. This choice of the optimal input data leads in our representation $\vec{S}(t)$ to the choice of the optimal embedding dimensions, the optimal time shifts and the optimal time delays for the wind speeds, wind



directions and measured power of each location. The estimation of the optimal input data is done locally for different power situations corresponding to different weather situations. The situations are classified by using the k-means clustering algorithm for the classification of weather situations / Gutiérrez 2004/.

The k-means clustering algorithm is a popular iterative method to find a certain set of mean vectors $\bar{x}_k = (\bar{x}_{1k}, \dots, \bar{x}_{pk})$ defining each cluster k. The algorithm minimizes the average dissimilarity of the data points inside each cluster k and each cluster is defined by the mean vector of all data points inside each cluster /Hastie 2001/. We use historical power data of some wind farms for building the mean cluster vectors \bar{x}_k of the k-means clustering method. The optimal input data for the NNS are then estimated locally for each cluster.

To get these optimal input data we use a stochastic optimization algorithm called in the literature particle swarm optimization (PSO) /Eberhart 1995/. The PSO algorithm is a population-based optimization algorithm and the population is called swarm and each individual is called a particle and each particle has a position defined by coordinates in a certain search space. Each position of a particle yields a certain personal fitness value according to the optimization criteria. Each particle has also a velocity, which is used to change the coordinates at each iteration step of the optimization algorithm. At the beginning of the optimization the positions and velocities are initialized by assigning random values. At each optimization iteration k the velocities and the positions of each particle i are updated by the following rules:

$$V_i^{k+1} = \omega V_i^k + c_1 r_1 (P_i^k - X_i^k) + c_2 r_2 (P_g^k - X_i^k)$$

$$X_i^{k+1} = X_i^k + V_i^{k+1}$$

where X_i^k is the current position of the i-th particle at the k iteration step, P_i^k is the best previous position according to the best personal fitness value and P_g^k is the best global position corresponding to the best previous position of all particles. r_1 and r_2 are random numbers between 0 and 1. The other values ω , c_1 and c_2 are optimization parameters of the PSO.

In our optimization problem the position X_i^k of a particle corresponds to a certain choice of the optimization variables in equation (1) and the fitness value is the prediction error of the interior NNS. So after a certain number of iteration steps of the PSO we get an

optimized choice of the variables $\tau_{i,ws}$, $S_{i,ws}$, $d_{i,ws}$, $\tau_{i,wd}$, $S_{i,wd}$, $d_{i,wd}$, $\tau_{i,p}$, $S_{i,p}$ and $d_{i,p}$ for each location i inside the state vector $\vec{S}(t)$.

3.2.3. Example calculation with the AI-models for a single wind farm

From a first calculation with power output measurements of a single wind farm in the E.ON control zone (wind farm 1 of table 1) and corresponding NWP prediction data from the German weather service DWD we show here the RMSE values for the short-term prediction with a prediction horizon of one hour. Data from February 2004 to June 2006 have been used for modelling and testing. Figure 11 shows the comparison of the RMSE for the single wind farm with different AI prediction models and the RMSE of the persistence assumption (PER). As one can see the best single model is the SVM and with a combination of the models by taking the average model output of ANN, ME, NNS and SVM we get an additional decrease of the RMSE.

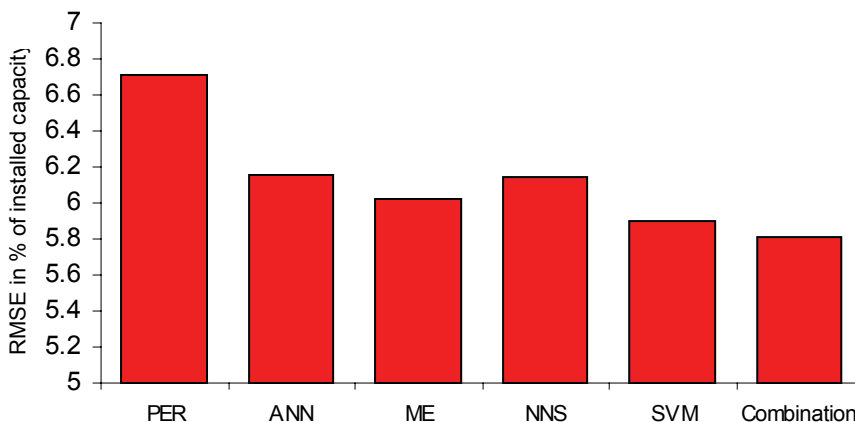


Figure 11: Comparison of the RMSE of a wind power short-term forecast with a prediction horizon of one hour for a single wind farm obtained with different AI methods. The methods used are: Persistence (PER), Artificial neural networks (ANN), Mixture of Experts (ME), Nearest Neighbour Search (NNS), Support Vector Machine (SVM) and a combination of ANN, ME, NNS and SVM by averaging the model outputs.

3.3. Multi-model approach for numerical weather predictions



A study has been performed to investigate the influence of merging different NWP models on the accuracy of the wind power forecast. Three different NWP models have been used for a day-ahead wind power forecast for Germany (see table 2). All three models have been used as input to the WPMS based on the ANN method. The training of the networks has been performed with data of more than one year. A concurrent data set of seven months (April – October 2004) has been used for the comparison.

The RMSE in percent of the installed capacity of the three models are shown in figure 12. It can be seen that the differences between the different models are small. Additionally, a simple combination of the three models has been tested by averaging their forecasts. It can be seen that even this simple approach improves the forecast accuracy very significantly compared to the results of the single models. The resulting RMSE for the combined model for Germany is 4,7%.

Table 2: Main characteristics of the NWP models used

	NWP-1	NWP-2	NWP-3
Forecast Schedule	72 Hours	48 Hours	72 Hours
Model Runs	00 and 12 UTC (Universal Time)	00 UTC	00 UTC
Available Parameters	Wind Speed Wind Direction Temperature Air Pressure Humidity	Wind Speed Wind Direction Temperature Air Pressure Humidity Momentum Flux	Wind Speed Wind Direction Temperature Air Pressure

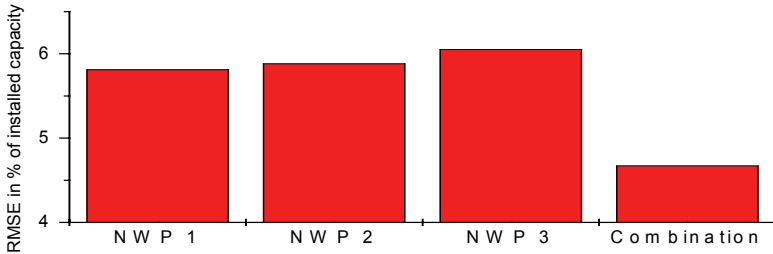


Figure 12: Comparison of the mean RMSE of a wind power forecast for Germany obtained with the WPMS based on ANN with input data from three different NWP models and with a combination of these models

3.4. Economical benefits of short-term wind power generation

In this investigation, we adapted ISET's forecasting model to the UK under the frame of DISPOWER project. The required measured power values from the wind farms and the numerical weather prediction data are provided from British partner in order to adapt our prediction system to the UK trading market /DISPOWER 2005/.

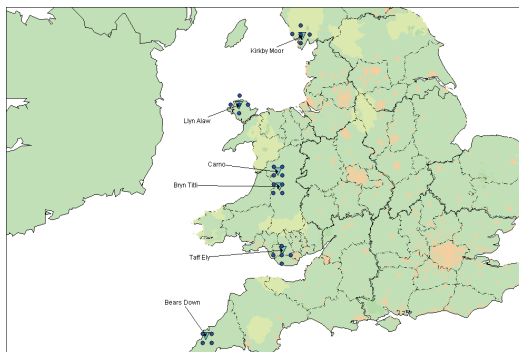


Figure 14: Locations of 6 wind farms in England



The availability of the online measured wind power data allows the generation of very short-term predictions. For determining this optimum, an adaptation of the ISET wind power forecasting method has been carried out with different time horizons (namely 1,2,3,4, and 24 hours ahead) in order to assess the evolution of the accuracy with the time horizon. As it can be seen from Figure 15, RMSE values are between 4 (1 hour ahead prediction) to 10 % (day ahead prediction).

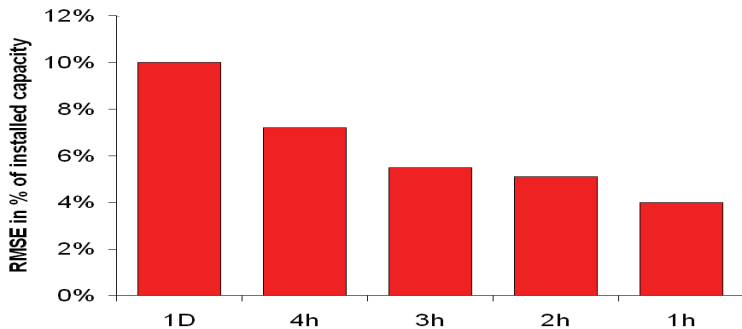


Figure 15: Comparison of the wind power accuracy for day ahead, 4,3, 2 and 1hours ahead wind power prediction models

It is possible to use the wind power prediction tool until a few hours before the time of production and the market price of energy generally decrease when sold closer to the time of production. In other words, the most valuable energy is the one forecasted longer in advance, where the accuracy of the forecasting is relatively poor, leading to imbalance penalties. However, the energy predicted closer to the time of generation will be more accurate which will result in lower imbalance penalties but also in smaller benefits due to its lower value on the power market. The following figure shows the general structure of energy trading mechanism using day ahead and short-term wind power prediction.

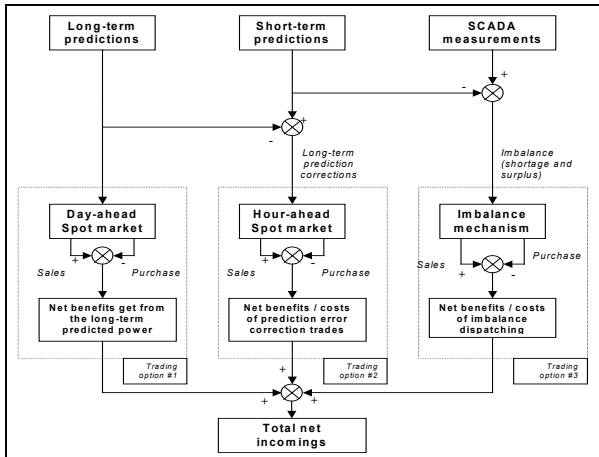


Figure 16: The structure of the energy trading structure based on wind power prediction tool

4. Future challenges

As the wind power capacity grows fast in Germany and many other countries, forecast accuracy becomes increasingly important. However, it can also be expected that the increase in forecasting accuracy can be maintained in the future. A number of improvements are planned for the WPMS:

- A number of improvements are planned as future challenges. German meteorology service DWD is using a new model called LMK (short-term Local Model) since mid. 2003 under the frame of action program 2003. The goal of the project is the development of a weather prediction system for short-term range (up to 18 hours) and with a very fine resolution (2.8 km). It is expected that, the adaptation of LMK to our wind power prediction model will increase the accuracy of the forecasting results.
- Further improvements in the forecasting methods and improved methods for the combination of different forecasting methods can be expected to further reduce forecasting errors.
- Especially for short-term wind power forecasting, additional use of online wind measurement data has the potential for improved forecasts. It is planned to use the ISET wind measurement network for this.



Forecast accuracy is only one of the challenges for wind power forecasting systems of the future. Additionally, the scope of systems will have to be extended to meet future challenges:

- Besides wind power prediction, it is planned to develop forecasting models for other distributed energy sources like solar energy.
- Wind power forecast in the offshore environment has the potential to become more reliable than on land, if specific offshore forecast models are developed.
- Improved forecasts for short time horizons will be needed for grid safety.
- Prediction of the probability distribution of the forecasting error and reduction of events with large errors give the opportunity to reduce the reserve capacity for balancing wind power forecast errors.
- Forecasts in high spatial resolution for each grid node of the high voltage grid will be needed for high wind power penetration to tackle the problem of congestion management.

5. Conclusion

For the integration of wind power generation in Germany, the TSOs use ISET's Wind Power Management System (WPMS), which includes an online-monitoring of the wind generation currently produced, forecasting systems for day-ahead and short-term forecasting. It also builds the basis for the horizontal exchange mechanism of wind power between the control zones.

The forecasting accuracy of the system has been improved continuously and very significantly during its operational use since 2001. Results from different studies show that this trend of decreasing forecast error will be maintained also in the future:

- Further extension and optimization of the set of meteorological parameters from the NWP models used for the wind power forecast leads to an important improvement in the wind power forecasting.
- A significant reduction in the forecasting error can be obtained by combining different NWP models.
- Also the combination of different AI methods used in the wind power forecasting system has the potential to reduce the forecasting errors.



The amount of regulating power needed to balance the forecast error in the wind power production depends both on wind power capacity and forecast accuracy. In Germany the installed wind power capacity has approximately doubled between 2000 and 2005. At the same time, the forecast error which had to be balanced by the TSO has halved due to improvements in the forecasting system and the adoption of the horizontal exchange mechanism. Thus, the total balancing power needed for the integration of wind power production into the existing electrical supply system due to the need for balancing power did not increase since 2000. On the contrary, since the operational use of advanced forecasting systems at the German TSO first started between 2001 and 2003, the actual amount of balancing power has decreased. From the results of the studies mentioned above it can be expected that the accuracy of the operational forecast will improve further in the future. Because of large-scale penetration of other DG sources like solar energy, it is important to extend forecasting systems also to the other distributed generation sources.

6. References

- /Zittel 2005/ Werner Zittel, L-B-Systemtechnik GmbH: „Alternative World Energy Outlook 2005:a possible path towards a sustainable future”, Ottobrunn, Germany, 2005
- /Rohrig 2006/ K. Rohrig, C. Ensslin, B.Ernst, F.Schlögl: „Online Monitoring of Wind Power in German Transmission System Operation Centres“, 2006
- /ISET 2000/ ISET e.V.: „Institut für Solare Energieversorgungstechnik, Windenergie Report Deutschland 1999/2000“, September 2000.
- /Rohrig 2001/ B. Ernst, H. Regber, K. Rohrig, P. Schorn: „Managing 3000 MW Wind Power in a Transmission System Operation Center“, European Wind Energy Conference, 2001.
- /Rohrig 2002/ K. Rohrig: „Wind Power Prognosis for German Electricity Transmission Companies“, 2002
- /Lange 2006/ Bernhard Lange, Kurt Rohrig, Bernhard Ernst, Florian Schlögl, Ümit Cali, Rene Jursa, Javad Moradi: „Wind power prediction in Germany – Recent advances and future challenges”,EWEC '06, Athens, 2006



- /Bishop 2002/ C. M. Bishop: „Neural Networks for Pattern Recognition“, Oxford University Press, 1995.
- /Hastie 2001/ T. Hastie, R. Tibshirani, J. Friedman: „The Elements of Statistical Learning, Data Mining, Inference, and Prediction“, Springer, 2001.
- /Jursa 2006/ R. Jursa, B. Lange and K. Rohrig: „Advanced Wind Power Prediction with Artificial Intelligence Methods“, First International ICSC Symposium on Artificial Intelligence in Energy Systems and Power, Island of Madeira, Portugal, Feb. 7 – Feb. 10, 2006.
- /Vapnik 2000/ V. N. Vapnik, „The Nature of Statistical Learning Theory“, Second Edition, Springer, 2000.
- /ISET 2005/ ISET: „Entwicklung eines Rechenmodells zur Windleistungsprognose für das Gebiet des deutschen Verbundnetzes Report“, ISET e.V., Kassel, Germany, 2005.
- /Eberhart 1995/ R. C. Eberhart and J. Kennedy: „A new optimizer using particle swarm theory“, in Proc. Sixth Int. Symposium on Micro Machine and Human Science, (Nagoya, Japan), pp. 39-43, IEEE Service Center, 1995.
- /Gimeno 2004/ J. M. Gimeno, J. Bejar, M. Sanchez-Marre: „Nearest-Neighbours for Time Series“, Applied Intelligence, 2004.
- /Kantz 1997/ H. Kantz and T. Schreiber: „Nonlinear Time Series Analysis“, Cambridge Univ. Press, 1997.
- /Gutiérrez 2004/ J. M. Gutiérrez, A. S. Cofiño, R. Cano and M. A. Rodríguez: „Clustering Methods for Statistical Downscaling in Short-Range Weather Forecasts, Monthly Weather Review“, Vol. 132, No. 9, pp.2169–2183, 2004.
- /DISPOWER 2005/ Y.M. Saint-Drenan , Ü. Cali , W. Hicks , K. Rohrig , C. Ensslin , B. Lange : „Wind Power Forecast and adaptation to the BETTA market“ ,DISPOWER-Task 5.4, 2005
- /Biermann 2006/ K. Biermann: „LKM (Lokal Modell Kurzestfrist) “ , DWD-Hamburg , 2006



Datenbank für die Planung und den Betrieb von elektrischen Energiesystemen

Prof. Dr. Zbigniew A. Styczynski
Zentrum für Regenerative Energien Sachsen-Anhalt e.V.
c/o Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg
Universitätsplatz 2
39106 Magdeburg
e-mail: sty@e-technik.uni-magdeburg.de

Dipl.-Ing. Ulrike Sachs, Steve Mauser
Siemens AG, Erlangen
e-mail: ulrike.sachs@siemens.com

Zusammenfassung

Eine optimale Planung und ein optimaler Betrieb von elektrischen Energiesystemen ist mit der Konsistenz einer technischen und ökonomischen Datenbasis verbunden. Diese soll einheitlich sein und dadurch die Durchgängigkeit aller Prozesse erlauben. Die Datenmodelle sollen durch Schnittstellen verbunden werden um deren Integration in die verschiedenen Programme bzw. Programmmodule zu erlauben. Solch ein integriertes Datenbankkonzept wird in diesem Paper präsentiert. Die Anforderungen an Modelle und Schnittstellen werden benannt und die Informationsebenen definiert. Anhand eines Beispiels werden die Modelle erläutert.

Abstract

The optimal planning and operation of power systems depends strongly on the consistence of the technical and economical data basis. Those should have the common core to allow the corresponding of the processes. The data models should be connected to each other by standardized interfaces which will make it possible to use the data by different programs. This integrated data base concept will be presented in this paper. The requirements for the models and interfaces will be defined. Examples will be given.



1 Einführung

Neue Anforderungen an die Planung und den Betrieb von elektrischen Energienetzen in den letzten Jahren, haben den Druck zur Schaffung flexibler aber auch besonders konsistenter Datenstrukturen wesentlich erhöht [1]. Die Rechenaufgaben die früher durch die unterschiedlichen einzelnen Programme wahrgenommen wurden, werden heute durch komplexe durchgängige Programmsysteme bewältigt. Weiterhin hat die Komplexität der Daten so zugenommen, dass nur noch ein automatischer Austausch zwischen verschiedenen Datenquellen ohne Informationsverlust möglich ist. Dazu sind Modelle und Schnittstellen zu entwickeln.

Für den gegenwärtigen Zustand sind unter anderem verantwortlich:

- Einbindung einer Vielzahl von dezentralen Erzeugern (EEG, KWK),
- Energieeinsparungen,
- Unsicherheit durch stochastische Erzeugung,
- Kostendruck,
- Energiequalitätsüberwachung,
- Berücksichtigung von Kundenwünschen.

Damit ergeben sich folgende Konsequenzen:

- kürzere Planungszeiträume: Minimierung Investitionsrisiko,
- kleinere Investitionsschritte,
- Investition: Ersatz alter Betriebsmittel; neue Netzkonzepte,
- Richtungsänderung des Lastflusses: Schutz- und Regelungskonzepte,
- Nachbildung Last- und Erzeugungsganglinien erforderlich,
- Sk²: KS-Stabilität, Dimensionierung von Betriebsmitteln,
- Optimierung Spannungsqualität.

Die gegenwärtigen Datenbanken sind sehr komplex und stellen Informationen für unterschiedliche Planungs- und Betriebsprozesse bereit, die auf Grund ihrer Eigenschaften eine differenzierte Komplexität der Modelle und Genauigkeit der Daten verlangen. So basieren z.B. die Lastfußberechnungen für die Netzplanungsstudien auf einfachen Netzmodellen meistens unter Voraussetzung einer symmetrischen Belastung, wobei die Post-Havarie-Analyse komplexe Modelle und nicht-symmetrische Berechnungen auch transients Vorgänge verlangt.

Diese unterschiedlichen Anforderungen spiegeln sich in dem Aufbau und der Funktionalität von modernen Datenbanken wieder. Dazu sind in den letzten Jahren auch entsprechende internationale Normen erarbeitet worden.

2 Hauptkonzept einer komplexen Datenbasis

Ein allgemeines Konzept einer komplexen Datenbasis ist in Abbildung 1 dargestellt.

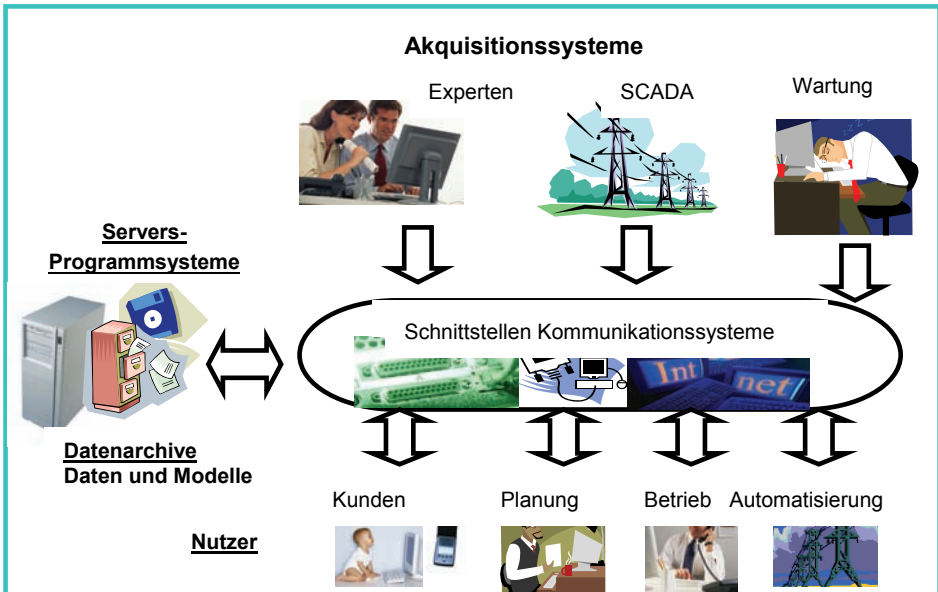


Abb 1: Grundfunktionen einer komplexen Datenbasis für elektrische Energiesysteme

Wichtige Elemente der komplexen Datenbasis für elektrische Energiesysteme sind:

- Akquisitionssysteme,
- Daten, Modelle und Programme,
- Kommunikationssysteme ,
- Schnittstellen,
- Nutzer (Kunden, Planer, Betreiber, Netze).

Die Akquisitionssysteme unterteilen sich in zwei Gruppen: automatische und manuelle. Die Grundquelle des automatischen Akquisitionssystems in elektrischen Energiesystemen ist das SCADA (*Supervisory Control And Data Acquisition System*). Es stellt die notwendigen Daten über den Zustand der Schalter und über die Betriebsparameter wie Ströme und Spannungen für den Netzbetrieb bereit. Die Daten sind zwar on-line, werden aber relativ langsam auf Grund der Übertragungsprotokolle zur Verfügung gestellt. Für die zukünftigen Anwendungen wie zum Beispiel Wide Area



Protection Systems oder Power-Quality-Überwachungssysteme wird eine schnellere Übertragung als bis jetzt notwendig. In den letzten Jahren wurde das Protokoll IEC 61850 eingeführt, das die Echtzeitfähigkeit der internen Kommunikation erlaubt und die Anforderungen der zukünftigen Systeme erfüllt.

Die manuelle Datenakquisition betrifft grundsätzlich Modelle von Betriebsmitteln die für unterschiedliche Anwendungen des Netzbetriebes bzw. Netzplanung durch Simulations- bzw. Rechenprogramme benutzt werden [2]. Von einschichtigen Darstellungen in der Vergangenheit, haben sich die Modelle jetzt zu mehrschichtigen Konstrukten entwickelt. Dazu haben besonders die neuen Entwicklungen in der Kommunikation zwischen Betriebsmitteln und die Verallgemeinerung der Abstraktionsstufen beigetragen. In Abbildung 2 ist eine dreischichtige Datenstruktur der Betriebsmittel dargestellt.

Zunächst werden die mathematischen Modelle, die die vollständigen Eigenschaften des Betriebsmittels beschreiben, entwickelt und gespeichert. Sie bilden die physikalischen Prozesse z.B. Reaktionen oder dynamische Zustände der komplexen Anlagen wie z.B. Generatoren ab. Hier werden grundsätzlich Systeme von Differentialgleichungen, aber auch für statische Berechnungen Betriebscharakteristiken für die Beschreibung der physikalischen Eigenschaften benutzt. Diese können in Form von generischen Modellen gespeichert werden, wobei die notwendige Parametrierung durch externe Zuführung der spezifischen Daten erfolgt.

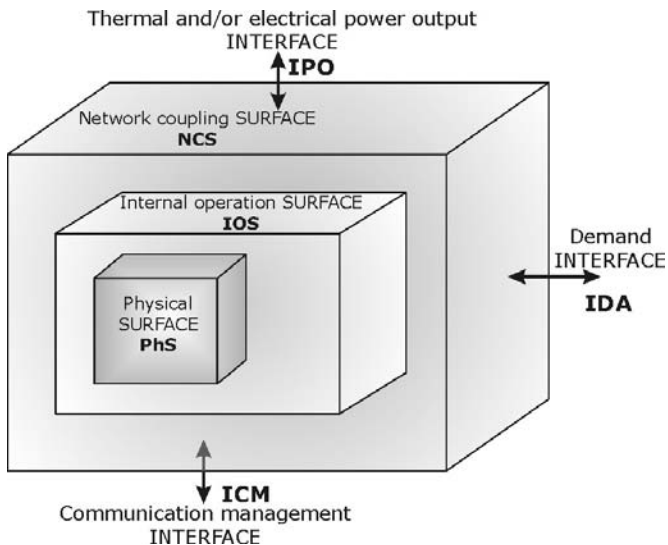


Abb 2: Allgemeines Model der Datenbankelemente



Die physikalischen Modelle kommunizieren durch eine Schnittstelle genannt PhS (Physical Surface) mit der Systemsteuerungsebene und werden somit in die Simulationen eingebunden. Als Netzwerk funktionieren die einzelnen Modelle durch die Verbindung über die NCS (Network Coupling Surface) wobei hier drei Informationssysteme angedockt sind:

- Kommunikation,
- Belastung,
- Thermische und Elektrische Antwort .

Die Schnittstelle Kommunikation (ICM – Communication Management System) erlaubt die Parametrierung der Modelle und kann sowohl fern als auch über ein graphisches Interface interaktiv bedient werden.

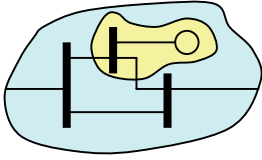
Über die Schnittstelle Belastung (IDA auf Bild 2) erfolgt die notwendige physikalische Ansteuerung des Modells, wobei dessen Antwort auf diese Ansteuerung durch die IPO Schnittstelle ausgegeben wird. Im Falle eines dezentralen Energieerzeugers wird die Antwort hier eine errechnete Leistung thermisch oder elektrisch sein.

Nicht für alle Betriebsmittel werden die vollständigen Eigenschaften des so beschriebenen Datenmodells genutzt, die Allgemeinheit aber des Modells erlaubt eine einheitliche Strukturierung der Daten.

3 Datenmodelle für die Planung und den Betrieb

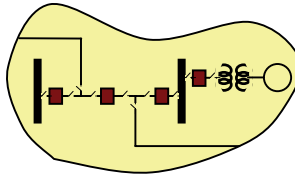
Die tatsächliche Nutzung physikalischer Modelle ist von der konkreten Aufgabe die zu lösen ist abhängig. Für die Netzplanung sind die betrachteten Netze meistens sehr ausgedehnt, so dass die Anzahl der Knoten und auch der Betriebsmittel sehr groß ist. In solchem Fall werden einfache Modelle benutzt, weil grundsätzlich nur die Parameter für die Dimensionierung der Anlagen berechnet werden sollen und die Berechnungszeit auch eine wichtige Rolle spielt. Sollen die Betriebszustände genau analysiert werden, so kommen detailliertere Modelle der Anlagen zum Einsatz, wobei die vorhandene Zeit für die Berechnungen auch den Detaillierungsgrad beeinflusst.

Bild 3 stellt die Zusammenstellung der Anforderungen an Modelle für unterschiedliche Aufgaben auf unterschiedlichen Spannungsebenen dar.



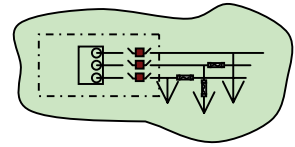
Übertragungsnetzmodell für die Planung

Einfache Darstellung
Netzknoten > 50000



Übertragungsnetzmodell für den Betrieb

Detailliertes Modell der Schaltanlagen
Vereinfachungen für die Verkürzung von Rechenzeit
Einphasige Darstellung



Verteilungsnetzmodell

Detailliertes Modell
Phasen Abbildung

Bild 3: Anforderungen an die Modellierung der unterschiedlichen Aufgaben

4 Beispiel einer komplexen Datenbank

Unterschiedliche Anbieter von Software für die Planung und Betrieb von elektrischen Energiesystemen haben bereits Datenmodelle in die Tools integriert. Da in den früheren Tools die Planung und Betrieb von Übertragung und Verteilung durch unterschiedlichen Software überwacht war, folgte zunächst eine Integration dieser Prozesse. Die Integrationsebene war die gemeinsame Datenbank. Abb. 4 stellt schematisch den Integrationsprozess der Aufgaben im Bereich der Elektrischen Energiesysteme dar. Es ist zu sehen, dass die schematisch dargestellten Überlappungen der Aufgaben dazu führen, dass durch die Integration nicht nur die Durchgängigkeit der Prozesse, aber auch die Verkleinerung der Datenmengen durch Vermeidung der Datenredundanz erzielt werden kann.

Durch Anwendung von Standardkommunikation wurde in solchen Systemen die hohe Kompression der Daten erreicht, was die Effektivität der Planungs- und Simulationsprozesse wesentlich verbessert hat. Abb. 5 stellt ein praktisches Beispiel solcher komprimierten Lösung dar. Diese systembildenden Maßnahmen haben auch zu neuen Qualitäten bei der grafischen Darstellung von Planungs- und Simulationsaufgaben geführt. Das wurde durch den Zugriff auf eine gemeinsame Datenbank möglich, wo die Daten und Ergebnisse von verschiedenen Prozessen gespeichert werden.



Abb 4: Schematisch dargestellter Zusammenhang zwischen den unterschiedlichen Aufgaben bei Planung und Betrieb von elektrischen Netzen

In Abbildung 6 wird ein Beispiel dargestellt wo gleichzeitig mehrere Informationen durch Farben und schematische Darstellungen gegeben sind. Durch eine hohe Integration der Daten, ist es jetzt mit einigen Systemen möglich, alle Planungs- und Betriebsprozesse abzudecken. Abb. 7 zeigt beispielsweise die deklarierten Möglichkeiten der Berechnungen des Systems PSS™E V31. Sie reichen jetzt von einfacher Planung bis hin zu real time Simulationen und können einheitlich dank der integrierten Datenbank durchgeführt werden [3, 4].

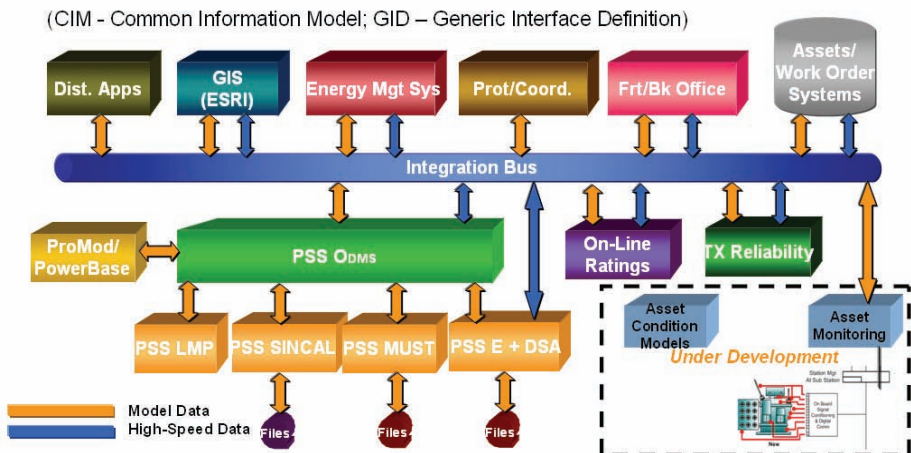


Bild 5: Beispiel einer Lösung für ein komplexes, komprimiertes Softwaresystem

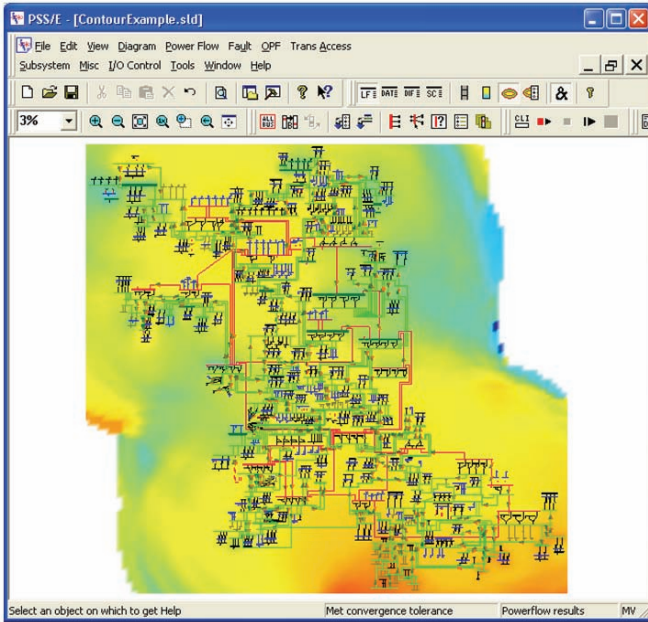


Abb 6: Grafische Darstellung von komplexen Ergebnissen der Netzplanung

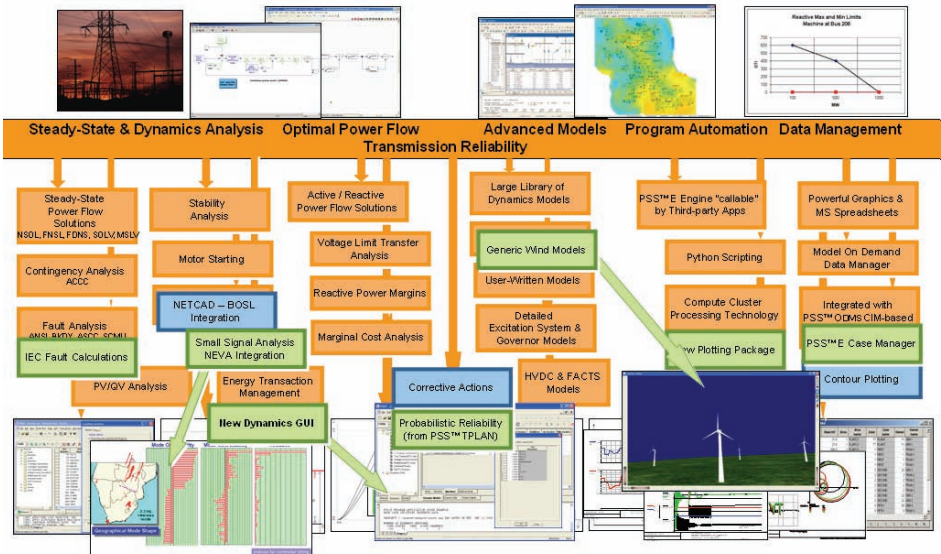


Bild 7: PSS™ E V31 Additions



5 Zusammenfassung

Die Notwendigkeit für komplexe und einheitliche Datenbanken in der elektrischen Energietechnik ist offensichtlich. Im Rahmen der Entwicklung in den letzten Jahren wurden entsprechende Modelle in die Systeme integriert. Damit ist die Flexibilität aber auch Attraktivität dieser Systeme gestiegen. Nicht nur die mühsamen Mehrfachangaben derselben Daten kann jetzt vermieden werden, sondern auch die Wahrscheinlichkeit von Fehlern durch die Nichtkonsistenz der Daten ist damit verringert worden. Andere Vorteile der zentralen Datenbanken sind:

- Zentrale Pflege,
- Durchgängigkeit der Berechnungsprozesse,
- Neue Möglichkeiten der komplexen Datenbearbeitung und Visualisierung.

Die komplexen Datenbanken für elektrische Netze lassen sich auch koppeln mit Datenbanken der anderen Branchen. Damit ist die Branchenintegration möglich.

6 Literatur

- [1] Buchholz, B.; Frey, H.; Lewaldt, N.; Stephanblome, T.; Schwagerl, C.; Styczynski, Z. A.: Advanced planning and operation of dispersed generation ensuring power quality, security and efficiency in distribution systems. CIGRE 2004, Paris, 29th August – 3rd September 2004, Invited paper C6-206, CD-ROM.
- [2] Styczynski, Z. A.: Neue Planungsmodelle für die Netzintegration verteilter Erzeuger. VWEW Fachtagung, Smart Grids – der Beitrag virtueller Kraftwerke zur nachhaltigen Energieversorgung, 7.-8. Juni 2006 Fulda.
- [3] Orths, A.; Buchholz, B.; Ruhle, O.; Styczynski Z. A.: Simulation Benchmark for DG Networks – General Remarks. Sieci 2004, V Scientific-Technical Conference, Distributing Power Networks, pp. 411 – 418, ISBN 83-921315-0-9, 15.-17. September 2004 Wroclaw, Poland.
- [4] Rohrig, K.; Sassnick, Y.; Styczynski, Z. A.; Völzke, R.: Experiences with Operation of Wind Farms Using Wind Forecasting Tools. CIGRE Meeting, Paris 2006, Group SC C6 Distribution Systems and Dispersed Generation.